

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 ПС 220 кВ НПС-12 с увеличением установленной трансформаторной мощности

Обучающийся

Г.Л. Черников

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

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

Консультант

О.Н. Головач

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

Тольятти 2023

Аннотация

В рамках выполнения бакалаврской работы поставлена цель разработать мероприятия по реконструкции электрической части понизительной подстанции с понижающим напряжением 220/10 кВ НПС-12 в связи с увеличением установленной мощности.

По результатам анализа подстанции были вычислены нагрузки в двухобмоточных трансформаторах, выполнены мероприятия по выбору трансформаторов необходимой мощности, проведены расчеты токов короткого замыкания, затем осуществлен подбор электрооборудования 220 и 10 кВ на основе каталожных и справочных данных. Рассчитаны новые уставки релейной защиты трансформатора.

Данная бакалаврская работа в целом состоит из пояснительной записки в количестве 56 страниц, которая имеет 11 таблиц с итогами произведенных вычислений, 15 иллюстраций в виде рисунков. В дополнении к работе прилагаются 6 чертежей формата А1.

ABSTRACT

The aim of the bachelor's thesis is to develop measures for the reconstruction of the electrical part of the 220/10 kV step-down substation NPS-12 due to the increased installed capacity. As a result of the substation analysis, loads were calculated in two-winding transformers, measures were taken to select transformers of the required power, short-circuit current calculations were carried out, and then the selection of 220 and 10 kV electrical equipment was made based on catalog and reference data. New relay protection settings for the transformer were also calculated.

This bachelor's thesis consists of an explanatory note of 56 pages, which includes 11 tables with the results of calculations, 15 illustrations in the form of drawings. In addition to the thesis, there are 6 A1-sized drawings.

Содержание

Введение.....	5
1 Характеристика проектируемой ПС, обоснование реконструкции.....	7
1.1 Характеристика проектируемой подстанции.....	7
1.2 Обоснование реконструкции.....	10
2 Выбор главной схемы электрических соединений.....	12
2.1 Расчет электрических нагрузок.....	16
2.2 Выбор мощности силовых трансформаторов.....	18
2.3 Расчет токов короткого замыкания.....	21
3 Выбор основного оборудования.....	28
3.1 Расчет и выбор выключателей.....	28
3.2 Разъединители и ОПН.....	33
3.3 Измерительные трансформаторы.....	37
3.4 Изоляторы.....	42
3.5 Трансформаторы собственных нужд.....	43
3.6 Оперативный ток.....	43
3.7 Ячейки КРУ.....	44
4 Выбор и расчет релейной защиты трансформаторов.....	47
4.1 Выбор уставок ДЗТ 1Т(2Т).....	48
4.2 Токовая защита нулевой последовательности.....	51
4.3 Перегрузка.....	53
4.4 Обдув.....	54
4.5 Блокировка РПН.....	54
Заключение.....	55
Список используемых источников.....	56

Введение

Сегодня для организаций нефтегазовой отрасли в России актуальна прежде всего проблема ресурсосбережения, а также улучшения безопасности процесса добычи и транспортировки ресурсов. Поэтому в настоящее время ведется разработка и внедрение в эксплуатацию современного оборудования на всех этапах добычи и переработки нефти, что существенно повышает производительность и безопасность установок на всех стадиях производства и транспортировки продукции данной отрасли.

По мере расширения внедрения в нефтегазовой промышленности более передовых технологий, базирующихся во многом на автоматизации процесса прокачки добываемой нефти и на применении новых технологий, постоянно повышается требовательность потребителей энергии в отношении качества и устойчивости электроснабжения.

В связи с тем, что Западный регион Якутии занимает одно из лидирующих позиций по протяженности нефтепроводного транспорта, к надежности электроснабжения нефтеперекачивающих станций (НПС) предъявляются повышенные требования.

Для того, чтобы на объектах НПС обеспечить необходимую надежность электроснабжения, исходя из их категоричности, во время формирования внешних схем энергоснабжения следует руководствоваться следующим:

- необходимо предусмотреть два независимых источника электроснабжения, т.е. установить две трансформаторные подстанции и организовать подачу электроэнергии по двум независимым линиям;
- энергоснабжение строящихся НПС, выполняется, как правило, на напряжении не менее 110 кВ;
- основываясь на установившейся практике проектирования, подстанцию желательно подключать к энергосистеме в транзит

воздушной линии с двухсторонним питанием или посредством двух одноцепных воздушных линий.

Тема ВКР актуальна в связи с увеличением перспективной нагрузки и присоединением двух приемо-сдаточных пунктов нефти к ПС 220/10 кВ «НПС-12».

Исследуемый объект: ПС 220/10 кВ «НПС-12».

Предметом изучения выступает электротехническая часть подстанции.

Задача проекта: осуществление реконструкции для замены части электрооборудования подстанции.

Цели проведения данной работы:

- проанализировать текущую схему подстанции, выполнить обоснование реконструкции;
- определить фактические максимальные нагрузки с учетом перспективной электрической нагрузки и новых приемо-сдаточных пунктов;
- определить значения токов короткого замыкания;
- подобрать и провести проверку нового ЭО;
- выбрать микропроцессорные терминалы РЗА, уставки предусмотренных защит.

1 Характеристика проектируемой ПС, обоснование реконструкции

1.1 Характеристика проектируемой подстанции

Реконструируемая ПС 220/10кВ «НПС-12» находится (почтовый адрес) Республика Саха(Якутия), р-он Ленский, земли лесного фонда Ленского лесничества Городского участкового лесничества, в эксплуатационных лесах в квартале №13, выделы 5,11. Ситуационный план расположения подстанции указан на рисунке 1.



Рисунок 1 - Ситуационный план ПС

«Район расположен в юго-западной части Республики Саха (Якутия). По климатическому районированию для строительства находится в подрайоне I Д.

Климат характеризуется резкой континентальностью, которая проявляется очень низкими зимними и высокими летними температурами

воздуха. Важным фактором, влияющим на климат района, является циркуляция воздушных масс и физико-географические условия территории – ее удаленность и отгороженность горными системами от Атлантического и Тихого океанов, открытость со стороны Северного Ледовитого океана, сложность орографии» [17].

Характеристика основных элементов климата для проектируемой подстанции приводится по данным метеостанций Ленск и Олекминск. Значения основных климатических показателей приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Основные климатические показатели

Район по давлению ветра	I (СНиП 2.01.07-85) II (ПУЭ-7)
Максимальная скорость ветра, м/с	23
Район по толщине стенки гололеда	I
Расчетная снеговая нагрузка	III район
Среднегодовое количество осадков	352 мм
Абсолютная минимальная температура воздуха, °С	-57
Абсолютная максимальная температура воздуха, °С	37
Среднегодовая температура воздуха, °С	-6,5

ПС 220 кВ НПС-12 существующая, служит для электроснабжения нефтеперекачивающей станции НПС-12, а также для электроснабжения с. Беченча. Расстояние от ЗРУ 10 кВ ПС до ЗРУ 10 кВ НПС порядка 0,5 км.

Питание ПС 220 кВ НПС-12 от сети 220 кВ осуществляется по трем ВЛ: ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13(Л-246), ВЛ 220 кВ Городская-НПС-12 (Л-247) и ВЛ 220 кВ Городская-НПС-12 (Л-248).

На ПС 220 кВ НПС-12 установлены два силовых трансформатора напряжением 220/10 кВ мощностью 25 МВА, каждый. Проектом предусмотрена замена установленных в настоящее время силовых трансформаторов 1Т и 2Т типа ТДН-25000/220 ВМ УХЛ1.

ПС 220 кВ НПС-12 без постоянного дежурного персонала, обслуживание подстанции осуществляется выездным оперативным персоналом.

Объекты электрических сетей, к которым относится подстанция 220 кВ НПС-12, не имеют собственного производства продукции, их основные функции - оказание услуг по передаче и распределению электрической энергии и мощности.

В качестве источника собственных нужд подстанции используются два существующих трансформатора собственных нужд (ТСН-1 и ТСН-2) типа ТСЗЛ-10-400 УЗ напряжением 10/0,4 кВ. Трансформаторы собственных нужд установлены в блок-модуле подключение выполнено от 1 и 2 секций шин 10 кВ от ячеек №4 и №11.

Распределительное устройство переменного тока состоит из щита собственных нужд (ЩСН). ЩСН установлен в релейном зале ОПУ в два ряда.

ЩСН состоит из 13 панелей типа ШСН-8450-603 УХЛ. Распределительное устройство ЩСН переменного тока имеет одиночную секционированную секцию шин, и состоит из панелей с коммутационными аппаратами отходящих фидеров, приборами контроля напряжения и нагрузок.

Каждая линия СН 0,4 кВ получает питание через свой автоматический выключатель с силовых шин ЩСН. Секционирование щита переменного тока производится на панели №8 автоматическим выключателем типа Compact NS1000N. На ЩСН реализована автоматика включения резервного питания (АВР).

Защита цепей питания потребителей выполнена с помощью автоматических выключателей типа Compact NSX.

Источником постоянного тока на подстанции является щит постоянного тока (ЩПТ). ЩПТ состоит из двух аналогичных щитов постоянного тока, установленных в релейном зале ОПУ. Для каждого щита предусмотрены отдельные зарядно-выпрямительные устройства и аккумуляторные батареи.

Щит постоянного тока состоит из двух секций, соединенных между собой рубильниками. На ЩПТ установлены коммутационные аппараты отходящих фидеров и приборы контроля напряжения, нагрузки, состояния изоляции.

1.2 Обоснование реконструкции

Причиной реконструкции стало подключение энергоемких объектов к энергопринимающим устройствам НПС-12, которые ранее были присоединены к электрическим сетям ОАО «ДВЭУК», увеличив максимальную мощность НПС-12 на 23,61 МВА.

Проектом предусмотрена замена установленных в настоящее время силовых трансформаторов 1Т и 2Т типа ТДН-25000/220 ВМ УХЛ1, замена оборудования ОРУ-220, и установка новых 6 линейных ячеек КРУ 10 кВ.

Номинальный ток оборудования установленного в ячейках ввода 220 кВ трансформаторов 1Т и 2Т не соответствует номинальной нагрузке силовых трансформаторов свыше 25 МВт. Поэтому необходимо заменить существующее оборудование на стороне 220 кВ и проверить его на действие токов КЗ и перегрузку в аварийных ситуациях.

Ошиновка ОРУ 220 выполнена сталеалюминевыми проводами, частично - жесткой ошиновкой. Для жесткой ошиновки предусмотрены компенсаторы от температурных расширений.

В рамках проекта реконструкция ошиновки РУ 220 кВ не предусматривается.

Номинальный ток ячеек ввода 10 кВ 1Т и 2Т составляет 3150А, что не обеспечивает работу трансформаторов с учетом их допустимой перегрузки. Необходима замена проходных изоляторов в ЗРУ 10 кВ шин, шинных мостов и ячеек ввода 10 кВ 1Т и 2Т. К установке принимается оборудование с номинальным током 4000А.

В таблице 2 представлено оборудование, подлежащее замене на стороне 10 кВ.

Таблица 2 – Заменяемое оборудование на стороне 10 кВ

Наименование основного оборудования, единица измерения	Кол-ва
1. Трансформатор силовой ТДН-25000/220, шт.	2
2. Ячейка КРУ-СЭЩ-70Т-10-110551-3150/31,5У3, шт.	2
3. Выкатная тележка с выключателем ВВ/TEL10-20/1000 У2, шт	6
4. Шины, шинные мосты 10 кВ 3150А, компл	1
5. Проходные изоляторы в ЗРУ 10 кВ 3150 А, компл	2

Выводы по разделу 1

В рамках данного раздела рассмотрены характеристики подстанции «НПС-12» 220/10. Реконструируемая ПС размещается в районе нефтеперекачивающей станции с достаточно высоким уровнем энергопотребления.

В качестве основного источника электроснабжения выступает энергосистема Республики Саха. Электроэнергия поступает по трем воздушным линиям 220 кВ, идущим к открытому распределительному устройству 220 кВ ПС «НПС-12».

В разделе выполнен анализ действующей системы энергоснабжения до начала реконструкции, дается подробное описание размещенного на ПС оборудования.

Поставлена задача реконструировать подстанцию «НПС-12» 220/10 на основании увеличения перспективной нагрузки и развития нефтегазового комплекса Республики Саха.

2 Выбор главной схемы электрических соединений

Ключевые условия при выборе главных схем [23].

Непрерывная подача энергии возможна только при условии грамотного выбора схемы подстанции. Среди необходимых условий, которые должны быть выполнены для работы схем, выделяют следующие: безопасность; удобство осуществления операций по ремонту; эксплуатационная универсальность; конкурентоспособность с точки зрения затрат.

«При выборе электрической схемы подстанций на стороне 110–500 кВ нельзя говорить о неответственных линиях, так как каждая линия имеет высокую пропускную способность по одной линии можно передавать 60–500 МВт, то есть обеспечивать питание целого предприятия или промышленного района. Линии 110–500 кВ могут являться линиями связи между отдельными частями энергосистемы или между различными энергосистемами. Отключение таких линий приведет к снижению устойчивости параллельной работы или к нарушению её, что может развиваться в крупную системную аварию.

Схема подстанции должна обладать достаточной гибкостью, т.е. позволять отключение аппаратов или части установки для ремонта, ревизий, обеспечивая при этом нормальную работу потребителей и не снижая общую надежность подстанции. С точки зрения удобства эксплуатации вывод в ремонт должен производиться при минимальном количестве операций коммутационной аппаратурой. очень

Оперативная гибкость определяется приспособленностью электрической схемы для создания необходимых эксплуатационных режимов и проведения оперативных переключений. Наибольшая оперативная гибкость схемы достигается, если оперативные переключения вне производятся посредством автоматики.

Гибкость схемы выражается также возможности деления установки на части, что широко практикуется для снижения токов короткого замыкания. Схема также должна предусматривать возможность расширения установки.

Экономичность схемы в основном определяется количеством ячеек высоковольтного оборудования в распределительном устройстве (РУ). Обычно принимаются во внимание ячейки выключателей.

Безусловно, увеличение числа разъединителей в схеме при одном и том же количестве выключателей увеличивает затраты на сооружение РУ.

Уменьшение числа установленных выключателей в схемах станции на стороне повышенного напряжения дает существенный экономический эффект, но это не должно приводить к снижению надежности гибкости схемы. В противном случае экономия одной, двух ячеек РУ220–500кВ может привести к возможности аварийного отключения значительной генерирующей мощности.

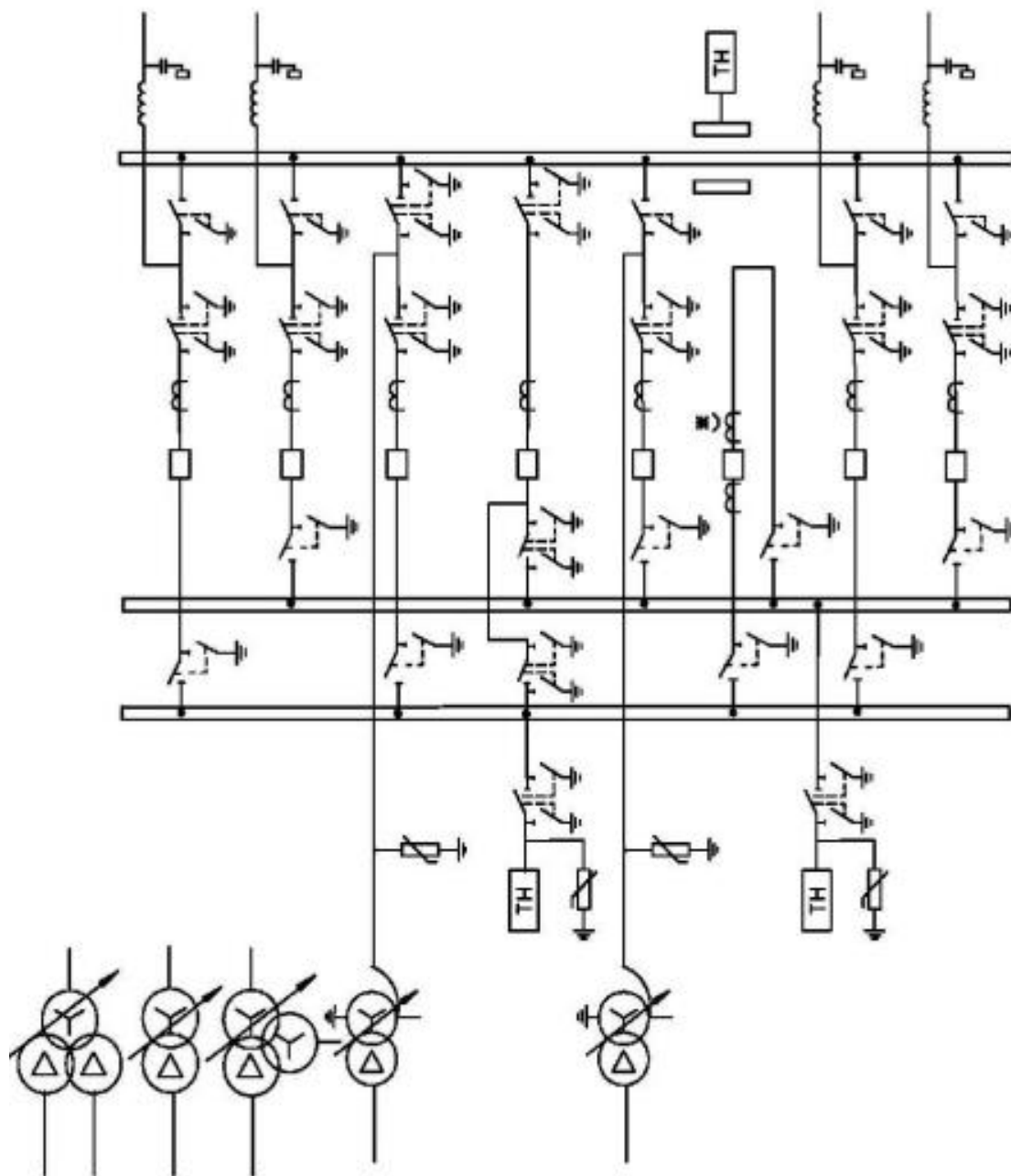
Ответительные и проходные подстанции объединяют понятием промежуточные, которое определяет размещение подстанции между двумя центрами питания или узловыми подстанциями. Проходные и узловые подстанции, через шины которых осуществляются перетоки мощности между узлами сети, называют транзитными» [15].

Так как электроэнергия проходит через подстанцию, а потребителями преимущественно выступают потребители первой категории, требуется предусмотреть резерв на линиях, снабжающих ПС, при этом очевидно, что питающих ЛЭП необходимо как минимум две.

К РУ-220 кВ подключены три ВЛ: ВЛ 220 кВ НПС-12 – НПС-13(Л-246), ВЛ 220 кВ Городская-НПС-12 (Л-247) и ВЛ 220 кВ Городская-НПС-12 (Л-248).

Распределительное устройство 220 кВ существующее открытое, выполнено по схеме № 220-12 «Одна рабочая секционированная выключателем, и обходная система шин с тремя линейными присоединениями».

Типовая схема № 220-12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин» изображена на рисунке 2.



Необходимость установки ОПН на шинах, ТН на обходной СШ и ТТ *) уточняется при конкретном проектировании.

Рисунок 2 - Типовая схема № 220-12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин»

К преимуществам этой схемы относятся:

- немного выключателей (по одному на присоединение);
- довольна надежна в эксплуатации;
- сравнительно недолгое время прекращения подачи электроэнергии при авариях на одной из шин.

На основании вышеизложенного, на исследуемом объекте было принято решение оставить действующую схему № 220-12 «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин» [24].

В основном ошиновка ОРУ 220 выполнена сталеалюминевыми проводами, частично - жесткой ошиновкой. Для жесткой ошиновки предусмотрены компенсаторы от температурных расширений.

Существующее РУ 10 кВ выполнено закрытым в блочно-модульном здании, выполнено по схеме №10-1 «Одна, секционированная выключателем система шин с 6-ю линейными присоединениями». Упрощенная схема № 10 – 1 представлена на рисунке 3.

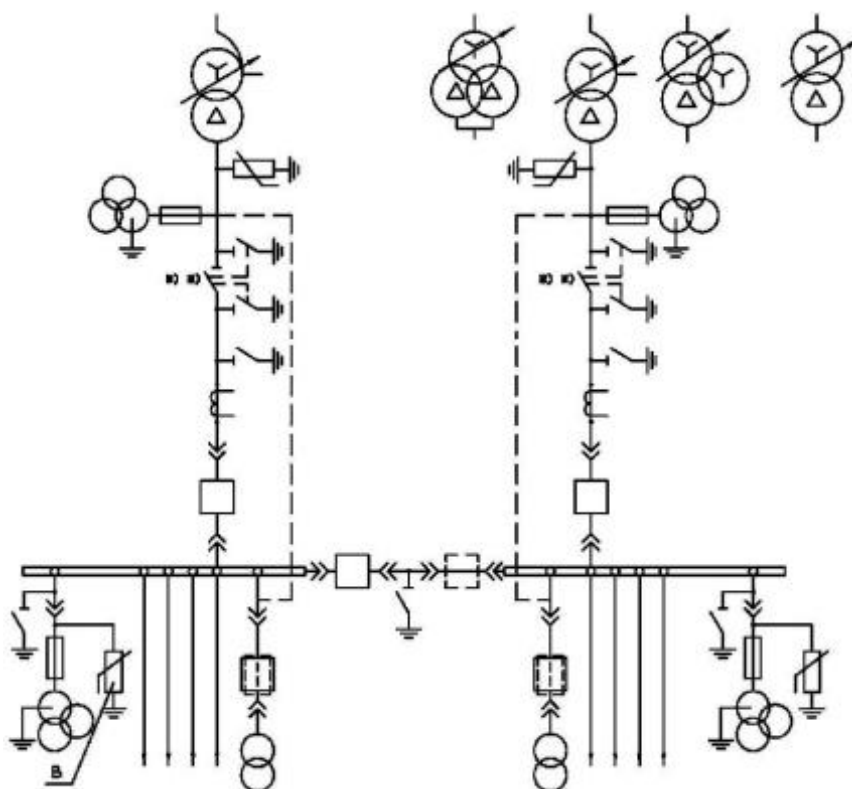


Рисунок 3 – Одна, секционированная выключателем, система шин

2.1 Расчет электрических нагрузок

В первую очередь при разработке системы электроснабжения важно оценить величину электрических нагрузок. В зависимости от величины электрических нагрузок выбирают либо проводят контроль электротехнического оборудования системы энергообеспечения, выявляют уровень потерь мощности и электрической энергии. Стоимость затрат на строительство системы энергоснабжения во многом обусловлена корректной оценкой планируемых нагрузок. Если происходит слишком сильное увеличение вычисленной электрической нагрузки, то капитальные затраты повышаются, что в итоге способствует неполной загрузке дорогостоящего оборудования и проводников. Затраты во время эксплуатации и степень надежности функционирования оборудования напрямую влияют на корректность определения нагрузок, в случае, когда при проведении расчетов будут преуменьшены показатели электрических нагрузок, значение уровня потерь энергии в системе энергоснабжения значительно повысится, то есть это со временем вызовет ускоренный физический износ аппаратуры и повысит затраты на эксплуатацию.

«Электрические нагрузки потребителей определяют выбор всех элементов системы электроснабжения: линий электропередачи, трансформаторных подстанций, питательных и распределительных сетей. Поэтому правильное определение электрических нагрузок является решающим фактором при реконструкции и эксплуатации электрических сетей» [20].

Расчет электрических нагрузок в данном случае требуется для того чтобы выбрать электрооборудование подстанции по допустимым значениям параметров, в местах размещения электрооборудования нужно установить наибольшие «мощности, токи и другие параметры, на основании которых осуществляется выбор и проверка электрооборудования» [11].

Контрольные измерения зимних пиковых нагрузок ПС представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Зимние максимумы нагрузок

Т, ч	Итого			Трансф. Т-1			Трансф. Т-2		
	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА	Р, кВт	Q, квар	S, кВА
0	36670	31169,5	48127,19	19300	16405	25330,1	17370	14764,5	22797,09
1	33060	28101	43389,28	17400	14790	22836,46	15660	13311	20552,82
2	31084	26421,4	40795,9	16360	13906	21471,53	14724	12515,4	19324,37
3	26980	22933	35409,64	14200	12070	18636,65	12780	10863	16772,99
4	34542	29360,7	45334,32	18180	15453	23860,17	16362	13907,7	21474,15
5	19380	16473	25435,1	10200	8670	13386,89	9180	7803	12048,2
6	21280	18088	27928,73	11200	9520	14699,33	10080	8568	13229,4
7	21470	18249,5	28178,1	11300	9605	14830,58	10170	8644,5	13347,52
8	32110	27293,5	42142,46	16900	14365	22180,24	15210	12928,5	19962,22
9	32680	27778	42890,55	17200	14620	22573,98	15480	13158	20316,58
10	21280	18088	27928,73	11200	9520	14699,33	10080	8568	13229,4
11	34580	29393	45384,19	18200	15470	23886,42	16380	13923	21497,77
12	36290	30846,5	47628,46	19100	16235	25067,61	17190	14611,5	22560,85
13	19490,2	16566,67	25579,73	10258	8719,3	13463,01	9232,2	7847,37	12116,71
14	18620	15827	24437,64	9800	8330	12861,92	8820	7497	11575,72
15	16530	14050,5	21694,64	8700	7395	11418,23	7830	6655,5	10276,41
16	18297	15552,45	24013,72	9630	8185,5	12638,8	8667	7366,95	11374,92
17	35150	29877,5	46132,28	18500	15725	24280,15	16650	14152,5	21852,13
18	36898	31363,3	48426,43	19420	16507	25487,59	17478	14856,3	22938,83
19	33250	28262,5	43638,65	17500	14875	22967,71	15750	13387,5	20670,94
20	19573,8	16637,73	25689,45	10302	8756,7	13520,76	9271,8	7881,03	12168,69
21	18620	15827	24437,64	9800	8330	12861,92	8820	7497	11575,72
22	14364	12209,4	18851,89	7560	6426	9922,05	6804	5783,4	8929,84
23	17107,6	14541,46	22452,71	9004	7653,4	11817,21	8103,6	6888,06	10635,49
24	14364	12209,4	18851,89	7560	6426	9922,05	6804	5783,4	8929,84

Суточный график нагрузки для реконструируемой подстанции изображен на рисунке 4.

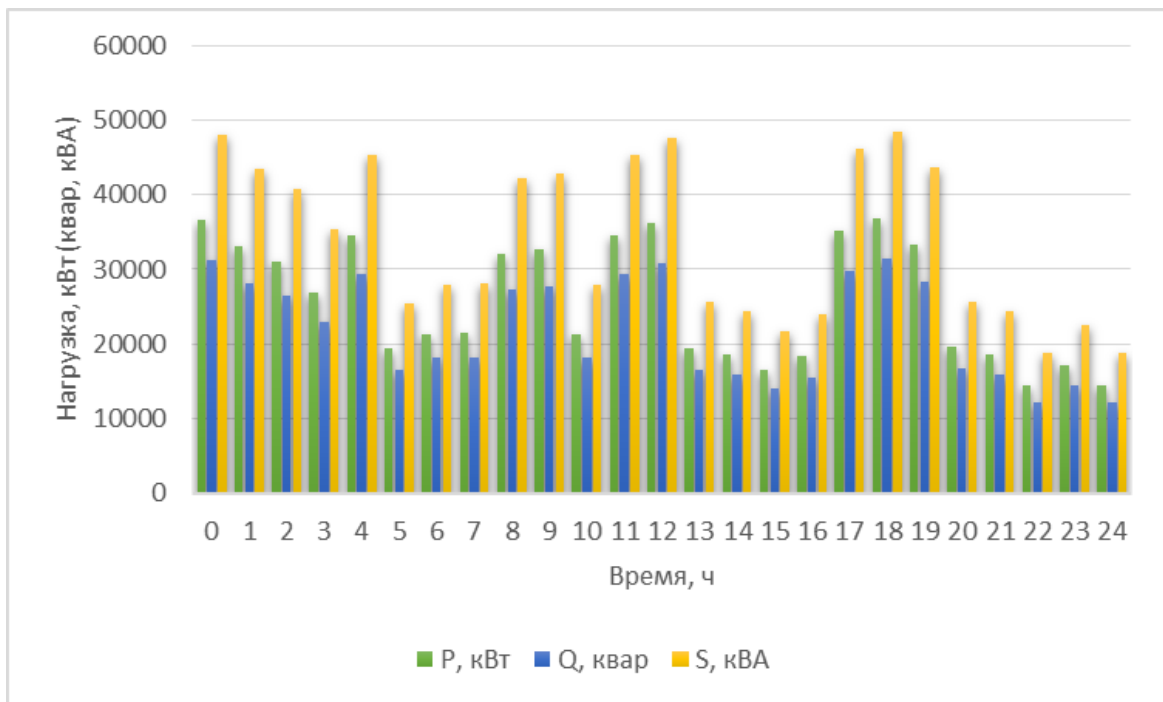


Рисунок 4 – Суточный график нагрузки

2.2 Выбор мощности силовых трансформаторов

Максимальные нагрузки, согласно суточному графику:

$$P_{max} = 36898 \text{ кВт};$$

$$Q_{max} = 31363,3 \text{ квар};$$

$$S_{max} = 48426,43 \text{ кВА}.$$

По данным суточных измерений, потребляемая мощность подстанции в настоящее время составляет 48426,43 кВА. С учетом увеличения прогнозируемой мощности на 23610 кВА, итоговая потребляемая полная мощность ПС после реконструкции составит 72036,43 кВА.

При реконструкции подстанции следует принимать во внимание необходимость резервирования, исходя из перечисленных ниже основных моментов.

Обеспечение потребителей первой категории следует выполнять от двух самостоятельных источников питания; в то же время для всех прочих потребителей необходимо предусмотреть резервирование. При

электроснабжении абонентов первой категории от единой подстанции в целях гарантии надежности электроснабжения следует предусмотреть на каждой секции шин не менее одного трансформатора; одновременно с этим мощность трансформаторов следует выбирать таким образом, чтобы при отказе одного из них другой (с учетом разрешенной перегрузки) питал всех абонентов первой категории.

Если установлено два трансформатора, то мощность каждого трансформатора определяется из условия:

$$S_T \geq K_{з.н.} \cdot S_{\max}, \quad (1)$$

где $K_{з.н.}$ – «нормативный коэффициент загрузки силовых трансформаторов, для двухтрансформаторных ПС» [2].

$$S_T \geq 0,7 \cdot 72036,43 = 50425,5 \text{ кВА},$$

$$S_T = 25\ 000 \text{ кВА} \geq 50425,5 \text{ кВА}.$$

Трансформаторы, установленные в настоящее время на подстанции, не покрывают всю потребность в электроэнергии, поэтому требуется их замена. На основании приведенных выше расчетов принимается к установке трансформатор мощностью ТДН-63000/220 УХЛ1.

Фактический коэффициент нагрузки трансформатора при нормальной работе определяется следующими критериями:

$$K_{з.н.} = \frac{S_{\max}}{N_{\text{тр}} \cdot S_T}, \quad (2)$$

где S_{\max} - максимальная нагрузка подстанции, кВА;

$N_{\text{тр}}$ - количество трансформаторов в работе, шт;

S_T - номинальная мощность установленных трансформаторов, кВА.

$$K_{з.н.} = \frac{82036,43}{2 \cdot 63000} = 0,65.$$

Фактический коэффициент нагрузки трансформатора в послеаварийном режиме определяется следующими критериями [26]:

$$K_{з.пв.} = \frac{S_{\max}}{(N_{\text{тр}} - 1) \cdot S_{\text{т}}}, \quad (2)$$

$$K_{з.пв.} = \frac{82036,43}{(2 - 1) \cdot 63000} = 1,3.$$

Проведенный расчет показал, что коэффициенты нагрузки в нормальном и послеаварийном режимах отвечают нормативным значениям.

Для установки на подлежащей реконструкции подстанции данный трансформатор пригоден, поскольку в режиме аварийной работы он способен максимально эффективно выдерживать всю нагрузку, в том числе с учетом предоставленных требований для перспективного повышения нагрузки со стороны потребителей.

Паспортные данные трансформатора ТДН-63000/220 УХЛ1 представлены в таблице 4.

Таблица 4 - Паспортные данные трансформатора ТДН-63000/220 УХЛ1

Тип изделия	Номинальное напряжение, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		Масса, кг полная
	ВН	НН		холостого хода	короткого замыкания	
ТДН-63000/220 УХЛ1	242	10,5	УН/D-11	45	265	120000

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Короткое замыкание в электрической сети относится к категории сложных режимов, сопряженных с переходными процессами, с целью облегчить выполнение прикладных вычислений был сделан определенный перечень допущений. «К числу главных допущений принадлежат [25]:

- в электросистеме не возникает колебаний, т.е. не принимается во внимание угол сдвига между ЭДС синхронно работающих генераторов;
- не происходит насыщения магнитных установок генераторов, трансформаторов, электродвигателей;
- в принципе, почти не принимается во внимание емкостная проводимость ЛЭП, кроме ЛЭП свыше 330 кВ существенной длины;
- активные сопротивления генераторов, трансформаторов, реакторов не приняты во внимание ввиду их малой величины в отличие от индуктивных сопротивлений» [11];
- обычно воздействие нагрузки при коротком замыкании не рассматривается. В качестве исключения из этого правила можно выделить некоторые расчеты, в которых нагрузка учитывается для начального момента короткого замыкания, поскольку в этот момент электродвигатели выступают в качестве добавочных источников и обеспечивают питание точки короткого замыкания.

Далее описаны этапы расчета токов короткого замыкания.

Периодическая составляющая тока при коротком замыкании определяется из следующего выражения:

$$I''_K = \frac{E_c}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma K}}, \quad (3)$$

где E_c – «напряжение короткого замыкания, кВ» [19];

$X_{\Sigma K}$ —«эквивалентное сопротивление элементов до точки КЗ, Ом» [19].

«Ударный коэффициент тока короткого замыкания можно получить по следующей формуле:

$$K_y = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}, \quad (4)$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ (для сети 220 кВ $T_a = 0,04$ с; для сети 6-10 кВ $T_a = 0,07$ с; для сети до 1 кВ $T_a = 0,09$ с)» [6].

Величина ударного тока короткого замыкания вычисляется из следующего выражения:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K'' \quad (5)$$

Величина действующего значения ударного тока при коротком замыкании рассчитывается с помощью формулы [7]:

$$I_y = I_K'' \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (K_y - 1)^2} \quad (6)$$

Ток двухфазного КЗ вычисляется по формуле:

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K'' \quad (7)$$

Однофазный ток короткого замыкания рассчитан с помощью следующей формулы:

$$I_K^{(1)} = 0,55 \cdot I_K'' \quad (8)$$

«Наибольшее значение аperiodической составляющей тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{\alpha\tau} = \sqrt{2} \cdot I_K'' \cdot e^{\frac{\tau}{T_a}}, \quad (9)$$

где τ – наименьшее время КЗ, с.

$$\tau = t_{z\min} + t_{CB}, \quad (10)$$

где $t_{z\min}$ – наименьшее время срабатывания РЗ, 0,01 с» [19];

t_{CB} – «собственное время отключения выключателя 220 кВ, с» [19].

Полная величина тока короткого замыкания определяется согласно следующей формуле:

$$I_n = i_{\alpha\tau} + I_K'' \quad (11)$$

Сопротивление на стороне ВН для силовых трансформаторов на подстанции определяется исходя из формулы:

$$X_{ТРВН} = \frac{U_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{HT}^2}, \quad (12)$$

где – U_K «напряжение КЗ трансформатора (согласно паспорту), %» [9];

U_H – «напряжение обмотки ВН, кВ» [9];

S_{HT} – «номинальная мощность трансформатора, МВА» [9].

Расчет сопротивления силовых трансформаторов на стороне НН производится согласно выражению:

$$X_{\text{ТРНН}} = X_{\text{ТРВН}} \cdot (U_{\text{ном.НН}}/U_{\text{ном.ВН}})^2, \quad (13)$$

Сопротивление провода ВЛ 220 кВ в направлении данной подстанции вычисляется с помощью соответствующей формулы:

$$X_{\text{ЛЭП}} = x_o \cdot L, \quad (14)$$

где x_o – «удельное сопротивление линии, Ом/км» [13];

L – «длина ВЛ, км» [13].

Сопротивление энергосистемы электроснабжения определяется согласно выражению:

$$X_c = \frac{U_6^2}{S_K}, \quad (15)$$

где S_K – «мощность КЗ в начале ВЛ 220 кВ, МВА» [17].

Расчет тока короткого замыкания производился с помощью программного пакета АРМ-СРЗА.

Расчетная схема замещения сети для максимального и минимального режима приведена на рисунках 5 и 6 соответственно.

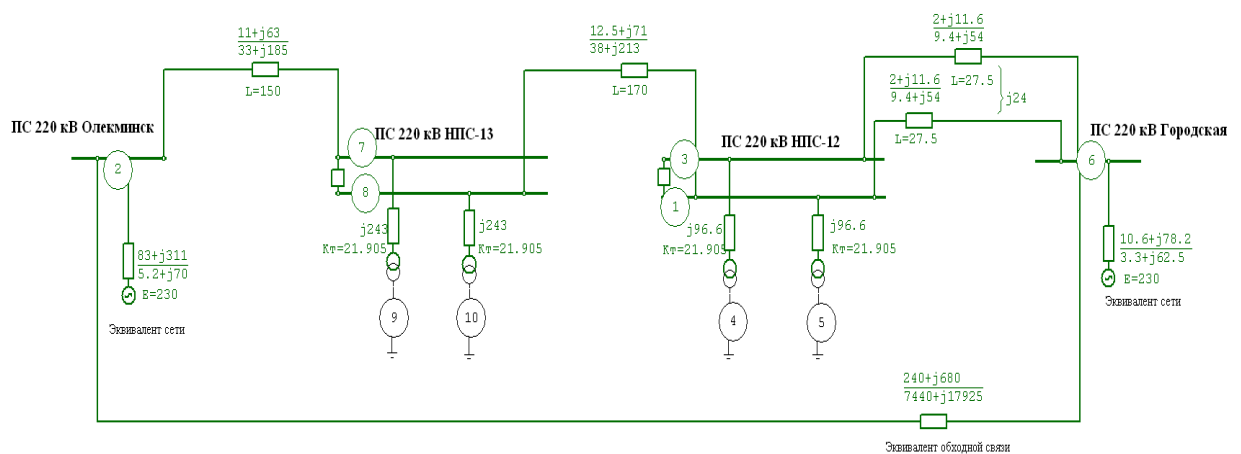


Рисунок 5 - Схема замещения для расчетов ТКЗ в максимальном режиме

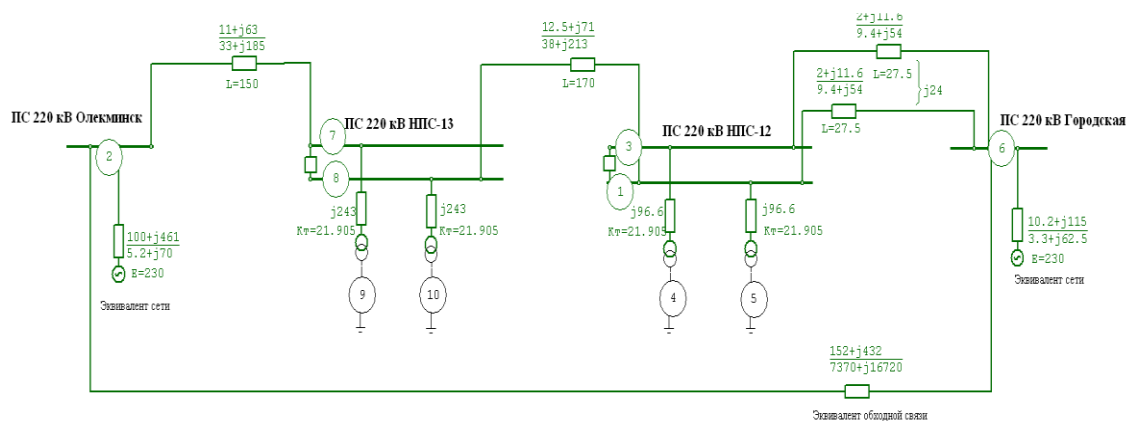


Рисунок 6 - Схема замещения для расчетов ТКЗ в минимальном режиме

Расчет произведен для максимального и минимального состава генерирующего оборудования:

- максимальный состав – включены 1-8 ГГ Каскад Вилюйских ГЭС, 1-3 ГГ Светлинская ГЭС, 1-4 ТГ Мирнинская ГРЭС, 1-3 СК ПС 220 кВ Айхал.
- минимальный состав – включены 1-3 ГГ Каскад Вилюйских ГЭС, 1 ГГ Светлинская ГЭС. Остальное генерирующее оборудование и 1-3 СК ПС 220 кВ Айхал отключены.

Результаты расчетов ТКЗ на шинах ПС 220 кВ НПС-12 сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Расчет ТКЗ на шина ПС 220 кВ НПС-12

Точка КЗ	Максимальный режим		Минимальный режим	
	3-ф КЗ I_1 (А)	1-ф КЗ $3I_0$ (А)	3-ф КЗ I_1 (А)	1-ф КЗ $3I_0$ (А)
Шины 220 кВ ПС 220 кВ НПС-12	1863	2317	1319	1726
Шины 10 кВ ПС 220 кВ НПС-12	17378	-	14768	-

Ударные коэффициенты на высокой и низкой стороне находятся по формуле (4):

$$K_{У.220кВ} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,04}} = 1,78,$$

$$K_{У.10кВ} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,07}} = 1,87.$$

Величины ударного тока короткого замыкания вычисляются по формуле (5):

$$i_{У.220кВ} = \sqrt{2} \cdot 1,78 \cdot 1,863 = 4,69 \text{ кА},$$

$$i_{У.10кВ} = \sqrt{2} \cdot 1,87 \cdot 17,378 = 45,958 \text{ кА}.$$

Величина действующего значения ударного тока при коротком замыкании рассчитывается с помощью формулы (6):

$$I_{У.220кВ} = 1,863 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,78 - 1)^2} = 2,981 \text{ кА},$$

$$I_{У.10кВ} = 17,378 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,87 - 1)^2} = 28,766 \text{ кА}.$$

Токи двухфазного КЗ вычисляются по формуле (7):

$$I_{К.220кВ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 1,863 = 1,613 \text{ кА},$$

$$I_{К.10кВ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 17,378 = 15,05 \text{ кА}.$$

Наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ вычисляется по формуле (9):

$$i_{\alpha\tau.220кВ} = \sqrt{2} \cdot 1,863 \cdot e^{\frac{-0,22}{0,04}} = 0,011 \text{ кА},$$

$$i_{\alpha\tau.10кВ} = \sqrt{2} \cdot 17,378 \cdot e^{\frac{-0,22}{0,07}} = 1,06 \text{ кА}.$$

На основе этих вычислений в дальнейшем будет осуществляться проверка вновь вводимого в эксплуатацию оборудования подстанции.

Выводы по разделу 2

Поскольку при разработке системы энергоснабжения сначала необходимо установить электрические нагрузки, то в рассматриваемом примере они определяются на основании результатов суточных измерений.

Также в разделе выполнен выбор числа и мощности силовых трансформаторов. При этом мощность этих трансформаторов рассчитывается с тем расчетом, если один выходит из строя, то оставшиеся в работе, с учетом их допустимой (по техническим условиям) перегрузки и резерва в низковольтных сетях, будут осуществлять электроснабжение всей нагрузки. В результате анализа графика электрической нагрузки и проведенных расчетов, был выбран трансформатор марки ТДН-63000/220 УХЛ1.

В этом разделе определены места короткого замыкания и сделаны расчеты, т.е. те точки, в которых электрическое оборудование и провода имеют самые негативные воздействия. Расчеты коротких замыканий были сделаны для того, чтобы установить токи, которые будут протекать в максимальном и минимальном режимах через отрезки этой сети.

Токи короткого замыкания в дальнейшем необходимы для выбора электрооборудования, выбора средств ограничения токов короткого замыкания и для расчета уставок релейной защиты и противоаварийной автоматики.

3 Выбор основного оборудования

3.1 Расчет и выбор выключателей

На основании результатов расчета трехфазного тока КЗ необходимо выбрать и испытать выключатель, который будет установлен на высоковольтной стороне силового трансформатора 220 кВ мощностью 63 МВА.

Высоковольтные выключатели - это коммутирующие устройства, разработанные для включения и отключения линий электрических передач в штатном режиме и автоматического отключения аварийных участков системы электропитания при коротких замыканиях и прочих нештатных ситуациях.

Высоковольтные выключатели оснащены дугогасительными приспособлениями за счет чего могут отключать помимо токов нагрузки также и токи замыканий [27].

Высоковольтные выключатели выбирают в соответствии с местом размещения, методами эксплуатации и назначением.

По техническим данным параметры силового выключателя подбираются с учетом того, чтобы характеристики силового выключателя превышали расчетные.

В ходе реконструкции подстанции высоковольтные выключатели в зависимости от их функционального назначения выбирают в соответствие со следующими «тремя базовыми условиями»:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}, \text{ кВ}, \quad (16)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}, \text{ А}, \quad (17)$$

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{к}}, \text{ кА}, \quad (18)$$

где $I_{\text{ном.откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА» [19];

$I_{\text{к}}$ – «ток трехфазного КЗ, кА» [19].

$$i_{\text{пр.с}} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (19)$$

где $i_{\text{пр.с}}$ – «амплитудное значение предельного сквозного тока КЗ, кА» [19].

$$I_T^2 t_T \geq B_K, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (20)$$

где I_T – «предельный ток термической стойкости, кА» [26];

t_T – «время протекания тока термической стойкости, с» [19];

B_K – «тепловой импульс тока КЗ, вычисляемый по формуле» [19]:

$$B_K = I_K^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (21)$$

где $t_{\text{откл}}$ – время КЗ, с.

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.в}}, \text{ с}, \quad (22)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – «время срабатывания РЗ, с» [19];

$t_{\text{откл.в}}$ – «собственное время отключения выключателя, с» [19];

T_a – «постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ; $T_a = 0,05 \text{ с.}$ » [3].

Выключатели 220 кВ.

С учетом перегрузочной способности силового трансформатора максимальный рабочий ток оборудования 220 кВ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{н.т.}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (23)$$

где $S_{\text{н.т.}}$ – «номинальная мощность трансформатора, кВА» [19].

$$I_{\text{макс}} = \frac{63000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 220} = 231,46 \text{ А}.$$

Планируется установить элегазовый силовой выключатель модели ВГТ-220-40/4000 УХЛ1, проверка в таблице 6.

Элегазовые выключатели марки ВГТ-220 общего применения предназначены для сетей с частыми переключениями и служат для коммутации цепей переменного тока напряжением 220 кВ и частотой 50 Гц на открытых распределительных пунктах.

Элегазовые выключатели обеспечивают повышенную степень надежности, имеют небольшие размеры, обладают высоким уровнем коммутационного сопротивления, являются абсолютно пожаро- и взрывобезопасными, не производят при работе шума.

Таблица 6 – Проверка выключателей

Место установки	Паспортные данные					Тип выключателя	Расчетные данные				
	$U_{ном}$	$I_{ном}$	$I_{откл}$	$i_{пр.с}$	$I_T^2 t_T$		$U_{сети}$	$I_{макс}$	$I_{по}$	i_y	B_k
	кВ	А	кА	кА	кА ² ·с		кВ	А	кА	кА	кА ² ·с
ВЛ 220 кВ №247(248)	220	4000	40	102	4800	ВГТ-220 40/4000	220	231,5	1,86	4,69	2,1
ВЛ 220 кВ №246	220	4000	40	102	4800	ВГТ-220 40/4000	220	226	1,86	4,69	2,1
СВ-220 кВ	220	4000	40	102	4800	ВГТ-220 40/4000	220	273	1,86	4,69	2,1
Ввод 220 кВ 1Т(2Т)	220	4000	40	102	4800	ВГТ-220 40/4000	220	231,5	1,86	4,69	2,1

Согласно расчетным показателям для замены существующих воздушных выключателей марки ВВБК-220 выбираем выключатели типа ВГТ-220. На рисунке 7 представлен внешний вид выбранного силового выключателя.



Рисунок 7 – Элегазовый выключатель ВГТ-220

Выбор и проверка выключателей 10 кВ.

Максимальный ток РУНН [27]:

$$I_{\text{макс}} = \frac{S_{\text{р.макс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.н}}}, \quad (24)$$

где $S_{\text{р.макс}}$ – «расчетная максимальная нагрузка подстанции, кВА» [19].

$U_{\text{н.н}}$ – номинальное напряжение на низкой стороне трансформатора, кВ.

$$I_{\text{макс}} = \frac{72036,43}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3961 \text{ А.}$$

Принимаются на вводах РУ 10 кВ выключатели ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-50/4000. Результаты проверки вводных, а также линейных ячеек представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Проверка выключателей

Место установки	Паспортные данные					Тип выключателя	Расчетные данные				
	$U_{ном}$	$I_{ном}$	$I_{откл}$	$i_{пр.с}$	$I_T^2 t_T$		$U_{сети}$	$I_{макс}$	$I_{по}$	i_y	B_k
	кВ	А	кА	кА	кА ² ·с		кВ	А	кА	кА	кА ² ·с
Ввод 10 кВ 1Т(2Т)	10	4000	50	125	2500	ВВУ-СЭЩ-10-50/4000	10	3961	17,38	28,8	428,7
ВЛ-10 кВ яч № 3(12)	10	3150	31,5	79	992,5	ВВУ-СЭЩ-10-31,5/3000	10	2370	17,38	28,8	428,7
ТСН-10 кВ яч 4(11)	10	1000	20	52	1200	ВВУ-СЭЩ-10-20/1000	10	22	17,38	28,8	428,7
ВЛ-10 кВ яч 5(10)	10	1000	20	52	1200	ВВУ-СЭЩ-10-20/1000	10	184	17,38	28,8	428,7
ВЛ-10 кВ яч 6(9)	10	1000	20	52	1200	ВВУ-СЭЩ-10-20/1000	10	240	17,38	28,8	428,7
ВЛ-10 кВ яч 1а(17)	10	1000	20	52	1200	ВВУ-СЭЩ-10-20/1000	10	286	17,38	28,8	428,7
ВЛ-10 кВ яч 1б(16)	10	1000	20	52	1200	ВВУ-СЭЩ-10-20/1000	10	126	17,38	28,8	428,7
ВЛ-10 кВ яч 1с(15)	10	1000	20	52	1200	ВВУ-СЭЩ-10-20/1000	10	66	17,38	28,8	428,7

Внешний вид выключателя ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-50/4000 – на рисунке 8.



Рисунок 8 – Внешний вид ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-50/4000

3.2 Разъединители и ОПН

Параметры и требования к выбору разъединителей:

$$U_{н.апп.} \geq U_{н.уст.}, \quad (25)$$

$$I_{н.апп.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (26)$$

$$I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.} \geq B_k, \quad (27)$$

$$i_{дин} \geq i_y. \quad (28)$$

Результаты проверки разъединителей представлены в таблице в таблице 8.

Таблица 8 – Проверка разъединителей

Место установки	Паспортные данные				Тип аппарата	Расчетные данные			
	$U_{ном}$	$I_{ном}$	$i_{пр.с}$	$I_T^2 t_T$		$U_{сети}$	$I_{макс}$	i_y	B_k
	кВ	А	кА	кА ² ·с		кВ	А	кА	кА ² ·с
ВЛ 220 кВ №247(248)	220	1000	100	1600	РГ-2(1а;1б)-220П/1000-40 УХЛ1	220	231,5	4,69	2,1
ВЛ 220 кВ №246	220	1000	100	1600	РГ-2(1а;1б)-220П/1000-40 УХЛ1	220	226	4,69	2,1
СВ-220 кВ	220	1000	100	1600	РГ-2(1а;1б)-220П/1000-40 УХЛ1	220	273	4,69	2,1
Ввод 220 кВ 1Т(2Т)	220	1000	100	1600	РГ-2(1а;1б)-220П/1000-40 УХЛ1	220	231,5	4,69	2,1

Разъединители типа РГ представляют собой двухколонковые аппараты с поворотом контактных ножей в горизонтальной плоскости. Разъединители состоят из главной токоведущей системы, опорно-поворотной изоляции, несущей рамы и заземлителей. Главным преимуществом разъединителей этого типа по сравнению с разъединителями серии РДЗ является то, что они сохраняют работоспособность при гололеде до 20 мм.

Внешний вид разъединителя РГ изображен на рисунке 9.



Рисунок 9 – Внешний вид РГ

Выбор и проверка ОПН.

Чаще всего причина отказа электрооборудования подстанций заключается в появлении в сети импульсных напряжений, создаваемых разнообразными источниками.

В течение многих лет основными устройствами, защищающими от перенапряжений, были вентильные разрядники. Однако они технически и конструктивно устарели, и их заменили ограничители перенапряжения (ОПН)

Для установки принимаются ОПН-220/176-10/650(II) 2УХЛ1, проверка в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка ограничителя перенапряжения 220 кВ

Паспортные данные	Параметры установки
$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K = 2,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_y = 4,69 \text{ кА}$

Внешний вид ОПН-220 – на рисунке 10.



Рисунок 10 – Ограничитель перенапряжения 220 кВ

Чтобы гарантировать необходимый уровень защиты по превышению напряжения на шинопроводах 10 кВ и отходящих линиях, требуется

выполнить дополнительную установку ограничителей перенапряжений (ОПН). При этом дополнительная установка ОПН и на отходящих линиях будет способствовать повышению коммутационных характеристик при отключении абонентов выключателями 10 кВ за счет снижения токов самоиндукции, проверка ОПН-10/12-10/650(II) 2УХЛ1 выполнена в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка ограничителя перенапряжения 10 кВ

Паспортные данные	Параметры установки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K = 428,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$i_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_y = 28,8 \text{ кА}$

Ограничитель перенапряжения, показанный на рисунке 11, используется для защиты распределительных устройств, трансформаторов и другого оборудования высокого напряжения от атмосферного и коммутационного перенапряжения.

Выбран за малый вес, легкость монтажа, отличную степень защиты от грязи и КЗ, допустимость размещения в районах с высокой сейсмической активностью.



Рисунок 11 – Ограничитель перенапряжения 10 кВ

3.3 Измерительные трансформаторы

Требования при выборе трансформатора тока [22]:

$$U_{н.апп.} \geq U_{н.уст.}, \quad (29)$$

$$I_{1н.} \geq I_{раб.мах.}, \quad (30)$$

$$Z_{н.} \geq Z_{2\Sigma}. \quad (31)$$

- проверка на термостойкость в соответствии с формулой:

$$B_k \leq K_T^2 \cdot I_{1ном.}^2 \cdot t = I_{тер.}^2 \cdot t_{тер.}, \quad (32)$$

где $K_{тер.}$ – «кратность термической стойкости» [14];

$I_{1н.}$ – «номинальный ток первичной обмотки, А» [20].

- «проверка на динамическую стойкость согласно выражению:

$$i_{уд} \leq i_{дин} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном.}, \quad (33)$$

где $K_{эд}$ – «кратность динамической стойкости» [3].

Выбор с учетом требований и проверка измерительных трансформаторов тока 220 кВ.

Существующие ТТ заменятся на элегазовые. Достоинства трансформаторов тока элегазовых:

- минимум затрат на обслуживание;
- повышенный уровень взрыво- и пожаробезопасности;
- более длительный номинальный срок службы (35 лет взамен 25 лет);
- компактность, малый вес, пониженный эксплуатационный шум;
- сокращение расходов на техническое обслуживание и эксплуатацию;
- высокая степень экологичности.

Принимаются ТТ марки ТОГФ-220, проверка по условиям выбора:

$$\begin{aligned}
 U_{\text{н.апп.}} &= 220 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.уст.}} = 220 \text{ кВ}, \\
 I_{1\text{н.}} &= 600 \text{ А} \geq I_{\text{раб.макс.}} = 231,5 \text{ А}, \\
 (20 \cdot 150)^2 \cdot 3 &= 27 \cdot 10^6 \text{ кА}^2 \text{ с} > 2,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \\
 20 \cdot \sqrt{2} \cdot 150 &= 4243 \text{ кА} > 4,69 \text{ кА}.
 \end{aligned}$$

Сопротивление вторичной нагрузки:

$$Z_{2\Sigma} = Z_{\text{приб.}} + Z_{\text{пров.}} + Z_{\text{конт.}}, \quad (34)$$

где $Z_{\text{приб.}}$ – «сопротивление приборов вторичной нагрузки, Ом» [3];

$Z_{\text{пров.}}$ – «сопротивление соединительных проводов, Ом» [3];

$Z_{\text{конт.}}$ – сопротивление контактных соединений, около 0,1 Ом.

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{l_{\text{пров.}} \cdot \rho}{S_{\text{пров.}}}, \quad (35)$$

где $l_{\text{пров.}}$ – «длина проводов (для РУ-220 кВ 60-75 м), м» [3];

ρ – «удельное сопротивление проводов, Ом·мм²/м» [3];

$S_{\text{пров.}}$ – «сечение проводов, мм²» [3].

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{S_{\text{приб.}}}{I_{\text{н,приб.}}^2}, \quad (36)$$

где $S_{\text{приб.}}$, $I_{\text{н,приб.}}$ – «мощность, В·А, и номинальный ток прибора, А» [3].

$$Z_{\text{приб.}} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом},$$

$$Z_{\text{пров.}} = \frac{60 \cdot 0,0175}{4} = 0,263 \text{ Ом},$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,263 + 0,1 = 0,403 \text{ Ом}.$$

Погрешность ТТ при данном значении $Z_{2\Sigma}$ составит менее 10% [18].

Трансформатор тока ТА (тип ТОГФ-220), который показан на рисунке 12, применённый в настоящей работе, служит с целью передачи сигнала информации об измерении к измерительным устройствам, счётчикам, приборам защиты и контроля в электроустановках переменного тока с напряжением 220кВ. Выбор трансформатора тока обусловлен прежде всего его высоким качеством изоляции, не требующей сложных и длительных испытаний. Практически полностью отсутствуют внутренние разряды. Контроль состояния внутренней изоляционной среды производится постоянно с использованием плотномера с блок-контактами, имеющего два значения сигнализации посредством давления в газовой изоляции.



Рисунок 12 – Трансформатор тока ТОГФ-220

Выбор и проверка ТТ 10 кВ.

Принимаются к установке ТОЛ-СЭЩ-10 /4000 (на вводах Т1,Т2); ТОЛ-СЭЩ-10/75..300 (на линиях).

Выполнение проверки ТТ в соответствии с параметрами выбора:

$$U_{н.апп.} = 10 \text{ кВ} \geq U_{н.уст.} = 10 \text{ кВ},$$

$$I_{1н.} = 4000 (75 \dots 300) \text{ А} \geq I_{раб.мах.} = 3961 (66 \dots 286) \text{ А},$$

$$(40)^2 \cdot 1 = 1600 \text{ кА}^2 \text{ с} > 31,57 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$100 \text{ кА} > 45,958 \text{ кА},$$

$$Z_{приб} = \frac{1}{5^2} = 0,04 \text{ Ом},$$

$$Z_{пров.} = \frac{4 \cdot 0,0175}{4} = 0,018 \text{ Ом},$$

$$Z_{2\Sigma} = 0,04 + 0,018 + 0,1 = 0,158 \text{ Ом}.$$

Погрешность ТТ при данном значении $Z_{2\Sigma}$ составит менее 10% [18].

Внешний вид ТТ марки ТОЛ-СЭЩ-10– на рисунке 13.



Рисунок 13 – Внешний вид трансформатора тока марки ТОЛ-СЭЩ-10

Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Требования к выбору измерительного трансформатора тока [14]:

$$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (37)$$

$$S_{\text{НОМ}} \geq S_{2\Sigma}. \quad (38)$$

К установке на объекте принимаются измерительные трансформаторы напряжения типа 3×ЗНОЛ-СЭЦ-10.

$$U_{\text{н.апп.}} = 10 \text{ кВ} \geq U_{\text{н.уст.}} = 10 \text{ кВ.}$$

Суммарная нагрузка ТН 56 ВА [16], что менее допустимой 75 ВА.

Трансформатор напряжения (тип 3×ЗНОЛ-СЭЦ-10), который показан на рисунке 14, служит с целью установки в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц. с заземленной нейтральной точкой и предназначен для передачи сигналов измерительной информации приборам измерения, автоматики, защиты, сигнализации и контроля.



Рисунок 14 – Трансформатор напряжения 3×ЗНОЛ-СЭЦ-10

3.4 Изоляторы

Необходимые требования к выбору изоляторов:

$$U_H \geq U_{уст.}, \quad (39)$$

$$F_{доп} \geq F_{расч}. \quad (40)$$

«Расчетная нагрузка на изолятор вычисляется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \cdot I_y^2 / H_{из}, \quad (41)$$

где K_h – поправочный коэффициент на высоту шин;

$H_{из}$ – высота опорного изолятора, м.

$$K_h = (H_{из} + b + h/2) / H_{из}, \quad (42)$$

где b – толщина шинодержателя, мм;

h – высота шины, мм» [12].

«Подбираются следующие изоляторы ИОЭЛ 10:

$$F_{доп} = 1,764 \text{ кН},$$

$$U_H = 10 \text{ кВ},$$

$$H_{из} = 120 \text{ мм},$$

$$K_h = \frac{120 + 5 + \frac{100}{2}}{120} = 1,458,$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 2 \cdot 1,458 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{15,656^2}{0,12} = 1009,3 \text{ Н},$$

$$F_{доп} = 1,764 \text{ кН} > F_{расч} = 1,009 \text{ кН} \gg [12].$$

Изолятор ИОЭЛ 10 служит в качестве изоляции и крепежа находящихся под напряжением деталей в электроустановках и РУ ПС переменного тока напряжением 10 кВ и частотой 50 Гц. Он показан на рисунке 15.



Рисунок 15 – Изолятор ИОЭЛ 10

3.5 Трансформаторы собственных нужд

В качестве источника собственных нужд подстанции используются два существующих трансформатора собственных нужд (ТСН-1 и ТСН-2) типа ТСЗЛ-10-400 УЗ напряжением 10/0,4 кВ. Трансформаторы собственных нужд установлены в блок-модуле подключение выполнено от 1 и 2 секций шин 10 кВ от ячеек №4 и №11

3.6 Оперативный ток

Оперативный ток — постоянный 220 В.

Источником постоянного тока на подстанции является щит постоянного тока (ЩПТ). ЩПТ состоит из двух аналогичных щитов постоянного тока, установленных в релейном зале ОПУ. Для каждого щита предусмотрены отдельные зарядно-выпрямительные устройства и аккумуляторные батареи.

ЩПТ№1 и ЩПТ№2 состоят из 2 панелей типа ШПТ-662-603 УХЛ4 и одной панели типа ЩПТ 861-603 УХЛ4 [5]. Для заряда, параллельной работы

АБ на нагрузку, содержания АБ в режиме постоянного подзаряда и питания нагрузки при отключенной АБ используется два зарядно-выпрямительных устройства типа УЗП-63-2 УХЛ4, для каждого ЩПТ, которые установлены в релейном зале ОПУ.

Щит постоянного тока состоит из двух секций, соединенных между собой рубильниками. На ЩПТ установлены коммутационные аппараты отходящих фидеров и приборы контроля напряжения, нагрузки, состояния изоляции.

В ОПУ установлены две аккумуляторные батареи типа Classic 4 GroE100, которые состоят из 104 элементов каждая. Емкость батареи – 100 Ач, каждая.

Дополнительные потребители оперативного тока не предусматриваются [8]. Реконструкция системы постоянного тока не требуется.

3.7 Ячейки КРУ

Выбор низковольтного распределительного устройства должен быть согласован с типом ранее выбранного оборудования. В качестве КРУ-10 кВ планируется комплектное распределительное устройство серии КРУ-СЭЩ-70, рассчитанное на прием и распределение электрической энергии промышленной частоты 50 и 60 Гц напряжением 6 (10) кВ на токи 630-4 000 А.

КРУ серии СЭЩ-70 включает в себя отдельные шкафы двустороннего обслуживания с установленными в них встроенными приборами, измерительными устройствами, релейной защитой, автоматикой, устройствами сигнализации и управления, связанные между собой по основной схеме. Конструктивно шкаф КРУ-СЭЩ-70 содержит четыре отсека: отсек выкатных элементов, вводной отсек, шинный отсек, релейный отсек.

Максимальный ток на вводах ЗРУ:

$$I_{\text{макс}} = \frac{72036,43}{\sqrt{3} \cdot 10} = 3961 \text{ А.}$$

Выбираются КРУ-СЭЩ-70 на ток до 4000 А на ввод и отходящие линии.

На рисунке 14 изображен внешний вид КРУ-СЭЩ-70.



Рисунок 14 – Внешний вид КРУ-СЭЩ-70

В таблице 11 представлен перечень комплектующей аппаратуры КРУ-СЭЩ-70.

Таблица 11 - Перечень комплектующей аппаратуры КРУ-СЭЩ-70

Тип ячейки (КРУ – СЭЩ - 70) [2]	
Параметр	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6,10

Продолжение таблицы 11

Параметр	Значение
Номинальный ток главных цепей, А	630; 1000; 1250; 1600; 2000, 2500, 3150, 4000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	20; 25; 31,5; 40, 50
Тип трансформатора тока	ТОЛ, ТШЛ
Тип трансформатора напряжения	НОЛ, ЗНОЛ, 3хЗНОЛ, НАЛИ
Тип выключателя	ВВУ, ВВМ
Трансформатор тока собственных нужд	ТСЗЛ-СЭЦ

Выводы по разделу 3

Произведен выбор основного оборудования для установки в ОРУ и ЗРУ. На стороне высшего напряжения в качестве устройств защиты были приняты современные элегазовые выключатели высокого напряжения марки ВГТ-220, а на стороне низшего напряжения запланирована установка вакуумных выключателей типа ВВУ-10. Для расположения аппаратуры на стороне 10 кВ были выбраны ячейки серии КРУ-СЭЦ-70.

Все отобранное оборудование прошло проверки на соответствие номинальным параметрам, а также параметры, которые могут возникнуть при аварийных режимах.

4 Выбор и расчет релейной защиты трансформаторов

В рамках проекта для защиты трансформаторов используются микропроцессорные устройства БЕ2704 [28]. Внешний вид данного терминала показан на рисунке 15.



Рисунок 15 –Терминал БЕ2704

Терминалы серии БЭ2704 – унифицированные микропроцессорные устройства, применяемые в шкафах защит серий ШЭ2607 и ШЭ2710 для энергетических объектов напряжением от 110 до 1150кВ.

Применяются для реализации функций основных и резервных защит, а также функций автоматики следующих энергообъектов:

- воздушных (кабельных) линий;
- силовых трансформаторов;
- автотрансформаторов;
- шин и ошиновок;
- оборудования компенсации реактивной мощности;

- токоограничивающих реакторов;
- прочего энергетического оборудования 110-750кВ.

Помимо функций защиты и автоматики, на базе устройств БЭ2704 реализованы устройства регистрации аварийных событий (РАС), устройство центральной сигнализации (ЦС), а также устройство приема/передачи команд по ВОЛС.

4.1 Выбор уставок ДЗТ 1Т(2Т)

- защищаемый трансформатор — ТДН-63000/220;
- номинальные напряжения — 230/10,5 кВ;
- группа соединения обмоток — $Y_n/D-11$;
- пределы регулирования под нагрузкой $\pm 12\%$;
- трансформаторы тока защиты со всех сторон соединены по схеме «звезда с нулевым проводом» и имеют коэффициенты трансформации по сторонам 220 кВ и 10 кВ соответственно 600/5 и 4000/5 для 1Т(2Т).

Реально возможный диапазон регулирования от 202,4 кВ до 252 кВ, согласно [1], середина диапазона — 230 кВ.

Расчет производится в следующем порядке:

Ток начала торможения ДЗТ задается:

$$I_{Т0} = 1,0 - \text{ типовое значение уставки.}$$

Определяется минимальный ток срабатывания ДЗТ:

$$I_{Д.0} \geq K_{отс} \cdot I_{НБ.расч}, \quad (43)$$

$$I_{Д.0} \geq 1,3 \cdot 0,34 = 0,44 \text{ А,}$$

где $K_{отс}$ - «коэффициент отстройки, равный 1,3» [1];

$I_{НБ.расч}$ — «относительный ток небаланса, определяемый по выражению» [1]:

$$I_{\text{НБ.расч}} = (K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рпн}} \cdot \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{птт}}) \cdot I_{\text{Т.О.расч}}, \quad (44)$$

где $K_{\text{пер}}$ - коэффициент, учитывающий переходный процесс равный 2,0;

$K_{\text{одн}}$ - коэффициент однотипности трансформатора тока равный 1;

ε - относительное значение полной погрешности ТТ равное 0,1;

$\Delta U_{\text{рпн}}$ - относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной большему значению диапазона регулирования $\Delta U_{\text{РПН}}$;

$\Delta f_{\text{выр}}$ - относительная погрешность выравнивания токов плеч;

$\Delta f_{\text{птт}}$ - относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора;

$I_{\text{Т.О.расч}}$ - расчетное значение тока начала торможения» [1].

$$I_{\text{НБ.расч}} = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02 + 0) \cdot 1 = 0,34.$$

Определяется ток торможения блокировки:

$$I_{\text{Т.бл}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{пред.нагр}} \cdot I_{\text{ном}}, \quad (45)$$

где $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,1;

$K_{\text{пред.нагр}}$ - коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность равный 1,8;

$I_{\text{ном}}$ - относительный номинальный ток равный 1,0004» [1].

$$I_{\text{Т.бл}} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 1,0004 = 1,98 \text{ А.}$$

Определяется коэффициент торможения ДЗТ:

$$K_{\text{Т}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{НБ}} \cdot I_{\text{Д.О}}}{I_{\text{Т}} - I_{\text{ТО}}}, \quad (46)$$

где $K_{\text{отс}}$ - коэффициент отстройки, принимаемый из диапазона от 1,1 до 1,3» [4];

$I_{Д.О}$ - «принятое значение минимального тока срабатывания, А» [4];

$I_{ТО}$ - «принятое значение тока начала торможения, А» [4];

$I_{НБ}$ – «расчетный ток небаланса, вызванный протеканием по защищаемому Т (АТ), ошиновке НН Т (АТ) сквозного тока и рассчитываемый по выражению» [1]:

$$I_{НБ} = (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпп} \cdot \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}) \cdot I_{СКВ}, \quad (47)$$

где $I_{СКВ}$ – «максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, А» [1].

$$I_{НБ} = (1 \cdot 2 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02 + 0) \cdot 4,93 = 1,67 \text{ А.}$$

Расчетный тормозной ток определяется по выражению:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_{НБ}) \cdot \cos(\beta)}, \quad (48)$$

где $\beta = 180 - \alpha$, а α - угол между векторами токов $I_{СКВ}$ и $I_{СКВ} - I_{НБ}$. В проектных расчетах может быть принят $\beta = (10 \div 10)$.

$$I_T = \sqrt{4,93 \cdot (4,93 - 1,67) \cdot \cos(15)} = 3,94 \text{ А,}$$

$$K_T = \frac{1,1 \cdot 1,67 \cdot 0,44}{3,94 - 1} \geq 0,47.$$

Принимаем $K_T = 0,5$.

Уровень блокировки по второй гармонике:

$k_{БЛ2} = 0,1$ - рекомендованное значение.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки определяется:

- по условию отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора $I_{отс} \geq 6,5$;

- по условию отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ по выражению:

$$I_{отс} = 1,5 \cdot I_{кз} \cdot (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпп} \cdot \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}), \quad (49)$$

где $I_{кз}$ – «максимальное значение тока, равное току внешнего металлического короткого замыкания (КЗ) и приведенное к базисному току стороны этого внешнего КЗ» [1].

$$I_{отс} = 1,5 \cdot \frac{781}{1,319 \cdot 120} \cdot (3,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02 + 0) = 3,25.$$

Принимается уставка 6,5.

Проверка по чувствительности ДЗТ:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз.min}^{II}}{I_{д.0} \cdot I_{баз} \cdot K_{тт}}, \quad (50)$$

где $I_{кз.min}^{II}$ - ток КЗ между двумя фазами на стороне НН трансформатора в минимальном режиме.

$$K_{ч} = \frac{717,8 \cdot 0,87}{0,44 \cdot 1,319 \cdot 120} = 8,96.$$

Чувствительность защиты обеспечивается с большим запасом.

4.2 Токовая защита нулевой последовательности

Первичный ток срабатывания ТЗНП выбирается исходя из условий:

- отстройка от тока небаланса нулевой последовательности при КЗ между тремя фазами:

$$I_{сз} \geq K_{отс} \cdot I_{0,нб}, \quad (51)$$

где $K_{отс}$ – «коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,25;

$I_{0,нб}$ - ток небаланса нулевой последовательности в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами и рассчитываемый по выражению» [1]:

$$I_{0,нб} = K_{нб} \cdot I_{расч.уст.кз}, \quad (52)$$

где $K_{нб}$ – «коэффициент небаланса, который в зависимости от кратности тока принимается равным 0,05;

$I_{расч.уст.кз}$ - первичный ток в месте установки защиты в установившемся режиме при рассматриваемом внешнем КЗ между тремя фазами» [1];

$$I_{0,нб} = 0,05 \cdot 2145 = 107,25 \text{ А},$$

$$I_{сз} = 1,25 \cdot 107,3 = 134 \text{ А},$$

$$K_{ч} = \frac{I_{0,кз.мин}}{I_{сз}}, \quad (53)$$

где $I_{0,кз.мин}$ - минимальный ток нулевой последовательности при однофазном КЗ в расчетной точке.

$$K_{ч} = \frac{1726}{134} = 12,8;$$

- отстройка от тока небаланса нулевой последовательности в послеаварийном нагрузочном режиме по выражению:

$$I_{сз} \geq I_{0,нб} \cdot (K_{отс}/K_{в}), \quad (54)$$

где $K_{в}$ - коэффициент возврата, равный 0,9;

$I_{0,кз.мин}$ - первичный ток нулевой последовательности в послеаварийном нагрузочном режиме, рассчитываемый по выражению:

$$I_{0,нб} = K_{нб} \cdot I_{расч.па.нагр}, \quad (55)$$

где $K_{нб}$ - коэффициент небаланса, равный 0,05;

$I_{расч.па.нагр}$ - первичный ток в месте установки защиты в послеаварийном нагрузочном режиме;

$$I_{0,нб} = 0,5 \cdot 60 = 30 \text{ А},$$

$$I_{сз} = 30 \cdot \left(\frac{1,25}{0,9}\right) = 41,6 \text{ А},$$

$$I_{сз} \geq 1,25 \cdot 106,1 \geq 132,6.$$

4.3 Перегрузка

Перегрузка контролируется по току в двух обмотках трансформатора.

Уставка сигнала перегрузки рассчитывается по формуле:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{ном}/K_B, \quad (56)$$

где $K_{отс} = 1,05$ - коэффициент отстройки;

$I_{ном}$ - номинальный ток, А.

Сторона ВН и НН:

$$I_{ВН} = 1,05 \cdot \frac{158,3}{0,9} = 184,7 \text{ А}.$$

$$I_{НН} = 1,05 \cdot \frac{3468,2}{0,9} = 4046,2 \text{ А}.$$

4.4 Обдув

Пуск обдува осуществляется по двум критериям – по превышению током заданной уставки и по дискретным сигналам от датчика температуры.

Контролируются три фазы тока всех сторон трансформатора. Уставки по току пуска обдува задаются отдельно для высшего, среднего и низшего напряжений.

Уставка обдува определяется по формуле:

$$I_{сз} = 0,7 \cdot I_{ном}, \quad (57)$$

Сторона ВН: $I_{ВН} = 0,7 \cdot 158,3 = 110,8 \text{ А}$.

Сторона ВН: $I_{НН} = 0,7 \cdot 3468,2 = 2427,7 \text{ А}$.

4.5 Блокировка РПН

Контролируются три фазных тока высшей стороны трансформатора.

Уставка блокировки РПН определяется по формуле [21]:

$$I_{сз} = 2 \cdot I_{ном}, \quad (58)$$

$$I_{сз} = 2 \cdot 158,3 = 316,6 \text{ А}.$$

Выводы по разделу 4

Как основное микропроцессорное устройство для обеспечения защиты трансформаторов типа ТДН- 63000/220/10 были использованы терминалы серии БЕ2704. Для выбранного терминала установлены характерные точки защитной характеристики. Установлены значения коэффициентов, которые задаются в настройках данного модуля.

Заключение

Выполнена реконструкция подстанции 220/10 кВ «НПС-12». Необходимость реконструкции была обусловлена увеличением установленной мощности.

Реализованы поставленные задачи и затронуты следующие вопросы:

а) Выполнен анализ электротехнической части подстанции, проведено обоснование реконструкции. Причины проведения реконструкции:

- 1) увеличение перспективной нагрузки данной подстанции в связи подключением энергоемких объектов к энергопринимающим устройствам НПС-12, которые ранее были присоединены к электрическим сетям ОАО «ДВЭУК», увеличив максимальную мощность НПС-12 на 23,61 МВА;
- 2) было определено, что существующие трансформаторы ТРДН 25000/220/10 не смогут выдержать дополнительную нагрузку и их необходимо заменить;
- 3) выявлена необходимость замены оборудования ОРУ, а также замены вводных и некоторых линейных ячеек КРУ, так как они не обеспечивают работу трансформаторов с учетом их допустимой перегрузки;

б) Нагрузка на трансформаторы определялась по суточным графикам, на основе которых были выбраны трансформаторы соответствующей мощности и испытаны на способность работы в нормальном и послеаварийном режиме;

в) Токи короткого замыкания определены в основных точках;

г) Выбрано и проверено на соблюдение приемлемых параметров электрооборудование;

д) Выбран микропроцессорный релейный терминал, определены настройки предполагаемых защит.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах / В.А. Андреев. – М.: Высшая школа, 2019. 256 с.
2. АО "ГК "Электрощит" - ТМ Самара". Комплектное распределительное устройство КРУЭ-СЭЩ-10 кВ // Официальный сайт производителя оборудования АО "ГК "Электрощит" - ТМ Самара". 2021. URL: https://www.electroshield.ru/upload/iblock/da8/Elektroshchit_Katalog_KRUE_SE_SHCH_110.pdf (дата обращения: 05.03.2023).
3. ГОСТ 14209 - 85 (СТ СЭВ 3916 - 82). Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1): утв. и введ. в действие 01.06.2009 г. - Москва: Стандартинформ, 2019. - 30 с.
4. Дубинский Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением свыше 1000 В / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. - М.: Солон-Пресс, 2019. 416 с.
5. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2017. 343 с..
6. Кудрин Б.И. Электроснабжение потребителей и режимы: Учебное пособие / Б.И. Кудрин, Б.В. Жилин, Ю.В. Матюнина. - М.: МЭИ, 2018. 412 с.
7. Кудрин Б. И. Электроснабжение / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2019. 352 с.
8. Куско А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии / А. Куско, М. Томпсон. - М.: Додэка XXI, 2018. 336 с.
9. Мазуркевич В. Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 2: учебно-методическое пособие для практических занятий в 2 ч. Минск: БНТУ, 2017. 62 с.
10. Охрана труда в энергетике: Учебник для техникумов / под ред. Князевского Б.А. – М.: Энергопромиздат, 2019. 376 с.
11. Правила устройства электроустановок, издание 7. – М.: Энергия, 2022. 648 с.

12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания - М.: Энергия, 2018. 69 с.
13. Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение: Учебное пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. – М.: РадиоСофт, 2019. – 328 с.
14. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.
15. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ (НТП ПС) [Текст] : официальное издание. – М. : Энергоатомиздат, 2021. – 135 с.
16. Твердохлебов К. И. Рекомендации по выбору проектных решений при разработке подстанций 10...500 кВ: Учебное пособие. – Хабаровск 2020. – 205 с.
17. Техническая документация: Электрическая часть ПС 220/10 кВ «НПС-12». – 2022. – 98 с.
18. Фролов Ю. М. Основы электроснабжения / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. - М.: Лань, 2018. 480 с.
19. Хорольский В.Я. Надежность электроснабжения / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов. - М.: Форум, Инфра-М, 2019. 128 с.
20. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения / В.П. Шеховцов. - М.: Форум, Инфра-М, 2020. 216 с.
21. Шалимов, А.С. Повышение надёжности и эффективности функционирования релейной защиты при помощи современной испытательной системы РЕТОМ-51. / А.С. Шалимов и [др.]// Новости в энергетике. – 2012. - № 5.
22. Школа электрика. Информационный портал. [Электронный ресурс]. URL: <http://electricalschool.info/> (дата обращения: 14.02.2023).
23. Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. [Электронный ресурс]. URL: <https://docs.cntd.ru/> (дата обращения: 14.02.2023).

24. Bobby Rauf S. Electrical Engineering for Non-electrical Engineers. Lulu Press. Inc, 2015. 235 p.
25. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.
26. Khan S., Khan S., Ahmed G. Industrial power systems. Boca Raton: CRC Press, 2016. 488 p.
27. Usman M., Coppo M., Bignucolo F., Turri R., Cerretti, A. A novel methodology for the management of distribution network based on neutral losses allocation factors // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2019. №1. pp. 613-622.
28. Zhang Q., Tang W., Zaccour G., Zhang J. Should a manufacturer give up pricing power in a vertical information-sharing channel // European Journal of Operational Research. 2019. №276, pp. 910-928.