

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 понизительной подстанции 10/0,4 кВ
Берегового газоконденсатного промысла

Обучающийся

С. И. Кошелев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

О. В. Федяй

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

Аннотация

«В рамках работы был разработан проект реконструкции электрической части понизительной подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла» [2]. Реконструкция стала необходимой в связи с планируемым подключением новой нагрузки потребителей, которые должны быть введены в эксплуатацию в текущем году. Установлено, что проведённые изменения в схеме электрических соединений подстанции позволили существенно повысить параметры надёжности, экономичности и безопасности электроснабжения. Кроме того, улучшены показатели бесперебойности подачи электроэнергии, а также повышена селективность и быстродействие системы защиты, что обеспечивает более эффективное функционирование подстанции.

В работе решены основные задачи:

- определены цели и задачи реконструкции электрической части ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, в результате чего проведён анализ исходных на выполнение работы, включая анализ исходных технических данных по схеме электрических соединений подстанции, а также анализ данных существующих и новых потребителей, которые планируется запитать от подстанции в связи с производственной необходимостью;
- «осуществлена непосредственная реконструкция основных элементов электрической части ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла с расчётом электрических нагрузок и токов короткого замыкания, а также последующим выбором и проверкой силовых трансформаторов, проводников и электрических аппаратов на подстанции объекта» [2];
- выбрана система релейной защиты, рассчитаны молниезащита и заземление ТП-10/0,4 кВ.

Объём расчётно-пояснительной записки составляет 69 страниц.

Содержание

Введение.....	4
1 Определение целей и задач реконструкции электрической части ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла.....	7
2 Реконструкция основных элементов электрической части ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла.....	17
2.1 Расчет электрических нагрузок подстанции	17
2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов подстанции.....	23
2.3 Расчет токов короткого замыкания	25
2.4 Выбор сечения проводников.....	31
2.5 Выбор электрических аппаратов	38
3 Релейная защита, молниезащита и заземление ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла.....	51
3.1 Релейная защита ТП-10/0,4 кВ.....	51
3.2 Молниезащита ТП-10/0,4 кВ.....	55
3.3 Заземление ТП-10/0,4 кВ.....	58
Заключение	63
Список используемых источников.....	67

Введение

Известно, что реконструкция трансформаторных подстанций газоконденсатных промыслов в Российской Федерации является актуальной задачей.

Устаревшие трансформаторные подстанции не всегда способны обеспечить стабильную работу в условиях увеличивающихся нагрузок, что может привести к частым авариям, снижению производительности и значительным экономическим потерям.

Важным аспектом данного процесса является реконструкция схем электрических соединений подстанций, которые должны быть адаптированы к новым условиям эксплуатации.

Расширение производства и подключение новых потребителей требуют пересмотра существующих схем, чтобы обеспечить их соответствие возросшим нагрузкам и повысить гибкость управления энергосистемой без потери надёжности.

Реконструкция схем электрических соединений подстанций позволяет оптимизировать распределение электрической энергии, улучшить управляемость сетью и минимизировать риски перегрузок и коротких замыканий.

Данный факт особенно важен в условиях увеличивающегося объёма производства, когда стабильность и надёжность энергоснабжения становятся критически важными факторами для поддержания бесперебойной работы газоконденсатных промыслов.

Перспективы реконструкции трансформаторных подстанций газоконденсатных промыслов включают внедрение передовых технологий и оборудования, которые обеспечивают более высокую надёжность и гибкость в управлении энергоснабжением.

Применение современных решений, таких как интеллектуальные системы управления и автоматизации, позволяет повысить оперативность и

точность контроля за работой энергосистемы, что особенно важно в условиях промышленных объектов с высокими требованиями к стабильности и безопасности.

Реконструкция также открывает возможности для интеграции возобновляемых источников энергии, что способствует устойчивому развитию и снижению зависимости от традиционных энергоресурсов.

Таким образом, реконструкция трансформаторных подстанций газоконденсатных промыслов в Российской Федерации, в конечном итоге способствует устойчивому развитию и повышению конкурентоспособности отечественной промышленности [20].

Основной целью работы является разработка проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла.

Определено, что данная реконструкция стала необходимой в связи с планируемым подключением новой нагрузки потребителей, которые должны быть введены в эксплуатацию в текущем году в связи с производственной необходимостью в системе электроснабжения Берегового газоконденсатного промысла.

В работе проводится решение основных задач:

- «определяются цели и задачи реконструкции электрической части ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, в результате чего проводится анализ исходных на выполнение работы, включая анализ исходных технических данных по схеме электрических соединений подстанции, а также анализ данных существующих» [7] и новых потребителей, которые планируется запитать от подстанции в связи с производственной необходимостью;
- «осуществляется непосредственная реконструкция основных элементов электрической части ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла с расчётом электрических нагрузок и токов короткого замыкания, а также последующим выбором и

проверкой силовых трансформаторов, проводников и электрических аппаратов на подстанции;

– выбирается система релейной защиты» [7], производится расчёт молниезащиты и заземления ТП-10/0,4 кВ.

Установлено, что проведённые изменения в схеме электрических соединений подстанции позволят существенно повысить параметры надёжности, экономичности и безопасности электроснабжения.

Кроме того, улучшены показатели бесперебойности подачи электроэнергии, а также повышена селективность и быстродействие системы защиты, что обеспечивает более эффективное функционирование подстанции.

Все решения, принятые в работе, необходимо подтвердить расчётно-аналитическим путём.

1 Определение целей и задач реконструкции электрической части ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла

В работе проводится определение целей и задач реконструкции электрической части ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла.

Береговое газоконденсатное месторождение, расположенное в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа, представляет собой значимый объект в газовой промышленности России [2].

Открытое в 1982 году, месторождение стало ключевым источником природного газа и газового конденсата, играя важную роль в обеспечении энергобаланса страны.

В 2007 году Береговое месторождение было введено в промышленную эксплуатацию, что позволило существенно увеличить объёмы поставок газа в газотранспортную систему России.

В настоящее время идёт активное расширение добычи газового и нефтяного конденсата. Для данной цели на объекте устанавливается новое современное оборудование. Внешний вид строений и оборудования Берегового газоконденсатного промысла показан на рисунке 1.



Рисунок 1 – Внешний вид строений и оборудования Берегового газоконденсатного промысла

Ресурсный потенциал месторождения по состоянию на конец 2017 года составлял около 436 миллионов баррелей нефтяного эквивалента. В 2017 году на месторождении было добыто 1,6 миллиарда кубометров природного газа и 185 тысяч тонн газового конденсата, что подчёркивает его стратегическое значение для топливно-энергетического комплекса страны.

Месторождение прошло несколько этапов развития и модернизации. Важной вехой стало приобретение активов месторождения компанией «АЛРОСА» в 2006 году, а позднее – продажа этих активов «НОВАТЭК», который продолжил развитие инфраструктуры и добычи на Береговом участке.

Указанные изменения позволили оптимизировать процесс добычи и повысить эффективность работы месторождения.

В настоящее время продолжаются работы по дальнейшему обустройству месторождения, включая проведение разведочного бурения и разработку новых скважин, что обеспечивает устойчивое развитие добычи и поддержку энергетической безопасности региона и страны в целом.

Для электроснабжения потребителей на Береговском газоконденсатном промысле есть резервные и основные генерирующие установки и трансформаторные подстанции, которые питают потребителей на напряжениях 0,38/0,22 кВ – 110 кВ.

Одной из таких подстанций является рассматриваемая в работе ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, которая является объектом исследования в настоящей работе.

Поэтому далее необходимо провести описание её схемы и оборудования.

Данная подстанция конструктивно выполнена в виде «блочной комплектной трансформаторной подстанции в бетонной оболочке 10/0,4 кВ (БКТПБ-10/0,4 кВ)» [3].

Установлено, что такой вид подстанций – современные и эффективные.

Известно, что БКТП-10/0,4 кВ обладает рядом значительных

преимуществ, обеспечивающих её востребованность в различных условиях эксплуатации.

Указанный аспект существенно увеличивает срок службы оборудования и снижает затраты на его обслуживание.

Подстанции такого типа также отличаются компактностью и модульностью, что упрощает их транспортировку, установку и интеграцию в существующую инфраструктуру. Компактные размеры и возможность быстрого монтажа делают эти подстанции идеальными для применения в условиях плотной застройки или на ограниченных по площади территориях. Модульный подход позволяет адаптировать конфигурацию подстанции под конкретные требования проекта, обеспечивая гибкость и эффективность в процессе эксплуатации.

Высокий уровень безопасности также является важным преимуществом блочной комплектной трансформаторной подстанции. Бетонная оболочка не только защищает оборудование от внешних воздействий, но и способствует снижению риска возникновения пожаров, что особенно важно при эксплуатации в условиях повышенной опасности. Внутренняя компоновка и использование современных средств релейной защиты и автоматики обеспечивают надёжную и безопасную работу подстанции в различных режимах.

Энергетическая эффективность блочных комплектных трансформаторных подстанций также заслуживает внимания. Оптимальная компоновка оборудования и использование современных трансформаторов и распределительных устройств способствуют снижению потерь энергии при её передаче и распределении. Данный аспект положительно сказывается на общей эффективности электроснабжения и снижает эксплуатационные расходы.

Таким образом, БКТП-0/0,4 кВ представляет собой современное и эффективное решение, обеспечивающее надёжную, безопасную и долговечную эксплуатацию в самых различных условиях. Следовательно она

подходит для дальнейшего применения на ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла без изменений.

На рассматриваемой подстанции установлено два силовых трансформатора сухого типа марки ТСЗ-1000/10/0,4. Они питают две секции сборных шин 0,38/0,22 кВ на низком напряжении.

На подстанции в настоящее время используется схема «Одна, секционированная выключателем, система сборных шин». Соединение и связь между «секциями осуществляется с помощью шинных мостов. При этом резервирование осуществляется секционным автоматическим выключателем, который в нормальном режиме отключён. Для обеспечения его автоматического включения в послеаварийном режиме, на секционном выключателе установлена система автоматического включения резерва (далее – АВР)» [9].

Такая схема электрических соединений обладает рядом значительных преимуществ.

Главным преимуществом данной схемы является её высокая надёжность и гибкость.

Секция сборных шин, разделённая выключателем, позволяет эффективно управлять потоками электроэнергии и выполнять техническое обслуживание без необходимости полного отключения подстанции, что особенно важно для поддержания бесперебойного электроснабжения, поскольку одна секция может оставаться в рабочем состоянии, пока другая отключена для ремонта или проверки.

Таким образом, в схеме подстанции создаётся необходимое и достаточное условие резервирования.

Схема «Одна, секционированная выключателем, система сборных шин», используемая на ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, представлена на рисунке 2.

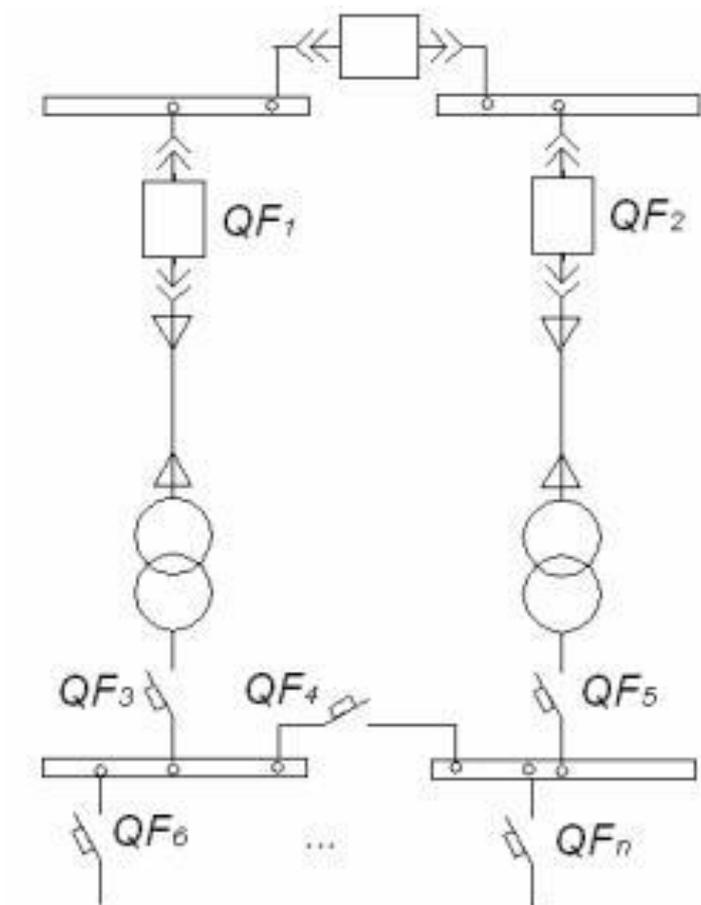


Рисунок 2 – Схема «Одна, секционированная выключателем, система сборных шин», используемая на ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла

Кроме того, данная схема способствует повышению селективности системы защиты.

Благодаря разделению системы шин на секции, появляется возможность более точного локализованного отключения в случае аварии, что снижает риск полного отключения электроснабжения и минимизирует последствия аварийных ситуаций.

Наличие данного факта, в свою очередь, повышает общую устойчивость и надёжность энергосистемы.

Экономичность данной схемы также играет важную роль.

Установка одной системы сборных шин с секционированием требует меньших затрат по сравнению с более сложными схемами, поскольку количество необходимого оборудования и его стоимость существенно

сокращаются. В то же время, такая схема обеспечивает достаточную функциональность и надёжность для большинства понизительных подстанций, что делает её экономически выгодным решением.

На стороне 10 кВ подстанции в ячейках марки КСО 307 - АО «ЧЭАЗ» [6] установлены следующие коммутационные и защитные аппараты:

- выключатели нагрузки марки ВНА СЭЩ 80-10/630-20 – 2 единицы;
- предохранители плавкие марки ПКТ103-10-80-20У1 – 2 единицы.

Кроме того, в двух ячейках марки «КРУ-МЭТЗ-10-14 на питающем РП-10 кВ Берегового газоконденсатного промысла, откуда получает питание рассматриваемая ТП-10/0,4 кВ, установлены высоковольтные выключатели марки ВВ/TEL 10-20-1000-048, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10 и ограничители перенапряжения марки ОПН-КР/TEL-10/12 УХЛ2» [9].

Все перечисленные аппараты 10 кВ – новые и современные, они не нуждаются в замене.

На стороне 0,38/0,22 кВ подстанции установлены следующие коммутационные и защитные электрические аппараты:

- «выключатели автоматические вводные и секционный, марки M-Ract MS31W16, In-2000A, Ir-1600A – 3 единицы;
- выключатели автоматические марки Record Plus FDN36TD080GD различных типономиналов – 40 единиц» [7];
- выключатели автоматические защиты электродвигателей марки GPS1ВНА различных модификаций и типономиналов – 22 единицы;
- магнитные пускатели CL06A300M, CL00A310TN и других модификаций и типономиналов.

От секций сборных шин 0,4 кВ «ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла получают питание потребители на номинальном напряжении 0,38/0,22 кВ» [17].

При этом, как было указано ранее, к существующей системе подстанции планируется подключить новые потребители, обусловленные технологическим процессом промысла.

Исходные данные потребителей подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, включая новые потребители, обусловленные технологическим процессом, представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Исходные данные потребителей реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, включая новые потребители, обусловленные технологическим процессом

Наименование потребителя	Максимальная мощность потребителя, P_m , кВт	Категория надёжности
Существующая нагрузка 0,38/0,22 кВ		
СШ1-0,38/0,22 кВ		
Шкаф собственных нужд, ввод №1	15,0	2
Насос ёмкости дренажной К-1 площадка факельных сепараторов	11,0	2
Цех подготовки конденсата, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	55,0	2
Щит временных потребителей ЩВП3	25,0	2
Щит временных потребителей ЩВП4	25,0	2
Цех подготовки газа, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	65,0	1
Насосная перекачки метанола, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	66,0	2
Насосная утилизации сточных вод (поз. 22,1) ЩСУ-0,4кВ	230,0	2
Насосная метанола, насос Н-5/1	3,0	1
Насосная рефлюкса, насос Н1/1	2,2	1
Насосная рефлюкса, вытяжной вентилятор ВН-1	0,25	1
Насосная метанола, вытяжной вентилятор ВН-1	0,25	1
Установка регенерации метанола, вентилятор тяги В-1	1,1	1
Установка регенерации метанола, электродвигатель вентилятора ВН-1	3,0	1
Насосная метанола, электродвигатель насоса Н-3/2	11,0	1
Насосная метанола, электродвигатель насоса Н-3/1	11,0	1
Насосная метанола, электродвигатель насоса Н-4/1	7,5	1
ЯСН, аварийный ввод	15,0	2
Щит аварийного освещения ЩАО (КТП №1)	0,69	2
Питание запорной арматуры щит ЩС-1	6,4	2
Шкаф управления электрообогревом ШУ-5	16,0	2
Шкаф управления электрообогревом ШУ-4	16,0	2
Шкаф управления электрообогревом ШУ-1	31,0	2
Цех ЗПА, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	26,3	2
Всего по СШ-1-0,38/0,22 кВ	642,69	1,2
СШ2-0,38/0,22 кВ		
Шкаф управления электрообогревом ШУ-8	43,3	2
Шкаф управления электрообогревом ШУ-10	32,6	2
Электродвигатель насоса ёмкости дренажной ЕП-3.1 (поз. 043)	1,5	1
Сооружения очистные производственных стоков (поз. 28)	30,0	2
Цех ЗПА, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	26,3	2

Продолжение таблицы 1

Наименование потребителя	Максимальная мощность потребителя, $P_{м.}$, кВт	Категория надёжности
Щит собственных нужд АДЭС 1000 кВт	15,0	2
Питание запорной арматуры, щит ЩС-2	5,6	2
Сооружения бытовых стоков (поз. 43), ввод №2	10,0	2
Сооружения бытовых стоков (поз. 43), ввод №3	10,0	2
Сооружения бытовых стоков (поз. 43), ввод №1(склад)	10,0	2
Щит ЩС-3 (КТП №1)	6,9	2
Шкаф управления электрообогревом ШУ-7	34,2	2
Насосная перекачки метанола, ВРУ-0,4кВ, ввод 2	66,0	1
Цех подготовки газа, ВРУ-0,4кВ, ввод 2	65,0	2
Щит временных потребителей ЩВП5	25,0	2
Цех подготовки конденсата, ВРУ-0,4кВ, ввод 2	55,0	1
Насос погружной емкости дренажной Е-2,1	11,0	2
Насос ёмкости дренажной К-2 площадка факельных сепараторов	11,0	1
Насосная метанола, вытяжной вентилятор ВН-2	0,25	1
Насосная рефлюкса, вытяжной вентилятор ВН-2	0,25	1
Насосная рефлюкса, насос Н1/2	2,2	1
Всего по СШ-2-0,38/0,22 кВ	461,1	1,2
Всего существующей нагрузки 0,38/0,22	1103,79	1,2
Перспективная нагрузка 0,38/0,22 кВ		
Насос емкости дренажной Е-17,1	11,0	2
Насос емкости дренажной Е-17,2	11,0	2
Насос емкости дренажной Е-3	11,0	2
Насос емкости дренажной Е-5,1	11,0	2
Насос емкости дренажной Е-2,2	11,0	2
Насос емкости дренажной Е-26	11,0	2
Насос емкости дренажной Е-44	11,0	2
Насос емкости дренажной Е-46	11,0	2
Насос емкости дренажной Е-54	11,0	2
Установка регенерации метанола, электродвигатель вентилятора ВН-2	3,0	2
Насосная метанола, электродвигатель Н-5/2	3,0	2
Насосная метанола, электродвигатель Н-5/2	3,0	2
Всего перспективной нагрузки 0,38/0,22 кВ	108,0	2
Всего нагрузки по ТП-10/0,4 кВ	1211,79	1,2

Таким образом, в результате проведения анализа исходных данных потребителей реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла установлено, что новыми потребителями являются насосы дренажных емкостей (9 единиц по 11 кВт каждая) и насосные установки (3 единицы по 3 кВт каждая). Таким образом

определено, что суммарная установленная мощность перспективной нагрузки подстанции составляет 108 кВт.

«Определено, что нагрузка второй секции сборных шин 0,38/0,22 кВ реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла меньше на 181,59 кВт соответствующей нагрузки первой секции сборных шин 0,38/0,22 кВ подстанции, предлагается перспективную нагрузку подключить на вторую секцию сборных шин подстанции» [17].

С учётом этого, суммарные нагрузки секций сборных шин 0,38/0,22 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла составят:

- СШ-1 0,38/0,22 кВ – 642,69 кВт (остаётся без изменений);
- СШ-2 0,38/0,22 кВ – $461,1+108=569,1$ кВт (с учётом подключения перспективной нагрузки).

Выводы по разделу 1.

В результате определение целей и задач реконструкции электрической части ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, установлено следующее:

- рассматриваемая в работе подстанция конструктивно выполнена в виде блочной комплектной трансформаторной подстанции в бетонной оболочке 10/0,4 кВ (БКТПБ-10/0,4 кВ). Установлено, что такой вид подстанций – современные и эффективные, обладающие рядом существенных преимуществ, поэтому в реконструкции не нуждается;
- определено, что на рассматриваемой подстанции установлено два силовых трансформатора сухого типа марки «ТСЗ-1000/10/0,4, которые питают две секции сборных шин 0,38/0,22 кВ на низком напряжении. Оба трансформатора находятся в работе» [7];
- «используемая схема «Одна, секционированная выключателем, система сборных шин» на подстанции является надёжной, экономичной, обеспечивая необходимый уровень резервирования для потребителей 1 и 2 категорий надёжности, получающих от неё

питание» [13]. Таким образом, необходимости в применении кардинально нового типа схемы нет;

- установлено, что все аппараты напряжением 10 кВ и 0,38/0,22 кВ, используемые на подстанции – новые и современные, следовательно, они не нуждаются в замене.

В результате проведения анализа исходных данных потребителей реконструируемой подстанции 10/0,4 кВ установлено, что новыми потребителями являются насосы дренажных емкостей (9 единиц по 11 кВт каждая) и насосные установки (3 единицы по 3 кВт каждая). Таким образом определено, что суммарная установленная мощность перспективной нагрузки подстанции составляет 108 кВт (все потребители – второй категории надёжности).

Определено, что суммарные нагрузки секций сборных шин 0,38/0,22 кВ ТП-10/0,4 кВ составили:

- СШ-1 0,38/0,22 кВ – 642,69 кВт (остаётся без изменений);
- СШ-2 0,38/0,22 кВ – 569,1 кВт (с учётом подключения перспективной нагрузки).

Определено, что суммарная установленная нагрузка подстанции 10/0,4 кВ, с учётом перспективной нагрузки, составила 1211,79 кВт.

Таким образом, сделан вывод, что реконструкция электрической части ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла заключается в подключении новых потребителей шинным мостом к существующей секции сборных шин 0,38/0,22 кВ подстанции, что приведёт к изменению схемы электрических соединений объекта исследования.

2 Реконструкция основных элементов электрической части ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла

2.1 Расчет электрических нагрузок подстанции

Известно, что расчёт электрических нагрузок электрической части трансформаторной подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла является важным этапом, обеспечивающим надёжность и стабильность работы энергосистемы объекта.

«Актуальность данного расчёта обусловлена необходимостью адаптации электрической инфраструктуры к изменяющимся условиям эксплуатации, что обусловлено подключением новых потребителей» [2], связанным с увеличением объёмов добычи и переработки газоконденсата.

Следовательно, увеличение производственных мощностей требует точного определения электрических нагрузок для оптимизации работы подстанции и обеспечения бесперебойного электроснабжения всех технологических процессов промысла.

Процесс расчёта электрических нагрузок включает несколько ключевых этапов.

Первым шагом является сбор и анализ исходных данных, включая текущие и перспективные потребности в электроэнергии, мощность подключённых потребителей, а также характеристики используемого оборудования. На основе проводится анализ нагрузок всех потребителей подстанции с распределением их по секциям подстанции (данный этап проведён в первом разделе работы).

Следующим этапом является расчёт нагрузок каждого отдельного присоединения, с учётом перспективной нагрузки.

Третий этап включает расчёт суммарных электрических нагрузок, приходящихся на каждую секцию сборных шин напряжением 0,38/0,22 кВ подстанции.

На заключительном этапе проводится расчёт нагрузок всей подстанции.

Результаты расчёта электрических нагрузок используются для принятия решений о необходимости замены оборудования или реконструкции схем электрических соединений, что способствует улучшению общей эффективности и стабильности работы энергосистемы Берегового газоконденсатного промысла.

Таким образом, расчёт электрических нагрузок является важным этапом для обеспечения надёжной и безопасной работы подстанции, позволяя адаптировать её к текущим и будущим условиям эксплуатации.

Проводится расчёт электрических нагрузок присоединений потребителей реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла (первый этап).

На данном этапе необходимо определить расчётные значения активной, реактивной и полной нагрузок для каждого отдельного присоединения потребителей подстанции.

«Расчётная активная нагрузка потребителей реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла» [17]:

$$P_p = P_m, \text{ кВт}, \quad (1)$$

где P_m – «максимальная мощность потребителя, кВт» [17].

«Расчётная реактивная нагрузка потребителей реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ» [17] Берегового газоконденсатного промысла:

$$Q_p = P_p \cdot \text{tg}\varphi, \quad (2)$$

где « $\text{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности» [17].

Расчётная полная нагрузка потребителей реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла [17]:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (3)$$

«Расчётный ток нормального режима потребителей реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла» [17]:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (4)$$

где S_{np} – полная мощность присоединения потребителя подстанции, кВА;

$U_{ном.}$ – номинальное напряжение присоединения, кВ.

Расчёт нагрузок потребителей реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла проводится на примере первого присоединения СШ-1 0,38/0,22 кВ (шкаф собственных нужд, ввод №1) по условиям (1) – (4):

$$P_p = 15 \text{ кВт.}$$

$$Q_p = 15 \cdot 0,4 = 6,0 \text{ квар.}$$

$$S_{np} = \sqrt{15^2 + 6^2} = 16,2 \text{ кВА.}$$

$$I_p = \frac{16,2}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 24,6 \text{ А.}$$

«Суммарная расчётная нагрузка секций сборных шин 0,38/0,22 кВ подстанции 10/0,4 кВ» [17]:

$$P_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n P_{np}, \quad (5)$$

$$Q_{\Sigma} = K_0 \sum_{i=1}^n Q_{np}, \quad (6)$$

где « K_0 – коэффициент одновременности;

$\sum_{i=1}^n P_{np}$ – суммарная активная нагрузка присоединений, кВт;

$\sum_{i=1}^n Q_{np}$ – суммарная реактивная нагрузка присоединений, квар» [17].

«Значение полной расчётной нагрузки секций сборных шин 0,38/0,22 кВ подстанции 10/0,4 кВ» [17]:

$$S_{\Sigma} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}. \quad (7)$$

«Значение расчётного рабочего тока нормального режима секций сборных шин 0,38/0,22 кВ подстанции 10/0,4 кВ» [17]:

$$I_{\Sigma} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}. \quad (8)$$

При расчёте учитывается тот факт, что новая нагрузка будет подключена к системе сборных шин подстанции СШ-2 0,38/0,22 кВ.

Таким образом, в системе электроснабжения подстанции будет выровнена нагрузка.

Результаты расчёта электрических нагрузок реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Результаты расчёта электрических нагрузок реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла

Наименование потребителя	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А
СШ1-0,38/0,22 кВ				
Шкаф собственных нужд, ввод №1	15,0	6	16,2	24,6
Насос ёмкости дренажной К-1 площадка факельных сепараторов	11,0	4,4	11,8	18,0
Цех подготовки конденсата, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	55,0	22	59,2	90,0
Щит временных потребителей ЩВП3	25,0	10	26,9	40,9
Щит временных потребителей ЩВП4	25,0	10	26,9	40,9
Цех подготовки газа, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	65,0	26	70,0	106,4
Насосная перекачки метанола, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	66,0	26,4	71,1	108,0
Насосная утилизации сточных вод (поз. 22,1) ЩСУ-0,4кВ	230,0	92	247,7	376,5
Насосная метанола, насос Н-5/1	3,0	1,2	3,2	4,9
Насосная рефлюкса, насос Н1/1	2,2	0,88	2,4	3,6
Насосная рефлюкса, вытяжной вентилятор ВН-1	0,25	0,1	0,3	0,4
Насосная метанола, вытяжной вентилятор ВН-1	0,25	0,1	0,3	0,4
Установка регенерации метанола, вентилятор тяги В-1	1,1	0,44	1,2	1,8
Установка регенерации метанола, электродвигатель вентилятора ВН-1	3,0	1,2	3,2	4,9
Насосная метанола, электродвигатель насоса Н-3/2	11,0	4,4	11,8	18,0
Насосная метанола, электродвигатель насоса Н-3/1	11,0	4,4	11,8	18,0
Насосная метанола, электродвигатель насоса Н-4/1	7,5	3	8,1	12,3
ЯСН, аварийный ввод	15,0	6	16,2	24,6
Щит аварийного освещения ЩАО (КТП №1)	0,69	0,276	0,7	1,1
Питание запорной арматуры щит ЩС-1	6,4	2,56	6,9	10,5
Шкаф управления электрообогревом ШУ-5	16,0	6,4	17,2	26,2
Шкаф управления электрообогревом ШУ-4	16,0	6,4	17,2	26,2
Шкаф управления электрообогревом ШУ-1	31,0	12,4	33,4	50,7
Цех ЗПА, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	26,3	10,52	28,3	43,0
Всего по СШ-1-0,38/0,22 кВ ($K_0 = 0,8$)	514,2	205,7	553,8	841,6
СШ2-0,38/0,22 кВ				
Шкаф управления электрообогревом ШУ-8	43,3	17,3	46,6	70,9
Шкаф управления электрообогревом ШУ-10	32,6	13,0	35,1	53,4
Электродвигатель насоса ёмкости дренажной ЕП-3.1 (поз. 043)	1,5	0,6	1,6	2,5
Сооружения очистные производственных стоков (поз. 28)	30,0	12,0	32,3	49,1
Цех ЗПА, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	26,3	10,52	28,3	43,0
Щит собственных нужд АДЭС 1000 кВт	15,0	6,0	16,2	24,6
Питание запорной арматуры, щит ЩС-2	5,6	2,2	6,0	9,2
Сооружения бытовых стоков (поз. 43), ввод №2	10,0	4,0	10,8	16,4
Сооружения бытовых стоков (поз. 43), ввод №3	10,0	4	10,8	16,4
Сооружения бытовых стоков (поз. 43), ввод №1(склад)	10,0	4	10,8	16,4
Щит ЩС-3 (КТП №1)	6,9	2,76	7,4	11,3
Шкаф управления электрообогревом ШУ-7	34,2	13,68	36,8	56,0
Насосная перекачки метанола, ВРУ-0,4кВ, ввод 2	66,0	26,4	71,1	108,0
Цех подготовки газа, ВРУ-0,4кВ, ввод 2	65,0	26,0	70,0	106,4

Продолжение таблицы 2

Наименование потребителя	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А
Щит временных потребителей ЩВП5	25,0	10,0	26,9	40,9
Цех подготовки конденсата, ВРУ-0,4кВ, ввод 2	55,0	22,0	59,2	90,0
Насос погружной емкости дренажной Е-2,1	11,0	4,4	11,8	18,0
Насос ёмкости дренажной К-2 площадка факельных сепараторов	11,0	4,4	11,8	18,0
Насосная метанола, вытяжной вентилятор ВН-2	0,25	0,1	0,3	0,4
Насосная рефлюкса, вытяжной вентилятор ВН-2	0,25	0,1	0,3	0,4
Насосная рефлюкса, насос Н1/2	2,2	0,9	2,4	3,6
Насос емкости дренажной Е-17,1	11,0	4,4	11,8	18,0
Насос емкости дренажной Е-17,2	11,0	4,4	11,8	18,0
Насос емкости дренажной Е-3	11,0	4,4	11,8	18,0
Насос емкости дренажной Е-5,1	11,0	4,4	11,8	18,0
Насос емкости дренажной Е-2,2	11,0	4,4	11,8	18,0
Насос емкости дренажной Е-26	11,0	4,4	11,8	18,0
Насос емкости дренажной Е-44	11,0	4,4	11,8	18,0
Насос емкости дренажной Е-46	11,0	4,4	11,8	18,0
Насос емкости дренажной Е-54	11,0	4,4	11,8	18,0
Установка регенерации метанола, электродвигатель вентилятора ВН-2	3,0	1,2	3,2	4,9
Насосная метанола, электродвигатель Н-5/2	3,0	1,2	3,2	4,9
Насосная метанола, электродвигатель Н-5/2	3,0	1,2	3,2	4,9
Всего по СШ-2-0,4 кВ ($K_o = 0,8$)	455,3	182,1	490,4	745,2
Всего нагрузки по ТП-10/0,4 кВ	969,5	387,8	1044,2	1586,9

Таким образом, в результате расчёта электрических нагрузок отдельных присоединений потребителей, а также секций сборных шин 0,38/0,22 кВ реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, получены следующие результаты:

- расчётная нагрузка первой секции сборных шин СШ-1 0,38/0,22 кВ подстанции (с учётом $K_o = 0,8$): $P_p=514,2$ кВт, $Q_p=205,7$ квар, $S_p=553,8$ кВА, $I_p=841,6$ А;
- расчётная нагрузка второй секции сборных шин СШ-2 0,38/0,22 кВ подстанции (с учётом $K_o = 0,8$): $P_p=455,3$ кВт, $Q_p=182,1$ квар, $S_p=490,4$ кВА, $I_p=745,2$ А;
- расчётная нагрузка всей подстанции: $P_p=969,5$ кВт, $Q_p=387,8$ квар, $S_p=1044,2$ кВА, $I_p=1586,9$ А.

2.2 Выбор числа и мощности трансформаторов подстанции

Ранее в работе было установлено, что на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла находятся два силовых трансформатора сухого типа марки ТСЗ-1000/10/0,4.

Они питают две секции сборных шин 0,38/0,22 кВ на низком напряжении.

Однако, в связи с реконструкцией подстанции, обусловленной подключением новой нагрузки на вторую секцию сборных шин СШ-2 0,38/0,22 кВ, также увеличилась нагрузка на ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла.

Следовательно, с учётом данного факта, в работе необходимо провести проверку силовых трансформаторов подстанции на соответствие увеличившейся нагрузке.

«Мощность силовых трансформаторов ТП-10/0,4 кВ определяется с учётом её загрузки активной мощностью» [4]:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{P_p}{2 \cdot \beta_m}, \quad (9)$$

где « $\beta_m=0,8$ (для питания потребителей преимущественно II категории надёжности)» [16].

«В виду того, что в результате реконструкции подстанции силовые трансформаторы подстанции не планируется заменить, их необходимо проверить на соответствие расчётным параметрам сети с учётом допустимых нагрузок и перегрузок» [3]:

$$1000 \text{ кВА} \geq \frac{969,5}{2 \cdot 0,8} = 605,9 \text{ кВА}.$$

Далее проводятся проверки выбранного типа трансформатора.

В основе таких проверок лежит проверка на перегрузочную способность трансформаторов подстанции.

Известно, что проверка на перегрузочную способность трансформаторов подстанции является важным аспектом их эксплуатации и обеспечения надёжности.

Данный процесс направлен на оценку способности силового трансформатора выдерживать нагрузки, превышающие номинальные значения, без ухудшения эксплуатационных характеристик и повреждений.

Известно, что при работе трансформатор испытывает значительные электрические и тепловые нагрузки, что может привести к повреждению обмоток и других компонентов.

Регулярное проведение таких проверок позволяет обеспечить надёжную и безопасную работу системы ЭС, минимизировать риски аварий и продлить срок службы оборудования.

Проверка загрузки трансформатора в нормальном режиме [12]:

$$K_3^n = \frac{0,5 \cdot S_p}{S_{ном.т}} \leq 0,8. \quad (10)$$

«Условия данной проверки выполняются» [12]:

$$K_3^n = \frac{1044,2}{1000 \cdot 2} = 0,52 \leq 0,8.$$

«Проверка в максимальном режиме» [12]:

$$K_3^{n.ав} = \frac{S_p}{S_{ном.т}} \leq 1,6. \quad (11)$$

«Условия этой проверки также выполняются» [12]:

$$K_3^{n.av} = \frac{1044,2}{1000} = 1,044 \leq 1,6.$$

Исходя из полученного результата установлено, что на ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла два силовых трансформатора сухого типа марки ТСЗ-1000/10/0,4 подходят для питания нагрузки потребителей (с учётом ввода в эксплуатацию новой нагрузки).

Определено, что данные трансформаторы соответствуют требуемым параметрам резервирования и экономичности, что подтверждает их высокую эффективность и безопасность в эксплуатации.

Принятые трансформаторы обладают высоким уровнем пожаробезопасности и надёжности благодаря своей сухой конструкции, что является значительным преимуществом в условиях эксплуатации Берегового газоконденсатного промысла.

Установлено, что конструкция и типонаименование силовых трансформаторов обеспечивают не только надёжное и стабильное электроснабжение, но и высокий уровень защиты от внешних воздействий, что особенно важно для оборудования, функционирующего в условиях повышенной ответственности и потенциальных рисков.

Таким образом, проведённые исследования подтвердили, что использование сухих силовых трансформаторов марки ТСЗ-1000/10/0,4 является оптимальным решением, способствующим повышению общей надёжности.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Процесс расчёта токов короткого замыкания включает несколько этапов.

Первый этап состоит в сборе исходных данных, таких как параметры электрической сети, характеристики трансформаторов, кабелей и других элементов системы.

Такие данные необходимы для построения эквивалентной схемы замещения, которая будет использоваться для дальнейших расчётов.

На втором этапе выполняется расчёт параметров элементов схемы замещения, включая активные и реактивные сопротивления.

Указанные параметры позволяют определить эквивалентное сопротивление сети в точке короткого замыкания, что является основой для вычисления токов короткого замыкания.

Заключительным этапом является сам расчёт токов короткого замыкания для различных типов замыканий, включая трёхфазные и двухфазные короткие замыкания.

Такие расчёты позволяют оценить максимальные токи, которые могут возникнуть в сети, и определить требования к защитным устройствам.

Особое внимание уделяется проверке устойчивости оборудования к термическим и динамическим воздействиям токов короткого замыкания (выполняется в работе далее по результатам расчёта токов КЗ).

Таким образом, расчёт токов короткого замыкания является неотъемлемой частью обеспечения надёжной и безопасной работы подстанции, позволяя предотвратить аварийные ситуации и минимизировать возможные ущербы.

«Расчётная и эквивалентная схемы для расчёта токов КЗ на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла» [14] приведены на рисунке 3.

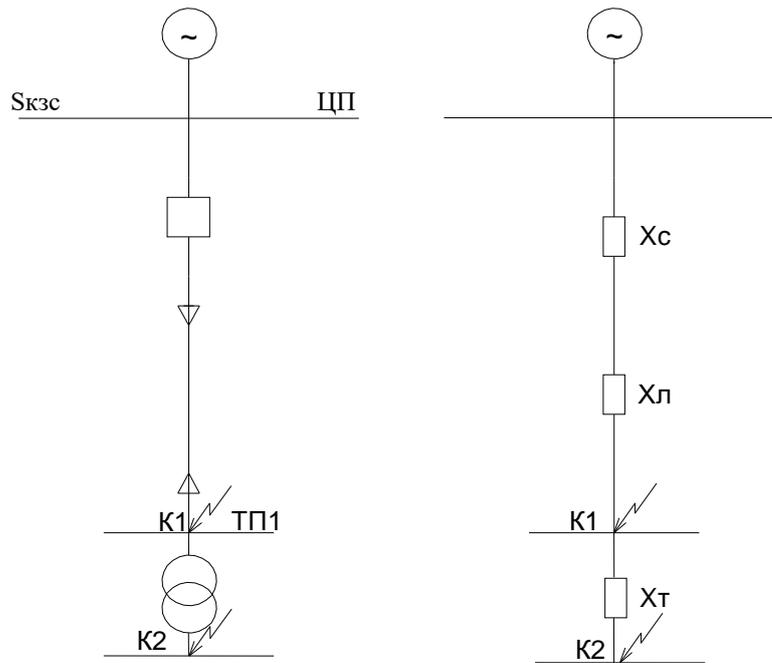


Рисунок 3 – Расчётная и эквивалентная схемы для расчёта токов КЗ на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла

«Базисные условия» [14]:

$$S_{\delta} = S_c = 1000 \text{ МВА},$$

$$U_{\delta} = 10,5 \text{ кВ},$$

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \text{ кА}, \quad (12)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

«Сопротивления схемы замещения в относительных единицах» [14]:

$$x_c = \frac{S_{\delta}}{S_c}. \quad (13)$$

$$x_c = 1.$$

$$r_c = \frac{x_c}{50}, \quad (14)$$

$$r_c = \frac{1}{50} = 0,02.$$

«Сопротивления питающей линии 10 кВ» [14]:

$$x_l = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (15)$$

$$x_l = 0,08 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,45,$$

$$r_l = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2}, \quad (16)$$

$$r_l = 0,043 \cdot 2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 8,04.$$

«Активное сопротивление трансформатора» [14]:

$$r_m = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot U_n^2}{S_{\text{ном.т.}}^2}, \quad (17)$$

$$r_m = \frac{20000 \cdot 10^2}{1000^2} = 2.$$

«Индуктивное сопротивление трансформатора» [14]:

$$x_m = \frac{U_{\kappa.\text{ср.}\%} \cdot U_n^2}{100 \cdot S_{\text{ном.т.}}^2}, \quad (18)$$

$$x_m = \frac{6,5 \cdot 10^2}{100 \cdot 10^2} = 0,065.$$

«Суммарное полное сопротивление трансформатора» [14]:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}, \quad (19)$$

$$Z_m = \sqrt{2^2 + 0,065^2} \approx 2,00.$$

«Суммарные сопротивления к точке К1» [14]:

$$x_{\Sigma} = x_c + x_l, \quad (20)$$

$$x_{\Sigma} = 1 + 1,45 = 2,45,$$

$$r_{\Sigma} = r_c + r_l, \quad (21)$$

$$r_{\Sigma} = 0,02 + 8,04 = 8,06,$$

$$z = \sqrt{x_{\Sigma}^2 - r_{\Sigma}^2}, \quad (22)$$

$$z = \sqrt{2,45^2 - 8,06^2} = 8,42.$$

«Ток КЗ в точке К1» [14]:

$$I_{\Pi 1}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{z}, \text{ кА}, \quad (23)$$

$$I_{\Pi 1}^{(3)} = \frac{55}{8,42} = 6,5 \text{ кА}.$$

«Ударный ток КЗ в точке К1» [14]:

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot I_{\Pi 1}^{(3)} \cdot K_y, \text{ кА}, \quad (24)$$

где « K_y – ударный коэффициент» [14].

«Так как на шинах питающей энергосистемы $\beta'' = 1$, поэтому» [14]:

$$I_{\infty} = I'' = I_n. \quad (25)$$

«Следовательно, ударный коэффициент можно принять равным единице» [14]:

$$i_{y\partial K1} = \sqrt{2} \cdot 6,5 \cdot 1 = 9,2 \text{ кА.}$$

«Суммарные сопротивления к точке К2» [14]:

$$x_{\Sigma} = x_c + x_l + x_m, \quad (26)$$

$$x_{\Sigma} = 1 + 1,45 + 0,065 \approx 2,52,$$

$$r_{\Sigma} = r_c + r_l + r_m, \quad (27)$$

$$r_{\Sigma} = 0,02 + 8,04 + 2 = 10,06,$$

$$z = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}, \quad (28)$$

$$z = \sqrt{2,52^2 + 10,06^2} = 10,37.$$

«Ток КЗ в точке К2» [14]:

$$I_{II2}^{(3)} = \frac{I_{\phi}}{z}, \text{ кА,} \quad (29)$$

$$I_{II2}^{(3)} = \frac{55}{10,37} = 5,3 \text{ кА.}$$

«Ударный ток КЗ в точке К2» [14]:

$$i_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot I_{II2}^{(3)} \cdot K_y, \text{ кА,} \quad (30)$$

где « K_y – ударный коэффициент» [14].

«Так как на шинах питающей энергосистемы $\beta'' = 1$ » [14]:

$$I_{\infty} = I'' = I_n. \quad (31)$$

«Ударный коэффициент можно принять равным единице» [14]:

$$i_{y\partial K2} = \sqrt{2} \cdot 5,3 \cdot 1 = 7,5 \text{ кА}.$$

Результаты расчётов токов КЗ на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла показаны в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты расчетов токов КЗ на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла

Параметр	Числовое значение параметра, кА	
	Точка К1	Точка К2
$I_{Pi}^{(3)}$	6,5	5,3
$i_{y\partial.K}$	9,2	7,5

Полученные результаты используются в работе далее.

2.4 Выбор сечения проводников

Далее проводится выбор и проверка проводников на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла. При этом выбираются новые проводники для новых потребителей, а также проверяются существующие кабельные линии объекта реконструкции.

Известно, что для электроснабжения объектов месторождений рекомендуется использовать только изолированные проводники с хорошей изоляцией.

Поэтому в работе рекомендуется применять скрытую прокладку проводников для питания подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла на напряжении 10 кВ, а также её потребителей

на напряжении 0,38/0,22 кВ, что обеспечивает дополнительную защиту и надёжность, а также высокий уровень электробезопасности.

Учитывая эти требования, для на канализации электроэнергии на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла выбираются кабельные линии для передачи электроэнергии.

Выбор кабельных линий обоснован их способностью обеспечивать надёжное электроснабжение, минимизировать риски повреждений и повысить общую безопасность эксплуатации системы.

Кабельные линии, используемые для электроснабжения объектов Берегового газоконденсатного промысла, должны обладать высокой стойкостью к механическим повреждениям, температурным перепадам и воздействию агрессивных сред.

Для достижения максимальной надёжности и долговечности рекомендуется использовать кабели с улучшенной изоляцией и дополнительной защитной оболочкой.

Данный аспект особенно важен в условиях эксплуатации на месторождении, где требования к безопасности и надёжности оборудования являются крайне высокими.

Кроме того, скрытая прокладка кабельных линий по всей трассе системы электроснабжения способствует защите проводников от внешних воздействий и уменьшению риска механических повреждений.

Такой подход также позволяет снизить вероятность возникновения пожаров и других аварийных ситуаций, связанных с повреждением электропроводки.

«В качестве питающей кабельной линии напряжением 10 кВ на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, предлагается использовать современный тип изолированных проводников с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена и оболочкой из полимерных композиций, не содержащих галогенов, пониженной горючести марки АПвБПнг(А)-HF» [5].

Конструктивное выполнение кабеля марки АПвБПнг(А)-HF для применения в качестве питающей линии 10 кВ на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, показано на рисунке 4.



Рисунок 4 – Конструктивное выполнение кабеля марки АПвБПнг(А)-HF для применения в качестве питающей линии 10 кВ на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла

Проводится проверка «кабельной линии 10 кВ, состоящей из двух силовых кабелей марки АПвБПнг(А)-HF 3×35/16, которые питали до реконструкции ТП-10/0,4 кВ» [9] Берегового газоконденсатного промысла.

«По экономической плотности тока» [12]:

$$F_3 = \frac{I_{p.}}{j_3}, \quad (32)$$

где $I_{p.}$ - «значение расчётного тока кабельной линии в нормальном режиме на стороне 10 кВ;

j_3 – экономическая плотность тока, А/мм²» [13].

«Значение расчётного тока кабельной линии в нормальном режиме на стороне 10 кВ принимается равным току нормального режима на стороне ТП-10/0,4 кВ» [9]:

$$I_{p.} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}}, \quad (33)$$

где $S_{ном.т}$ - «мощность трансформатора ТП-10/0,4 кВ, кВА» [9].

«Для питающего кабеля 10 кВ» [9]:

$$I_{p.} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,7 \text{ A.}$$

«Сечение питающего кабеля 10 кВ» [9]:

$$F_{\text{э}} = \frac{57,7}{1,4} = 41,2 \text{ мм}^2.$$

«Проверка выбранного сечения кабеля в нормальном режиме» [10]:

$$I_{доп} \geq I_{p.}, \quad (34)$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток кабельной линии (справочные данные, зависящие от марки кабеля и сечения его жил, а также от типа изоляции, А [10].

Для питающего кабеля 10 кВ проверка выполнена:

$$112 \text{ A} \geq 57,7 \text{ A.}$$

«Проверка КЛ в послеаварийном режиме работы» [10]:

$$I_{доп} \geq I_{p,max}, \quad (35)$$

где « $I_{p,max}$ – максимальный ток, А» [10].

«Ток КЛ в послеаварийном режиме» [9]:

$$I_{p,max} = K_p \cdot I_p, \quad (36)$$

где « K_p – коэффициент резервирования нагрузки» [11] (принимается значение $K_p = 1,4$).

Для питающего кабеля 10 кВ проверка выполнена:

$$112 \text{ А} \geq 57,7 \cdot 1,4 = 80,8 \text{ А}.$$

«Проверка кабеля по климатическим и механическим условиям» [10]:

$$F_{ст} \geq F_{мин}, \text{ мм}^2. \quad (37)$$

«Для питающего кабеля 10 кВ проверка выполнена» [9]:

$$35 \text{ мм}^2 \geq 25 \text{ мм}^2.$$

Выбор остальных кабельных линий реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла проведён аналогично с приведением полученных результатов в таблице 4.

При этом сечения кабельных линий напряжением 0,38/0,22 кВ выбираются по допустимому нагреву без учёта проверки по току максимального режима (так как они выполнены по радиальной схеме без питания дополнительной резервной нагрузки).

Таблица 4 – Результаты выбора кабельных линий 10 кВ и 0,38/0,22 кВ на ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла

Линия	I_p , А	Марка кабеля	$I_{доп.}$, А
Питающая сеть 10 кВ			
Питающая КЛ-10 кВ (ГПП-РП-10) – ввод 1	57,7	АПвБПнг(А)-HF 3×35/16	112
Питающая КЛ-10 кВ (ГПП-РП-10) – ввод 2	57,7	АПвБПнг(А)-HF 3×35/16	112
Распределительная сеть 0,38/0,22 кВ			
СШ1-0,38/0,22 кВ			
Шкаф собственных нужд, ввод №1	24,6	КГ 5×10	32,0
Насос ёмкости дренажной К-1 площадка факельных сепараторов	18,0	ВБбШнг-ХЛ 5×16	46,0
Цех подготовки конденсата, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	90,0	ВБбШвнг-ХЛ 5×70	102,0
Щит временных потребителей ЩВПЗ	40,9	ВБбШвнг-ХЛ 5×50	66,0
Щит временных потребителей ЩВП4	40,9	ВБбШвнг-ХЛ 5×50	66,0
Цех подготовки газа, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	106,4	ВБбШвнг-ХЛ 5×95	122,0
Насосная перекачки метанола, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	108,0	ВБбШвнг-ХЛ 5×95	122,0
Насосная утилизации сточных вод (поз. 22,1) ШСУ-0,4кВ	376,5	ВБбШвнг-ХЛ 2× (5×150)	2×192= =384
Насосная метанола, насос Н-5/1	4,9	ВБбШвнг 5×2,5	12,0
Насосная рефлюкса, насос Н1/1	3,6	ВБбШвнг 5×2,5	12,0
Насосная рефлюкса, вытяжной вентилятор ВН-1	0,4	ВБбШвнг 5×2,5	12,0
Насосная метанола, вытяжной вентилятор ВН-1	0,4	ВБбШвнг 5×2,5	12,0
Установка регенерации метанола, вентилятор тяги В-1	1,8	ВБбШвнг 5×2,5	12,0
Установка регенерации метанола, электродвигатель вентилятора ВН-1	4,9	ВБбШвнг 5×2,5	12,0
Насосная метанола, электродвигатель насоса Н-3/2	18,0	ВБбШвнг 5×16	46,0
Насосная метанола, электродвигатель насоса Н-3/1	18,0	ВБбШвнг 5×16	46,0
Насосная метанола, электродвигатель насоса Н-4/1	12,3	ВБбШвнг 5×16	46,0
ЯСН, аварийный ввод	24,6	ВБбШвнг 5×16	46,0
Щит аварийного освещения ЩАО (КТП №1)	1,1	КГ 5×10	42,0
Питание запорной арматуры щит ЦС-1	10,5	КГ 5×10	42,0
Шкаф управления электрообогревом ШУ-5	26,2	ВБбШвнг 5×35	54,0
Шкаф управления электрообогревом ШУ-4	26,2	ВБбШвнг 5×35	54,0
Шкаф управления электрообогревом ШУ-1	50,7	ВБбШвнг 5×35	54,0
Цех ЗПА, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	43,0	ВБбШвнг 5×35	54,0
СШ2-0,38/0,22 кВ			
Шкаф управления электрообогревом ШУ-8	70,9	ВБбШвнг 5×70	102,0
Шкаф управления электрообогревом ШУ-10	53,4	ВБбШвнг 5×50	66,0
Электродвигатель насоса емкости дренажной ЕП-3.1 (поз. 043)	2,5	ВБбШвнг 5×4	15,0

Продолжение таблицы 4

Линия	$I_{р.}$, А	Марка кабеля	$I_{доп.}$, А
Сооружения очистные производственных стоков (поз. 28)	49,1	ВБбШвнг 5×50	66,0
Цех ЗПА, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	43,0	ВБбШвнг 5×50	66,0
Щит собственных нужд АДЭС 1000 кВт	24,6	ВБбШвнг 5×50	66,0
Питание запорной арматуры, щит ЩС-2	9,2	КГ 5×10	32,0
Сооружения бытовых стоков (поз. 43), ввод №2	16,4	ВБбШвнг 5×16	46,0
Сооружения бытовых стоков (поз. 43), ввод №3	16,4	ВБбШвнг 5×16	46,0
Сооружения бытовых стоков (поз. 43), ввод №1(склад)	16,4	ВБбШвнг 5×16	46,0
Щит ЩС-3 (КТП №1)	11,3	КГ 5×10	32,0
Шкаф управления электрообогревом ШУ-7	56,0	ВБбШвнг 5×50	66,0
Насосная перекачки метанола, ВРУ-0,4кВ, ввод 2	108,0	ВБбШвнг-ХЛ 5×95	122,0
Цех подготовки газа, ВРУ-0,4кВ, ввод 2	106,4	ВБбШвнг-ХЛ 5×95	122,0
Щит временных потребителей ЩВП5	40,9	ВБбШвнг 5×50	66,0
Цех подготовки конденсата, ВРУ-0,4кВ, ввод 2	90,0	ВБбШвнг 5×70	102,0
Насос погружной емкости дренажной Е-2,1	18,0	ВБбШвнг 5×16	46,0
Насос ёмкости дренажной К-2 площадка факельных сепараторов	18,0	ВБбШвнг 5×16	46,0
Насосная метанола, вытяжной вентилятор ВН-2	0,4	ВБбШвнг 5×2,5	12,0
Насосная рефлюкса, вытяжной вентилятор ВН-2	0,4	ВБбШвнг 5×2,5	12,0
Насосная рефлюкса, насос Н1/2	3,6	ВБбШвнг 5×2,5	12,0
Насос емкости дренажной Е-17,1	18,0	ВБбШвнг 5×16	46,0
Насос емкости дренажной Е-17,2	18,0	ВБбШвнг 5×16	46,0
Насос емкости дренажной Е-3	18,0	ВБбШвнг 5×16	46,0
Насос емкости дренажной Е-5,1	18,0	ВБбШвнг 5×16	46,0
Насос емкости дренажной Е-2,2	18,0	ВБбШвнг 5×16	46,0
Насос емкости дренажной Е-26	18,0	ВБбШвнг 5×16	46,0
Насос емкости дренажной Е-44	18,0	ВБбШвнг 5×16	46,0
Насос емкости дренажной Е-46	18,0	ВБбШвнг 5×16	46,0
Насос емкости дренажной Е-54	18,0	ВБбШвнг 5×16	46,0
Установка регенерации метанола, электродвигатель вентилятора ВН-2	4,9	ВБбШвнг 5×2,5	12,0
Насосная метанола, электродвигатель Н-5/2	4,9	ВБбШвнг 5×2,5	12,0
Насосная метанола, электродвигатель Н-5/2	4,9	ВБбШвнг 5×2,5	12,0

Кроме того, для связи секций сборных шин на ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла используются шинный мост марки МШ-12-1000 (в работе не проверяется).

Таким образом, в результате проведения выбора кабельных линий 10 кВ и 0,38/0,22 кВ на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, были получены следующие результаты:

- подтверждено сечение питающей кабельной линии 10 кВ подстанции (установлено, что кабели марки АПвБПнг(А)-HF 3×35/16 подходят для питания реконструируемой подстанции);
- в качестве проводников для питания новых потребителей, обосновано применение кабельных линий 0,38/0,22 кВ марки ВБбШвнг 5×16 (9 отходящих линий) и ВБбШвнг 5×2,5 (3 отходящие линии);
- проверены и расчётным путём подтверждены сечения всех существующих проводников кабельных линий 0,38/0,22 кВ (кабели марки ВБбШвнг разных сечений и марки КГ 5×10 (5 отходящих линий)).

Результаты выбора проводников после реконструкции подстанции также показаны в графической части работы.

2.5 Выбор электрических аппаратов

На стороне 10 кВ ТП-10/0,4 кВ установлены следующие коммутационные и защитные электрические аппараты:

- «выключатели нагрузки марки ВНА СЭЩ 80-10/630-20 – 2 единицы» [9];
- предохранители плавкие марки ПКТ103-10-80-20У1– 2 единицы.

Данные аппараты установлены в двух ячейках марки КСО 307 - АО «ЧЭАЗ» [6], представленных на рисунке 5.

В работе необходимо их проверить на соответствие расчётным параметрам электрической сети в связи с увеличением нагрузки новых потребителей промысла.



Рисунок 5 – Ячейка типа КСО-307 для применения в РУ-10 кВ реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла

При этом на питающем РУ-10 кВ применяются ячейки марки КРУ-МЭТЗ-10-14 [8], конструктивное выполнение которых показано в работе на рисунке 6.



Рисунок 6 – Конструктивное выполнение ячеек марки КРУ-МЭТЗ-10-14

«Выбор ЭА по номинальному напряжению и току» [6]:

$$U_{ном.а} \geq U_{ном.с}, кВ, \quad (38)$$

где « $U_{ном.а}$ – номинальное значение напряжения ЭА, кВ;

$U_{ном.с}$ – номинальное значение напряжения, кВ» [6].

$$I_{ном.а} \geq I_p, А, \quad (39)$$

где « $I_{ном.а}$ – номинальный ток ЭА;

I_p – расчётный ток сети» [6].

«Проверка ЭА на коммутационную отключающую способность» [6]:

$$I_{откл} \geq I_K, \text{кА.} \quad (40)$$

«Проверка на термическую и электродинамическую стойкость» [6]:

$$i_{дин} \geq i_y, \text{А,} \quad (41)$$

$$I_T^2 t_T \geq I_K^2 t, \text{А}^2 \cdot \text{с.} \quad (42)$$

Проверка выключателя высокого напряжения на питающем РП-10 кВ Берегового газоконденсатного промысла сведена в таблице 5.

Таблица 5 – Проверка высоковольтного выключателя 10 кВ на питающем РП-10 кВ Берегового газоконденсатного промысла

Наименование и марка аппарата (модуля)	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные аппарата (модуля)
Выключатель ВВ/TEL 10-20-1000-048	$U_{сети} \leq U_{ном.}$	$U_{сети} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{max} \leq I_{ном.}$	$I_{max} = 80,4 \text{ А.}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А.}$
	$I_{п.т} \leq I_{отк.ном.}$	$I_{п.т} = 6,5 \text{ кА.}$	$I_{отк.ном} = 20 \text{ кА.}$
	$i_y \leq i_{дин.}$	$i_y = 9,2 \text{ кА.}$	$i_{дин.} = 48 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,2^2 \cdot 3 = 253,9 \text{ кА}^2 \text{с.}$	$B_K = 48^2 \cdot 3 = 6912 \text{ кА}^2 \text{с.}$

Проводится выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ).

Согласно исходной схеме электрических соединений, трансформаторы напряжения установлены только на питающем РП-10 кВ Берегового газоконденсатного промысла.

Результаты проверки трансформаторов тока представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты проверки трансформаторов тока для установки на питающем РП-10 кВ Берегового газоконденсатного промысла

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-10	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.1}}$	$I_{\text{max}} = 80,4 \text{ А.}$	$I_{\text{ном.1}} = 200 \text{ А}$
	$S_{\text{вт.цепей}} \leq S_{\text{обм.ном}}$	$S_{\text{вт.цепей}} = 10 \text{ ВА}$	$S_{\text{обм.ном}} = 50 \text{ ВА}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 9,2 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T.$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,2^2 \cdot 3 =$ $= 253,9 \text{ кА}^2\text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 =$ $= 1200 \text{ кА}^2\text{с.}$

Ограничители перенапряжения (далее – ОПН) играют важную роль в защите оборудования от скачков напряжения, которые могут возникать из-за атмосферных разрядов или коммутационных операций.

Они обеспечивают снижение амплитуды перенапряжений до безопасного уровня, предотвращая повреждения оборудования.

Результаты проверки ограничителей перенапряжения для применения на питающем РП-10 кВ Берегового газоконденсатного промысла представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты проверки ограничителей перенапряжения для применения на питающем РП-10 кВ Берегового газоконденсатного промысла

Наименование и марка аппарата (модуля)	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные аппарата (модуля)
РУ-10 кВ: ОПН- КР/TEL-10/12 УХЛ2	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном.}} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 80,4 \text{ А.}$	$I_{\text{ном}} = 250 \text{ А}$
	$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{макс.проп.}}$	$I_{\text{п.т}} = 6,5 \text{ кА.}$	$I_{\text{макс.проп.}} = 20 \text{ кА}$
	$i_y \leq i_{\text{дин.}}$	$i_y = 9,2 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин.}} = 20 \text{ кА.}$

Результаты проверки выключателей нагрузки для установки в РУ-10 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Результаты проверки выключателей нагрузки для установки в РУ-10 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла

Наименование и место установки аппарата	Условие выбора	Расчетные данные сети	Паспортные данные
Выключатели нагрузки ВНА СЭЩ 80-10/630-20	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ.}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ.}$
	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$	$I_{\text{max}} = 80,4 \text{ А.}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А.}$
	$i_y \leq i_{\text{дин}}$	$i_y = 9,2 \text{ кА.}$	$i_{\text{дин}} = 20 \text{ кА.}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,2^2 \cdot 3 = 253,9 \text{ кА}^2 \text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{с.}$

Проверка плавких предохранителей сведена в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты проверки плавких предохранителей для установки в РУ-10 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла

Наименование аппарата	Условие выбора	Расчетные данные	Паспортные данные
Предохранители марки ПКТ103-10-80-20У1	$U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном}}$	$U_{\text{сети}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ.}$
	$1,1 - 1,5 I_{\text{ном.т}} \leq I_{\text{ном.вст}}$	$1,5 I_{\text{ном.т}} = 1,35 \times 57,8 = 78 \text{ А.}$	$I_{\text{ном.вст}} = 80 \text{ А.}$
	$I_{\text{ном.п}} \geq I_{\text{ном.вст}}$	$I_{\text{ном.п}} = 100 \text{ А}$	$I_{\text{ном.вст}} = 80 \text{ А}$
	$B_K \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 9,2^2 \cdot 3 = 253,9 \text{ кА}^2 \text{с.}$	$B_K = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \text{с.}$

Далее в работе проводится выбор и проверка электрических аппаратов напряжением 0,38/0,22 кВ.

«Ранее в работе было установлено, что на стороне 0,38/0,22 кВ подстанции установлены следующие коммутационные и защитные электрические аппараты, которые не требуют модернизации:

- выключатели автоматические вводные и секционный, марки M-Pact MS31W16, In-2000A, Ir-1600A – 3 единицы;
- выключатели автоматические марки Record Plus FDN36TD080GD различных типоминалов – 40 единиц» [9];
- выключатели автоматические защиты электродвигателей марки

GPS1ВНА различных модификаций и типономиналов – 22 единицы;
– магнитные пускатели CL06A300M, CL00A310TN и других модификаций и типономиналов (в работе не проверяются).

Выбираются автоматические воздушные выключатели, которые служат для защиты сети напряжением 0,38/0,22 кВ. Для этого они оснащены различными расцепителями: электромагнитными, тепловыми и нулевыми. В рамках данной работы необходимо выбрать уставки для всех типов расцепителей.

Выбор автоматических выключателей должен учитывать все рекомендуемые технические параметры. Данный фактор позволяет обеспечить долговечность и эффективную работу оборудования в условиях эксплуатации системы электроснабжения.

Автоматы выбираются по методике [15].

«Номинальный ток автомата» [15]:

$$I_{ном.а} \geq I_p, \quad (43)$$

где I_p - «расчётный ток сети, по которому выбирается автомат, А» [15].

«Номинальный ток уставки теплового расцепителя автомата» [15]:

$$I_{у.т.р} \geq [1,05 - 1,1] \cdot I_p. \quad (44)$$

где $I_{у.т.р}$ - «номинальный ток уставки теплового расцепителя, А» [15].

«Номинальный ток уставки электромагнитного расцепителя автомата» [15]:

$$I_{ном.э.р} \geq K_{то} \cdot I_p \geq I_k. \quad (45)$$

где « $K_{то}$ – коэффициент тепловой отсечки автомата, о.е.» [15];

I_{κ} - «значение трёхфазного симметричного тока КЗ, А» [15].

«Для автомата с регулируемым электромагнитным расцепителем» [15]:

$$I_{y.э.p.} \geq K \cdot I_{y.m.p.}, \quad (46)$$

где « K – кратность тока уставки расцепителя» [15].

Проверка проводится на примере вводного автомата ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла. Ранее в качестве вводного автомата ТП-10/0,4 кВ был использован автомат марки M-Pact MS31W16 с параметрами: $I_{ном.а} = 2000$ А, $I_{y.m.p.} = 1600$ А, $I_{y.э.p.} = 4800$ А.

По условию (43):

$$2000 A \geq 1519,8 A.$$

По условию (44):

$$1600 A \geq 1519,8 \cdot 1,05 = 1595,7 A.$$

По условию (46):

$$4800 A = 3 \cdot 1600 = 4800 A.$$

Остальные автоматические выключатели, установленные на ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, выбраны аналогично и результаты выбора приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты выбора автоматов ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла

Потребитель	I_p , А	Марка	$I_{ном.а}$, А	$I_{у.т.р.}$, А	$I_{у.э.р.}$, А
Вводные автоматы	1519,8	M-Pact MS31W16	2000	1600	4800
Секционный автомат	1519,8	M-Pact MS31W16	2000	1600	4800
Линейные автоматы					
СШ-1 0,38/0,22 кВ					
Шкаф собственных нужд, ввод №1	24,6	Record Plus FDN36TD080GD	80	64	192
Насос ёмкости дренажной К-1 площадка факельных сепараторов	18,0	GPS1BHAP	25	25	75
Цех подготовки конденсата, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	90,0	Record Plus FEN36TD160JFF	160	125	375
Щит временных потребителей ЩВП3	40,9	Record Plus FEN36TD160JFF	160	50	150
Щит временных потребителей ЩВП4	40,9	Record Plus FEN36TD160JFF	160	50	150
Цех подготовки газа, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	106,4	Record Plus FEN36SA250KKF	250	125	375
Насосная перекачки метанола, ВРУ- 0,4кВ, ввод 1	108,0	Record Plus FEN36SA250KKF	250	125	375
Насосная утилизации сточных вод (поз. 22,1) ЩСУ-0,4кВ	376,5	Record Plus FGN36AA630NNF	630	400	1200
Насосная метанола, насос Н-5/1	4,9	GPS1BHAK	10	10	30
Насосная рефлюкса, насос Н1/1	3,6	GPS1BHAI	6,3	6,3	18,9
Насосная рефлюкса, вытяжной вентилятор ВН-1	0,4	GPS1BHAЕ	1	1	3
Насосная метанола, вытяжной вентилятор ВН-1	0,4	GPS1BHAЕ	1	1	3
Установка регенерации метанола, вентилятор тяги В-1	1,8	GPS1HAG	2,5	2,5	7,5
Установка регенерации метанола, электродвигатель вентилятора ВН-1	4,9	GPS1BHAI	6,3	6,3	18,9
Насосная метанола, электродвигатель насоса Н-3/2	18,0	GPS2MHAS	40	40	120
Насосная метанола, электродвигатель насоса Н-3/1	18,0	GPS2MHAS	40	40	120
Насосная метанола, электродвигатель насоса Н-4/1	12,3	GPS2MHAS	40	25	75
ЯСН, аварийный ввод	24,6	Record Plus FDN36TD016ED	40	40	120
Щит аварийного освещения ЩАО (КТП №1)	1,1	Record Plus FDN36TD063ED	40	6,3	18,9
Питание запорной арматуры щит ЩС-1	10,5	Record Plus FDN36TD050ED	50	16	48
Шкаф управления электрообогревом ШУ-5	26,2	Record Plus FDN36TD050ED	80	40	120
Шкаф управления электрообогревом ШУ-4	26,2	Record Plus FDN36TD050ED	80	40	120

Продолжение таблицы 10

Потребитель	I_p, A	Марка	$I_{ном.а}, A$	$I_{у.т.р.}, A$	$I_{у.э.р.}, A$
Шкаф управления электрообогревом ШУ-1	50,7	Record Plus FDN36TD050ED	80	60	180
Цех ЗПА, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	43,0	Record Plus FDN36TD050ED	80	60	180
СШ-2 0,38/0,22 кВ					
Шкаф управления электрообогревом ШУ-8	70,9	Record Plus FDN36TD100GD	100	80	240
Шкаф управления электрообогревом ШУ-10	53,4	Record Plus FDN36TD100GD	100	80	240
Электродвигатель насоса емкости дренажной ЕП-3.1 (поз. 043)	2,5	Record Plus FDN36TD100GD	16	6,3	18,9
Сооружения очистные производственных стоков (поз. 28)	49,1	Record Plus FDN36TD100GD	80	60	180
Цех ЗПА, ВРУ-0,4кВ, ввод 1	43,0	Record Plus FDN36TD100GD	80	60	180
Щит собственных нужд АДЭС 1000 кВт	24,6	Record Plus FDN36TD100GD	63	40	120
Питание запорной арматуры, щит ЩС-2	9,2	Record Plus FDN36TD100GD	50	16	48
Сооружения бытовых стоков (поз. 43), ввод №2	16,4	Record Plus FDN36TD100GD	40	25	75
Сооружения бытовых стоков (поз. 43), ввод №3	16,4	Record Plus FDN36TD100GD	40	25	75
Сооружения бытовых стоков (поз. 43), ввод №1(склад)	16,4	Record Plus FDN36TD100GD	40	25	75
Щит ЩС-3 (КТП №1)	11,3	Record Plus FDN36TD100GD	50	16	48
Шкаф управления электрообогревом ШУ-7	56,0	Record Plus FDN36TD100GD	100	80	240
Насосная перекачки метанола, ВРУ-0,4кВ, ввод 2	108,0	Record Plus FDN36TD100GD	400	160	480
Цех подготовки газа, ВРУ-0,4кВ, ввод 2	106,4	Record Plus FDN36TD100GD	250	160	480
Щит временных потребителей ЩВП5	40,9	Record Plus FDN36TD100GD	160	60	120
Цех подготовки конденсата, ВРУ-0,4кВ, ввод 2	90,0	Record Plus FDN36TD100GD	160	160	480
Насос погружной емкости дренажной Е-2,1	18,0	GPS1BHAP	25	25	75
Насос ёмкости дренажной К-2 площадка факельных сепараторов	18,0	GPS1BHAP	25	25	75
Насосная метанола, вытяжной вентилятор ВН-2	0,4	GPS1BHAE	1	1	3
Насосная рефлюкса, вытяжной вентилятор ВН-2	0,4	GPS1BHAE	1	1	3
Насосная рефлюкса, насос Н1/2	3,6	GPS1BHAI	6,3	6,3	18,9
Насос емкости дренажной Е-17,1	18,0	GPS1BHAP	25	25	75

Продолжение таблицы 10

Потребитель	I_p, A	Марка	$I_{ном.а}, A$	$I_{у.т.р.}, A$	$I_{у.э.р.}, A$
Насос емкости дренажной Е-17,2	18,0	GPS1BHAP	25	25	75
Насос емкости дренажной Е-3	18,0	GPS1BHAP	25	25	75
Насос емкости дренажной Е-5,1	18,0	GPS1BHAP	25	25	75
Насос емкости дренажной Е-2,2	18,0	GPS1BHAP	25	25	75
Насос емкости дренажной Е-26	18,0	GPS1BHAP	25	25	75
Насос емкости дренажной Е-44	18,0	GPS1BHAP	25	25	75
Насос емкости дренажной Е-46	18,0	GPS1BHAP	25	25	75
Насос емкости дренажной Е-54	18,0	GPS1BHAP	25	25	75
Установка регенерации метанола, электродвигатель вентилятора ВН-2	4,9	GPS1BNAK	10	10	30
Насосная метанола, электродвигатель Н-5/2	4,9	GPS1BNAK	10	10	30
Насосная метанола, электродвигатель Н-5/2	4,9	GPS1BNAK	10	10	30

В результате проведения расчётов, подтверждены все установленные автоматические выключатели в сети 0,38/0,22 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, которые не требуют модернизации:

- выключатели автоматические вводные и секционный, марки М-Раст MS31W16, In-2000A, Ir-1600A – 3 единицы;
- выключатели автоматические марки Record Plus FDN36TD080GD различных типоминалов – 40 единиц;
- выключатели автоматические защиты электродвигателей марки GPS1BNA различных модификаций и типоминалов – 22 единицы.

Выбраны аппараты защиты для новых присоединений потребителей:

- выключатели автоматические защиты электродвигателей марки GPS1BHAP с параметрами: $I_{ном.а} = 25 A$, $I_{у.т.р.} = 25 A$, $I_{у.э.р.} = 75 A$ – 9 единиц;
- выключатели автоматические защиты электродвигателей марки GPS1BNAK с параметрами: $I_{ном.а} = 10 A$, $I_{у.т.р.} = 10 A$, $I_{у.э.р.} = 30 A$ – 3 единицы.

Все выбранные аппараты напряжением 10 кВ и 0,4 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла показаны также в графической части работы.

Выводы по разделу 2.

В результате расчёта электрических нагрузок отдельных присоединений потребителей, а также секций сборных шин 0,38/0,22 кВ реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, получены следующие результаты:

- расчётная нагрузка первой секции сборных шин СШ-1 0,38/0,22 кВ подстанции (с учётом $K_o = 0,8$): $P_p=514,2$ кВт, $Q_p=205,7$ квар, $S_p=553,8$ кВА, $I_p=841,6$ А;
- расчётная нагрузка второй секции сборных шин СШ-2 0,38/0,22 кВ подстанции (с учётом $K_o = 0,8$): $P_p=455,3$ кВт, $Q_p=182,1$ квар, $S_p=490,4$ кВА, $I_p=745,2$ А;
- расчётная нагрузка всей подстанции: $P_p=969,5$ кВт, $Q_p=387,8$ квар, $S_p=1044,2$ кВА, $I_p=1586,9$ А.

Исходя из полученного результата установлено, что на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла два силовых трансформатора сухого типа марки ТСЗ-1000/10/0,4 подходят для питания нагрузки потребителей (с учётом ввода в эксплуатацию новой нагрузки).

Установлено, что конструкция и типонаминал силовых трансформаторов обеспечивают не только надёжное и стабильное электроснабжение, но и высокий уровень защиты от внешних воздействий, что особенно важно для оборудования, функционирующего в условиях повышенной ответственности и потенциальных рисков.

В результате проведения выбора кабельных линий 10 кВ и 0,38/0,22 кВ на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, были получены следующие результаты:

- подтверждено сечение питающей кабельной линии 10 кВ подстанции (установлено, что кабели марки АПвБПнг(А)-HF 3×35/16 подходят для питания реконструируемой подстанции);

- в качестве проводников для питания новых потребителей, обосновано применение кабельных линий 0,38/0,322 кВ марки ВБбШвнг 5×16 (9 отходящих линий) и ВБбШвнг 5×2,5 (3 отходящие линии);
- проверены и расчётным путём подтверждены сечения всех существующих проводников кабельных линий 0,38/0,22 кВ (кабели марки ВБбШвнг разных сечений и марки КГ 5×10 (5 отходящих линий)).

В результате проведения расчётов, подтверждены все установленные автоматические выключатели в сети 10 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, которые не требуют модернизации.

В результате проведения расчётов, подтверждены все установленные автоматические выключатели в сети 0,38/0,22 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, которые не требуют модернизации.

Выбраны аппараты защиты для новых присоединений потребителей подстанции:

- выключатели автоматические защиты электродвигателей марки GPS1ВНАР с параметрами: $I_{ном.а} = 25$ А, $I_{у.т.р.} = 25$ А, $I_{у.э.р.} = 75$ А – 9 единиц;
- выключатели автоматические защиты электродвигателей марки GPS1ВНАК с параметрами: $I_{ном.а} = 10$ А, $I_{у.т.р.} = 10$ А, $I_{у.э.р.} = 30$ А – 3 единицы.

3 Релейная защита, молниезащита и заземление ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла

3.1 Релейная защита ТП-10/0,4 кВ

Релейная защита трансформаторной подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла играет ключевую роль в обеспечении надёжности и безопасности.

В условиях газоконденсатного промысла, где стабильность электроснабжения критически важна для бесперебойной работы технологических процессов, правильный выбор релейной защиты становится особенно актуальным.

При выборе релейной защиты учитываются такие факторы, как точность и быстродействие срабатывания, возможность селективного отключения повреждённых участков сети, устойчивость к ложным срабатываниям и способность адаптироваться к изменениям в нагрузке и конфигурации сети.

Таким образом, релейная защита ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, учитывающая критерии точности, быстродействия, надёжности и адаптивности, является необходимым элементом для обеспечения безопасной и стабильной работы всей энергосистемы промысла.

Релейная защита в работе устанавливается на высоковольтных выключателях питающего РП-10 кВ, от которого получает питание рассматриваемая в работе ТП-10/0,4 кВ.

В работе предлагается для данной цели применить «микропроцессорные блоки защиты «Сириус-2-Л»» [18], показанного на рисунке 7.



Рисунок 7 – «Микропроцессорный блок защиты «Сириус-2-Л»» [18]

Установлено, что микропроцессорные блоки защиты «Сириус-2-Л» обладают рядом значительных преимуществ, которые делают их востребованными в современной энергетике.

Одним из ключевых преимуществ является высокая степень надёжности и точности, обеспечиваемая использованием передовых микропроцессорных технологий.

Данные блоки способны эффективно обрабатывать большие объёмы данных в реальном времени, что позволяет быстро и точно реагировать на изменения в электрической сети, предотвращая аварийные ситуации и минимизируя риск повреждения оборудования.

Энергетическая эффективность блоков защиты «Сириус-2-Л» также заслуживает внимания. Оптимизация работы системы защиты позволяет снизить эксплуатационные расходы и повысить общую энергоэффективность объекта.

Долговечность и устойчивость к внешним воздействиям обеспечивают длительный срок службы оборудования и снижают необходимость в частом техническом обслуживании.

Рассчитываются уставки выбранных блоков РЗА.

«Первая ступень токовая отсечка (далее – ТО). Токовая отсечка является разновидностью токовой защиты, позволяющей обеспечить быстрое отключение КЗ.

Токовые отсечки подразделяются на отсечки мгновенного действия и отсечки с выдержкой времени (около 0,3-0,6 с).

Токовая отсечка отстраивается от максимального тока КЗ» [1]:

$$I_{ТО} = K_n \cdot I_{КЗмакс}^{(3)}, A, \quad (47)$$

где « K_n – коэффициент надежности» [1].

«Ток срабатывания ТО для защиты ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла» [1]:

$$I_{ТО} = 1,2 \cdot 6,5 = 7,8 \text{ кА.}$$

Данная защита – мгновенного действия, поэтому она выполняется без выдержки времени срабатывания. Её селективность на питающем РП-10 кВ обеспечивается подбором тока срабатывания.

«Вторая ступень (МТЗ). Максимальная токовая защита приводится в действие при увеличении тока в линии сверх некоторого значения, определяемого условиями избирательности. Ток срабатывания МТЗ отстраивается от максимального рабочего тока нагрузки» [1]:

$$I_{МТЗ} = \frac{K_n \cdot K_{зан.}}{K_{возв}} \cdot I_{раб.}, A, \quad (48)$$

где « K_n – коэффициент надёжности защиты;

$K_{зан}$ – коэффициент запаса;

$K_{возв}$ – коэффициент возврата;

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток» [1].

«Тогда для питающей линии 10 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла» [1]:

$$I_{МТЗ} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 80,8 = 269,3 \text{ А.}$$

«Определяется коэффициент чувствительности МТЗ» [1]:

$$K_{\psi} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5, \quad (49)$$

где $I_{КЗ}^{(2)}$ - ток двухфазного (минимального) КЗ.

«Известно выражение, связывающее токи трёхфазного и двухфазного КЗ» [1]:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}, \text{ кА}, \quad (50)$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6500 = 5629 \text{ А.}$$

«Коэффициент чувствительности МТЗ» [1]:

$$K_{\psi} = \frac{5629}{269,3} = 20,9 \geq 1,5.$$

Принимается время срабатывания МТЗ равное 1 с (с учётом времени селективности).

«Чувствительность соответствует заданным условиям.

Для сетей с изолированной нейтралью вместо расчёта однофазного тока КЗ принято рассчитывать ток замыкания на землю (ЗНЗ).

Значение тока ЗНЗ» [1]:

$$I_{ЗНЗ} = \frac{U_{ном} \cdot l_{\Sigma}}{10}, A, \quad (51)$$

где « $U_{ном}$ - номинальное напряжение сети;

l_{Σ} - суммарная длина линии 10 кВ» [1].

$$I_{ЗНЗ} = \frac{10 \cdot 2,84}{10} = 2,84 A.$$

Данный ток принимается в качестве тока срабатывания для защиты от однофазных КЗ.

Таким образом, для защиты питающей линии 10 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла на питающем РП-10 кВ выбраны микропроцессорные блоки «Сириус-2-Л» и рассчитаны уставки основных РЗ.

Схема релейной защиты питающей кабельной линии 10 кВ МТЗ питающей линии 10 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла представлена в графической части работы.

3.2 Молниезащита ТП-10/0,4 кВ

Критерии выбора систем молниезащиты определяются необходимостью защиты от разрушительных воздействий атмосферных разрядов, которые могут привести к повреждению трансформаторов, линий электропередач и другого электрооборудования.

При этом основными критериями выбора являются эффективность защиты, надёжность работы системы в условиях высокого уровня атмосферной активности, а также способность интеграции с существующей инфраструктурой подстанции.

Необходимость внедрения системы молниезащиты обусловлена высокими рисками, связанными с возможностью прямых ударов молний и последующими перенапряжениями, которые могут вызвать серьёзные аварийные ситуации, привести к дорогостоящим ремонтам и длительным простоям. Эффективная молниезащита минимизирует эти риски, обеспечивая защиту от прямых ударов молнии и контролируя перенапряжения, что способствует длительной и безопасной эксплуатации оборудования.

Выбор системы молниезащиты также учитывает климатические особенности региона, уровень молниевой активности, а также конструктивные особенности подстанции. Интеграция устройств от грозовых разрядов с другими системами защиты подстанции позволяет создать комплексную систему, обеспечивающую высокий уровень безопасности и надёжности энергоснабжения на объекте.

Таким образом, молниезащита ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла является неотъемлемым компонентом общей системы защиты, критически важным для поддержания стабильности и безопасности работы всей энергосистемы промысла.

Как было установлено ранее, ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла выполнено в виде БКТП. При этом заводом-изготовителем предусмотрен один вертикальный молниеотвод длиной 10,1 м, а также наличие разрядников в ячейках питающего РП-10 кВ.

«Проводится проверка молниезащиты ТП.

Зона защиты ТП на уровне крыши» [19]:

$$I_o = 1,5 \cdot H_{\min}, \quad (52)$$
$$I_o = 1,5 \cdot 10,1 = 15,2 \text{ м},$$

$$I_{cx1} = I_o \left(1 - \frac{4}{h} \right), \quad (53)$$

где « h – полная зона защиты, м» [19].

$$I_{cx1} = 15,2 \left(1 - \frac{4}{7} \right) = 6,5 \text{ м.}$$

«Таким образом, зона защиты подстанции» [19]:

$$I_o = 1,5 \cdot 15,2 = 22,8 \text{ м.}$$

«Наименьшая высота молниеотвода» [19]:

$$H_{\min} = 0,89 \cdot h_c + 0,124 \cdot L, \quad (54)$$

$$H_{\min} = 0,89 \cdot 15,2 + 0,124 \cdot 22,8 \approx 14,72 \text{ м,}$$

$$I_{cx1} = 22,8 \left(1 - \frac{4}{22,8} \right) \approx 17,5 \text{ м.}$$

«Радиус зоны защиты» [19]:

$$r_{xc} = 1,7 \cdot H_m, \quad (55)$$

где « H_m – высота молниеотвода, м» [19].

$$r_{xc} = 1,7 \cdot 15,2 = 25,8 \text{ м.}$$

Установлено, что для молниезащиты ТП-10/0,4 кВ целесообразно увеличить заводской молниеотвод до 16 м. Таким образом, будет увеличена зона защиты до 25,8 м и эффективность молниезащиты подстанции будет повышена.

3.3 Заземление ТП-10/0,4 кВ

Заземление трансформаторной подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла является критически важным элементом системы электроснабжения, обеспечивающим безопасность и надёжность работы оборудования, а также персонала подстанции.

Критерии выбора системы заземления определяются необходимостью эффективного отвода токов замыкания на землю, защиты оборудования и персонала от опасных напряжений, а также обеспечения устойчивой работы подстанции в различных эксплуатационных условиях.

Основные критерии выбора системы заземления включают в себя параметры почвы, уровень коррозионной активности среды, электрические характеристики оборудования, а также требования нормативных документов и стандартов.

Система заземления должна быть спроектирована таким образом, чтобы сопротивление заземляющего устройства было минимальным, обеспечивая эффективный отвод токов короткого замыкания в землю и предотвращая появление опасных напряжений на оборудовании.

Необходимость заземления обусловлена требованиями по обеспечению безопасности как оборудования, так и обслуживающего персонала.

В случае короткого замыкания или пробоя изоляции, заземляющая система должна эффективно отвести ток в землю, предотвращая возможность поражения электрическим током и минимизируя риск повреждения оборудования.

Кроме того, заземление снижает вероятность возникновения пожаров, вызванных электрическими разрядами, и обеспечивает стабильную работу системы релейной защиты и автоматики.

Заземление также способствует повышению надёжности работы подстанции, так как оно обеспечивает устойчивую работу электрического оборудования при различных аварийных режимах.

В условиях Берегового газоконденсатного промысла, где стабильность электроснабжения является критически важной для непрерывности производственных процессов, надёжное заземление играет ключевую роль в обеспечении общей безопасности и эффективности эксплуатации энергосистемы.

Таким образом, заземление ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла является неотъемлемой частью системы электроснабжения, обеспечивая защиту оборудования и персонала, а также способствуя устойчивой и безопасной работе подстанции.

«Длительность воздействия тока КЗ» [15]:

$$\tau = t_{pz} + t_{откл}, \quad (56)$$

$$\tau = 0,1 + 0,08 = 0,18 \text{ с.}$$

«Для сложных заземлителей из горизонтальных и вертикальных электродов коэффициент напряжения прикосновения» [15]:

$$K_n = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_6 \cdot L_2}{a \cdot \sqrt{S}}\right)^{0.45}}, \quad (57)$$

где « ρ_1 и ρ_2 - удельное сопротивление верхнего и нижнего слоя грунта, Ом·м» [15].

«В качестве верхнего и нижнего слоя принимается суглинок» [15]:

$$\rho_1 = k_{CG} \cdot \rho_{суглин}, \quad (58)$$

$$\rho_2 = k_{CB} \cdot \rho_{суглин}, \quad (59)$$

где k_C - «повышающий коэффициент, учитывающий высыхание и промерзания грунта» [15].

Значит:

$$\rho_1 = 4 \cdot 100 = 400 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_2 = 1,5 \cdot 100 = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

$$\rho_1 / \rho_2 = 400 / 150 = 2,67.$$

«Коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека» [15]:

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + 1,5 \cdot \rho_6}, \quad (60)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 400} = 0,625.$$

«После подстановки значений» [15]:

$$K_n = \frac{0,67 \cdot 0,625}{\left(\frac{5 \cdot 556}{5 \cdot \sqrt{30 \cdot 40}}\right)^{0,45}} = 0,108.$$

«Напряжение на заземлителе» [15]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{нрдоп}}}{K_n}, \quad (61)$$

$$U_3 = \frac{420}{0,108} = 3888,89 \text{ В} \approx 3,9 \text{ кВ} < 10 \text{ кВ}.$$

«Сопротивление заземляющего устройства» [15]:

$$R_{\text{здоп}} = \frac{3888,9}{0,649 \cdot 10^3} = 5,992 \text{ Ом}.$$

«Число ячеек на стороне квадрата» [15]:

$$m = \frac{L_2}{2\sqrt{S}} - 1, \quad (62)$$

$$m = \frac{556}{2\sqrt{30 \cdot 40}} - 1 = 7,025 \longrightarrow m = 7.$$

«Длина полос расчётной модели» [15]:

$$L_2' = 2\sqrt{S}(m+1), \quad (63)$$

$$L_2' = 2\sqrt{30 \cdot 40} \cdot (7+1) = 554,26 \text{ м.}$$

«Число вертикальных электродов по периметру контура» [15]:

$$n_6 = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{1 \cdot l_6}, \quad (64)$$

$$n_6 = \frac{\sqrt{30 \cdot 40} \cdot 4}{1 \cdot 5} = 27,72 \approx 28 \text{ шт.}$$

«Принимается 28 вертикальных электродов.

Общая длина вертикальных электродов» [15]:

$$L_6 = l_6 \cdot n, \quad (65)$$

$$L_6 = 5 \cdot 28 = 140 \text{ м.}$$

«Относительная глубина заложения электродов» [15]:

$$\frac{l_6 + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{30 \cdot 40}} = 0,16 > 0,1,$$

$$A = 0,444 - 0,84 \frac{l_g + t}{\sqrt{S}}, \quad (66)$$

$$A = 0,444 - 0,84 \cdot 0,16 = 0,3096 \text{ м},$$

$$R = \frac{A \cdot \rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_2 + L_6}, \quad (67)$$

$$R = \frac{0,3096 \cdot 168}{\sqrt{30 \cdot 40}} + \frac{168}{556 + 140} = 0,768 \text{ Ом} \leq R_{\text{зодн}} = 0,992 \text{ Ом},$$

$$U_{\text{пр}} = K_n \cdot I_3 \cdot R_3 \quad (68)$$

$$U_{\text{пр}} = 0,108 \cdot 0,649 \cdot 0,768 \cdot 10^3 = 53,831 < 420 \text{ В}.$$

Таким образом установлено, что 28 вертикальных заземлителей в контуре заземления обеспечат необходимые и достаточные условия безопасности на подстанции.

Выводы по разделу 3.

Для защиты питающей линии 10 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла выбраны микропроцессорные блоки «Сириус-2-Л» и рассчитаны уставки основных РЗ.

Расчётным путём определено, что для молниезащиты ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, выполненной в виде БКТП, целесообразно увеличить заводской молниеотвод с длины 10,1 м до длины 15,2 м. Таким образом, будет увеличена зона защиты до 25,8 м и эффективность молниезащиты подстанции будет повышена.

Показано, что 28 вертикальных заземлителя в контуре заземления обеспечат необходимые и достаточные условия безопасности на подстанции.

Заключение

В результате выполнения работы осуществлена разработка проекта реконструкции электрической части понизительной подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла. Определено, что данная реконструкция стала необходимой в связи с планируемым подключением новой нагрузки потребителей.

В результате определение целей и задач реконструкции электрической части ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, установлено следующее:

- рассматриваемая в работе подстанция конструктивно выполнена в виде блочной комплектной трансформаторной подстанции в бетонной оболочке 10/0,4 кВ (БКТПБ-10/0,4 кВ). Установлено, что такой вид подстанций – современные и эффективные, обладающие рядом существенных преимуществ, поэтому в реконструкции не нуждается;
- определено, что на рассматриваемой подстанции установлено два силовых трансформатора сухого типа марки «ТСЗ-1000/10/0,4, которые питают две секции сборных шин 0,38/0,22 кВ на низком напряжении. Оба трансформатора находятся в работе» [7];
- «используемая схема «Одна, секционированная выключателем, система сборных шин» на подстанции является надёжной, экономичной, обеспечивая необходимый уровень резервирований для потребителей 1 и 2 категорий надёжности, получающих от неё питание» [13]. Таким образом, необходимости в применении кардинально нового типа схемы нет;
- установлено, что все аппараты напряжением 10 кВ и 0,38/0,22 кВ, используемые на подстанции – новые и современные, следовательно, они не нуждаются в замене.

В результате проведения анализа исходных данных потребителей реконструируемой подстанции 10/0,4 кВ установлено, что новыми потребителями являются насосы дренажных емкостей (9 единиц по 11 кВт каждая) и насосные установки (3 единицы по 3 кВт каждая). Таким образом определено, что суммарная установленная мощность перспективной нагрузки подстанции составляет 108 кВт (все потребители – второй категории надёжности).

Определено, что суммарные нагрузки секций сборных шин 0,38/0,22 кВ ТП-10/0,4 кВ составили:

- СШ-1 0,38/0,22 кВ – 642,69 кВт (остаётся без изменений);
- СШ-2 0,38/0,22 кВ – 569,1 кВт (с учётом подключения перспективной нагрузки).

Определено, что суммарная установленная нагрузка подстанции 10/0,4 кВ, с учётом перспективной нагрузки, составила 1211,79 кВт.

Таким образом, сделан вывод, что реконструкция электрической части ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла заключается в подключении новых потребителей шинным мостом к существующей секции сборных шин 0,38/0,22 кВ подстанции, что приведёт к изменению схемы электрических соединений объекта исследования.

В результате расчёта электрических нагрузок отдельных присоединений потребителей, а также секций сборных шин 0,38/0,22 кВ реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, получены следующие результаты:

- расчётная нагрузка первой секции сборных шин СШ-1 0,38/0,22 кВ подстанции (с учётом $K_o = 0,8$): $P_p=514,2$ кВт, $Q_p=205,7$ квар, $S_p=553,8$ кВА, $I_p=841,6$ А;
- расчётная нагрузка второй секции сборных шин СШ-2 0,38/0,22 кВ подстанции (с учётом $K_o = 0,8$): $P_p=455,3$ кВт, $Q_p=182,1$ квар, $S_p=490,4$ кВА, $I_p=745,2$ А;

- расчётная нагрузка всей подстанции: $P_p=969,5$ кВт, $Q_p=387,8$ квар, $S_p=1044,2$ кВА, $I_p=1586,9$ А.

Исходя из полученного результата установлено, что на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла два силовых трансформатора сухого типа марки ТСЗ-1000/10/0,4 подходят для питания нагрузки потребителей (с учётом ввода в эксплуатацию новой нагрузки).

Установлено, что конструкция и типонаминал силовых трансформаторов обеспечивают не только надёжное и стабильное электроснабжение, но и высокий уровень защиты от внешних воздействий, что особенно важно для оборудования, функционирующего в условиях повышенной ответственности и потенциальных рисков.

В результате проведения выбора кабельных линий 10 кВ и 0,38/0,22 кВ на реконструируемой подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, были получены следующие результаты:

- подтверждено сечение питающей кабельной линии 10 кВ подстанции (установлено, что кабели марки АПвБПнг(А)-HF 3×35/16 подходят для питания реконструируемой подстанции);
- в качестве проводников для питания новых потребителей, обосновано применение кабельных линий 0,38/0,22 кВ марки ВБбШвнг 5×16 (9 отходящих линий) и ВБбШвнг 5×2,5 (3 отходящие линии);
- проверены и расчётным путём подтверждены сечения всех существующих проводников кабельных линий 0,38/0,22 кВ (кабели марки ВБбШвнг разных сечений и марки КГ 5×10 (5 отходящих линий)).

В результате проведения расчётов, подтверждены все установленные автоматические выключатели в сети 10 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, которые не требуют модернизации.

В результате проведения расчётов, подтверждены все установленные

автоматические выключатели в сети 0,38/0,22 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, которые не требуют модернизации.

Выбраны аппараты защиты для новых присоединений потребителей подстанции:

- выключатели автоматической защиты электродвигателей марки GPS1ВНАР с параметрами: $I_{ном.а} = 25$ А, $I_{у.т.р.} = 25$ А, $I_{у.э.р.} = 75$ А – 9 единиц;
- выключатели автоматической защиты электродвигателей марки GPS1ВНАК с параметрами: $I_{ном.а} = 10$ А, $I_{у.т.р.} = 10$ А, $I_{у.э.р.} = 30$ А – 3 единицы.

Для защиты питающей линии 10 кВ ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла выбраны микропроцессорные блоки «Сириус-2-Л» и рассчитаны уставки основных РЗ.

Расчётным путём определено, что для молниезащиты ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла, выполненной в виде БКТП, целесообразно увеличить заводской молниеотвод с длины 10,1 м до длины 15,2 м. Таким образом, будет увеличена зона защиты до 25,8 м и эффективность молниезащиты подстанции будет повышена.

Показано, что 28 вертикальных заземлителя в контуре заземления обеспечат необходимые и достаточные условия безопасности на подстанции.

Таким образом, основываясь на полученных результатах, подтверждено, что предложенный проект реконструкции электрической части понизительной подстанции ТП-10/0,4 кВ Берегового газоконденсатного промысла характеризуется высокими техническими показателями.

Список используемых источников

1. Агафонов А.И., Бростилова Т. Ю., Джазовский Н. Б. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: учебное пособие. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. Береговое газоконденсатное месторождение (ГКМ) [Электронный ресурс]: URL: https://mklogistic.ru/beregovoe_mestorojdenie (дата обращения: 21.08.2024).
3. Блочные комплектные трансформаторные подстанции в бетонной оболочке [Электронный ресурс]: URL: <https://www.energo.gomel.by/projects/komplektnye-transformatornye-podstantsii/blochnye-komplektnye-transformatornye-podstantsii-v-betonnoy-obolochke/> (дата обращения: 21.08.2024).
4. ГОСТ 14209–85 Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1). [Электронный ресурс]: URL: <http://docs.cntd.ru/document/1200012414> (дата обращения: 21.08.2024).
5. Кабель АПвБПнг(А)-HF [Электронный ресурс]: URL: [https://kps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvbpng\(a\)-hf-10kv/kabel-apvbpnga-hf-3x35-16.html](https://kps.ru/spravochnik/kabeli-silovye/s-izolyacziej-iz-sshitogo-polietilena-10kv/apvbpng(a)-hf-10kv/kabel-apvbpnga-hf-3x35-16.html) (дата обращения: 21.08.2024).
6. Камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО 307 - АО «ЧЭАЗ» [Электронный ресурс]: URL: <https://www.cheaz.ru/products/csw/kso-307.html> (дата обращения: 21.08.2024).
7. Киреева Э.В. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений. М.: Кнорус, 2019. 233 с.
8. Комплектное распределительное устройство КРУ-МЭТЗ-10-14 [Электронный ресурс]: URL: <https://metz.by/ktp-vnutrennej-ustanovki-i-nku/komplektnoe-raspredelitelnoe-ustrojstvo-kru-metz-10-14/> (дата обращения: 21.08.2024).

9. Конюхова Е.А. Электроснабжение объектов. М.: Академия, 2021. 400 с.
10. Куксин А.В. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие. М.: Инфра-Инженерия, 2021. 156 с.
11. Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.: Инфра-Инженерия, 2020. 174 с.
12. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей электроэнергии. СПб.: Изд. ДЕАН, 2022. 253 с.
13. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. М.: Моркнига, 2024. 584 с.
14. РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294817/4294817179.htm> (дата обращения: 21.08.2024).
15. Сибикин Ю.Д. Пособие к курсовому и дипломному проектированию электроснабжения промышленных, сельскохозяйственных и городских объектов. Учебное пособие. М.: Форум, 2023. 383 с.
16. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Учебное пособие. М.: НИЦ Инфра-М, 2024. 405 с.
17. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. Учебное пособие. М.: Форум, 2023. 367 с.
18. Сириус-2-Л. [Электронный ресурс]: URL: <https://www.rza.ru/catalog/ustroystva-rza-6-35-kv/sirius-2-l-i-sirius-21-l.php> (дата обращения: 21.08.2024).
19. Устройство молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций Сборник документов. Серия 17. Выпуск 27. [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294815/4294815349.pdf> (дата обращения: 21.08.2024).
20. Энергетическая стратегия РФ на период до 2035 года.

Распоряжение Правительства РФ от 9 июня 2020 г. № 1523-р. Москва:
Министерство энергетики, 2020. 142 с.