

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 Проектирование электрической части подстанции 35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска

Обучающийся

В.В. Митрофанов

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

д.т.н., доцент, А.А. Кувшинов

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

Тольятти 2023

Аннотация

В работе осуществлено проектирование схемы главных электрических соединений понизительной трансформаторной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, внедрённая с учётом требований нормативных положений основных документов. На основании сведений о фактических электрических нагрузках подстанции, технических характеристик потребителей электрической энергии объекта проектирования, данных об источниках питания подстанции, а также с учётом требований нормативных документов, на основании проведённых расчётов электрических нагрузок и токов короткого замыкания на подстанции, обоснованы решения по выбору основного оборудования распределительных устройств 35 кВ и 6 кВ, включающий выбор электрических аппаратов и проводников, а также силовых трансформаторов для их установки на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска.

Результатом «работы является разработка, проверка и реализация технических решений, позволяющих внедрить качественные технические мероприятия по проектированию схемы электрических соединений» [7] с последующим выбором и проверкой основного оборудования ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска.

С целью наглядной визуализации материала, в работе использовано 11 рисунков и 10 таблиц.

Содержание

Введение.....	4
1 Анализ исходных данных.....	5
1.1 Характеристика технических условий.....	5
1.2 Требования документов к проектированию трансформаторных подстанций.....	10
2 Проектирование электрической части подстанции.....	17
2.1 Разработка схемы электрических соединений подстанции.....	17
2.2 Расчёт электрических нагрузок.....	22
2.3 Выбор силовых трансформаторов подстанции.....	26
2.4 Выбор и проверка сечения проводников на подстанции.....	28
2.5 Расчёт токов короткого замыкания на подстанции.....	34
2.6 Выбор электрических аппаратов подстанции.....	41
3 Релейная защита и автоматика подстанции.....	50
3.1. Выбор блоков релейной защиты и автоматики подстанции.....	50
3.2 Выбор первичных токов и коэффициентов трансформации трансформаторов тока.....	53
3.3 Расчёт уставок релейной защиты трансформаторов.....	54
3.4 Расчёт уставок релейной защиты линий.....	59
Заключение.....	63
Список используемых источников.....	66

Введение

Основными составляющими современных трансформаторных подстанций является совокупность силовых трансформаторов и распределительных устройств.

Именно благодаря их слаженной работе обеспечиваются условия надёжности, электробезопасности, быстродействия и селективности (избирательности).

Известно, что такими показателями обладают современные разработки электрических аппаратов, активно внедряющихся в последнее время для применения в распределительных устройствах трансформаторных подстанций энергосистемы всех типов и классов напряжения.

Таким образом, установлено, что применение современных электрических аппаратов в распределительных устройствах трансформаторных подстанций энергосистемы всех типов создаёт необходимые условия для обеспечения нормальной и надёжной работоспособности не только самой подстанции, но и всей электрической сети и, как результат, всей энергосистемы в целом.

Поэтому качественное проектирование схем электрических соединений и выбор современного оборудования для применения на отечественных трансформаторных подстанциях и электростанциях энергосистемы всех типов, с учётом критериев надёжности, бесперебойности электроснабжения, а также экономичности, экологичности и электробезопасности, является актуальным заданием современной электроэнергетики.

В работе осуществляется проектирование схемы главных электрических соединений понизительной трансформаторной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, внедрённое с учётом требований нормативных положений основных документов. Данный аспект обуславливает основную цель работы.

«Объектом исследования в работе является система электроснабжения ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска» [3].

«Предметом исследования в работе является схема главных электрических соединений, а также основное оборудование распределительных устройств напряжением 35 кВ и 6 кВ и ячеек силовых трансформаторов 35/6 кВ системы электроснабжения ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска» [8].

На основании сведений о фактических электрических нагрузках подстанции, технических характеристик потребителей электрической энергии объекта проектирования, данных об источниках питания подстанции, а также с учётом требований нормативных документов, на основании проведённых расчётов электрических нагрузок и токов короткого замыкания на подстанции, обоснованы решения по выбору основного оборудования распределительных устройств 35 кВ и 6 кВ, включающий выбор электрических аппаратов и проводников, а также силовых трансформаторов для их установки на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска.

Рассчитаны и выбраны основные уставки релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов и линий, установленных на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска.

Результатом «работы является разработка, проверка и реализация технических решений, позволяющих внедрить качественные технические мероприятия по проектированию схемы электрических соединений» [15] с последующим выбором и проверкой основного оборудования ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, которое отвечает современным критериям надёжности, электробезопасности и экономичности, экологичности, быстродействия, селективности (избирательности), а также прочим аналогичным критериям.

Анализ исходных данных

Характеристика технических условий

Далее в работе проводится характеристика технических условий, необходимая для разработки качественного проекта.

Строительство рассматриваемой в работе подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, планируется в Нефтеюганском районе Ханты-Мансийского Автономного округа Тюменской области.

Площадь участка согласно техническому паспорту проекта подстанции, составляет 3600 м².

Расстояние до ближайшей застройки – 150 м.

Район подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ является одним из районов, где присутствует постоянный рост электрических нагрузок.

Прежде всего, это связано со вводом в эксплуатацию законсервированных нефтяных кустов и скважин, которые по мере необходимости и целесообразности, расконсервируются и используются далее по прямому назначению.

После окончания работ по проектированию и вводу подстанции в эксплуатацию, к данной ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ планируется подключить потребителей электроэнергии, относящиеся к I, II и III категориям надёжности электроснабжения.

Потребителями ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ являются нефтяные кусты, которые предполагается расконсервировать в связи с увеличением объёмов добычи нефти.

Перечень и установленная проектная активная нагрузка (потребляемая мощность) нефтяных кустов, являющихся прямыми потребителями электроэнергии ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, представлена в работе в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень и установленная проектная активная нагрузка (потребляемая мощность) нефтяных кустов, являющихся прямыми потребителями электроэнергии ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ

Номинальное напряжение потребителя, кВ	Наименование потребителя	Классификация (назначение) потребителя	Проектная активная нагрузка (потребляемая мощность), P_{np} , МВт
6 кВ	Куст №45	Нефтяной куст	1,7
6 кВ	Куст №46	Нефтяной куст	1,8
6 кВ	Куст №47	Нефтяной куст	1,1
6 кВ	Куст №49	Нефтяной куст	1,2
6 кВ	ДНС-3Н	Распределительное устройство 6 кВ	8,8
Всего по объекту проектирования	-	-	14,6

В работе, в результате проектирования схемы главных электрических соединений проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, необходимо равномерно распределить всю нагрузку на секции сборных шин подстанции (исходя из мощности нагрузки, категории надёжности потребителей, а также схемных решений).

Таким образом, исходя из анализа исходных технических данных потребителей проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, установлено:

- основными потребителями проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ являются электроприёмники нефтяных кустов месторождений региона;
- большинство потребителей проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ относится к 1 и 2 категории надёжности, также на объекте проектирования присутствуют потребители 3 категории надёжности;
- все потребители ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ получают питание на номинальном напряжении 6 кВ, транзитных потребителей в системе электроснабжения объекта не предусмотрено;
- суммарная проектная активная нагрузка (потребляемая мощность) проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ составляет 14,6 МВт.

По месту расположения в энергосистеме региона, проектируемая ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска будет тупиковой (концевой) подстанцией с возможностью расширения распределительного устройства высшего напряжения (далее – РУ ВН) 35 кВ, с целью возможного обеспечения транзитной нагрузки к будущим проектируемым узлам и подстанциям, вводимым в эксплуатацию в связи с возможной расконсервацией нефтяных скважин.

Питание ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска предполагается осуществить от РУ-35 кВ ПС 220/35/10 кВ «Балык» двупековой воздушной линией электропередачи.

Также для выбора по климатическим условиям основного оборудования для установки на проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, необходимо провести краткий анализ климатических условий региона.

Климат региона г. Нефтеюганск относится к резко континентальному. Северные полярные условия и отсутствие естественных горных преград и крупных водоёмов, дают распространяться как холодным, так и относительно тёплым воздушным массам.

Климатический график г. Нефтеюганска представлен на рисунке 1.

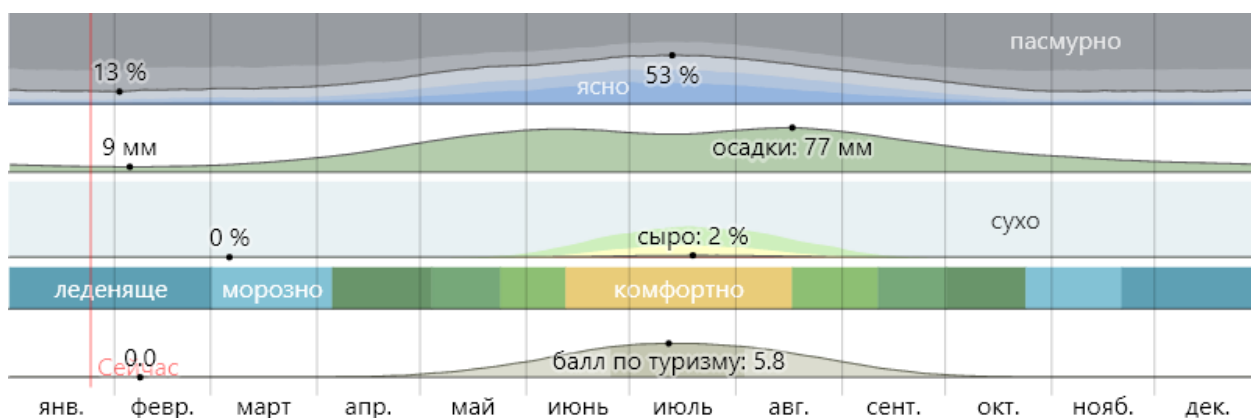


Рисунок 1 – Климатический график г. Нефтеюганска ХМАО РФ

Регион характеризуется коротким и прохладным летом (со значительными аномалиями и перепадами температур), а также затяжной и

холодной зимой. Температурный график г. Нефтеюганска ХМАО РФ на протяжении календарного года, представлен на рисунке 2.

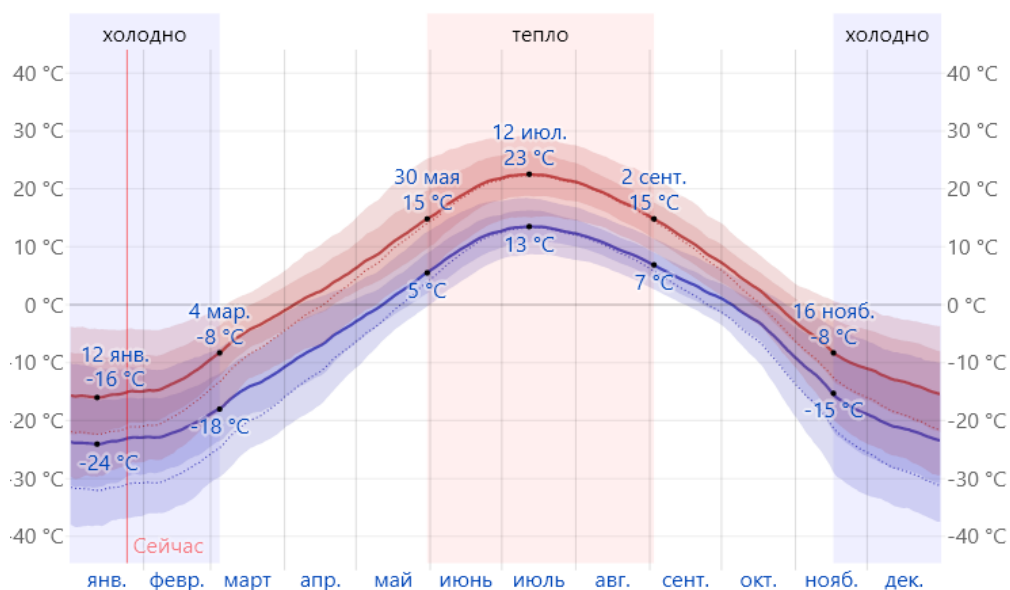


Рисунок 2 – Температурный график г. Нефтеюганска ХМАО РФ на протяжении календарного года

График среднечасовых температур для г. Нефтеюганска ХМАО РФ на протяжении календарного года представлен на рисунке 3.

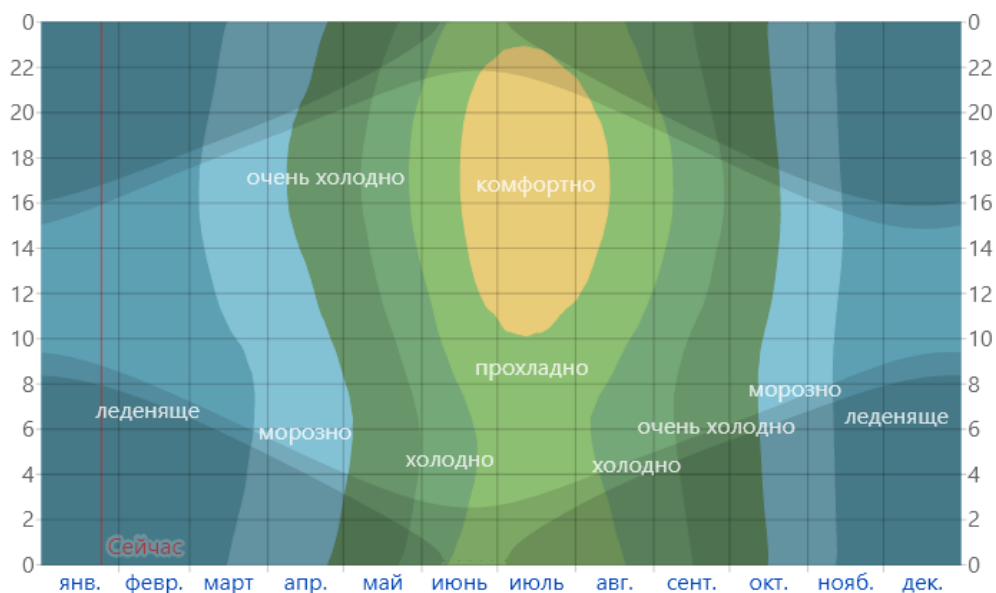


Рисунок 3 – График среднечасовых температур для г. Нефтеюганска ХМАО РФ на протяжении календарного года

Таким образом, в результате проведения анализа по климатическим условиям г. Нефтеюганска ХМАО РФ, установлено, что данный регион

характеризуется холодным и резким климатом, следовательно, всё выбранное в работе оборудование проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска необходимо выбирать для холодного климата (в маркировке по климатическим условиям присутствуют буквы Х либо УХЛ1).

На основании проведённого анализа технических и климатических исходных данных, далее в работе проводится решение поставленных задач.

Требования документов к проектированию трансформаторных подстанций

Трансформаторные подстанции являются важнейшим звеном при передаче и распределении электроэнергии при использовании «классической схемы» (рисунок 4).

Они являются связующим звеном при передаче электроэнергии между источником её производства и потребителями.

Роль и место трансформаторных подстанций в классической схеме производства и передачи электроэнергии показано на рисунке 4.

Основные этапы данного процесса, в которые входят производство, передача и потребление электроэнергии, показаны на рисунке 4 в салатовом оттенке.

Средства для осуществления данного процесса, показаны на рисунке в жёлтых прямоугольниках.

Такой способ представления процесса производства, передачи и потребления электроэнергии в энергетической системе РФ является наиболее наглядным [17].

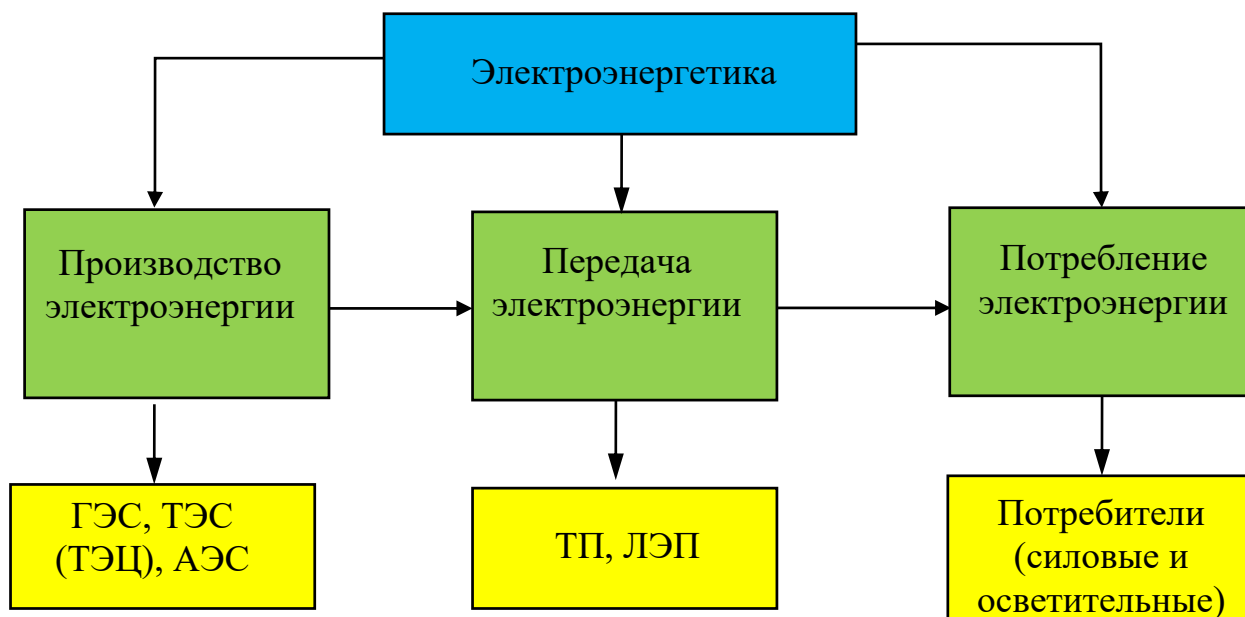


Рисунок 4 – Роль и место трансформаторных подстанций в классической схеме производства, передачи и потребления электроэнергии

При проектировании трансформаторных подстанций, особое место занимают условия и критерии надёжности, бесперебойности электроснабжения, экономичности, безопасности и экологичности.

В первую очередь, схема подстанции определяется классификацией её потребителей по приведённым выше критериям.

Питание потребителей подстанций и их самих от энергосистемы, осуществляется в зависимости от категории надёжности объекта (потребителя) по классификации [11], представленной на рисунке 5.

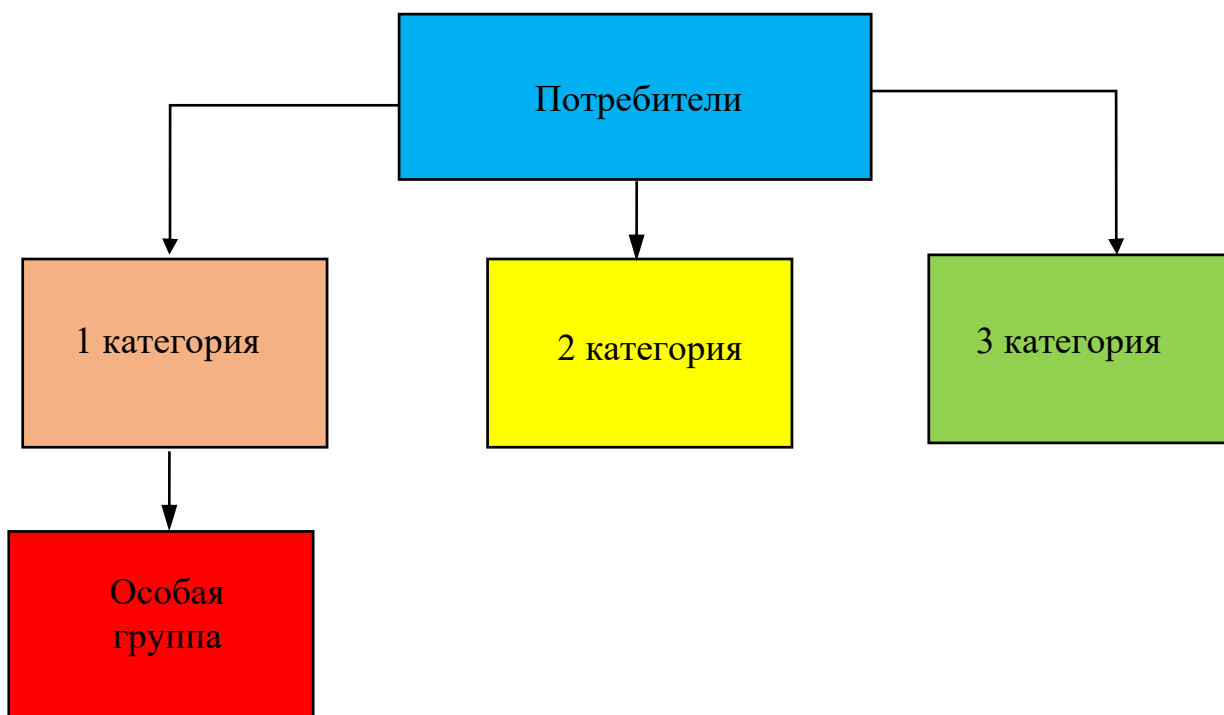


Рисунок 5 – Классификация потребителей трансформаторных подстанций по категории надёжности

При этом принципы резервирования потребителей в зависимости от категории надёжности, иллюстрируется в виде требуемых схем, представленных в нормативно-справочной литературе [3,6].

Принципы резервирования потребителей в зависимости от категории надёжности основаны на обеспечении каждого потребителя минимально необходимым числом источников питания.

Для 1 и 2 категории их должно быть два, для третьей категории надёжности достаточно применение одного источника.

При этом особая группа первой категории предусматривает наличие резервирования с использованием третьего источника. Данные принципы являются основными при выборе источника и схемы питания.

Также регламентируется время перерыва в электроснабжении: для особой и первой категории оно должно быть не больше, чем время не автоматическое включение резерва, для второй категории – не более, чем включение резервного питания (допускается ручное неавтоматическое

включение), а для третьей категории перерыв в электроснабжении должен составлять не более суток [7].

Принцип резервирования в схеме питания потребителей соответствующей категории надёжности должен быть внедрён в принципиальной однолинейной схеме на объекте исследования [10].

Также для выбора электрооборудования распределительных устройств трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы рекомендовано использовать фактические показания максимальной нагрузки с целью уменьшения погрешности расчётов.

Кроме того, к установке в распределительных устройствах трансформаторных подстанций и электростанций энергосистемы в последние годы рекомендованы новейшие разработки коммутационной и защитной аппаратуры, имеющие повышенные показатели надёжности, экономичности, запаса ресурса и безопасности.

Также при разработке схемных решений следует учесть критерии по электробезопасности.

В таких случаях используются только изолированные проводники (кабельные линии, провода СИП и другие аналогичные разработки проводникового материала).

Таким образом, в результате проведения анализа установлено, что к современным трансформаторным понизительным подстанциям предъявляются жёсткие требования по следующим техническим критериям, а именно:

- условия надёжности питания потребителей соответствующих категорий согласно [7];
- принцип бесперебойности передачи электроэнергии потребителям соответствующих категорий надёжности согласно принятых схем нормальных режимов;
- нормы электробезопасности при выполнении электромонтажных, ремонтных работ и работ по обслуживанию и осмотру всего

оборудования подстанций;

- применение резервирования на всех ответственных участках распределительной, питающей сети и потребителей подстанции, отказ от системы «холодного» резерва (оборудование не находится в работе в нормальной схеме подстанции);
- применение секционирования на всех звеньях электрической сети в распределительных устройствах подстанции (как правило, применяется секционирование систем сборных шин распределительных устройств);
- применение стандартных разработанных схем распределительных устройств и подстанций, в которые изменения должны быть обоснованы только расчётным технико-экономическим путём;
- обеспечения коммутационной способности оборудования распределительных устройств подстанции (путём установки коммутационной аппаратуры в распределительных устройствах подстанций);
- обеспечение динамической устойчивости системы (проверяется соответствующими расчётами и моделированием всей системы, в которую входит подстанция);
- обеспечение транзита и резерва мощностей для питания других объектов (применяется для узловых и транзитных подстанций);
- соблюдение баланса мощностей во всех режимах, включая баланс по реактивной мощности, применение компенсирующих устройств реактивной мощности (при необходимости);
- обеспечение защиты всех важнейших узлов и ветвей цепи подстанции, а также важнейшего оборудования (например, трансформаторов), для чего применяются аппараты защиты с установленными на их приводах устройствами релейной защиты;
- использование термически устойчивого оборудования, способного выдерживать длительные сквозные токи короткого замыкания;

- автоматизация силового, контрольного, измерительного оборудования путём внедрения средств и устройств автоматики в схемы нормальных режимов подстанций;
- применение современных средств автоматизации на всех уровнях и звеньях подстанций: телеизмерений, автоматизированных систем учёта и контроля электроэнергии, автоматизированных систем управления режимами, систем управления электроснабжением подстанций;
- ремонтнопригодность всего оборудования схемы нормальных соединений подстанции;
- «живучесть» основных узлов, систем и оборудования трансформаторных подстанций;
- возможность дальнейшего расширения, модернизации и реконструкции схемы главных соединений распределительных устройств подстанций;
- применение блочных конструкций;
- использование современного оборудования распределительных устройств подстанций (приоритет отдаётся устройствам с элегазовой и вакуумной изоляцией);
- минимальные стоимости эксплуатации и ремонта при максимальном технико-экономическом эффекте.

Выводы по разделу.

В работе было приведено описание и анализ исходных технических и климатических данных, необходимых для проектирования схемы электрических соединений ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Проведён анализ основных требований, предъявляемых к схемам главных электрических соединений нормального режима и основному оборудованию понизительных подстанций энергосистемы.

Установлено, что все приведённые требования документов должны быть учтены при дальнейшей разработке рекомендаций по проектированию схемы главных электрических соединений нормального режима и выбору основного оборудования данного объекта.

Исходя из анализа исходных технических данных потребителей проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, установлено следующее:

- основными потребителями проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ являются электроприёмники нефтяных кустов месторождений региона;
- большинство потребителей проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ относится к 1 и 2 категории надёжности, также на объекте проектирования присутствуют потребители 3 категории надёжности;
- все потребители ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ получают питание на номинальном напряжении 6 кВ, транзитных потребителей в системе электроснабжения объекта не предусмотрено;
- суммарная проектная активная нагрузка (потребляемая мощность) проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ составляет 14,6 МВт.

В результате проведения анализа по климатическим условиям г. Нефтеюганска ХМАО РФ, установлено, что данный регион характеризуется холодным и резким климатом, следовательно, всё выбранное в работе оборудование проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска необходимо выбирать для холодного климата (в маркировке по климатическим условиям присутствуют буквы X либо УХЛ1).

На основании проведённого анализа технических и климатических исходных данных, далее в работе проводится решение основных поставленных задач.

2 Проектирование электрической части подстанции

2.1 Разработка схемы электрических соединений подстанции

На объекте проектирования (ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска) находятся следующие основные конструктивные составляющие, описание которых представлено ниже (рисунок 6).

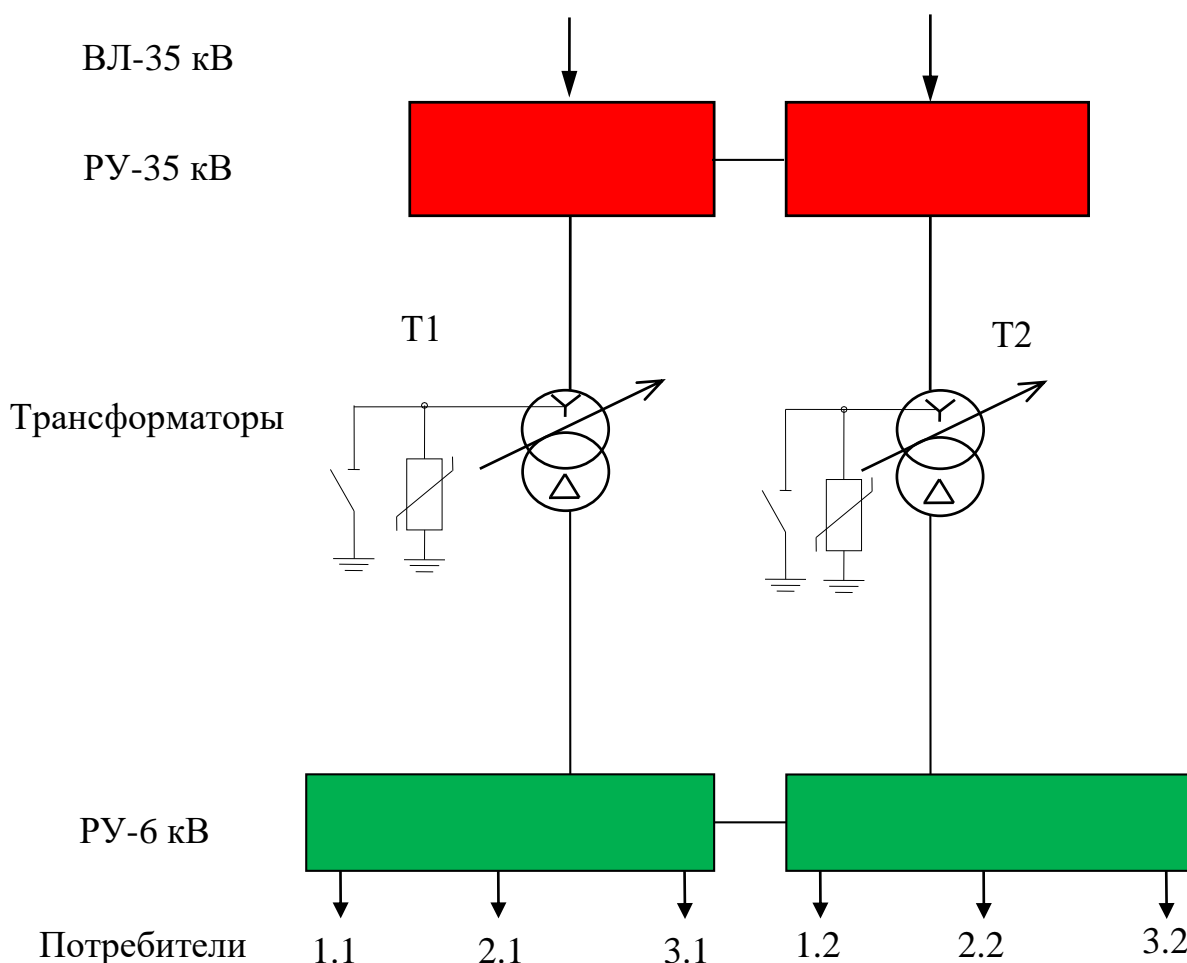


Рисунок 6 – Структурная схема ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска

Первым основным конструктивным элементом ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска выступает «распределительное устройство высшего напряжения (35 кВ). Оно необходимо для приёма и распределения электроэнергии на силовые трансформаторы» [16] подстанции (обозначено красным цветом на рисунке 6).

Так как подстанция ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска по месту расположения в схеме – тупиковая (концевая), следовательно, в РУ-35 кВ должна применяться соответствующая схема, обеспечивающая, с одной стороны, надёжное питание потребителей подстанции, а с другой стороны обеспечивая надёжный транзит мощности (в перспективе) с учётом резервирования в схеме.

Кроме того, подстанция питает важнейшие потребители 1 категории, для которых необходимо обеспечить бесперебойное питание в схеме электрических соединений.

С учётом сказанного, в РУ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска применяется схема «Схема 35-4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Такая схема очень надёжная, обеспечивая все необходимые условия и требования нормативных документов.

При этом, с целью создания требуемого резерва в системе, применяется раздельная работа двух рабочих секций сборных шин: часть потребителей подключена и питается от одной секции сборных шин, часть – от второй. Секционный выключатель и два разъединителя в перемычке в нормальном режиме работы отключены, обеспечивая, таким образом, раздельный режим работы всей системы РУ-35 кВ и схемы нормального режима всей подстанции в целом.

При выводе в ремонт секционные разъединители и выключатель включаются, обеспечивая переток мощности от работающей линии для питания потребителей соседнего фидера.

Таким образом, не будет потеряна надёжность и работоспособность схемы и потребители смогут получить нужное количество электроэнергии, что крайне важно для потребителей 1 категории надёжности.

«В РУ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, планируется установить установленные следующие защитные и коммутационные аппараты (графический лист 1)» [19]:

- вакуумные выключатели высокого напряжения марки ВР35НС-35/20/1600УХЛ1;
- разъединители РПГ-1-35/1000 УХЛ1 с двигательным приводом для главных ножей и ручными приводами для заземляющих ножей РПГ-01-5УХЛ1;
- полимерные ограничители перенапряжений ОПНп-35, выпускаемые ООО «Балтэнерго».

Следующим основным элементом РУ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска являются силовые трансформаторы 35/6 кВ.

Они получают питание от рабочих секций сборных шин РУ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Два силовых трансформатора работают параллельно (каждый на свою нагрузку) и питаются каждый от своей рабочей секции сборных шин РУ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Выбор и проверка мощности силовых трансформаторов для установки на понизительной подстанции переменного напряжения ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, осуществляется в работе далее.

Следующим основным элементом ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ является распределительное устройство низшего напряжения 6 кВ (РУ НН).

На структурной схеме рисунка 6, РУ-6 кВ показано зелёным цветом.

В схеме РУ 6 кВ выполнено комплектным с применением ячеек наружной установки типа КРУН производственной единой серии К-59.

На стороне 6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ устанавливаются шкафы наружной установки типа КРУН-6 кВ с применением ячеек серии К-104ЭБ с воздушными вводами, которые комплектуются вакуумными выключателями ВВ/TEL- 10/20/1000-1600, производства ООО НПП «Электробалт» г. Санкт-Петербург.

Для покрытия нагрузок СН предусматривается установка трансформаторов ТМГ напряжением 6/0,4 кВ мощностью 100 кВА.

Для покрытия нагрузок собственных нужд, на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска предусматривается установка трансформаторов ТМГ напряжением 6/0,4 кВ мощностью 100 кВА.

От них получают питания цепи собственных нужд, включающие автоматику, телеизмерения, сигнализацию, а также освещение территории и здания подстанции, освещение диспетчерской, цепи управления электроснабжением подстанции.

Система СН подстанции выполняется с использованием жёстких шинопроводов марки ШАТ различных сечений. Они проверяются в работе далее.

Для питания потребителей и соединений ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ в РУ-6 кВ предусмотрены следующие ячейки, приведённые далее.

От первой секции сборных шин РУ-6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ кВ (далее – 1 СШ РУ-6 кВ), получают питание следующие потребители (согласно диспетчерских наименований), а также есть такие присоединения:

- ячейка 1 – «ТН-1»;
- ячейка 2 – «Куст №47»;
- ячейка 3 – «Резерв»;
- ячейка 4 – «СВВ-6»;
- ячейка 5 – «Куст №45»;
- ячейка 6 – «Ввод Т1»;
- ячейка 7 – «Резерв»;
- ячейка 8 – «Резерв»;
- ячейка 9 – «Секционный выключатель».

«От второй секции сборных шин РУ-6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ кВ (далее – 2 СШ РУ-6 кВ), получают питание следующие потребители (согласно диспетчерских наименований)» [20], а также есть такие присоединения:

- ячейка 10 – «Секционная ячейка с втычными контактами»;
- ячейка 11 – «Куст №46»;
- ячейка 12 – «СР-6»;
- ячейка 13 – «Куст №49»;
- ячейка 14 – «Резерв»;
- ячейка 15 – «Ввод Т2»;
- ячейка 16 – «Резерв»;
- ячейка 17 – «Резерв»;
- ячейка 18 – «ТН-2».

Перечень и установленная проектная активная нагрузка (потребляемая мощность) нефтяных кустов, являющихся прямыми потребителями электроэнергии ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, представлены в таблице 1 в работе ранее.

Также в схеме проектируемой подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ необходимо предусмотреть ряд важных составляющих, краткий анализ которых проведён ниже.

Защита оборудования и ошиновки от прямых ударов молнии на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ осуществляется молниеотводами, установленными на концевых опорах ВЛ-35 и 6 кВ, а также отдельно стоящим молниеотводом, расположенным за территорией подстанции.

Защита оборудования от волн атмосферных и коммутационных перенапряжений осуществляется вновь устанавливаемыми ограничителями перенапряжений на стороне 35 кВ и 6 кВ трансформаторов.

Заземляющее устройство подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ выполняется в виде сетки из стальных полос сечением 40х6 мм² с дополнительными вертикальными электродами из круглой стали диаметром 20 мм длиной 3 м.

Освещение территории подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ выполняется светильниками, устанавливаемыми на вновь сооружаемом здании ОПУ и на ж/б опорах.

В работе освещению подлежит территория подстанции, включая РУ-35 кВ и силовые трансформаторы, а также проезды и проходы (наружное освещение), а также здание ОПУ и ячеек КРУН-6 кВ (внутреннее освещение).

В соответствии с [7], для электроустановок до 1 кВ, на подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ принята система электроснабжения и заземления типа TN-C-S.

Объединение нулевого рабочего и защитного проводников принято на подстанционном щите СН, разделение нулевого рабочего и защитного проводников выполняется на вторичных сборках.

Таким образом, в работе была проведена разработка и обоснование схемы главных электрических соединений нормального режима проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, путём проведения анализа всех основных составляющих структурной схемы подстанции.

Разработанная схема электрических соединений ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ приведена на графическом листе 1.

Расчёт электрических нагрузок

Для достижения поставленной цели в работе следует провести расчёт электрических нагрузок, которые далее будут использованы для расчёта максимальных рабочих токов с последующими выбором и проверкой силовых трансформаторов, проводников линий, сборных шин, а также нового основного оборудования электрической части на проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

В работе расчёту подлежат значения активной, реактивной и полной расчётных нагрузок одиночных присоединений потребителей подстанции,

систем сборных шин, а также всей подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Как известно, расчётный ток нагрузки нормального режима также относится к электрическим нагрузкам, поэтому в работе он также подлежит определению.

Активная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ рассчитывается таким образом [11]:

$$P_{np} = K_c \cdot P_{np.}, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где P_{np} – установленная проектная активная нагрузка (потребляемая мощность) нефтяных кустов, являющихся прямыми потребителями электроэнергии ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, кВт (по данным энергосистемы, таблица 1);

K_c – коэффициент спроса потребителей напряжением 6 кВ электрической части ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, о.е. [6].

Реактивная расчётная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ вычисляется так [11]:

$$Q_{np} = P_{np} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – нормируемый коэффициент реактивной мощности, соответствующий текущему значению коэффициента активной мощности системы ($\cos \varphi$) [8].

Реактивная полная нагрузка одиночных присоединений потребителей электрической части ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ определяется так [11]:

$$S_{np} = \sqrt{P_{np}^2 + Q_{np}^2}. \quad (3)$$

Расчётный ток нормального режима одиночных присоединений потребителей электрической части ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ [11]:

$$I_{np} = \frac{S_{np}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (4)$$

где $U_{ном.}$ – номинальное напряжение сети, кВ [1].

На основании известных выражений (1) – (4) для расчёта электрических нагрузок, проводится практический расчёт активной, реактивной, полной нагрузок, а также расчётного тока нагрузки нормального режима, для всех одиночных присоединений потребителей ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Таким образом, в работе по условию (1), расчётная активная нагрузка первого присоединения одиночных потребителей «Куст №45» ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ:

$$P_{np} = 1,7 \cdot 0,7 = 1,19 \text{ МВт}.$$

По условию (2) расчётная реактивная нагрузка первого присоединения одиночных потребителей «Куст №45» ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ:

$$Q_{np} = 1,19 \cdot 0,75 = 0,893 \text{ Мвар.}$$

По условию (3) расчётная полная нагрузка первого присоединения одиночных потребителей «Куст №45» ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ:

$$S_{np} = \sqrt{1,19^2 + 0,893^2} = 1,4875 \text{ МВА.}$$

По условию (4) расчётное значение тока нагрузки нормального режима первого присоединения одиночных потребителей «Куст №45» ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ:

$$I_{np} = \frac{1487,5}{\sqrt{3} \cdot 6} = 143,2 \text{ А.}$$

«Аналогично проведён расчёт электрических нагрузок остальных присоединений потребителей 6 кВ понизительной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ с приведением результатов расчёта в форме таблицы 2» [16].

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ с учётом транзита мощности

СШ 6 кВ	Наименование потребителя	P_{np} , МВт	$\cos\varphi$	K_c	P_p , МВт	Q_p , Мвар	S_p , МВА	I_p , МВА
1 СШ	Куст №45	1,7	0,8	0,7	1,19	0,893	1,4875	143,2
1 СШ	Куст №47	1,1	0,8	0,7	0,77	0,578	0,9625	92,6
2 СШ	Куст №46	1,8	0,8	0,7	1,26	0,945	1,5750	151,6
2 СШ	Куст №49	1,2	0,8	0,7	0,84	0,63	1,0500	101,0
1,2 СШ	ДНС-3Н (СВВ-6, СР-6)	8,8	0,86	0,75	6,6	3,916	7,6744	738,5
Всего по ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска					10,7	6,96	12,78	1229,8

Результаты расчёта электрических нагрузок одиночных присоединений потребителей и транзитных присоединений понизительной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, используются в работе далее.

Выбор силовых трансформаторов подстанции

Как известно, наилучший выбор силовых трансформаторов для установки на подстанции, проводится с учётом фактических суточных графиков нагрузки. Однако, такой метод применим только для действующих подстанций, поэтому на стадии проектирования он не применяется (в виду отсутствия графиков нагрузки подстанции по причине её проектирования).

Проводится предварительный выбор с последующей проверкой принятых решений, подтверждающих правильности выбора силовых трансформаторов для установки на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, исходя из значения максимальной нагрузки подстанции.

Расчётная мощность силового трансформатора для установки на подстанции определяется по известной формуле [12]:

$$S_{\text{ном.т.р.}} = \frac{S_{p.ПС}}{2 \cdot 0,7}, \text{МВА}, \quad (5)$$

где $S_{p.ПС}$ – расчётная нагрузка трансформаторной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, принимается с учётом фактической суммарной нагрузки её потребителей и перспективы развития на 5 лет.

По условию (5) для силовых трансформаторов, устанавливаемых на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска:

$$S_{\text{ном.т}} = \frac{12,78}{2 \cdot 0,7} = 9,12 \text{МВА}.$$

При проверке проводится сравнение номинальной мощности силового трансформатора и полученного значения расчётной мощности трансформатора ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска:

$$S_{\text{ном.т.}} \geq S_{\text{ном.т.р.}}, \text{MBA}, \quad (6)$$

Соответственно, исходя из полученных результатов расчёта, выбирается стандартная (паспортная) мощность трансформатора для установки на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, равная 10 МВА.

Таким образом, предварительные условия проверки силовых трансформаторов, установленных на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, по условию (6) выполняются:

$$S_{\text{ном.т.}} = 10 \text{ MBA} \geq S_{\text{ном.т.р.}} = 9,12 \text{ MBA}.$$

Значит, исходя из результатов предварительной проверки, принимаются для установки на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, силовые трансформаторы марки ТДНС-10000/110УХЛ1.

«Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме» [19]:

$$K_{3.H} = \frac{S_P}{2 \cdot S_{T.HOM}} \leq 0,7. \quad (7)$$

«По условию (7) проверка выполняется» [19]:

$$K_{3.H} = \frac{12,78}{2 \cdot 10} = 0,64 \leq 0,7.$$

«Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме (в работе остаётся один трансформатор)» [7]:

$$K_{3.П} = \frac{S_P}{S_{T.НОМ}} \leq 1,4. \quad (8)$$

По условию (8) проверка выполняется:

$$K_{3.П} = \frac{12,78}{10} = 1,278 \leq 1,4.$$

Таким образом, для установки на двухтрансформаторной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, окончательно принимаются однотипные трансформаторы типа ТДНС-10000/35 УХЛ1.

Выбор и проверка сечения проводников на подстанции

Далее в работе необходимо провести выбор и проверочный расчёт проводников на питающей подстанции 35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

В работе выбираются провода воздушных линий 35 кВ и 6 кВ, а также ошиновка, применяемая в данных РУ.

Все проводники на подстанции – класса напряжения выше 1 кВ, выполненные в виде воздушных линий передачи. Поэтому и методика выбора для них будет применена одинаковая.

В связи с тем, что основным параметром экономической эффективности функционирования сетей являются приведённые затраты, выбор экономических сечений должен быть главным определяющим методом расчёта сетей.

Известно, что выбор сечений проводников напряжением выше 1 кВ (питающей воздушной линии напряжением 35 кВ и распределительных воздушных линий напряжением 6 кВ) ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска

ХМАО РФ, осуществляется по известному условию экономической плотности тока [11].

Экономически целесообразное сечение проводников определяется по известному выражению [11]:

$$F_3 = \frac{I_p}{j_3}, \quad (9)$$

где j_3 – «экономическая плотность тока, А/мм²» [10].

Для проверки выбранного сечения проводников воздушных линий на понизительной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, необходимо рассчитать их максимальный ток послеаварийного режима работы с учётом условий резервирования в схеме.

По упрощённой методике, значение максимального тока ПАВ режима можно принять равным рабочему току, помноженному на коэффициент резервирования, равный 1,4 [11]:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.}}} = 1,4 \cdot I_p. \quad (10)$$

где « S_p – расчётная полная нагрузка воздушной линии, кВА» [7];

« I_p – расчётный ток нормального режима воздушной линии электропередачи (таблица 2)» [7];

« $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение линии, кВ» [10].

«После выбора проводника воздушных линий, необходимо провести их проверку на работоспособность в нормальном и послеаварийном режимах работы» [7].

«Проверка выбранного сечения провода воздушных линий в нормальном режиме работы» [11]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_p, \quad (11)$$

«где $I_{\text{доп}}$ – предельно – допустимое справочное значение тока выбранного проводника линии, А» [10].

Проверка выбранного сечения провода воздушной линии в послеаварийном режиме работы [11]:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{p.\text{max}}, \quad (12)$$

где $I_{p.\text{max}}$ – максимальный ток послеаварийного режима работы воздушной линии с учётом условий резервирования в схеме, А.

Кроме того, «по механической прочности проводники воздушных линий должны быть не меньшего сечения чем стандартное минимально-допустимое сечение для условий местности по гололёду и ветру, с учётом типа опор и количества цепей линии, а также» [4] коронирующего разряда (для ВЛ-35 кВ).

Данное условие проверяется по следующему соотношению:

$$F_{\text{ст}} \geq F_{\text{мин}}, \text{ мм}^2. \quad (13)$$

«Значит, в данной работе, исходя из перечисленных условий, с учётом данных таблиц и диаграмм, приведённых в разделе 3 [10], минимальные сечения проводов воздушных линий, выполненные с применением стандартных проводников» [14] марки АС, для климатических условий г. Нефтеюганска ХМАО РФ:

- для проводов воздушных линий напряжением 35 кВ – 70 мм²;
- для проводов воздушных линий напряжением 6 (10) кВ – 25 мм².

На основе приведённых расчётных формул согласно принятой методики выбора и проверки проводов воздушных линий электропередач, проводится

выбор и проверка сечения провода питающей воздушной линии ВЛ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

«Ток нормального режима питающей ВЛ-35 кВ для питания каждого трансформатора ТП-35/6 кВ №170 г. по условию (8)» [18] :

$$I_p = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ A.}$$

«Расчётное сечение питающей ВЛ-35 кВ понизительной подстанции переменного напряжения 35/6 кВ» [2] №170 г. Нефтеюганска по условию экономической плотности тока:

$$F_s = \frac{165}{1,2} = 137,5 \text{ мм}^2.$$

По справочнику [5] выбирается стандартный сталеалюминиевый провод марки АС-120/27 с длительно-допустимым длительным током $I_{дон}=375 \text{ A}$.

Проверка предварительно выбранного провода воздушной линии по току нормального режима выполняется:

$$375 \text{ A} \geq 165 \text{ A.}$$

Значение максимального тока ПАВ режима провода ВЛ-35 кВ понизительной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска с учётом резервирования в схеме:

$$I_{p.\max} = 1,4 \cdot 165 \approx 232,7 \text{ A.}$$

Проверка провода ВЛ-35 кВ понизительной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска по максимальному току ПАВ режима также выполняется:

$$375 \text{ A} \geq 232,7 \text{ A}.$$

«Проверка по механической прочности также выполняется» [3]:

$$120 \text{ мм}^2 \geq 70 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, в работе путём проведения соответствующих расчётов и проверок установлено, что выбранное сечение провода на питающей ВЛ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска стандартной марки АС-120/27, соответствует условиям выбора для проводов питающей линии 35 кВ подстанции. Выбор и проверка сечений проводов отходящих линий напряжением 6 кВ, применяемых на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, выполнены по аналогичной методике с приведением полученных результатов в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты выбора и проверочного расчёта проводников питающей и распределительных воздушных линий на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска

Линия	$I_p, \text{ A}$	$F_{\Sigma}, \text{ мм}^2$	$F_{ст}, \text{ мм}^2$	$I_{p,max}, \text{ A}$	Марка провода	$I_{доп}, \text{ A}$
Питающая ВЛ-35 кВ						
ВЛ-35 кВ-Т1	165,0	137,5	120	232,7	АС-120/27	375
ВЛ-35 кВ-Т2	165,0	137,5	120	232,7	АС-120/27	375
Распределительные ВЛ-6 кВ						
СШ I 6 кВ						
Куст №45	143,2	102,9	95	200,5	АС-95/16	330
Куст №47	92,6	66,2	70	129,6	АС-70/11	265
ДНС-3Н (СВВ-6)	367,9	262,8	240	515,1	АС-240/32	605
СШ II 6 кВ						
Куст №46	151,6	108,3	95	212,2	АС-95/16	330
Куст №49	101,0	72,1	70	141,4	АС-70/11	265
ДНС-3Н (СР-6)	367,9	262,8	240	515,1	АС-240/32	605

Таким образом, в работе расчётным путём, используя принятую методику выбора и проверки, выбраны и проверены сечения проводников питающей 35 кВ и распределительных воздушных линий 6 кВ, рекомендованных к применению на проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска.

Выбор сборных шин распределительных устройств 35 кВ и 6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска проводится по максимальному рабочему току по приведённому ранее условию (12).

Применяются следующие виды ошиновки на подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска:

- в ОРУ-35 кВ – гибкая ошиновка, выполненная из сталеалюминиевых проводов марки АС-120/27;
- в КРУН-6 кВ – жёсткая ошиновка из сборные алюминиевых шин марки АДО сечением 100×8 мм с номинальным током, при частоте 50 Гц, $I_{ном}=1625$ А.

Такие виды и типы ошиновки типичны для применения в соответствующих распределительных устройствах подстанций.

Проводится проверка выбранной гибкой ошиновки из проводов марки АС-120/27 для установки в ОРУ-35 кВ на подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, по максимальному рабочему току:

$$375 \text{ A} \geq 232,7 \text{ A}.$$

Условие проверки выполняется, следовательно, в качестве ошиновки в ОРУ-35 кВ применяется гибкая ошиновка, выполненная с применением провода марки АС-120/27 с допустимым током $I_{дон}=375$ А.

В работе для установки в КРУН-6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска принимаются основная жёсткая ошиновка: сборные алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АДО, размер – 100×8 мм, одна полоса (однополосные жёсткие шины), допустимый ток $I_{дон} = 1690$ А [7].

Условие выбора шин установки в ячейках КРУН-6 кВ на проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска выполняется:

$$1690 A \geq 809,2 A.$$

Все выбранные проводники воздушных линий и шинных конструкций для установки на проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, соответствуют требуемым условиям выбора и проверки.

Расчёт токов короткого замыкания на подстанции

Далее в работе проводится расчёт значения максимального тока трёхфазного короткого замыкания на сборных шинах ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, по которому будут проверены на термическую и электродинамическую стойкость электрические аппараты и шинные конструкции, выбранные для установки в соответствующих распределительных устройствах подстанции.

Значения токов КЗ в системе ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ будут использованы при выборе и проверке нового оборудования распределительных устройств в работе далее.

Расчёт проводится в именованных единицах, приняв за основу:

- сопротивление системы в максимальном режиме $x_{c.max}=0,797$ Ом;
- сопротивление системы в минимальном режиме – $x_{c.min}=1,3$ Ом;
- базисное напряжение – $U_6=6,3$ кВ.

«Исходная расчётная схема для расчёта токов КЗ на понизительной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ представлена на рисунке 7» [16].

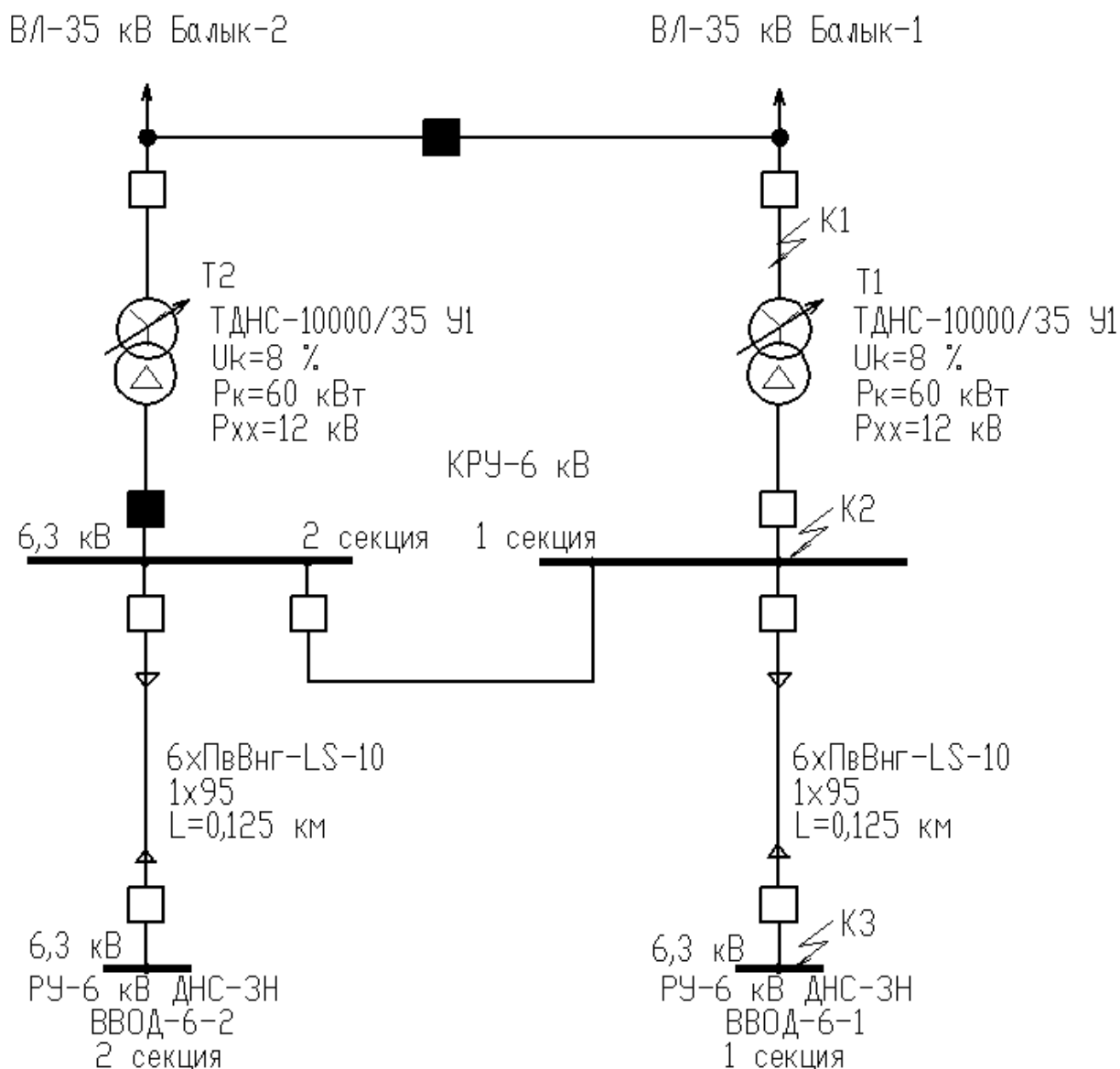


Рисунок 7 – Исходная расчётная схема для расчёта токов КЗ в системе ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ

Для составления схемы замещения, каждый элемент замещается эквивалентным сопротивлением. Как правило, в сети напряжением выше 1 кВ решающее значение имеют индуктивные сопротивления элементов. Значениями активных сопротивлений при расчёте токов КЗ в таком случае можно пренебречь [17].

«Для расчета токов трехфазного КЗ на основании расчётной поясняющей схемы, составляется схема замещения прямой последовательности (рисунок 8)» [6].

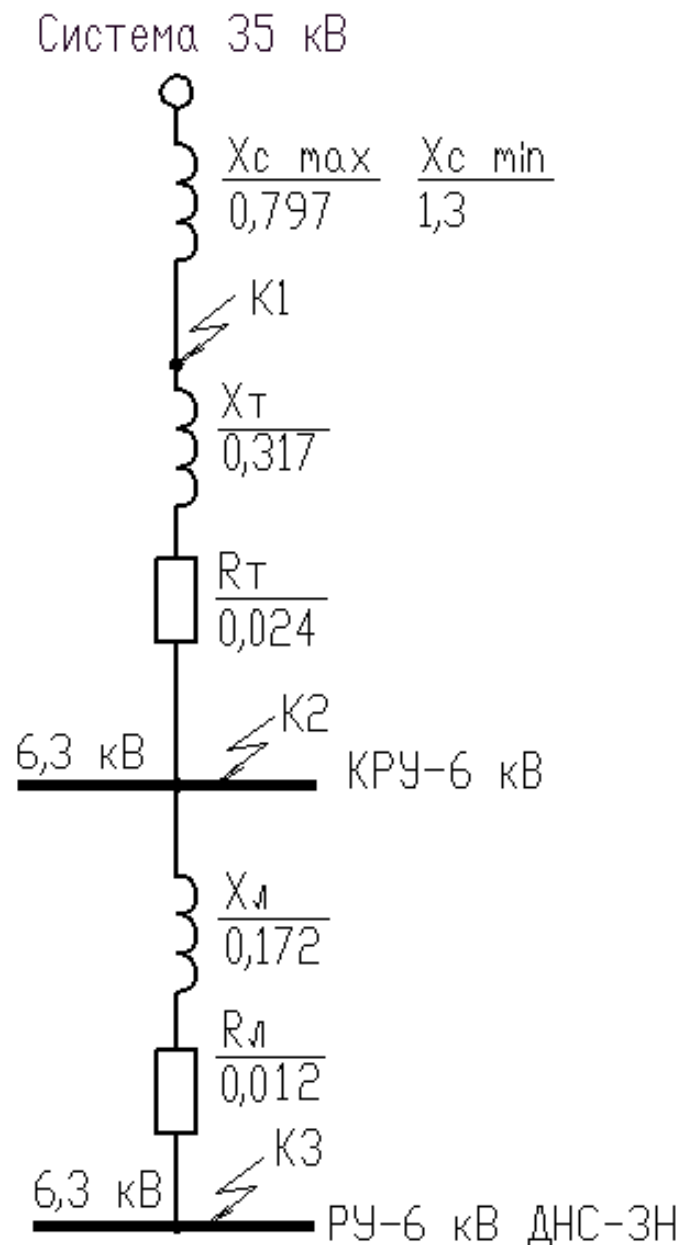


Рисунок 8 – Исходная схема замещения для расчёта токов КЗ на понизительной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ

Далее проводится расчёт параметров схемы замещения ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ в именованных единицах, с последующим приведением их к именованным.

Далее проводится расчёт активных и индуктивных сопротивлений обмоток силового трансформатора ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ с учётом паспортных данных, в именованных единицах, при приведении к базисным условиям [12].

Для обмотки ВН (35 кВ) трансформатора, оставшегося в работе на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ:

$$Z_m = \frac{u_k \% \cdot U_{\bar{6}}^2}{100 \cdot S_{ном.Т1}}, \quad (14)$$

где $u_k=8\%$ - напряжение короткого замыкания трансформатора (паспортные данные);

$S_{ном.Т1}=10$ МВА – номинальная мощность силового трансформатора (паспортные данные).

Активное сопротивление обмоток трансформатора, оставшегося в работе на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ в результате ПАВ режима, Ом:

$$r_m = \frac{P_{кз} \cdot U_{\bar{6}}^2}{S_{ном.Т1}^2}, \quad (15)$$

где $P_{кз}=60$ кВт – потери короткого замыкания (паспортные данные).

Согласно условия (26):

$$r_m = \frac{60 \cdot 6,3^2}{10000^2} = 0,024 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление обмоток трансформатора, оставшегося в работе на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ в результате ПАВ режима, с учётом известного активного и полного сопротивления трансформатора ТДНС-10000/35, Ом:

$$x_m = \sqrt{Z_m^2 - r_m^2}. \quad (16)$$

Согласно условия (16):

$$x_m = \sqrt{0,318^2 - 0,024^2} = 0,317 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линии на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ с учётом её длины, в именованных единицах, при приведении к базисным условиям:

$$r_L = l \cdot r_{y\partial}, \quad (17)$$

$$x_L = l \cdot x_{y\partial}, \quad (18)$$

где l – длина линии от ЗРУ-6 кВ до РУ-6 ДНС-3Н (наиболее удалённый потребитель ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска);
 $r_{y\partial}=0,096$ Ом – активное сопротивление линии;
 $x_{y\partial}=1,354$ Ом – реактивное сопротивление линии.

Таким образом, по приведённым условиям расчёта (17) и (18), значение сопротивлений линии:

$$r_L = 0,127 \cdot 0,096 = 0,012 \text{ Ом.}$$

$$x_L = 0,127 \cdot 1,354 = 0,172 \text{ Ом.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах [12]:

$$I_{\kappa}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot x_p}, \quad (19)$$

где x_p – результирующее сопротивление к точке КЗ.

Далее, исходя из определённых ранее индуктивных сопротивлений всех основных элементов схемы замещения, определяются результирующие (эквивалентные) сопротивления к каждой точке КЗ.

Расчёт токов КЗ проводится на примере расчётной точки К1 схемы в именованных единицах.

Результирующее сопротивление к точке К1 в именованных расчётных единицах:

$$x_p = x_{c.макс}. \quad (20)$$

Согласно условия (20) в максимальном режиме:

$$x_p = 0,797 \text{ Ом.}$$

Согласно условия (20) в минимальном режиме:

$$x_p = 1,3 \text{ Ом.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К1, при приведении к базисным условиям, в именованных единицах в максимальном режиме по (19)» [12] :

$$I_{к.макс}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,797} = 4,569 \text{ кА.}$$

«Начальное значение периодической составляющей тока короткого замыкания в расчётной точке К1, при приведении к базисным условиям» [13], в именованных единицах в минимальном режиме по (19):

$$I_{\kappa.\min}^{(3)} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 1,3} = 2,801 \text{ кА.}$$

«Значение ударного тока в расчётных точках схемы или начального значения апериодической составляющей тока КЗ в максимальном режиме» [12]:

$$i_{\text{уд.макс}} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{\text{уд}} \cdot I_{\kappa.}^{(3)}, \text{ кА,} \quad (21)$$

«где $\kappa_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, принимается по справочным табличным данным» [12].

По условию (21) для расчётной точки схемы К1, значение ударного тока (начального значения апериодической составляющей тока КЗ) в именованных единицах:

$$i_{\text{уд.макс}} = \sqrt{2} \cdot 4,569 \cdot 1,8 = 11,7 \text{ кА.}$$

Проводится расчёт токов двухфазного КЗ.

Для точки К1:

$$I_{\kappa}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\kappa}^{(3)}, \text{ кА.} \quad (22)$$

Двухфазное КЗ в минимальном режиме точки К1, находится для расчета уставок РЗА по (22):

$$I_{\kappa.\min}^{(2)} = 0,87 \cdot 2,801 = 2,437 \text{ кА.}$$

Дальнейший расчет сопротивлений цепи питания КЗ и расчётов токов КЗ для других точек выполнен аналогично с приведением полученных результатов в форме таблицы 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов токов КЗ на шинах распределительных устройств ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ в максимальном и минимальном режимах

Точка КЗ	Режим	U, кВ	Сопротивление цепи до точки КЗ:			$I_{K^{(3)}}$, кА	i_{y0} , кА	$I_{K^{(2)}}$, А
			$\sum X$, Ом	$\sum R$, Ом	$\sum Z$, Ом			
К-1	Max	6	0,797	-	0,797	4,569	11,7	-
	Min		1,3	-	1,3	2,801	-	2,437
	Max	35	26,75	-	26,75	0,800	2,04	-
	Min		43,64	-	43,64	0,500	-	0,42
К-2	Max	6	1,114	0,024	1,114	3,268	8,35	-
	Min		1,617	0,024	1,617	2,252	-	1,959
К-3	Max	6	1,248	0,036	1,26	2,91	7,45	-
	Min		1,751	0,036	1,751	2,08	-	1,933

Полученные в работе результаты расчетов токов КЗ на шинах распределительных устройств ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ в максимальном и минимальном режимах, используются в работе для соответствующих проверок оборудования РУ и уставок РЗА подстанции.

Выбор электрических аппаратов подстанции

Далее в работе, на основании технических данных подстанции и полученных расчётных результатов электрических нагрузок, рабочих и максимальных токов, а также токов трёхфазного КЗ, проводится непосредственный выбор и проверка основного оборудования распределительных устройств на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Для защиты и коммутации оборудования в ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ устанавливаются высоковольтные выключатели.

Известно, что выключатели высокого напряжения – это основные аппараты для защиты и коммутации электрической сети и единственные аппараты на подстанции, которыми можно отключать сеть под нагрузкой, а также они отключают сеть при возникновении ненормальных режимов (в частности, токов КЗ).

«Известно, что выбор выключателей высокого напряжения производится, исходя из следующих условий» [18]:

– «по номинальному напряжению» [18]:

$$U_{уст} \leq U_n, \quad (23)$$

«где $U_{уст}$, $U_{ном}$ – соответственно напряжения установки и номинальное напряжение выключателя (параметр завода-изготовителя)» [18];

– «по максимальному рабочему току» [18]:

$$I_{раб.макс} \leq I_n, \quad (24)$$

«где $I_{раб.макс}$, I_n – соответственно максимальный рабочий ток ПАВ режима электроустановки и номинальное значение тока выключателя (параметр завода-изготовителя)» [18];

– «проверка выключателя на симметричный ток отключения» [18]:

$$I_{пт} \leq I_{откн}, \quad (25)$$

«где $I_{пт}$ – значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент начала расхождения дугогасительных контактов» [18];

« $I_{откн.н}$ – номинальный ток отключения выбранного выключателя, кА» [18];

– «проверка выключателя на отключение асимметричного тока КЗ» [7]:

$$(\sqrt{2} \cdot I_{пт} + i_{ат}) \leq \sqrt{2} \cdot I_{отк.н} (1 + \beta_n), \quad (26)$$

«где $i_{ат}$ – значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов» [18];

« β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе КЗ» [18];

« τ – наименьшее время от начала короткого замыкания до момента расхождения дугогасительных контактов, определяется так» [18]:

$$t = t_{з.мин} + t_{с.в}, \quad (27)$$

«где $t_{з.мин}$ – минимальное время действия релейной защиты, с» [18];

$t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя, с» [18];

– «на электродинамическую устойчивость выбранный выключатель проверяется по значению предельного сквозного тока КЗ [18]:

$$i_y \leq i_{пр.с}, \quad (28)$$

«где $i_{пр.с}$ – действующее значение предельного сквозного тока КЗ» [18];

i_y – ударный ток короткого замыкания в цепи выключателя» [18];

– «проверка выключателя на термическую стойкость по значению теплового импульса» [18]:

$$B_k \leq I_T^2 t_T, \quad (29)$$

«где B_k – тепловой импульс по расчёту, $A^2 \cdot c$ » [18];

« I_T – предельный ток термической устойчивости, $A^2 \cdot c$ » [18];

« t_T – длительность протекания тока термической устойчивости, с» [18].

При этом тепловой импульс с учётом токов КЗ и отключения цепи:

$$B_k = I_k^2 (t_{отк} + T_a). \quad (30)$$

По приведённым выше условиям, с учётом рассчитанных параметров электрической сети 35 кВ и 6 кВ, далее в работе необходимо осуществить выбор выключателей высокого напряжения для их установки в соответствующих распределительных устройствах на проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Исходя из расположения в схеме ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, высоковольтные выключатели напряжением 35 кВ подразделяются на следующие типы:

- высоковольтные выключатели ввода (вводные высоковольтные выключатели) – служат для приёма электроэнергии от энергосистемы с последующей её передачей на два силовых трансформатора подстанции;
- высоковольтные выключатели секционного соединения (секционные выключатели) – необходимы для обеспечения резервирования в схеме РУ 35 кВ на подстанции, автоматически включая питание оборудования от второй системы сборных шин 35 кВ (либо от обходной системы сборных шин 35 кВ на подстанции);
- высоковольтные выключатели отходящих линий (линейные выключатели) – необходимы для обеспечения защиты и коммутации транзитных линий 35 кВ подстанции.

Исходя из этого, необходимо учесть расположение выключателей в схеме, так как параметры сети в различных узлах системы подстанции будут также различными. Выбор и проверка высоковольтных выключателей для установки в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, проводится по приведённым выше условиям.

Результаты выбора выключателей высокого напряжения представлены в работе в форме таблицы 5.

Таблица 5 – Результаты выбора выключателей высокого напряжения для установки в РУ-35 кВ и РУ-6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ

Место установки выключателя	Тип выключателя	Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные выключателей
ОРУ 35 кВ	Вакуумные выключатели ВР35НС-35-20/1600 УХЛ1	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{расч} \leq I_{ном}$ $I_k \leq I_{откл}$ $i_{уд} \leq i_{дин}$ $B_k \leq I_{\infty} \cdot t_n$	35 кВ 231 А 0,8 кА 2,04 кА 1,16 кА ² /с	35 кВ 1600 А 20 кА 40 кА 4800 кА ² /с
КРУ 6 кВ Вводная и секционная ячейки	Вакуумные выключатели ВВ/TEL-10/20/1600У3	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{расч} \leq I_{ном}$ $I_k \leq I_{откл}$ $i_{уд} \leq i_{дин}$ $B_k \leq I_{\infty} \cdot t_n$	6 кВ 1284 А 3,268 кА 8,35 кА 19,3 кА ² /с	10 кВ 1600 А 20 кА 51,2 кА 1200 кА ² /с
КРУ 6 кВ Отходящие линии	Вакуумные выключатели ВВ/TEL-10/20/1000У3	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{расч} \leq I_{ном}$ $I_k \leq I_{откл}$ $i_{уд} \leq i_{дин}$ $B_k \leq I_{\infty} \cdot t_n$	6 кВ 749 А 3,268 кА 8,35 кА 19,3 кА ² /с	10 кВ 1000 А 20 кА 51,2 кА 1200 кА ² /с

Все выбранные выключатели РУ 6 кВ удовлетворяют требуемым условиям.

Далее проводится выбор новых разъединителей для установки в РУ 35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Разъединитель – это аппарат для обеспечения видимого разрыва с целью безопасного проведения работ в электроустановках.

В работе для установки в РУ 35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ выбираются разъединители РГП-1-35/1000УХЛ1 с двигательным приводом для главных ножей и ручными приводами для заземляющих ножей ПРГ-01-5УХЛ1.

Так как разъединители не отключают цепь под нагрузкой, они, в отличие от выключателей высокого напряжения, не проверяются на коммутационную способность при отключении токов КЗ согласно [12].

Результаты выбора и проверки разъединителей для установки в РУ 35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты выбора разъединителей для установки в РУ 35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ

Место установки	Тип разъединителя	Условия выбора	Расчетные данные сети	Каталожные данные разъединителя
ОРУ-35 кВ	РПП-1-35/1000УХЛ1	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{расч} \leq I_{ном}$ $i_{уд} \leq i_{дин}$ $B_k \leq I_t^2 t$	35 кВ 231 А 2,04 кА 1,92 кА ² с	32 кВ 1000 А 63 кА 2500 кА ² ·с

Трансформаторы тока (ТТ) на подстанциях играют важную роль в электроснабжении, они необходимы для измерения тока в электрических цепях с высоким напряжением и передачи этих данных в системы контроля и управления. Известно, что трансформаторы тока являются критически важными элементами электроснабжения и обеспечивают безопасную и эффективную работу электрических систем [8].

Трансформаторы напряжения выбираются из условий:

$$U_c \leq U_{ном}, \quad (31)$$

$$S_2 \leq S_{ном}, \quad (32)$$

где « S_2 – суммарная мощность, потребляемая катушками приборов и реле, а также РЗиА, получающим питание от трансформатора напряжения» [10].

«Результаты выбора трансформаторов тока на стороне 6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ приведены в таблице 7» [11].

Таблица 7 – Результаты выбора трансформаторов тока на стороне 6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ

Место установки трансформаторов тока	Тип трансформатора тока	Условия выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
КРУ-6 кВ Ввод №1, №2, секционный выключатель	ТЛО-10-2 1500/5 05S/10P	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{норм.расч} \leq I_{1ном}$ $i_{уд} \leq i_{дин}$ $B_k = I_{\infty}^2 \cdot t_{пр} \leq I_t^2$	6 кВ 1284 А 8,35 кА 50,7 кА ² с	10 кВ 1500 А 128 кА 4800 кА ² с
КРУ-6 кВ Отходящая линии на ДНС-3Н	ТЛО-10-2 800/5 05S/10P	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{норм.расч} \leq I_{1ном}$ $i_{уд} \leq i_{дин}$ $B_k = I_{\infty}^2 \cdot t_{пр} \leq I_t^2$	6 кВ 749 А 8,35 кА 50,7 кА ² с	10 кВ 800 А 128 кА 4800 кА ² с
КРУ-6 кВ Отходящая линии на нефтяной куст	ТЛО-10-2 200/5 05S/10P	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{норм.расч} \leq I_{1ном}$ $i_{уд} \leq i_{дин}$ $B_k = I_{\infty}^2 \cdot t_{пр} \leq I_t^2$	6 кВ 145 А 8,35 кА 50,7 кА ² с	10 кВ 200 А 51 кА 100 кА ² с
КРУ-6 кВ Отходящая линии на УКРМ	ТЛО-10-2 300/5 05S/10P	$U_c \leq U_{ном}$ $I_{норм.расч} \leq I_{1ном}$ $i_{уд} \leq i_{дин}$ $B_k = I_{\infty}^2 \cdot t_{пр} \leq I_t^2$	6 кВ 213 А 8,35 кА 50,7 кА ² с	10 кВ 300 А 51 кА 255 кА ² с

По справочнику [12], аналогично выбирается трансформатор тока GИF40,5 300/5 А для установки в ОРУ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ. Выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем приведённым к нему требованиям.

На стороне высшего напряжения 35 кВ устанавливаются ограничители перенапряжения типа ОПНп-35 У1, выпускаемые ООО «Балтэнерго» г. Санкт-Петербург.

Все выбранные аппараты являются новыми и современными разработками электротехнической промышленности, обеспечивая высокую

надёжность при их применении в схемах распределительных устройств подстанций.

Следовательно, сделан вывод, что их можно использовать для установки в ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ для защиты и коммутации электрических сетей.

Выводы по разделу.

В результате проведения технического обоснования по выбору схем главных электрических соединений и оборудования распределительных устройств напряжением 35 кВ и 6 кВ, на трансформаторной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ внедрены следующие практические мероприятия по указанным аспектам:

- выбраны схемы первичных соединений подстанции, в РУ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска применяется схема «Схема 35-4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Такая схема очень надёжная, обеспечивая все необходимые условия и требования нормативных документов;
- в схеме РУ-6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, предусматривается схема «Одиночная система сборных шин, секционированная выключателем»;
- для установки на двухтрансформаторной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, приняты и проверены на перегрузочную способность, два однотипных силовых трансформатора типа ТДНС-10000/35 УХЛ1;
- выбрано и проверено сечение провода на питающей ВЛ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска стандартной марки АС-120/27, а также сечения отходящих воздушных линий напряжением 6 кВ (провода марки АС разных стандартных сечений);
- обосновано применение следующих видов ошиновки на подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска: в ОРУ-35 кВ – гибкая ошиновка,

выполненная из сталеалюминиевых проводов марки АС-120/27, в КРУН-6 кВ – жёсткая ошиновка из сборные алюминиевых шин марки АДО сечением 100×8 мм с $I_{ном}=1625$ А;

- выбраны и проверены электрические аппараты для установки в ОРУ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска: вакуумные выключатели ВР35НС-35-20/1600 УХЛ1, разъединитель РГП-1-35/1000УХЛ1, трансформаторы тока GIF40,5 300/5 А, ограничители перенапряжения типа ОПНп-35 У1;
- выбраны и проверены электрические аппараты для установки в КРУН-6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска: вакуумные выключатели ВВ/TEL-10/20/1600У3 (вводные и секционный) и ВВ/TEL-10/20/1000У3 (отходящие линии), трансформаторы напряжения НАМИТ–10-2 0,1/0,1√3 с классом точности 0,1, трансформаторы тока ТЛО-10-2 1500/505S/10Р, ограничители перенапряжения типа ОПНп-6 кВ.

Таким образом, в работе расчётно-аналитическим путём решена комплексная задача по внедрению предложенных мероприятий по проектированию схемы электрических соединений нормального режима и выбору современного оборудования ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, с учётом приведённых аспектов по проверке принятых решений.

Релейная защита и автоматика подстанции

3.1. Выбор блоков релейной защиты и автоматики подстанции

Как было указано ранее, одним из этапов работы является выбор и расчёт уставок релейной защиты силовых трансформаторов ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

«Состав современного типичного микропроцессорного блока РЗА представлен на рисунке 9» [11].

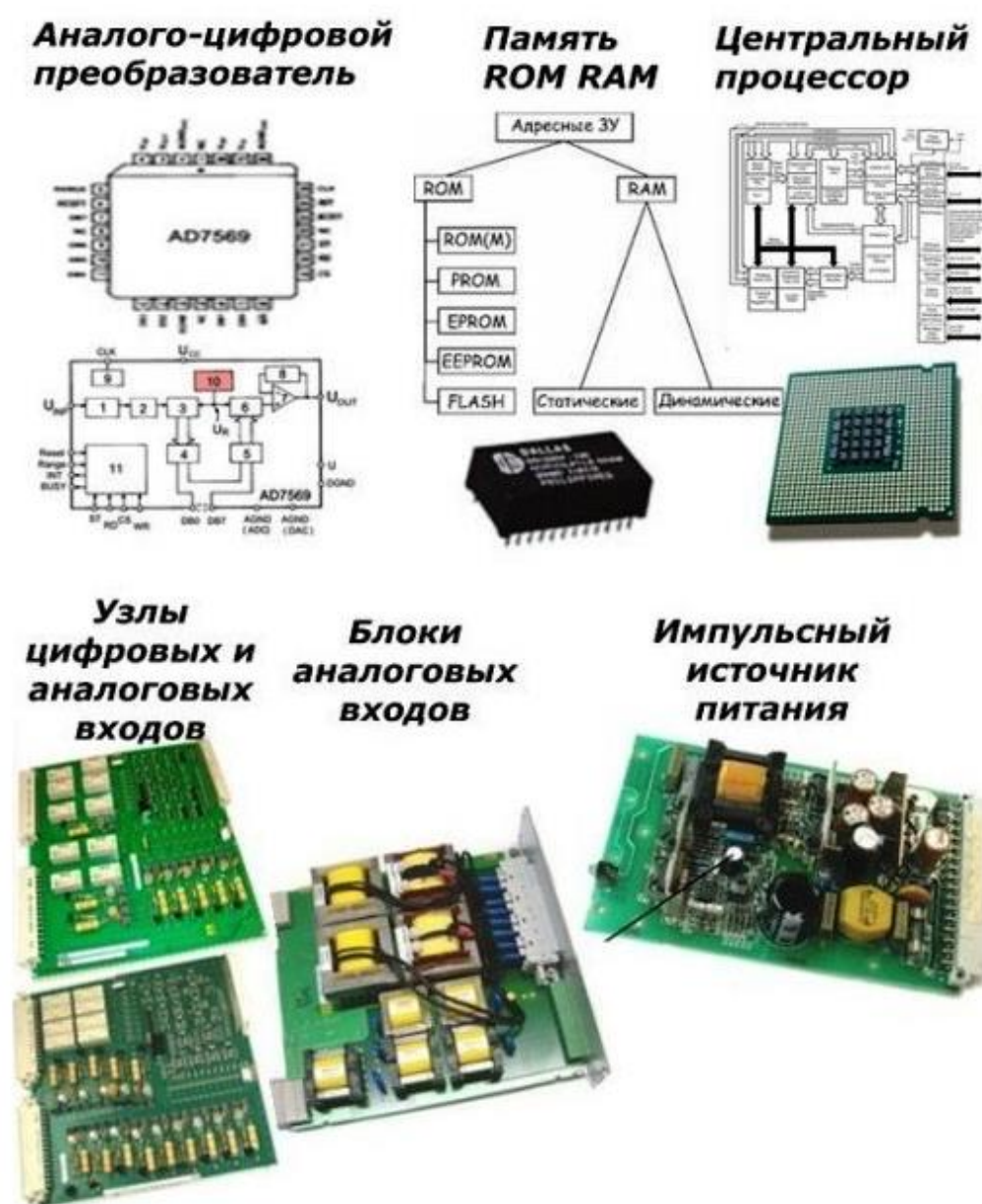


Рисунок 9 – Состав современных микропроцессорных блоков РЗА

«В работе, после проведения анализа нормативно-технической литературы по данному вопросу, для установки на подстанции выбираются современные блоки РЗиА серии Sepam 20,40,80 (производитель – Schneider Electric)» [11].

Для применения на подстанции выбраны следующие модификации блоков РЗиА, позволяющие добиться максимальных результатов при минимальном вложении средств:

- для защиты силовых трансформаторов ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ – блок РЗиА серии Sepam 80, которые предназначены для обеспечения защиты силовых трансформаторов напряжением 35-220 кВ;
- для защиты питающих линий напряжением 35 кВ, а также вводных линий напряжением 6 кВ и секционного присоединения 6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ – блок РЗиА серии Sepam 40, которые предназначены для обеспечения защиты вводных и секционных присоединений. Также данный блок способен обеспечивать контроль и учёт электроэнергии;
- для защиты отходящих линий 6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ – блок РЗиА серии Sepam 20, которые предназначены для обеспечения линейных присоединений.

Внешний вид и основной функционал выбранной модификации микропроцессорных блоков РЗиА серии Sepam 20,40,80 (производитель – Schneider Electric) для защиты силовых трансформаторов и линий ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, представлены на рисунке 10.



Рисунок 10 – Внешний вид и основной функционал выбранной модификации микропроцессорных блоков РЗиА серии Sepam 20,40,80 (производитель – Schneider Electric) для защиты силовых трансформаторов и линий ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска

Архитектура сети с применением микропроцессорных блоков РЗиА серии Sepam 20,40,80 (производитель – Schneider Electric) для защиты силовых трансформаторов и линий ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, представлена на рисунке 11.

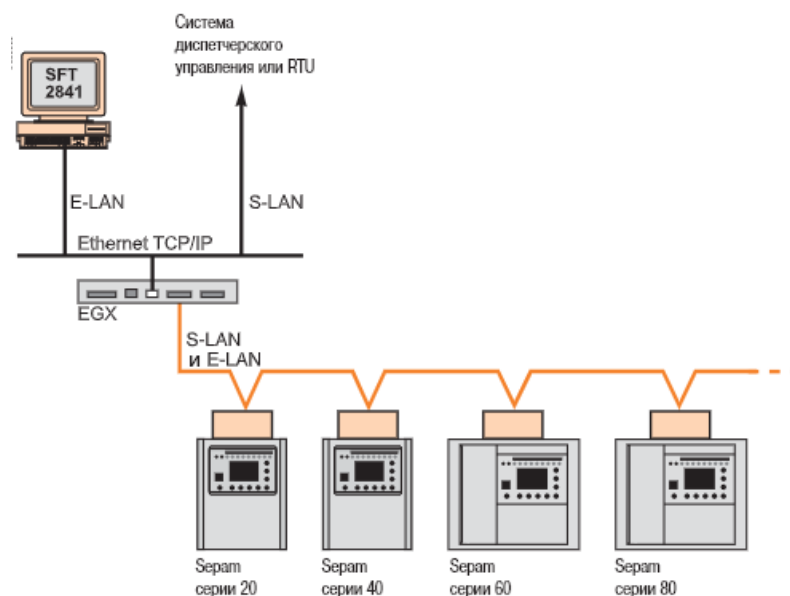


Рисунок 11 – Архитектура сети с применением микропроцессорных блоков РЗиА серии Sepam 20,40,80 (производитель – Schneider Electric) для защиты силовых трансформаторов и линий ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска

Далее в работе проводится расчёт и выбор уставок принятых микропроцессорных блоков РЗиА серии Seram 20,40,80 (производитель – Schneider Electric) для защиты силовых трансформаторов и линий ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Выбор первичных токов и коэффициентов трансформации трансформаторов тока

Далее в работе выбираются уставки РЗиА для защиты силовых трансформаторов и отходящих линий ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Для данной цели на первом этапе необходимо провести расчёт максимальных рабочих токов, а также выбрать первичный ток трансформатора тока и, с учётом этого, провести расчёт коэффициента трансформации.

Рабочие токи максимального режима рассчитаны в работе ранее.

Первичные токи трансформаторов тока ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ определяются по шкале стандартных токов.

Коэффициент трансформации ТТ определяется отношением первичного и вторичного токов ТТ по известному выражению.

На сторонах ВН и НН трансформаторов принимается соединение ТТ и реле в схему «неполная звезда», имеющая ряд преимуществ по сравнению с другими схемами соединения ТТ и реле.

Исходя из этого, полученные результаты выбора первичных номинальных токов и коэффициентов трансформации ТТ, используемых для дальнейшего выбора уставок РЗиА силовых трансформаторов и отходящих линий на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, приводятся в форме таблицы 8.

Таблица 8 – Результаты расчётов максимальных рабочих токов, первичных номинальных токов и коэффициентов трансформации ТТ на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ

Номинальное напряжение	Элемент (присоединение)	$I_{\text{раб.макс}}, \text{А}$	$I_{\text{ТТ}}, \text{А}$	K_{T}
Питающая ВЛ-35 кВ				
35 кВ	ВЛ-35 кВ 1Т	232,7	300	60
35 кВ	ВЛ-35 кВ 2Т	232,7	300	60
Силовые трансформаторы				
35 кВ	1Т	232,7	300	60
35 кВ	2Т	232,7	300	60
6 кВ	1Т	1347,2	1500	300
6 кВ	2Т	1347,2	1500	300
Линии 6 кВ				
6 кВ	Ввод 1Т	1347,2	1500	300
6 кВ	Ввод 2 Т	1347,2	1500	300
6 кВ	Секционное присоединение	943,0	1000	200
6 кВ	Куст №45	200,5	300	60
6 кВ	Куст №47	129,6	200	200
6 кВ	ДНС-3Н (СВВ-6)	515,1	600	120
6 кВ	Куст №46	212,2	300	60
6 кВ	Куст №49	141,4	150	30
6 кВ	ДНС-3Н (СР-6)	515,1	600	120

Далее в работе, на основании полученных результатов выбора первичных токов и коэффициентов трансформации ТТ, проводится выбор уставок РЗиА силовых трансформаторов и линий ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Расчёт уставок релейной защиты трансформаторов

В качестве защиты трансформаторов ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ «от межфазных КЗ, используется продольная дифференциальная токовая защита с абсолютной селективностью» [13].

Ток срабатывания этой защиты определяется путём отстройки от тока небаланса:

$$I_{с.з} \geq K_n \cdot (I_{\text{раб.макс.НН}} - I_{\text{раб.макс.ВН}}), \quad (33)$$

где $I_{\text{раб.макс.НН}}, I_{\text{раб.макс.ВН}}$ – соответственно максимальный рабочий ток на сторонах НН (6 кВ) и ВН (35 кВ) силового трансформатора ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, А;
 K_n – коэффициент надёжности [13,14].

Коэффициент чувствительности дифференциальной токовой защиты должен удовлетворять условию:

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(\kappa)}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.нач.мин}}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5. \quad (34)$$

Ток срабатывания продольной дифференциальной токовой защиты трансформатора ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ:

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,3 \cdot (1347,2 - 232,7) = 1448,9 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности продольной дифференциальной токовой защиты трансформатора 1Т ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ удовлетворяет требованиям [13,14]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{2437}{1448,9} = 1,68 > 1,5.$$

Далее проводится выбор уставки защиты от перегрузки трансформаторов ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Известно, что в двухобмоточных силовых трансформаторах защита от перегрузки устанавливается со стороны питания [14], значит, в работе данная защита устанавливается на стороне 35 кВ.

Для микропроцессорных блоков защит, защита от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока на стороне ВН силового трансформатора:

$$I_{с.з} \geq K_n \cdot I_{раб.макс.ВН}, \quad (35)$$

где K_n – коэффициент надёжности [13,14].

Ток срабатывания защиты от перегрузки трансформатора ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ:

$$I_{с.з} \geq 1,05 \cdot 232,7 \approx 244,3 \text{ А.}$$

Защита от перегрузки силовых трансформаторов ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ выполняется с действием на сигнал, так как даже при перегрузках не требуется быстрого отключения трансформатора.

Далее проводится выбор уставки максимальной токовой защиты (МТЗ) трансформаторов ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

В работе МТЗ устанавливается как на стороне ВН (35 кВ), так и на стороне НН (6 кВ) силового трансформатора, обеспечивая, таким образом, резервирование и селективность. Следовательно, в работе на силовых трансформаторах принимается два комплекта МТЗ.

Ток срабатывания МТЗ силового трансформатора должен удовлетворять условию [13,14], которое заключается в отстройке от максимального рабочего тока трансформатора:

$$I_{с.з} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{раб.макс}, \quad (36)$$

где $K_{отс}$ - коэффициент отстройки;

$K_{сзн}$ - коэффициент самозапуска.

«Коэффициент чувствительности МТЗ определяется по формуле» [14]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(\kappa)}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.мин}}^{(\kappa)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2, \quad (37)$$

«где $I_{\text{к.мин}}^{(\kappa)}$ - минимальный ток при КЗ в конце защищенной линии» [14];

« $K_{\text{сх}}^{(3)}$ - коэффициент схемы соединения ТТ и реле» [14];

« $K_{\text{сх}}^{(\kappa)}$ - коэффициент схемы соединения ТТ и реле при КЗ» [14];

« $I_{\text{с.з}}$ - ток срабатывания защиты» [14].

Согласно [1], коэффициент чувствительности для рассчитываемой МТЗ силового трансформатора должен быть не менее 1,2 [13,14].

По приведённым выше условиям, далее в работе проводится расчёт МТЗ на сторонах 35 кВ и 6 кВ силового трансформатора ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Для комплекта МТЗ силового трансформатора на стороне ВН (35 кВ) значение тока срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 232,7 = 409,6 \text{ А.}$$

«Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора 1Т на стороне ВН удовлетворяет требованиям» [13]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{2437}{409,6} \approx 5,95 > 1,2.$$

Окончательно принимается для МТЗ силового трансформатора на стороне ВН $I_{\text{с.з}} = 409,6 \text{ А}$.

Так как селективность МТЗ обеспечивается подбором времени срабатывания (со стороны источника питания оно будет минимальное),

принимается время срабатывания МТЗ силового трансформатора на стороне ВН, равное $t_{c.з} = 1,0$ с (с учётом МТЗ на питающей ВЛ-35 кВ, где принимается $t_{c.з} = 0,5$ с по условиям селективности).

Аналогично проводится расчёт уставки тока срабатывания комплекта МТЗ силового трансформатора на стороне НН (6 кВ):

$$I_{c.з} \geq 1,1 \cdot 1,6 \cdot 1347,2 = 2371 \text{ A.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ трансформатора на стороне НН удовлетворяет требованиям [13]:

$$K_{\chi} = \frac{1}{1} \cdot \frac{3268}{2371} = 1,38 > 1,2.$$

Окончательно принимается для МТЗ силового трансформатора на стороне НН $I_{c.з} = 2371$ А.

Время срабатывания данной защиты с учётом селективности составляет $t_{c.з} = 1,5$ с.

В качестве газовой защиты силовых трансформаторов, установленных на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, в работе используются усовершенствованные газовые реле типа РГТ-80 (производитель – ООО «ЕССО-Технолоджи», г. Чебоксары), которые зарекомендовали себя с положительной стороны и характеризуются высокой надёжностью и быстродействием [14].

Принцип действия газового реле для защиты силового трансформатора основан на контроле давления газа. Разогретые газы стремятся попасть в расширитель устройства, проходя через корпус реле. В случае слабого нагрева, давление газа будет нарастать постепенно и газовое реле даст предупреждающий сигнал, при этом не отключая силовой трансформатор. В случае интенсивного давления газа, которое свидетельствует о сильном

разогреве, что, как правило, бывает связано с внутренним КЗ или явлением «пожара стали» магнитопровода, данное газовое реле отключает силовой трансформатор.

Учитывая требования [10], принимается в работе для ЗОЗ трансформаторов подстанции $I_{с.з} = 5$ А, $t_{с.з} = 0$ с (без выдержки времени).

Все уставки РЗиА силовых трансформаторов ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ показаны на карте уставок релейной защиты подстанции (графический лист 6).

Расчёт уставок релейной защиты линий

В работе на ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ для защит питающих линий напряжений 35 кВ, а также линий и присоединений напряжением 6 кВ (вводных, секционной и линейных), выбираются следующие защиты:

- «дифференциальная защиты линий (ДЗЛ)» [20];
- «максимальная токовая защита (МТЗ)» [20];
- «защита от однофазных коротких замыканий на землю (ЗОЗ)» [20].

Ток срабатывания ДЗЛ определяется путём отстройки от максимального тока КЗ с учётом максимального рабочего тока:

$$I_{с.з} \geq K_o \cdot I_{к.макс} + I_{раб.макс}, \quad (38)$$

где K_o – коэффициент отстройки ДЗЛ [13,14].

Коэффициент чувствительности ДЗЛ должен удовлетворять условию:

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(\kappa)}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.нач.мин}}}{I_{с.з}} \geq 1,5. \quad (39)$$

Для питающей линии 35 кВ к трансформатору, токовая уставка ДЗЛ:

$$I_{c.з} \geq 1,1 \cdot 800 + 232,7 = 1112,7 \text{ А.}$$

$$K_q = \frac{1}{1} \cdot \frac{2801}{1112,7} = 2,52 \geq 1,5.$$

Результаты выбора уставок ДЗЛ питающих линий 35 кВ и линий 6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Результаты выбора уставок ДЗЛ питающих линий 35 кВ и линий 6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ

Номинальное напряжение	Элемент (присоединение)	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_{\text{к.макс}}$, А	$I_{\text{с.з}}$, А
35 кВ	ВЛ-35 кВ 1Т	232,7	800	1112,7
35 кВ	ВЛ-35 кВ 2Т	232,7	800	1112,7
6 кВ	Ввод 1Т	1347,2	4569	6373,1
6 кВ	Ввод 2 Т	1347,2	4569	6373,1
6 кВ	Секционное присоединение	943,0	3268	4537,8
6 кВ	Куст №45	200,5	2910	3401,5
6 кВ	Куст №47	129,6	2910	3330,6
6 кВ	ДНС-3Н (СВВ-6)	515,1	2910	3716,1
6 кВ	Куст №46	212,2	2910	3413,2
6 кВ	Куст №49	141,4	2910	3342,4
6 кВ	ДНС-3Н (СР-6)	515,1	2910	3716,1

МТЗ линий выбирается из условия несрабатывания защиты в момент подключения дополнительной нагрузки.

С учётом равенства основной и дополнительной нагрузки, а также с учётом их равномерности, упрощённо выражение для выбора уставок МТЗ линий можно записать так:

$$I_{c.з} \geq K_{отс} \cdot K_{сзн} \cdot I_{\text{раб.макс}} \quad (40)$$

Коэффициент чувствительности МТЗ определяется по известной формуле [13,14]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(\kappa)}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} \cdot \frac{I_{\text{к.мин}}^{(\kappa)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,2, \quad (41)$$

Для питающей линии 35 кВ к трансформатору, токовая уставка МТЗ:

$$I_{\text{с.з}} \geq 1,3 \cdot 1,5 \cdot 232,7 = 453,8 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ питающей линии 35 кВ к трансформатору 1Т:

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{1} \cdot \frac{800}{453,8} = 1,76 \geq 1,2. \quad (42)$$

Результаты выбора уставок МТЗ остальных питающих линий 35 кВ и распределительных линий 6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ представлены в таблицы 10.

Также выбрано время срабатывания МТЗ линий, что обеспечивает селективность данной защиты.

В работе для МТЗ линий принята степень селективности $\Delta t=0,5$ с.

Таблица 10 - Результаты выбора уставок МТЗ питающих линий 35 кВ и распределительных линий 6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ

Номинальное напряжение	Элемент (присоединение)	$I_{\text{раб.макс}}$, А	$I_{\text{с.з}}$, А	$t_{\text{с.з}}$, А
35 кВ	ВЛ-35 кВ 1Т	232,7	453,8	0,5
35 кВ	ВЛ-35 кВ 2Т	232,7	453,8	0,5
6 кВ	Ввод 1Т	1347,2	2627,0	2,0
6 кВ	Ввод 2 Т	1347,2	2627,0	2,0
6 кВ	Секционное присоединение	943,0	1838,9	2,0
6 кВ	Куст №45	200,5	391,0	2,5
6 кВ	Куст №47	129,6	252,7	2,5
6 кВ	ДНС-3Н (СВВ-6)	515,1	1004,4	2,5
6 кВ	Куст №46	212,2	413,8	2,5
6 кВ	Куст №49	141,4	275,7	2,5
6 кВ	ДНС-3Н (СР-6)	515,1	1004,4	2,5

«Принимается в работе для ЗОЗ всех линий подстанции $I_{c.3} = 5 \text{ А}$, $t_{c.3} = 0$ с (без выдержки времени)» [10].

«Для устройств автоматики принимаются следующие уставки времени срабатывания согласно рекомендациям» [10]:

- «для АПВ на линиях – $t_{c.3} = 1 \text{ с}$ » [10];
- «для АВР на секционном соединении – $t_{c.3} = 2 \text{ с}$ » [10].

«Выбранные уставки РЗиА трансформаторов и линий подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, показаны в работе на графическом листе 5» [10].

Выводы по разделу.

В работе, основываясь на приведённых выше полученных результатах, рассчитаны уставки основных устройств микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов и линий на подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Для применения на объекте исследования обоснован выбор микропроцессорных блоков РЗиА серий Seram 20,40,80 (производитель – Schneider Electric), применяющихся для защиты силовых трансформаторов и линий ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Заключение

В работе осуществлено проектирование схемы главных электрических соединений понизительной трансформаторной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, внедрённая с учётом требований нормативных положений основных документов.

В работе было приведено описание и анализ исходных технических и климатических данных, необходимых для проектирования схемы электрических соединений ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Проведён анализ основных требований, предъявляемых к схемам главных электрических соединений нормального режима и основному оборудованию понизительных подстанций энергосистемы.

Установлено, что все приведённые требования документов должны быть учтены при дальнейшей разработке рекомендаций по проектированию схемы главных электрических соединений нормального режима и выбору основного оборудования данного объекта.

Исходя из анализа исходных технических данных потребителей проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, установлено следующее:

- основными потребителями проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ являются электроприёмники нефтяных кустов месторождений региона;
- большинство потребителей проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ относится к 1 и 2 категории надёжности, также на объекте проектирования присутствуют потребители 3 категории надёжности;
- все потребители ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ получают питание на номинальном напряжении 6 кВ, транзитных потребителей в системе электроснабжения объекта не предусмотрено;

- суммарная проектная активная нагрузка (потребляемая мощность) проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ составляет 14,6 МВт.

В результате проведения анализа по климатическим условиям г. Нефтеюганска ХМАО РФ, установлено, что данный регион характеризуется холодным и резким климатом, следовательно, всё выбранное в работе оборудование проектируемой ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска необходимо выбирать для холодного климата (в маркировке по климатическим условиям присутствуют буквы Х либо УХЛ1).

В результате проведения технического обоснования по выбору схем главных электрических соединений и оборудования распределительных устройств напряжением 35 кВ и 6 кВ, на трансформаторной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ внедрены следующие практические мероприятия по указанным аспектам:

- выбраны схемы первичных соединений подстанции, в РУ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска применяется схема «Схема 35-4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Такая схема очень надёжная, обеспечивая все необходимые условия и требования нормативных документов;
- в схеме РУ-6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, предусматривается схема «Одиночная система сборных шин, секционированная выключателем»;
- для установки на двухтрансформаторной подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска, приняты и проверены на перегрузочную способность, два однотипных силовых трансформатора типа ТДНС-10000/35 УХЛ1;
- выбрано и проверено сечение провода на питающей ВЛ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска стандартной марки АС-120/27, а также сечения отходящих воздушных линий напряжением 6 кВ (провода марки АС разных стандартных сечений);

- обосновано применение следующих видов ошиновки на подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска: в ОРУ-35 кВ – гибкая ошиновка, выполненная из сталеалюминиевых проводов марки АС-120/27, в КРУН-6 кВ – жёсткая ошиновка из сборные алюминиевых шин марки АДО сечением 100×8 мм с $I_{ном}=1625$ А;
- выбраны и проверены электрические аппараты для установки в ОРУ-35 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска: вакуумные выключатели ВР35НС-35-20/1600 УХЛ1, разъединитель РГП-1-35/1000УХЛ1, трансформаторы тока GIF40,5 300/5 А, ограничители перенапряжения типа ОПНп-35 У1;
- выбраны и проверены электрические аппараты для установки в КРУН-6 кВ ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска: вакуумные выключатели ВВ/TEL-10/20/1600У3 (вводные и секционный) и ВВ/TEL-10/20/1000У3 (отходящие линии), трансформаторы напряжения НАМИТ–10-2 0,1/0,1√3 с классом точности 0,1, трансформаторы тока ТЛО-10-2 1500/505S/10Р, ограничители перенапряжения типа ОПНп-6 кВ.

Основываясь на приведённых выше полученных результатах, рассчитаны уставки основных устройств микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики силовых трансформаторов и линий на подстанции ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Для применения на объекте исследования обоснован выбор микропроцессорных блоков РЗА серий Sepam 20,40,80 (производитель – Schneider Electric), применяющихся для защиты силовых трансформаторов и линий ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ.

Таким образом, в работе расчётно-аналитическим путём решена комплексная задача по внедрению предложенных мероприятий по проектированию схемы электрических соединений нормального режима и выбору современного оборудования ТП-35/6 кВ №170 г. Нефтеюганска ХМАО РФ, с учётом приведённых аспектов по проверке принятых решений.

Список используемых источников

1. Андреев В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах. М.: Высшая школа, 2018. 256 с.
2. Бадагуев Б.Т. Электромонтажные работы и работы по монтажу, настройке и сдаче в эксплуатацию оборудования распределительных устройств подстанций. М.: Альфа-Пресс, 2021. 288 с.
3. ГОСТ Р 59279-2020 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств от 35 до 750 кВ подстанций». [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200177281> (дата обращения: 26.01.2023).
4. Захаров О.Г. Цифровые устройства релейной защиты. Алгоритмы и уставки. М.: Энергоиздат, 2019. 640 с., ил.
5. Кадомская К.П., Лавров Ю.А. Электрооборудование высокого напряжения нового поколения. Вологда: Инфра-Инженерия, 2018. 343 с.
6. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для ВУЗов. 5-е издание, перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 2018. 608 с.
7. Никитенко Г.В. Электрооборудование, электротехнологии и электроснабжение. Дипломное проектирование: Учебное пособие. СПб.: Лань, 2018. 316 с.
8. Постановление Правительства РФ от 16.02.2008 N 87 (ред. от 01.12.2021) «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» [Электронный ресурс]: URL: <https://docs.cntd.ru/document/902087949> (дата обращения: 27.01.2023).
9. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. 4-е изд., перераб. и доп. М: Энергоатомиздат, 2019. 174 с.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. Госэнергонадзор Минэнерго России. М.: ЗАО «Энергосервис», 2019. 324 с.

11. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). М.: Альвис, 2018. 632 с.
12. Рогалев Н.Д. Экономика энергетики: учебное пособие для ВУЗов / Н.Д. Рогалев, А.Г. Зубкова, И.В. Мастерова. М.: «МЭИ», 2018. – 288 с.
13. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: Учебник для студентов учреждений среднего профессионального образования. М.: ИЦ Академия, 2018. 448 с.
14. Сибикин Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок. – Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 464 с.
15. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение. Вологда: Инфра-Инженерия, 2019. 328 с.
16. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. 4-е изд., перераб. и доп. М.: ЭНАС, 2018. 312 с.
17. СТО 56947007- 29.240.30.047-2010. «Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/2616342/> (дата обращения: 26.01.2023).
18. СТО 56947007-29.240.30.010-2008. «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения». [Электронный ресурс]: URL: <https://www.twirpx.com/file/24666/> (дата обращения: 26.01.2023).
19. Федеральный закон «Об электроэнергетике» от 26.03.2003 № 35-ФЗ об энергосбережении [Электронный ресурс]: URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_41502/ (дата обращения: 26.01.2023).
20. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ (ред. от 29.07.2017) «Об энергосбережении, повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».