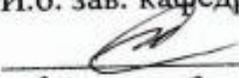


Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетика  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

  
Н.В. Савина  
«23» 06 2020 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование подстанции Газохимическая для организации внешнего электроснабжения комплекса по производству метанола в городе Сковородино Амурской области

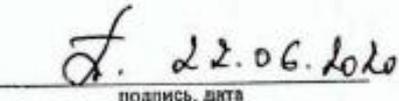
Исполнитель  
студент группы 642 - узб

  
04.06.2020  
А.А. Мондин  
подпись, дата

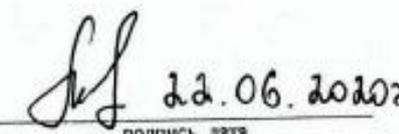
Руководитель  
доцент, канд. техн. наук

  
03.06.2020  
А.Н. Козлов  
подпись, дата

Консультант:  
по безопасности и  
экологичности  
доцент, канд. техн. наук

  
22.06.2020  
А.Б. Булгаков  
подпись, дата

Нормоконтроль  
старший преподаватель

  
22.06.2020  
Л.А. Мясоедова  
подпись, дата

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования  
**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 14 » 04 2020 г.

### ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Мондина Александра Андреевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование подстанции Газохимическая для организации внешнего электроснабжения комплекса по производству метанола в городе Сковородино Амурской области  
(утверждена приказом от 657-уч № 23.03.2020 )

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе Схемы электрических соединений Сковородинского района, схемы ПС Сковородино, нагрузка по контрольным замерам.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика Метанолового завода, расчет электрических нагрузок, разработка системы внешнего электроснабжения, технико-экономическая оценка двух вариантов сети, проектирование ПС Газохимическая, расчет токов КЗ, выбор оборудования, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 26 таблиц, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 14.04.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов Александр Николаевич,  
доцент, канд. техн. наук

(фамилия, имя, отчество, должность,

ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 14.04.2020

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 121 с., 15 рисунков, 26 таблиц, 19 использованных источника.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, КАПИТАЛОВЛОЖЕНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, НАДЕЖНОСТЬ, ПОТОКИ МОЩНОСТИ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, СЕТЬ, СЕЧЕНИЕ ПРОВОДА, ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.

В выпускной квалификационной работе рассмотрено разработка системы внешнего электроснабжения Метанолового завода, в связи, с чем необходимо спроектировать новую ПС Газохимическая и разработать схему внешнего электроснабжения. Рассмотрены варианты схем внешнего электроснабжения проектируемой ПС Газохимическая и по технико-экономическому анализу выбран оптимальный вариант электроснабжения. В ходе проектирования решены такие задачи как: расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования; определены параметры заземляющих устройств ПС Газохимическая, зоны защиты от прямых ударов молнии, расчет релейной защиты и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС Газохимическая.

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматическое включение резерва
- АПВ – автоматическое повторное включение
- АРМ – автоматизированное рабочее место
- ВЛ – воздушная линия электропередачи
- ВРУ – вводно-распределительные устройства
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия электропередачи
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- ЛВС – локальная вычислительная сеть
- МТЗ – максимальная токовая защита
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПА – противоаварийная автоматика
- РЗА – релейная защита и автоматика
- РУ – распределительное устройство
- СТМ – система телемеханики
- ТИ – телеизмерения
- ТН – трансформатор напряжения
- ТО – токовая отсечка
- ТП – трансформаторная подстанция
- ТС – телесигнализация
- ТТ – трансформатор тока
- ТУ – телеуправление
- УЗО– устройство защитного отключения
- ЦС – центральная сигнализация
- ЭП – электроприемник

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика Метанолового завода	9
1.1 Краткое описание Метанолового завода	9
1.2 Климатическая характеристика города Сковородино	9
1.3 Характеристика центров питания	10
1.4 Технологический процесс Метанолового завода	11
1.5 Характеристика электроприёмников объекта Метанолового завода	13
2 Расчёт электрических нагрузок	15
2.1 Расчёт низковольтной нагрузки	15
2.2 Расчёт осветительной нагрузки	17
2.3 Расчёт высоковольтной нагрузки	19
2.4 Расчёт электрической нагрузки предприятия	21
3 Разработка системы электроснабжения Метанолового завода	25
3.1 Выбор пункта приема электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение	25
3.2 Выбор номинального напряжения на ПС Газохимическая	26
3.3 Компенсация реактивной мощности	27
3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Газохимическая	29
4 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения	32
5 Технико-экономическое сравнение двух вариантов	36
6 Расчёт токов короткого замыкания	40
7 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	45
8 Выбор и проверка оборудования 35 кВ	47
8.1 Выбор и проверка выключателей	47
8.2 Выбор разъединителей	50
8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	51
8.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения	53

9	Выбор и проверка оборудования 10 кВ	56
9.1	Выбор комплектного распределительного устройство на ПС Газохимическая	56
9.2	Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ	57
9.3	Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ	59
9.4	Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ	60
9.5	Выбор и проверка токоведущих частей	61
9.6	Выбор и проверка ТСН в КРУ 10 кВ	63
9.7	Выбор и проверка опорных изоляторов	64
10	Молниезащита и заземление ПС Газохимическая	66
10.1	Заземление ПС Газохимическая	66
10.2	Защита от прямых ударов молнии	70
10.3	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	72
11	Выбор системы оперативного тока ПС Газохимическая	76
12	Релейная защита, автоматика и сигнализация	79
12.1	Виды и типы релейной защиты	79
12.2	Защита трансформатора на ПС Газохимическая	81
12.3	Автоматика на ПС Газохимическая	91
13	Сигнализация на ПС Газохимическая	96
14	Организация измерения и учёта электроэнергии, телемеханизация ПС Газохимическая	98
15	Безопасность работ на ПС Газохимическая	102
15.1	Безопасность	102
15.2	Экологичность	104
15.3	Чрезвычайные ситуации	111
	Заключение	119
	Библиографический список	120

## ВВЕДЕНИЕ

Метанол является органическим продуктом производства важнейшим по значению и масштабам, выпускаемым химической промышленностью.

В настоящее время более интенсивно развиваются исследования по поиску новых областей применения метанола с целью получения большого числа химических продуктов из сырья не нефтяного происхождения, что позволит удовлетворить потребность народного хозяйства в целом ряде продуктов независимо от запасов нефти и роста цен на ее добычу. На сегодняшний день структура потребления метанола в Европе и Азии базируется на переработке его в формальдегид, уксусную кислоту, метилтретбутиловый эфир, метилметакрилат, диметилтерефталат, метилмеркаптан, метиламины, хлорметан, олефины и др. Одновременно имеются предпосылки для создания в районах, богатых углеводородным сырьем, крупнейших комплексов по производству метанола с дальнейшим транспортированием его в районы потребления по трубопроводам или переработкой на месте в другие виды энергии. Что и послужило причиной создания завода производства метанола на территории Амурской области.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время Амурская область обладает богатейшим природно-ресурсным потенциалом и на сегодняшний день является одним из наиболее инвестиционно привлекательных российских регионов. В настоящее время планируется строительство метанолового завода на базе железнодорожного нефтеналивного терминала, в городе Сковородине, которое реализует компания «Технолизинг». Ожидается, что объем производства составит 1 миллион тонн продукции в год. Основным получателем продукции завода станет Китай: перспективные объемы потребления оцениваются примерно в 1 млрд куб. м.

Основной целью выпускной квалификационной работы является проектирование системы внешнего электроснабжения комплекса по производству метанола в г. Сковородино, для надёжного и качественного электроснабжения завода.

Для выполнения поставленной цели в выпускной квалификационной работе решены следующие задачи:

- расчет электрических нагрузок метанолового завода;
- проектирование метанолового завода, разработка двух вариантов схем внешнего электроснабжения к существующей сети,
- технико-экономический анализ двух вариантов и выбор оптимального варианта электроснабжения;
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС Газохимическая;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС Газохимическая;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС Газохимическая.

Для выполнения данных задач используется следующее программное обеспечение: Microsoft Office Excel, Microsoft Office Visio, Mathcad.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА МЕТАНОЛОВОГО ЗАВОДА

## 1.1 Краткое описание Метанолового завода

Метановый завод - одно из крупнейших предприятий отрасли. Исходным сырьём для производства метанола является природный газ. Завод работает круглосуточно и круглогодично - с ежегодным перерывом на один месяц, в течение которого на заводе осуществляется капитальный ремонт. Завод будет производить 2,5 тысячи тонн метанола в сутки - это примерно один железнодорожный состав, ежедневно отгружаемый с завода. Завод будет работать по следующей схеме: Природный газ по газопроводу поступает на завод, в две печи реформинга, где превращается в синтез-газ - смесь окиси углерода и водорода. Проходя через котлы-утилизаторы, синтезгаз охлаждается. При этом образуется большое количество пара. Получаемый газ сжимается с помощью мощного компрессора и поступает на установку синтеза, откуда выходят метанола - сырец и возвратный газ. Метанола - сырец подается на ректификацию, где метанол отделяется от других веществ. Далее идет стандартизация метанола, на него выдается паспорт, после чего метанола отправляется к потребителю.

Метанол активно используется в химической промышленности, при производстве пластмасс, формальдегидов. Кроме того, метанол используется в топливных элементах, которые преобразуют энергию химической реакции в электрическую напрямую, без сжигания топлива.

## 1.2 Климатическая характеристика города Сковородино

Расположение объекта Метанолового завода находится в Сковородинском районе Амурской области, расположенный на берегу реки Большой Невер, в 669 километрах к северо-западу от Благовещенска. Площадь населенного пункта составляет 22 квадратных километра.

Город Сковородино приравнен к районам Крайнего Севера.

Климат резкоконтинентальный, что определяется наличием горных массивов. Зима очень холодная и длительная. Среднемесячная температура

января -30°C. Лето очень теплое и недолгое. Самый теплый месяц июль со средней температурой + 20°C. Время с устойчивыми морозами до 5 месяцев. Средняя высота снежного покрова 20 см. Продолжительность залегания до 170 дней. Среднегодовое количество осадков 450 – 600 мм. Влажность воздуха изменяется в пределах 60 – 80 %. Преобладающие ветры - северо-западного направления, среднегодовая скорость ветра 1,6 м/с.

Грунт рассматриваемого района представлен суглинками и супесями.

При расчете ВЛ и их элементов должны учитываться климатические условия - ветровое давление, скоростной напор ветра, толщина стенки гололеда, температура воздуха, интенсивность грозовой деятельности. Для расчета заземления подстанций необходимо учитывать глубину промерзания и удельное сопротивление грунта. В таблице 1 представлена климатическая характеристика г. Сковородино.

Таблица 1 – Климатическая характеристика г. Сковородино

Климатическая зона	II
Среднегодовая температура, °С	4
Абсолютный минимум, °С	-49,2
Абсолютный максимум, °С	31,6
Скоростной напор ветра, кгс/м <sup>2</sup>	21
Район по ветровому давлению	II
Район по толщине стенки гололеда	II
Число грозových часов в год	50
Глубина промерзания грунта, м	0,3
Удельное сопротивление грунта $\rho_{изм}$ , Ом·м	150

### 1.3 Характеристика центров питания

Основным источником электроснабжения потребителей является ПС Сковородино 220/110/35/10 кВ.

ПС Сковородино является подстанцией системообразующей сети 220 кВ Амурской области. Распределительное устройство на 220, 110 кВ ПС Сковородино выполнено по схеме «Одна секционированная система шин». На подстанции установлено два автотрансформатора АТДН 63000/220/110/35 кВ и трехобмоточный трансформатора типа ТДТН 25000/220/35/10 кВ.

Распределительное устройство 35 кВ и 10 кВ выполнены по схеме: «Одна секционированная система шин»

По географическим признакам проектируемая подстанция Газохимическая ближе всего расположена Сковородино.

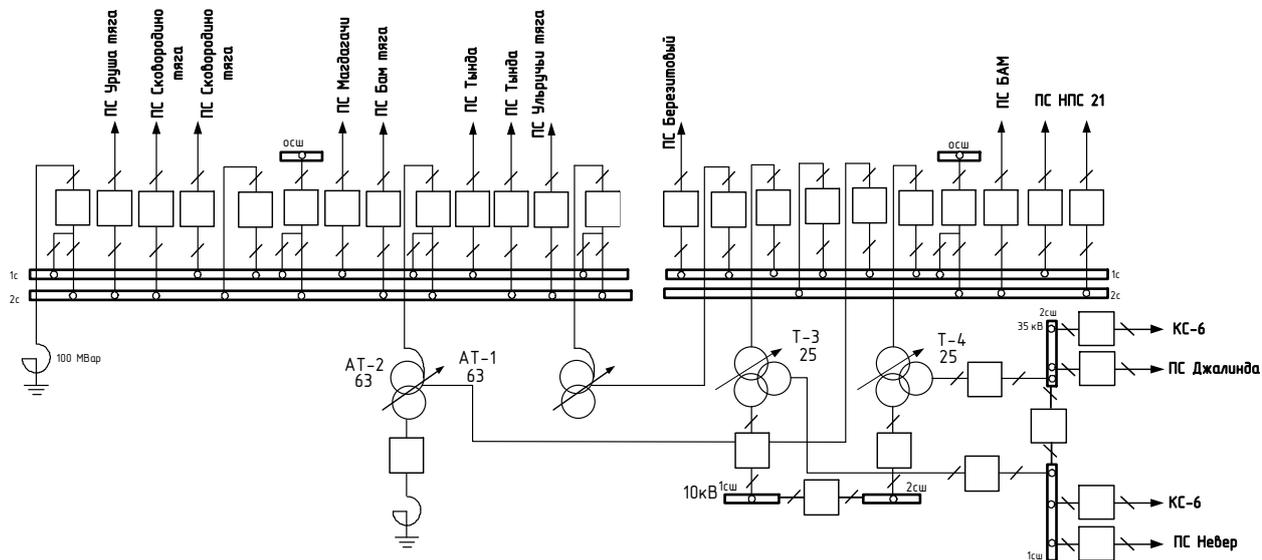


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Сковородино

Загрузка автотрансформаторов АТ1 и АТ2 на ПС Сковородино согласно данным зимнего контрольного замера 18.12.2019 г. составляет 43% и 53%, а Т3,Т4 составляет 68% и 71%.

Исходя из географического расположения Метанолового завода и характеристики центра питания, целесообразнее всего подключить к ПС Сковородино.

#### 1.4 Технологический процесс Метанолового завода

Природный газ содержит в своем составе метанола, этан и другие высшие углеводороды, азот, а также примеси сернистых соединений. Сернистые соединения как органические, так и неорганические являются ядами для катализаторов, используемых в процессе конверсии и синтеза метанола. Поэтому природный газ подвергается тщательной очистке от сернистых соединений. Органические сернистые соединения сначала подвергаются гидрированию водородом в присутствии кобальт-молибденового катализатора. При этом органические соединения серы превращаются в сероводород, который затем

поглощается активированной окисью цинка. Процесс получения синтез-газа, необходимого для синтеза метанола, основан на каталитической конверсии углеводородов природного газа с водяным паром в трубчатой печи в присутствии никелевого катализатора. Отгонка примесей, содержащихся в метаноле-сырце, предусматривается последовательно в колоннах предварительной и основной ректификации без давления. Описанный метод получения метанола помимо указанных основных стадий включает в себя ряд вспомогательных и в целом состоит из следующих стадий: В качестве приводов компрессоров, вентиляторов и дымососов к трубчатой печи, большинство рабочих насосов установлены паровые турбины, которые работают на паре, вырабатываемом в производстве метанола. Пар для процесса конверсии углеводородов и ректификации, а также для паровых турбин получается, в основном, за счет использования тепла конвертированного и дымовых газов. Недостающее количество пара предусматривается получать в специальном вспомогательном котле, работающем на природном газе. К питательной воде котлов-утилизаторов и вспомогательного котла предъявляются особые требования и для подготовки воды предусмотрена специальная установка деминерализации. Охлаждение технологических потоков, а также конденсация водяного пара после паровых турбин предусмотрена, в основном, в аппаратах воздушного охлаждения. Управление основными стадиями процесса централизованно и осуществляется из центрального пункта управления (ЦПУ). Производство метанола состоит из следующих блоков: - блока сероочистки и конверсии в составе одного агрегата сероочистки и 2-х агрегатов конверсии природного газа; - блока компрессии в составе одного компрессора природного газа, одного компрессора синтез-газа и одного циркуляционного компрессора; - блока синтеза метанола в составе двух агрегатов синтеза; - блока ректификации метанола-сырца в составе одного агрегата предварительной ректификации и двух агрегатов основной ректификации. В состав производства метанола также входят: - вспомогательный котел; - установка деминерализации речной воды; - оборотный цикл; - факельная установка; - склад метанола с насосной и наливной

эстакадой. Основное оборудование (реакторы, колонны, компрессоры) установлено без резерва и рассчитано на непрерывную работу производства в течение 7200 часов (300 суток), после чего технологическая линия останавливается для проведения ремонтов.

### **1.5 Характеристика электроприёмников объекта Метанолового завода**

К основным потребителям электроэнергии метанолового завода относятся:

на напряжение до 1000 В (0,4/0,23 кВ) переменного тока — электродвигатели производственных механизмов мощностью до 250 кВт (питатели, конвейеры, насосы, вентиляторы, освещение)

на напряжение 6—10 кВ переменного тока — электродвигатели мощностью свыше 250 кВт (мельницы, компрессоры, насосы, дымососы, приводы обжиговых печей);

электроприемники постоянного тока — электродвигатели приводов с широким диапазоном регулирования частоты вращения.

По степени надежности электроснабжения в соответствии с Правилами устройства электроустановок электроприемники горно-обогательного комплекса в основном относятся к категории II и III. Электрические нагрузки электроприемников категории I обычно незначительны. К ним относятся механизмы, перерыв в электроснабжении которых приводит к порче дорогостоящего оборудования, например компрессорная, водонососная, обжиговые печи. В процентном соотношении метаноловый завод состоит из электроприемников II и III категории – 70%, и I категории – 30%.

Правильное построение схем электроснабжения для метанолового завода — главное условие обеспечения надежного питания электроэнергией потребителей.

Таблица 2 – Категории электроприёмников Метанолового завода

№ п/п	Потребитель	Категория
1	Бытовой корпус	Ш
2	Котельная	І
3	Вентиляторы продувки электродвигателей	І
4	Аварийные насосы смазки ГПА	І
5	Противопожарные насосы	І
6	парогенератор	ІІ
7	Конденсатная	ІІ
8	Компрессоры газодинамических уплотнений ГПА	І
9	теплообменник	ІІ
10	Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	ІІ
11	Приточная вентиляция	І
12	Компрессорный цех с турбокомпрессор и поршневыми ГПА и линейные КС и ПХГ	ІІ
13	Маслонасосы уплотнений	І
14	Экологическая лаборатория	Ш
15	Циркуляционные насосы АВО масла	ІІ
16	Ректификационные колонны	Ш
17	Экипировочная	Ш
18	Электродвигатели подпорных и приточных вентиляторов	І
19	Административный корпус	Ш

## 2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Правильное определение ожидаемых электрических нагрузок при проектировании является основой для рационального решения всего сложного комплекса вопросов электроснабжения современного промышленного предприятия. Завышенные нагрузки вызывают излишние затраты и недоиспользование дефицитного электрооборудования и проводникового материала. Заниженные значения электрических нагрузок влекут за собой недоиспользование дорогого технологического оборудования и недоотпуск продукции.

Расчет электрических нагрузок необходим для выбора и проверки проводников и трансформаторов по пропускной способности и экономической плотности тока, а также для расчета потерь и отклонений напряжения, колебаний напряжения, выбор защиты и компенсирующих устройств.

### 2.1 Расчёт низковольтной нагрузки

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки рассмотрим метод, использующий коэффициент расчетной нагрузки. Этот метод по сравнению с другими обеспечивает наибольшую точность.

По средней активной мощности и по расчетному коэффициенту для всех характерных групп потребителей определяются расчётные активные  $P_{pi}$  и реактивные  $Q_{pi}$  мощности нагрузок:

$$P_{pi} = P_{spi} \cdot K_{pi}, \quad (1)$$

Реактивную расчётную мощность определим по формуле:

$$Q_{pi} = P_{pi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (2)$$

где  $K_{pi}$  – коэффициент расчетной активной мощности для внешнего электроснабжения равен 1 [19];

Рассмотрим пример расчёта для бытового корпуса.

Определяем среднюю активную мощность:

$$P_{cpi} = P_{ycmi} \cdot K_{ui} = 2408 \cdot 0,8 = 1926 \text{ кВт} \quad (3)$$

где  $K_u$  – коэффициент использования, принимаем по справочным данным [19];

Расчетная активная и реактивная нагрузка составляет:

$$P_p = 1926 \cdot 1 = 1926 \text{ кВт};$$

$$Q_{pi} = 1926 \cdot 0,91 = 1753 \text{ квар.}$$

Для остальных цехов и корпусов метанолового завода расчёт низковольтной нагрузки произведем по указанным формулам. Результаты полученных расчётов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчёт низковольтной нагрузки метанолового завода

Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	$K_u$	$tg\varphi_i$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ кВар
1	2	3	4	5	6
Бытовой корпус	350	0.6	0.75	210	157.5
Котельная	1020	0.8	0.85	816	693.6
Вентиляторы продувки электродвигателей	2571	0.85	0.85	2185.35	1857.55
Аварийные насосы смазки ГПА	340	0.85	0.67	289	193.63
Противопожарные насосы	480	0.8	0.82	384	314.88
парогенератор	290	0.45	0.65	130.50	84.83
Конденсатная	140	0.45	0.65	63	40.95
Компрессоры газодинамических уплотнений ГПА	890	0.8	0.74	712	526.88
теплообменник	644	0.45	0.6	289.80	173.88
Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	250	0.45	0.78	112.5	87.75
Приточная вентиляция	340	0.3	0.65	102	66.3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Компрессорный цех с турбокомпрессор и поршневыми ГПА и линейные КС и ПХГ	750	0.6	0.75	450	337.5
Маслонасосы уплотнений	328	0.85	0.8	278.80	223.04
Экологическая лаборатория	120	0.3	0.7	36	25.2
Циркуляционные насосы АВО масла	407	0.45	0.8	183.15	146.52
Ректификационные колонны	185	0.3	0.73	55.50	40.52
Экипировочная	152	0.3	0.75	45.60	34.2
Электродвигатели подпорных и приточных вентиляторов	720	0.8	0.71	576	408.96
Административный корпус	342	0.6	0.75	205.20	153.9
Итого				7124	5568

## 2.2 Расчёт осветительной нагрузки

На метаноловом заводе в качестве электрических источников света используются люминесцентные лампы.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников цеха определяется по удельной нагрузке:

$$P_{расч.л.} = P_{уд.л.} \cdot F_{ц}, \quad (4)$$

где  $P_{уд.л.}$  - удельная нагрузка осветительных приёмников (ламп);

$F_{ц}$  - площадь пола цеха.

Лампы накаливания на предприятиях в основном используются в качестве аварийного освещения, которое служит для временного продолжения работы или для эвакуации людей из помещения при внезапном отключении рабочего освещения. Люминесцентные лампы на предприятии используются как основной источник света (составляют примерно 75% от общего освещения),

обеспечивающий нормальную работу производства. Для них реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_{расч.Л} = 0,75 \cdot P_{расч.Л} \cdot tg\varphi_{рл}, \quad (5)$$

где  $tg\varphi_{рл} = 0,33$  [17].

Пример расчёта приведем для бытового корпуса, для остальных цехов результаты представлены в таблице 6.

Площадь пола бытового корпуса определим:

$$F_{ц} = 310 + 250 - 200 = 360 \text{ м}^2 \quad (6)$$

$$P_{расч.Л.} = p_{уд.Л.} \cdot F_{ц} = 23 \cdot 10^{-3} \cdot 360 = 8,28 \text{ кВт} \quad (7)$$

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot tg\varphi_{рл} = 0,75 \cdot 8,28 \cdot 0,33 = 2,05 \text{ квар} \quad (8)$$

Результаты расчёта осветительной нагрузки для каждого цеха предприятия метанолового завода показаны в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчёта осветительной нагрузки

Потребитель	$F_{ц},$ $м^2$	$P_{уд.Л.}$ $Вт/м^2$	$P_{расч.Л}$ $кВт$	$Q_{расч.Л}$ $квар$
1	2	3	5	6
Аварийное освещение цеха	4024	20,00	80.48	19.92
Бытовой корпус	360	23,00	8.28	2.05
Котельная	288	23,00	6.62	1.64
Вентиляторы продувки электродвигателей	750	20,00	15.00	3.71
Аварийные насосы смазки ГПА	1230	16,00	19.68	4.87
Противопожарные насосы	1150	17,00	19.55	4.84
парогенератор	1411	22,00	31.04	7.68
Конденсатная	1152	23,00	26.50	6.56
Компрессоры газодинамических уплотнений ГПА	1728	18,00	31.10	7.70
теплообменник	864	20,00	17.28	4.28

Продолжение таблицы 4

1	2	3	5	6
Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	273	23,00	6.28	1.55
Приточная вентиляция	244	24,00	5.86	1.45
Компрессорный цех с турбокомпрессор и поршневыми ГПА и линейные КС и ПХГ	950	24,00	22.80	5.64
Маслонасосы уплотнений	158	18,00	2.84	0.70
Экологическая лаборатория	320	20,00	6.40	1.58
Циркуляционные насосы АВО масла	850	20,00	17.00	4.21
Ректификационные колонны	288	18,00	5.18	1.28
Экипировочная	216	19,00	4.10	1.02
Электродвигатели подпорных и приточных вентиляторов	288	24,00	6.91	1.71
Административный корпус	288	24,00	6.91	1.71
Итого			339	84

### 2.3 Расчёт высоковольтной нагрузки

Расчётная мощность высоковольтной нагрузки предприятия вычисляется по методу коэффициента расчетной нагрузки. Расчетный коэффициент характеризует отношение расчетной активной мощности к средней мощности для группы ЭП с эффективным числом больше 2.

Определение расчетной нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp\Sigma}; \quad (9)$$

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp\Sigma}$$

В нашем случае для внешнего высоковольтного электроснабжения  $K_p = 1$ . [19]

Для определения суммарной нагрузки по предприятию в целом учитывают коэффициент одновременности максимумов нагрузки:

$$P_{\text{прелн}} = \sum_1^n K_0 \cdot P_{p\Sigma}; \quad (10)$$

$$Q_{\text{прелн}} = \sum_1^n K_0 Q_{p\Sigma}; \quad (11)$$

Коэффициент одновременности определяется, исходя из способа присоединения нагрузки к источнику питания.

$$P_{\text{ср.ВН}} = K_u \cdot P_{\text{уст.}},$$

$$Q_{\text{ср.ВН}} = K_u \cdot P_{\text{уст.}} \cdot \text{tg}\phi,$$

где  $P_{\text{ср.}}$  – средняя активная мощность;

$K_u$  – коэффициент использования [19];

$\text{tg}\phi$  – соответствует характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности  $\cos\phi$ .

Основные элементы газоперекачивающего оборудования — это нагнетатель природного газа (компрессор) и его привод, всасывающее и выхлопное устройства, маслосистема, топливоздушные коммуникации, автоматика и вспомогательное оборудование. В качестве привода центробежных нагнетателей рассмотрим четыре электродвигателя типа СТД-630-23УХЛ4, которые подключаются к нагнетателям через повышающий редуктор. Два электродвигателя работают на производство, а два электродвигателя резервных, которые находятся в состоянии постоянной готовности.

Для синхронных двигателей находится максимальная реактивная мощность, которую СД может генерировать. Значения реактивной мощности, получаемой от СД, зависят от его загрузки активной мощностью и относительного напряжения на зажимах двигателя:

$$Q_{СД} = \frac{K_{з. Q_{СД}} \cdot P_{ном. \Sigma СД} \cdot tg\phi_{СД}}{\eta_{СД}}, \quad (12)$$

где  $P_{ном. \Sigma СД}$  – суммарная установленная мощность группы СД;

$tg\phi_{СД}$ ,  $\eta_{СД}$  – номинальные данные СД (коэффициент реактивной мощности и КПД);

$K_{з. Q_{СД}}$  – коэффициент наибольшей допустимой нагрузки СД по реактивной мощности.

Определим активную и реактивную мощность расчетной высоковольтной нагрузки для «КС-3» (где установлены СД):

$$P_{ср. ВН(двиг)} = K_u \cdot P_{уст.}, \quad (13)$$

$$P_{ср. ВН(двиг)} = 0,8 \cdot 630 \cdot 4 = 2016 \text{ кВт},$$

$$P_{расч. ВН(двиг)} = K_p \cdot P_{ср. ВН(двиг)},$$

$$P_{расч. ВН(двиг)} = 1 \cdot 2016 = 2016 \text{ кВт}$$

$$Q_{СД(двиг)} = - \frac{K_{з. Q_{СД}} \cdot P_{ном. \Sigma СД} \cdot tg\phi_{СД}}{\eta_{СД}}, \quad (14)$$

$$Q_{СД(двиг)} = - \frac{1,27 \cdot 2016 \cdot 0,48}{0,945} = -1300 \text{ квар},$$

Для СД, работающих с «опережающим» коэффициентом мощности, величина  $Q_{СД}$  берётся со знаком “минус”.

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 10 кВ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчёт высоковольтной нагрузки 10 кВ

Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	$K_u$	$\cos\varphi$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ квар
СТД-630-23УХЛ4	4 шт х 630	0,8	0,85	2160	-1300

## 2.4 Расчёт электрической нагрузки предприятия

Расчетные полную активную и реактивную мощности, отнесенные к шинам низкого напряжения ПС Газохимическая, находят по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (как силовым – до 1 кВ и выше так и осветительным) с учетом потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки  $K_{O.M}$ .

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки:

– силовые приемники до 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.НН.} = 7124 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{расч.НН.} = 5568 \text{ квар} ,$$

– силовые приемники выше 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.ВН.} = 2160 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{сд} = -1300 \text{ квар} ,$$

– осветительные приемники:

$$\Sigma P_{расч.Л.} = 339 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{расч.Л.} = 84 \text{ квар}$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах приближённо принимаются равными соответственно 2 и 10 % полной трансформируемой мощности  $S_{расч.ΣН}$ :

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} ; \quad (15)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣН} ; \quad (16)$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(P_{расч.ΣН})^2 + (Q_{расч.ΣН})^2} \quad (17)$$

$$P_{расч.ΣН} = \sum P_{расч.ΣН} + \sum P_{расч.Л.} = 7124 + 339 = 7463 \text{ кВт} \quad (18)$$

$$Q_{расч.ΣН} = \sum Q_{расч.ΣН} + \sum Q_{расч.Л.} = 5568 + 84 = 5652 \text{ квар} \quad (19)$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(7463)^2 + (5652)^2} = 9362 \text{ кВА} \quad (20)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,02 \cdot 9362 = 187,24 \text{ кВт} \quad (21)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,1 \cdot 9362 = 936,2 \text{ квар} \quad (22)$$

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых сетях приближённо принимаются равными соответственно 1,5 и 2 % от полной трансформируемой мощности  $S_{расч.ΣН}$ :

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣН}; \quad (23)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} \quad (24)$$

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,015 \cdot 9362 = 140 \text{ кВт} \quad (25)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} = 0,02 \cdot 9362 = 187,2 \text{ квар} \quad (26)$$

Полная, активная и реактивная мощность метанолового завода определяется по следующим формулам:

$$P_{расч.} = (\sum P_{расч.НН} + \sum P_{расч.ВН}) \cdot K_{О.м.} + \sum P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (27)$$

где  $K_{О.м.}$  – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки,

равный  $K_{О.м.} = 0,9$

$$P_{расч.} = (7124 + 2160) \cdot 0,9 + 339 + 187,2 = 9780 \text{ кВт}$$

$$Q_{расч.} = (\sum Q_{расч.НН} + \sum Q_{расч.ВН} - \sum Q_{СД}) + \sum Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ} \quad (28)$$

$$Q_{расч.} = (5568 - 1300) + 84 + 936,2 = 4288 \text{ квар}$$

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2} = \sqrt{(9780)^2 + (4290)^2} = 10680 \text{ кВА} \quad (29)$$

Значение реактивной мощности  $Q_{сист}$ , поступающей от питающей энергосистемы к шинам низшего напряжения определяют по формуле:

$$Q_{сист} = P_{расч.} \cdot \operatorname{tg}\phi = 9780 \cdot 0,4 = 3912 \text{ квар} \quad (30)$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.СКЗ} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{сист.})^2} = \sqrt{(9780)^2 + (3912)^2} = 10533 \text{ кВА} \quad (31)$$

## 3 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МЕТАНОЛОВОГО ЗАВОДА

### **3.1 Выбор пункта приема электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение**

Под системой внешнего электроснабжения понимают комплекс технических устройств, обеспечивающих передачу электроэнергии от источника питания до приёмных подстанций. Ввод на Метаноловый завод может осуществляться напряжением от 6 до 220 кВ.

Пункт приема на Метаноловом заводе рассмотрим ПС. Все элементы распределительного устройства (РУ) электрической станции или ПС должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязненность воздуха, окружающую температуру, высоту над уровнем моря и другое), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения, обладающего повышенной надежностью.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжение.

Выбор местоположения, типа, мощности и других параметров ПС обуславливается величиной и характером электрических нагрузок и размещением их на плане. Намеченное место расположения уточняется по условиям розы ветров, планировки предприятия, габаритов и типа ПС, возможности подвода высоковольтных линий от энергосистемы.

Распределительное устройство по высокой стороне выполним по схеме: «два блока с выключателями и неавтоматической переключкой со стороны линии». Распределительное устройство по низкой стороне выполнено по схеме «одна секционированная система шин» [1].

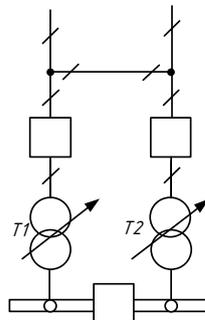


Рисунок 2 – ПС Газохимическая

### 3.2 Выбор номинального напряжения на ПС Газохимическая

Номинальное напряжение сети зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удалённости их от источника питания, конфигурации сети и т. д. Существенные из этих факторов являются: мощность, передаваемая по сети  $P_{P\Sigma}$  и длина линии сети  $l$ . При повышении номинального напряжения снижаются потери активной мощности, сечение линии, но растёт пропускная способность линии. Рациональное напряжение определяем по формуле Стилла:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_{\Sigma}} \quad (32)$$

где  $l$  – наибольшая длина линии;

$P_{P\Sigma}$  – суммарная активная расчётная нагрузка.

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{10 + 16 \cdot 9,780} = 37,9 \text{ кВ} \quad (33)$$

Принимаем номинальное напряжение по высокой стороне на ПС Газохимическая 35 кВ.

Напряжение 10 и 6 кВ широко используется на промышленных предприятиях средней мощности – для питающих и распределительных сетей, на крупных предприятиях – на второй и последующих ступенях.

Напряжение 10 кВ является наиболее экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ. напряжение 6 кВ допускается только в тех случаях, если на предприятии преобладает нагрузка с напряжением 6 кВ или когда значительная часть нагрузки питается от заводской ТЭЦ, где стоят генераторы напряжением 6 кВ.

а) Если процент высоковольтной нагрузки напряжением 6 кВ до 30%, то напряжение распределительных линий 10 кВ, принимаем понизительные трансформаторы 10/6.

б) Если процент высоковольтной нагрузки больше 30% то напряжение распределения должно соответствовать напряжению высоковольтной нагрузки.

При рассмотренных условиях напряжение распределительных линий для проектируемого варианта принимаем 10 кВ.

### **3.3 Компенсация реактивной мощности**

В настоящее время прирост потребления реактивной мощности существенно превосходит прирост потребления активной мощности. При этом передача реактивной мощности на значительные расстояния от мест генерации до мест потребления существенно ухудшает технико-экономические показатели систем электроснабжения. Приходится увеличивать сечение проводов и кабелей, повышать мощность силовых трансформаторов, ну и конечно всё это сопровождается потерями активной и реактивной мощностей.

На промышленном предприятии уменьшение потребляемой реактивной мощности может быть достигнуто естественным путём, например улучшением режима работы приёмников, применением двигателей более совершенных конструкций, устранением их недогрузки, а также за счёт установки специальных компенсирующих устройств. Одним из средств искусственной компенсации наиболее часто применяют батареи силовых конденсаторов, подключаемые параллельно к электросети. Их преимуществом являются простота, невысокая стоимость, недефицитность материалов, малые удельные собственные потери активной мощности. К недостаткам относятся

невозможность плавного регулирования реактивной мощности, пожароопасность, наличие остаточного заряда.

Рассмотрим выбор КУ на ПС Газохимическая.

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{КУ\text{требуемая}} = Q_{MAX} - P_{max} \cdot tg\varphi_{пред} \quad (34)$$

где  $P_{max}$  – максимальная активная мощность, МВт.

$tg\varphi_{пред}$  – предельное значение коэффициента реактивной мощности для 10 кВ составляет 0,4 согласно приказу №380 [12].

По заданным коэффициентам мощности определяем заданную максимальную реактивную мощность:

$$Q_3 = P_{max} \cdot tg\varphi_{зад} = 9,780 \cdot 0,4 = 3,912 \text{ MVar};$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{KV} = \frac{4,29 - 3,912}{2} = 0,2 \text{ MVar} \quad (35)$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{KV.i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (36)$$

где  $n$  – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

$S$  – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{KV}^{\Phi} = n \cdot S = 1 \cdot 0,45 = 0,45 \text{ MVar}. \quad (37)$$

Устанавливаем компенсирующие устройства БК-10-450 на каждую секцию шин.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{HECK.i} = Q_i - 2 \cdot Q_{KV.i}^{\Phi}; \quad (38)$$

$$Q_{HECK.3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KV.3}^{\Phi} = 4,29 - 2 \cdot 0,450 = 3,39 \text{ Мвар} \quad (39)$$

### **3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС Газохимическая**

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к ПС Газохимическая. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на ПС. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к ПС подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на ПС двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки ПС.

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований зависить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость ПС. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система

обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{P_{ср}^2 + Q_{неск}^2}}{n_m \cdot k_{зонт}} \quad (40)$$

где  $S_{тр}$  – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{ср}$  – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{неск}$  – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_m$  – число трансформаторов;

$k_{зонт}$  – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС Газохимическая:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{2 \cdot 0,7} = 7,4 \text{ МВА} \quad (41)$$

Принимаем трансформаторы ТДН 10000 [17]

Проверяем трансформатор на загрузку в нормальном режиме, при работе двух трансформаторов:

$$k_{з\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{n_m \cdot S_{тр}} \quad (42)$$

$$k_{з\text{н/а}} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{10 \cdot 2} = 0,52 \quad (43)$$

Условие выполняется.

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3n/a} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{n_m - 1 \cdot S_{тр}} \quad (44)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3n/a} \leq 1,4 \quad (45)$$

$$k_{3n/a} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{10} = 1,04 \quad (46)$$

Условие выполняется, следовательно, трансформатор выбран, верно.

## 4 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Схемы электрических сетей должны с наименьшими затратами обеспечить необходимую надежность электроснабжения, требуемое качество энергии у приемников, удобство и безопасность эксплуатации сети, возможность ее дальнейшего развития и подключения новых потребителей. Электрическая сеть должна обладать также необходимой экономичностью и гибкостью.

Для построения рациональной конфигурации сети применяют повариантный метод, согласно которому для заданного расположения потребителей намечается несколько вариантов, и из них на основе технико-экономического сравнения выбирается лучший.

Первый вариант предусматривает строительство двух ВЛ-35 кВ от ВЛ-35 Сквородино-Невер №1 до проектируемой ПС Газохимическая 35/10 кВ, протяженностью 8 км и от ПС Сквородино с расширением ОРУ 35 кВ на одну линейную ячейку до проектируемой ПС Газохимическая протяженностью 10 км.

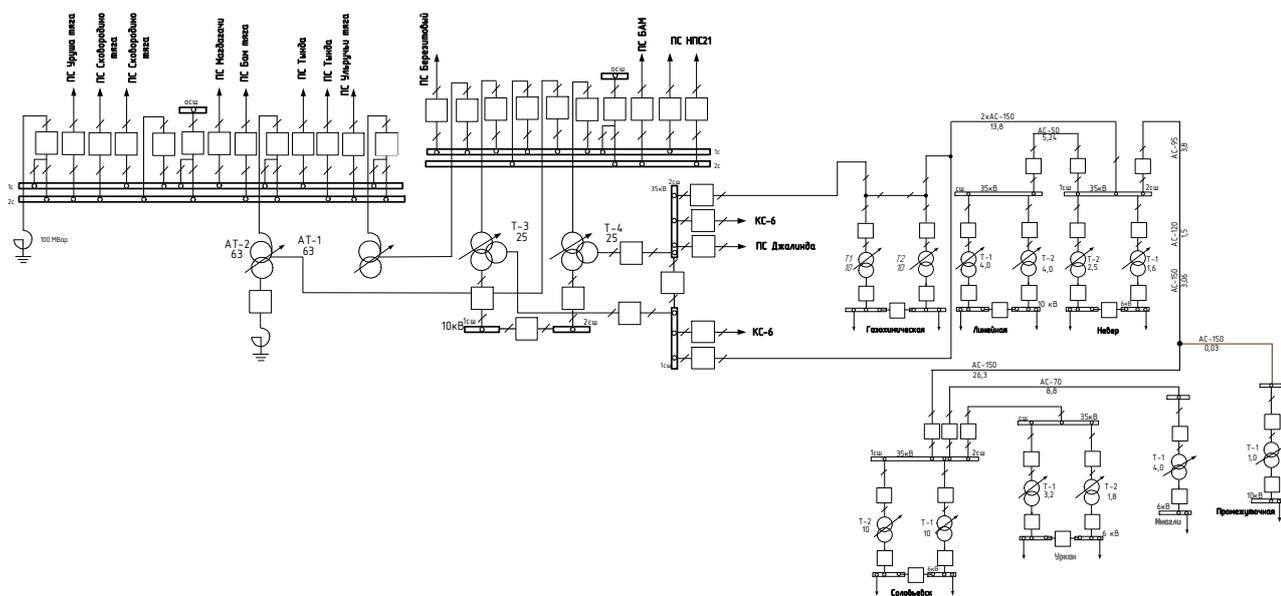


Рисунок 3 – 1 Вариант развития электрической сети

Второй вариант, предусматривает строительство двух воздушных линий 35 кВ от ПС Сковородино до ПС Газохимическая, с расширением ОРУ 35 кВ на две линейный ячейки на ПС Сковородино.

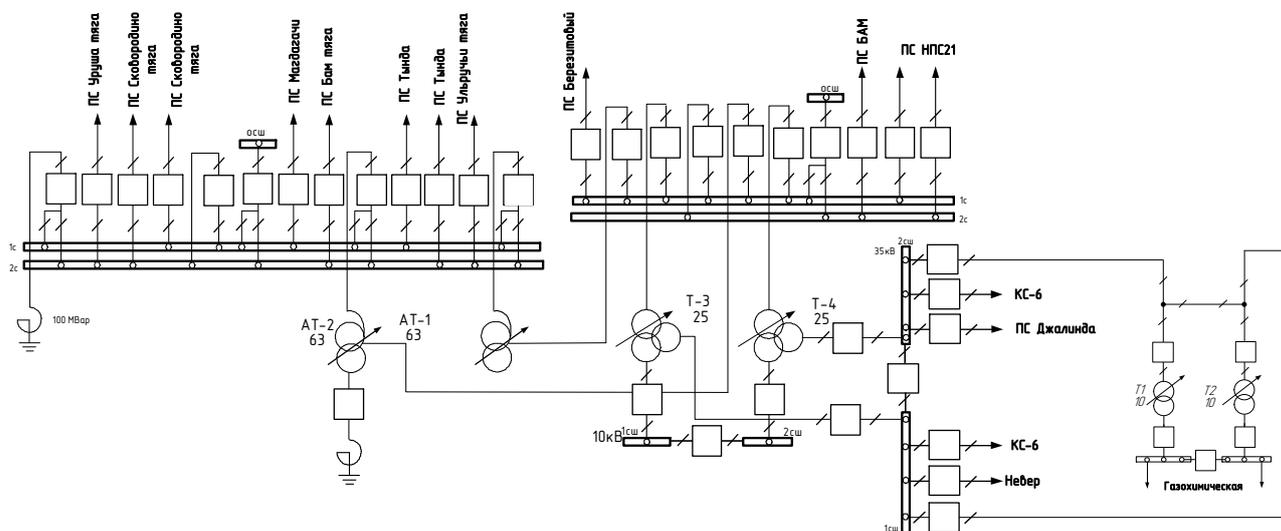


Рисунок 4 – 2 Вариант развития электрической сети

Отличие в разработанных вариантах заключается в длине линии, количестве выключателей.

Количество выключателей и суммарная длина линии в первом варианте значительно меньше.

Таблица 6 - Технический анализ вариантов

$U_{\text{ном}}$	Линия	$l$ , км	$n_{\text{цеп}}$	Кол. Выключат.
1 Вариант				
35 кВ	отпайка на ПС Газохимическая ВЛ 35 кВ Сковородино-Невер и ВЛ 35 кВ Газохимическая - Сковородино	18	2	4
2 Вариант				
35 кВ	ВЛ 35 кВ Сковородино – Газохимическая	20	2	4

Критерием для выбора сечения проводников воздушных линий является минимум приведенных затрат. В качестве такого показателя при проектировании электрической сети 35 кВ является экономическая плотность тока.

Экономическое сечение проводов определяется по приведенному расчетному току, учитывающему изменение токовой нагрузки во времени:

$$S_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}^{\text{нр}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (46)$$

где  $S_{\text{эк}}$  – экономическое сечение провода, мм<sup>2</sup>;

$I_{\text{расч}}^{\text{нр}}$  – приведенный расчетный ток, определенный с учетом фактора времени, А;

$j_{\text{эк}}$  – экономическая плотность тока провода, А/мм<sup>2</sup>.

Приведенный расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{\text{расч}}^{\text{нр}} = \alpha \cdot I_5,$$

где  $I_5$  – базисный ток, принимаемый по току пятого года эксплуатации, А;

$\alpha$  – поправочный коэффициент, зависящий от изменения тока во времени

[19]:

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(i_1 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (i_{\text{нб}} - 0,1)^2} \quad (47)$$

В этой формуле  $i_1 = I_1 / I_5$  – расчетный ток первого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года;  $i_{\text{нб}} = I_{\text{нб}} / I_5$  – наибольший расчетный ток за пределами пятого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года.

Сечение, полученное в результате указанного расчета, округляется до ближайшего стандартного значения.

Для ВЛ 35 кВ  $I_{\text{нб}}$  принимаем равным расчетному току на уровне десятого года эксплуатации, который с учетом среднегодового прироста электропотребления равен:

$$I_{\text{нб}} = \frac{\sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^{10}, \quad (48)$$

где  $P_{max}$  – наибольшая активная мощность, протекающая по линии;

$Q_{max}$  – наибольшая реактивная мощность, протекающая по линии.

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot \left(1 + \frac{4,2}{100}\right)^{10} = 129 \text{ A}$$

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(83,9 / 105 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (129 / 105 - 0,1)^2} = 0,811$$

$$I_{расч}^{np} = 0,811 \cdot 105 = 85,16 \text{ A}$$

$$S_{эк} = \frac{85,16}{1,1} = 77 \text{ мм}^2$$

Принимаем на ПС Газохимическая ВЛ 35 кВ провода марки АС-95/16.

Для первого варианта схемы внешнего электроснабжения необходимо проверить сечение существующей линии ВЛ 35 кВ Сквородино - Невер. Существующее сечение провода АС 150, на 23 опоре идет присоединение, необходимо до 23 опоры (1,725 км) проверить сечение провода АС 150

$$I_{нб} = \frac{\sqrt{16,33^2 + 8,24^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \cdot \left(1 + \frac{4,2}{100}\right)^{10} = 223 \text{ A}$$

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(145 / 181 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (223 / 181 - 0,1)^2} = 0,813$$

$$I_{расч}^{np} = 0,813 \cdot 181 = 147,15 \text{ A}$$

$$S_{эк} = \frac{147,15}{1,1} = 133,8 \text{ мм}^2$$

Существующее сечение провода АС 150/24, замены не требует.

Согласно данным контрольного замера 18.12.2019 загрузка трансформаторов на ПС Сквородино с вновь водимой нагрузкой составит Т3- 108 %, Т4- 85,4 %.

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ДВУХ ВАРИАНТОВ

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

### Определение капитальных вложений в сеть

Большое распространение в технико-экономическом анализе получили укрупненные технико-экономические показатели, которые рассчитываются на основе проектно-сметных данных, опыта строительства и эксплуатации. Укрупненные технико-экономические показатели используются при сравнении вариантов энергетических сооружений, схем энергоснабжения и т.п. Они дают возможность достаточно просто определять капитальные затраты. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000г.

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{П/С} \quad (49)$$

где  $K_{ВЛ}$  – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{П/С}$  – капиталовложения в ПС.

При определении фактических цен электросетевого строительства принимают индекс перехода от базовых цен 2000г. к текущим ценам.

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{ВЛ} = k_0 \cdot l \cdot k_{пер} \quad (50)$$

где  $k_0$  – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{пер}$  – коэффициент переоценки (индекс цен).

Согласно письму Федерального агентства по строительству и жилищно коммунальному хозяйству №1951-ВТ/10 от 17.02.2020 индекс изменения

сметной стоимости технологического оборудования относительно 2000г. составляет 3,86. С учетом повышающего зонального коэффициента Дальнего Востока он составляет по воздушным линиям: 7,15; по подстанциям: 6,41.

Таблица 7 – Капиталовложения в ВЛ:

U <sub>ном</sub>	Линия	Марка провода	n <sub>цеп</sub>	l, км	k <sub>0</sub> , тыс. руб./км	Квл руб.
1 Вариант						
35 кВ	отпайка на ПС Газохимическая ВЛ 35 кВ Сквородино-Невер и ВЛ 35 кВ Газохимическая - Сквородино	АС-150 АС-95	2	3 15	4145	248,7 млн. руб.
2 Вариант						
35 кВ	ВЛ 35 кВ Сквородино – Газохимическая	АС-95	2	20	4163	249,8 млн. руб.

Капитальные вложения на ПС Газохимическая определяются по формуле:

$$K_{П/С} = K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост} \cdot k_{пер}, \quad (51)$$

где  $K_{ОРУ}$  – укрупненные показатели стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{тр}$  – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс.руб.;

$K_{ку}$  – укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс.руб.;

$K_{пост}$  – постоянные затраты на строительство подстанций.

Произведем сравнение капиталовложений в оба варианта.

Для первого и второго варианта :

$$K_{П/С} = (40+8+0+28) \cdot 6.41 = 439,5 \text{ млн. руб.}$$

Определение эксплуатационных издержек

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I = I_a + I_э \quad (52)$$

где  $I_a$  – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$I_3$  – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$I_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (53)$$

где  $T_{сл}$  – срок службы, для подстанций  $T_{сл} = 15$ , для линий  $T_{сл} = 20$ .

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$I_3 = \alpha_3 \cdot K \quad (54)$$

где  $\alpha_3$  – норма отчисления на обслуживание электрических сетей,

$\alpha_{ПС} = 0,037$ ,  $\alpha_{ВЛ} = 0,008$ .

Результаты расчётов сводятся в таблицу 8.

Таблица 8 – Издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
$I_a$ , тыс. руб.	34465	34465
$I_3$ , тыс. руб.	31018	31018
Суммарные издержки	65483	65483

Оценку экономичности вариантов произведем по эквивалентным годовым расходам с учётом ущерба, по формуле:

$$Z = p \cdot K + I \quad (55)$$

где  $p$  – норматив дисконтирования, меняющийся в зависимости от ставки рефинансирования ЦБ; принимается равным 0,1;

$K$  – капитальные вложения;

$I$  – суммарные эксплуатационные издержки.

Таблица 9 – Сравнение вариантов

Эквивалентные годовые расходы	1 Вариант	2 Вариант
$Z$ , руб	655,85 млн. руб.	655,45 млн. руб.

Суммарные эквивалентные годовые расходы у двух вариантов разница меньше 5%. По результатам технико-экономических расчётов и с учетом надежности ПС Невер, ПС Соловьевск, ПС Линейная, ПС Промежуточная, оптимальным считается вариант 2.

## 6 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда, возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений. Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Составляем расчетную схему электроустановки с указанием расчетных точек, в которых необходимо определить токи КЗ.

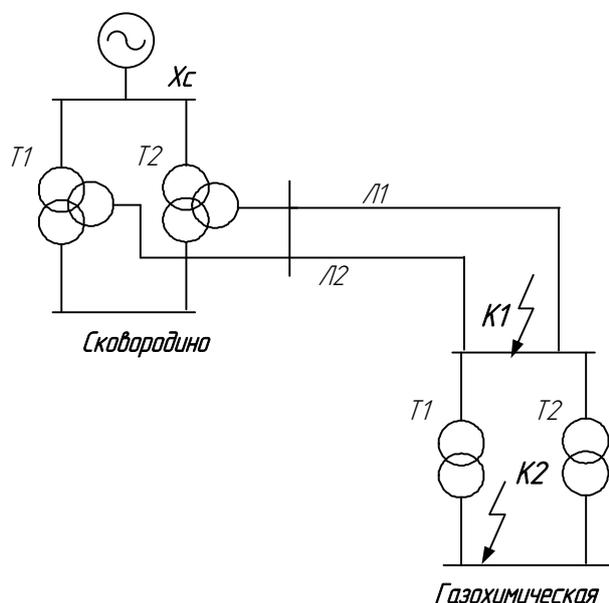


Рисунок 5 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

Схема замещения выглядит следующим образом.

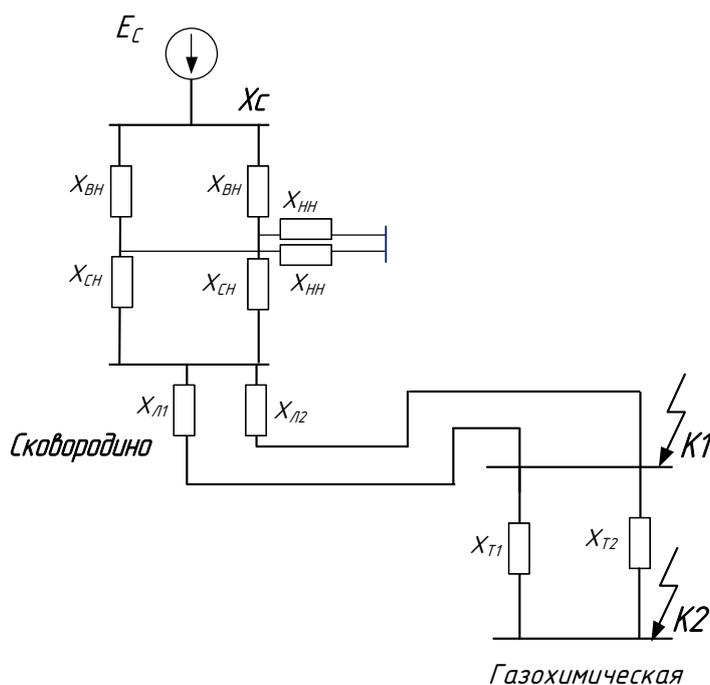


Рисунок 6 – Схема замещения для расчёта тока КЗ на шинах 35 и 10 кВ

В качестве примера рассчитаем точки КЗ 1, КЗ 2. Рассчитаем параметры схемы замещения, найдём сопротивление всех элементов.

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_C = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{ср.ном}} \quad (56)$$

где  $I_{П0}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ для момента начала КЗ (информация взята с преддипломной практики).

$$X_C = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 12.3 \cdot 37} = 0,127 \text{ о.е.},$$

Параметры питающих линий:

Сковородино – Газохимическая:

$L_{л1,2} = 10$  км, марка провода АС-95,  $x_0 = 0,421$  Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_I^2} \quad (57)$$

$$X_{л1,2} = 0,421 \cdot 10 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,34 \text{ о.е.}$$

$$X_1 = \frac{X_{л1} \cdot X_{л2}}{X_{л1} + X_{л2}} = \frac{0,34 \cdot 0,34}{0,34 + 0,34} = 0,17 \text{ о.е.} \quad (58)$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Газохимическая:

$$X_{mp} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_{к}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{mp}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,51 \text{ о.е.} \quad (59)$$

Сопротивление трансформаторов на ПС Сковородино:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KBH} + U_{KBC} - U_{KCH}) = 0,5 \cdot (20 + 12,5 - 6,5) = 13\% \quad (60)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KBC} + U_{KCH} - U_{KBH}) = 0,5 \cdot (12,5 + 6,5 - 20) = 0,5\% \quad (61)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KCH} + U_{KBH} - U_{KBC}) = 0,5 \cdot (6,5 + 20 - 12,5) = 7\% \quad (62)$$

$$X_{TB} = \frac{U_{KB\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T2}} = \frac{13}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,52 \text{ о.е.} \quad (63)$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH\%}}{100\%} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{T2}} = \frac{7}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,28 \text{ о.е.} \quad (64)$$

$$X_{TC} = 0 \text{ о.е.} \quad (65)$$

$$X_2 = \frac{1}{2} \cdot X_{TB} = \frac{1}{2} \cdot 0,52 = 0,26 \text{ о.е.} \quad (66)$$

Эквивалентирuem схему замещения:

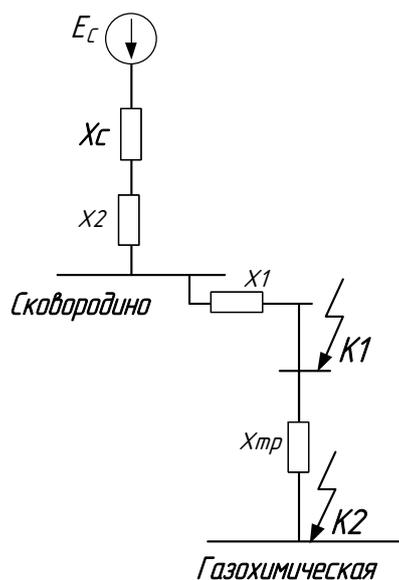


Рисунок 7 – Преобразование схемы замещения

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = X_c + X_2 + X_1 = 0,127 + 0,26 + 0,17 = 0,56 \text{ о.е.} \quad (67)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{тр} + X_{\Sigma K1} = 0,51 + 0,56 = 1,07 \text{ о.е.} \quad (68)$$

Определяем базисные токи:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} \quad (69)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ A}$$

$$I_{\delta 2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ A}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{\text{пок1}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_{\delta 1} = \frac{1}{0,56} \cdot 1,56 = 2,8 \text{ кА} \quad (70)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{п0к2}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma 2}} \cdot I_{62} = \frac{I}{1,07} \cdot 5,5 = 5,14 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot k_{y\partial} \quad (71)$$

Согласно [24, с.110] принимаем среднее значение  $k_{y\partial} = 1,608$  для точки К1,  $k_{y\partial} = 1,369$  для точек К2. Тогда ударные токи будут равны:

$$I_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.1} \cdot k_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 2,8 \cdot 1,608 = 6,4 \text{ кА},$$

$$I_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot I_{n0.2} \cdot k_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 5,14 \cdot 1,369 = 9,95 \text{ кА}.$$

В качестве несимметричного тока короткого замыкания рассчитаем ток двухфазного КЗ, по следующей формуле:

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0} \quad (72)$$

Тогда токи составят:

$$I_{КЗ1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.1} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,8 = 2,4 \text{ кА},$$

$$I_{КЗ3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{n0.2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,14 = 4,45 \text{ кА}.$$

## 7 ПРОВЕРКА ВЫБРАННЫХ СЕЧЕНИЙ НА ВОЗДЕЙСТВИЕ ТОКОВ КЗ

Воздействие тока КЗ учитывают только при выборе сечений линий защищаемых релейной защитой.

Определяется минимально допустимое сечение проводника по условиям термической стойкости, в инженерных расчётах применяется следующая формула:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C}, \quad (73)$$

где  $B_{\text{кз}}$  – тепловой импульс тока КЗ;

$C$  – коэффициент значение, которого зависит от материала проводника.

$$B_{\text{кз.л}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot t_{\text{отк}}, \quad (74)$$

где  $t_{\text{отк}}$  – собственное время отключения выключателя [7].

$$B_{\text{кз.а}} = I_{\text{н.о}}^2 \cdot \frac{x}{\omega \cdot r}, \quad (75)$$

где  $r$  – активное сопротивление;

$x$  – индуктивное сопротивление.

$I_{\text{н.о}}$  - ток берем из таблицы 13.

$$B_{\text{кз}} = B_{\text{кз.а}} + B_{\text{кз.л}} \quad (76)$$

Проверим сечение на головных участках распределительной сети 10 кВ, так как они защищены выключателями. Линии 0,4 кВ, проверять по термической стойкости не будем, поскольку они защищены автоматическими выключателями, в проверку которых уже заложено согласование с выбранным сечением.

Найдём тепловой импульс:

$$B_{кз.л} = I_{кз}^2 \cdot t_{откл} = 1205^2 \cdot 1 = 1,452 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек},$$

$$B_{кз.а} = I_{кз}^2 \cdot \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} = 1205^2 \cdot \frac{0,119 \cdot 0,00035}{314 \cdot 0,641 \cdot 0,00035} = 0,0005 \text{ A}^2 \cdot \text{сек},$$

$$B_{кз} = B_{кз.л} + B_{кз.а} = 1,452 \cdot 10^6 + 0,0005 = 1,452 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек}.$$

Найдём минимальное сечение, полученное сечение необходимо округлять до ближайшего стандартного значения.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C} = \frac{\sqrt{1,452 \cdot 10^6}}{95} = 12,69 \text{ мм}^2.$$

Произведём проверку сечения по термической стойкости распределительной сети питающейся от подстанции Газохимическая.

Найдём тепловой импульс:

$$B_{кз.л} = I_{кз}^2 \cdot t_{откл} = 2400^2 \cdot 1 = 5,359 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек},$$

$$B_{кз.а} = I_{кз}^2 \cdot \frac{x_{рез}}{\omega \cdot r_{рез}} = 2400^2 \cdot \frac{0,119 \cdot 0,0006}{314 \cdot 0,641 \cdot 0,0006} = 0,00059 \text{ A}^2 \cdot \text{сек},$$

$$B_{кз} = B_{кз.л} + B_{кз.а} = 5,359 \cdot 10^6 + 0,00059 = 5,362 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{сек}.$$

Найдём минимальное сечение, полученное сечение необходимо округлять до ближайшего стандартного значения.

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{кз}}}{C} = \frac{\sqrt{5,362 \cdot 10^6}}{95} = 24,374 \text{ мм}^2.$$

Сечение распределительной сети питающейся от подстанции Газохимическая выбрано, верно.

## 8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 35 КВ

### 8.1 Выбор и проверка выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению:  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$ ;
- длительному току :  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$ ;  $k_{\text{пт}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ .

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию:  $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$ .

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.\text{ном}} = \sqrt{2} \cdot b_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 i_{at}, \quad (77)$$

где  $i_{a.\text{ном}}$  – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ ;

$\beta_{\text{норм}}$  – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{at}$  – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов  $\tau$ ;

$\tau$  – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$t = t_{z \text{ min}} + t_{c.e}, \quad (78)$$

где  $t_{z \text{ min}}$  – минимальное время действия релейной защиты;  $t_{c.e}$  – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}},$$

где  $i_{\text{вкл}}$  – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$  – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{вкл}}$  – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{\text{п0}}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (79)$$

где  $i_{\text{пр.скв}}$  – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{пр.скв}}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ [8].

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (80)$$

где  $I_{\text{тер}}$  – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$  – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$  – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (81)$$

где  $t_{\text{откл}}$  – расчетная продолжительность КЗ.

$T_{\text{а}}$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_{\text{к}} = 2,8^2 \cdot (2,5 + 0,01) = 19,7 \text{кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-35П-40/630 с пружинным приводом типа ППрК.

Для проверки отключающей способности определим значения апериодической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени  $t$ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$t = 0,01 + t_{c.в} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 2,8 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 0,88 \text{ кА.} \quad (82)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей  $I_{пт}$  в любой момент КЗ  $t$  используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е.  $\gamma_t = I_{пт}/I_{п0} = f(t)$ , построенных для разных удаленностей точки КЗ. Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях когда точка КЗ находится у выводов генераторов или на небольшой электрической удаленности от них. Если же энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно как в нашем случае, то действующее значение апериодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным  $I_{пт} = I_{п0} = \text{const}$ .

Определим номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot b_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 12,5}{100} = 7,07 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{max p} = \frac{S_{ВН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{9,78^2 + 3,39^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,171 \text{ кА}. \quad (83)$$

Результаты выбора выключателя на ПС Газохимическая сведены в таблице 10.

Таблица 10 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном}=35 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{max}=171 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 2,8 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
$i_{а.ном} = 7,07 \text{ кА}$	$i_{ат} = 2,4 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 2,8 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
$i_{дин} = 42 \text{ кА}$	$i_{уд} = 6,4 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 19,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

## 8.2 Выбор и проверка разъединителей

Высоковольтные разъединители применяются для электрического разделения высоковольтных сетей. В отключенном положении они образуют видимый изоляционный промежуток. Высоковольтные разъединители производят переключение без нагрузки.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под током.

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-35/630 УХЛ1 с двигательным электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=171 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$i_{\text{дин}}=42 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=6,4 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
для главных ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=1350 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=19,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
для заземляющих ножей: $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=19,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из результатов разъединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока - это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи. На вводных ячейках устанавливаем ТТ на каждой фазе, на отходящих линиях и на секционном выключателе достаточно двух ТТ.

Номинальный ток трансформатора тока должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}},$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$  - номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому  $Z_2 \approx R_2$ .

Вторичная нагрузка  $R_2$  состоит из сопротивления приборов  $R_{\text{приб}}$ , сопротивления соединительных проводов  $R_{\text{пр}}$  и переходного сопротивления контактов  $R_{\text{к}}$ :

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}; \quad (84)$$

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь и иметь данные о длине  $l$  соединенных проводов. Их минимальные сечения должны быть  $2,5 \text{ мм}^2$  по меди и  $4 \text{ мм}^2$  по алюминиевым. Максимальные сечения, соответственно -  $6$  и  $10 \text{ мм}^2$ . Затем определяется сопротивление наиболее нагруженной фазы, в соответствии со схемой соединения приборов контроля и учета, считая что  $Z_{\text{пров}} = R_{\text{пров}}$ .

На стороне ВН выберем трансформатор тока TG145 -35У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный 230ART2-03	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

$Z_{2\text{ном}} = 15 \text{ Ом}$  - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока

$\sum r_{\text{приб}}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока:

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (85)$$

где  $\Sigma S_{\text{приб}}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,1$  Ом.

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (86)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,028$  - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом}. \quad (87)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_K = 0,329 + 0,595 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 13.

Таблица 13 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_p = 171 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 6,4 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 156 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 19,7 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 8.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном},$$

где  $S_{ном}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч.}}$

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений. Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Ном. мощ. вторичной цепи, ВА	$S_{2Н} \geq S_{2расч}$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН ПС Газохимическая выбираем трансформатор напряжения НАМИ - 35 УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 15.

Таблица 15 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{Обм}$ , ВА	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0,92 5	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0.92 5	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_p = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 16.

Таблица 16 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{нт} = 35 \text{ кВ}$	$U_n = 35 \text{ кВ}$	$U_{нт} \geq U_n$
$S_n = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

## 9 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ 10 КВ

### 9.1 Выбор комплектного распределительного устройство на ПС Газохимическая

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов с встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

Шкафы с полностью собранными и готовыми к работе оборудованием поступают на место монтажа, где их устанавливают, соединяют сборные шины на стыках шкафов, подводят силовые и контрольные кабели. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Максимальный рабочий ток на стороне НН ПС Газохимическая:

$$I_{max p} = \frac{1.4 \cdot S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1.4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808 \text{ А.} \quad (88)$$

К установке принимаем КРУ серии К-63.

КРУ предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 10 кВ и комплектования распределительных устройств напряжением 10 кВ подстанций, включая комплектные трансформаторные подстанции 35/6-10 кВ, 110/6-10 кВ и 110/35/6-10 кВ. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

– выключатели вакуумные;

- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирмы «Сириус».

## **9.2 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ 10 кВ**

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/630 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_k = I_{n0}^2 (t_{откл} + T_a) = 5,14^2 \cdot (2,5 + 0,01) = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (89)$$

где  $t_{откл}$  – расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 10 кВ согласно принимается равной 1 с [8];

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

$I_{n0}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени.

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$t = 0,01 + t_{c.г} = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 5,14 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 1,62 \text{ кА} \quad (90)$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным  $I_{пт}=I_{п0}$  (таблица 13).

Определим номинальное допустимое значение аperiодической составляющей в отключаемом токе выключателя [18]:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot b_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН:

$$I_{max p} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(9,78)^2 + (3,39)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 598 \text{ А.}$$

Выбираем секционный и вводной выключатель на ПС Газохимическая марки ВВ/TEL-10-20/630.

Таблица 17 – Данные по выбору секционного и вводного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/630	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=630 \text{ А}$	$I_{max}=598 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{max}$
	$I_{откл.ном} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{пт} = 5,14 \text{ кА}$	$I_{откл.ном} \geq I_{пт}$
	$i_{a.ном} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{ат} = 4,45 \text{ кА}$	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$
	$I_{пр.скв} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{п0} = 5,14 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{п0}$
	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 9,95 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 66 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Расчет выбора выключателей по фидерам на ПС Газохимическая аналогичный.

### 9.3 Выбор трансформатора тока в КРУ 10 кВ

На стороне НН выбираем трансформатор тока ТОЛ-10-І-1-0,5.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3020	0,6	-	-
Ваттметр	СВ3020	0,07	-	0,07
Варметр	СР3020	0,07	-	0,07
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	7,5	7,5
ИТОГО		8,24	7,5	7,64

Расчет производим аналогично.

$Z_{2ном} = 2,6 \text{ Ом}$  - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum r_{приб}$  - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне НН.

$$\sum r_{приб} = \frac{\sum S_{приб}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (91)$$

где  $\sum S_{приб}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

Переходное сопротивление контактов принимается равным  $R_K = 0,1 \text{ Ом}$ .

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}} ;$$

Принимаем кабель АКРНГ с сечением  $4 \text{ мм}^2$ , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S} = \frac{0,028 \cdot 10}{4} = 0,07 \text{ Ом}.$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{проб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,329 + 0,07 + 0,1 = 0,499 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 19.

Таблица 19 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{р}} \leq U_{\text{н}}$
$I_{\text{н}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{р}} = 598 \text{ А}$	$I_{\text{р}} \leq I_{\text{н}}$
$Z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 9,95 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{к}} = 66 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

Как видно из результатов трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 9.4 Выбор трансформатора напряжения в КРУ 10 кВ

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-У2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 20.

Таблица 20 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{\text{обм}}, \text{ ВА}$	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	1	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	1	12	5,5
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0,92 5	5	75	183
Счетчик АЭ	Меркурий 230ART2-03	7,5	0.38	0.92 5	5	75	183
Сумма						178	377

$$S_{\text{р}} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{178^2 + 377^2} = 445,5 \text{ ВА}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 21.

Таблица 21 - Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 105 \text{ ВА}$	$S_H = 445.5 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

Как видно из результатов выбранный трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

### 9.5 Выбор и проверка токоведущих частей 10 кВ

В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{\max p} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(9,78)^2 + (3,39)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 598 \text{ А}; \quad (92)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО:

$$2 \times (6 \times 50) \text{ мм}, S = 297 \text{ мм}^2.$$

$$I_{дон} = 745 \text{ А}.$$

Проверка по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{но} = 5,14 \text{ кА}; \quad T_a = 0,02 \text{ [23]}; \quad i_{y\partial} = 9,95 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{104,604 \cdot 10^6}}{91} = 112,39 \text{ мм}^2, \quad (93)$$

где  $C = 91$  - для алюминиевых шин и кабелей [19];

$q_{\min}$  – минимальное сечение провода.

$B_k$  - тепловой импульс тока КЗ (формула 68)

$$q_{\min} < S.$$

Длину пролета между опорными изоляторами примем равной  $L = 1,5$  м [19].

Собственная частота колебаний шины при выбранной  $L$ :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{j}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{6,25}{120}} = 17,57 \quad (94)$$

где  $J$  - момент инерции шины, который равен

$$J = \frac{0,8 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см}^4; \quad (95)$$

$q$  - поперечное сечение выбранной шины.

Определяем максимальное усилие, приходящееся на один метр длины шины (Н/м)

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{2330^2}{1,5} = 10,276 \text{ Н / м} \quad (96)$$

где  $i_{y0}$  - ударный ток на шине (А);

$a$  - расстояние между фазами (м).

Напряжение, в материале шины возникающее из-за изгибающего усилия, (МПа):

$$s_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{10,276 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2,5} = 0,925 \text{ МПа} , \quad (97)$$

где  $L$  - длина пролета между опорными изоляторами (м);

$W_{\phi}$  - момент сопротивления шины, который равен:

$$W_{\phi} = \frac{0,6 \cdot 5^2}{6} = 2,5 \text{ см}^3.$$

Для выбранной шины  $\sigma_{дон} = 90$  МПа, следовательно, напряжение в материале шины не превышает допустимого, а это значит, что они механически прочны.

### 9.6 Выбор и проверка ТСН в КРУ 10 кВ

Состав потребителей собственных нужд зависит от типа ПС, мощности трансформатора, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без СК, без постоянного дежурства.

Мощность трансформаторов СН выбирается по нагрузкам СН с учетом коэффициента загрузки и одновременности.

Определяем нагрузку собственных нужд и сводим в таблицу 22.

Таблица 22 – нагрузка собственных нужд [8]

Вид потребителя	Нагрузка
	Р, кВт
Подогрев выключателей	8,5
Подогрев шкафов КРУ	1
Подогрев приводов разъединителей	0,6
Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	40
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ	5
Освещение ОРУ	5
Отопление, освещение компрессорной	10
Подзарядно-зарядный агрегат ВЗП	25

Суммарная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=0}^n P_i ; \quad (98)$$

$$P_{\Sigma} = 8,5 + 1 + 0,6 + 1 + 40 + 5 + 5 + 10 + 25 = 96,1 \text{ кВт.}$$

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi}, \quad (99)$$

где  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности, равный 1 [8].

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma} = \frac{0,96}{1} = 0,96 \text{ МВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_{TCH} = \frac{S_{\Sigma}}{k_3 \cdot N_T}. \quad (100)$$

Определяем мощность трансформатора для первой категории:

$$S_{TCH} = \frac{0,96}{2 \cdot 0,7} = 0,586 \text{ МВА.}$$

Выбираем ТМ-630/10 кВА.

### **9.7 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ на жестких шинах**

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допустимой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{расч}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (101)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОР-10-3.75 УХЛ с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н.}$$

Высота изолятора равна  $H_{уз} = 120$  мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{9950^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 22,29 \text{ Н}; \quad (102)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h / 2}{H_{из}} = \frac{130 + 8 + 100 / 2}{130} = 1,446; \quad (103)$$

Проверка:  $F_{расч.} = 22,29 \text{ Н} \leq F_{дон} = 2250 \text{ Н}.$

Таким образом, опорный изолятор ИОР-10-3.75 УХЛ проходит по механической прочности и может быть принят к установке.

Выбор и результаты оборудования приведены на 4 листе графической части выпускной квалификационной работы.

### 10.1 Заземление ПС Газохимическая

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования. Обычно это сетка с прямоугольными ячейками, с которой соединяются вертикальные электроды молниеотводов. Кроме того, вертикальные электроды могут устанавливаться и по периметру сетки, для достижения нормированных значений сопротивления заземлителя.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ сети с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего устройства при прохождении расчетного тока замыкания на землю в любое время года согласно должно быть:

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (104)$$

где  $I$  – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{11} = 22,7 \text{ Ом.}$$

Так как согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом, то в дальнейших расчетах принимаем, что  $R \leq 10$  Ом.

Определим площадь  $S$  ПС Газохимическая используемой под заземление:

$$S = (38 + 2 \cdot 1,5) \cdot (55,4 + 2 \cdot 1,5) = 2394,4 \text{ м}^2$$

Принимается диаметр и длина прутка для заземлителя:  $d = 10$  мм,  $L_B = 5$  м. Сечение данного прутка составляет  $S_{пр.в} = 78,5$  мм<sup>2</sup>

Выбранный пруток проверяется на термическую стойкость токам короткого замыкания по формуле:

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{кор} = \pi \cdot \delta_{ср} (d_{пр} + \delta_{ср}), \quad (105)$$

где  $\delta_{ср}$  – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$d_{ср} = a_k \cdot \ln(T)^3 + b_k \cdot \ln(T)^2 + c_k \cdot \ln(T) + d_k, \text{ мм} \quad (106)$$

где  $T$  – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_k, b_k, c_k, d_k$  – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$d_{ср} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^2 + 0,0104 \cdot \ln(240) + 0,0224 = \\ = 0,782 \text{ мм};$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 0,78 (10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя Пс согласно условию:

$$S_{пр.в.} \geq F_{кор},$$

$$78,5 \text{ мм}^2 > 26,49 \text{ мм}^2$$

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений ПС, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей,

принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать  $6 \times 6$  метров.

Производим конструктивное выполнение заземляющей сетки. Сторона  $d$  условно делится на целое число с шагом  $a_q = 6$  м.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left( \frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left( \frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (107)$$

Представим площадь ПС квадратичной моделью со сторонами  $a$ , тогда  $a = \sqrt{2394,4} = 48,93$  м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (108)$$

принимаем значение – 8 штук.

Длина ячейки  $a_m = a / m = 48,93 / 8 = 6,1$  м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (109)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_v = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_v} \cdot l_v} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (110)$$

где  $a_q$  – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

$l_v$  – длина вертикальных электродов, м.

Округляем до ближайшего целого значения  $n_v = 34$  шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{cm} = r \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_g \cdot l_g} \right), \quad (111)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта ;

Удельное сопротивление первого и второго слоя грунта :

$$\rho_1 = \rho_{\text{э1}};$$

$$\rho_2 = \rho_{\text{э2}};$$

Находим отношения по кривой [24]:

$$\rho = \frac{\rho_{\text{э1}}}{\rho_{\text{э2}}};$$

Определяем эквивалентное сопротивление грунта двухслойного модели грунта:

$$\rho_{\text{ЭКВ}} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{\rho_2} \cdot \rho_2 = 100;$$

$A$  – параметр, зависящий от соотношения  $l_b / \sqrt{S}$ , равный 0,05.

$$R_{cm} = 100 \cdot \left( \frac{0,05}{48,93} + \frac{l}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

Импульсное сопротивление  $R_u$  определяется умножением сопротивления при стационарном режиме  $R_{ct}$  на импульсный коэффициент  $\alpha_u$ , зависящий от характеристики грунта, значения импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_u = R_{cm} \cdot \alpha_u, \quad (112)$$

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (113)$$

где  $I_{\text{мол}}$  – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 48,93}{(100 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,26$$

$$R_{и} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 10 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

## 10.2 Защита от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории ПС необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Расчет производится для защиты объектов ПС Газохимическая, находящиеся на высоте  $h_x$  от уровня земли:

- 8 м для порталов 35 кВ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

Принимаем высоту 1 молниеотвода равной 21м, второго 19м.

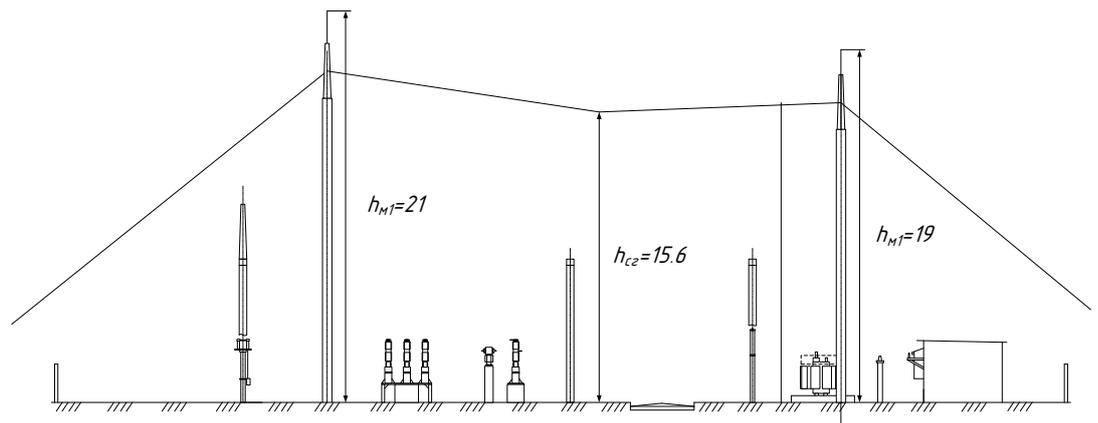


Рисунок 8 - Зоны защиты двойных стержневых молниеотводов

Зона защиты двойного стержневого молниеотвода с высотой  $h$  представляет круговой конус с вершиной на высоте  $h_{эф} < h$  и радиусом основания  $r_0$  на уровне земли.

$$h_{\text{эф1}} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м}; \quad (114)$$

$$h_{\text{эф2}} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 19 = 16,1 \text{ м};$$

$$r_{0.1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ м}; \quad (115)$$

$$r_{0.2} = (1,1 - 0,002 \cdot h_2) \cdot h_2 = (1,1 - 0,002 \cdot 19) \cdot 19 = 20,2 \text{ м};$$

Устанавливаем два молниеотвода.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cz} - h_i}{h_{cz}}, \quad (116)$$

где  $h_{ct}$  – высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами ;

$r_{c0}$  – половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли.

Высота внутренней зоны защиты в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты определяется по формуле:

$$h_{cz} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (117)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cz1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cz2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

Высота внутренней зоны защиты в середине между 1 и 2 молниеотводом равна:

$$h_{cz12} = \frac{h_{cz1} - h_{cz2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (118)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте  $h$  защищаемых порталов 35 кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left( 1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}} \right) = 22,2 \cdot \left( 1 - \frac{8}{17,8} \right) = 12,3 м, \quad (119)$$

$$r_{2.1} = r_{0.2} \cdot \left( 1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф2}} \right) = 20,2 \cdot \left( 1 - \frac{8}{16,1} \right) = 10,2 м$$

При расстояниях между молниеотводами  $h < L_{м-м} \leq 2 h$  половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна:  $r_{с0} = r_0$ .

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 35 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left( \frac{h_{сc1} - h_{об1}}{h_{сc1}} \right) = 22,2 \cdot \left( \frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 м \quad (120)$$

$$r_{c2} = 20,2 \cdot \left( \frac{14,6 - 8}{14,6} \right) = 9,1 м$$

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 м \quad (121)$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС Газохимическая приведены на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

### 10.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения

Нелинейные ограничители перенапряжения предназначены для защиты изоляции электрооборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. В отличие от традиционных вентильных разрядников с искровыми промежутками и карборундовыми резисторами ограничители перенапряжения не содержат искровых промежутков и состоят только из

колонки металлооксидных нелинейных резисторов (варисторов) на основе окиси цинка, заключенных в полимерную или фарфоровую покрывку.

ОПН имеют ряд преимуществ по сравнению с ранее используемыми, для защиты от перенапряжений разрядниками:

- благодаря высокой нелинейности варисторов достигается быстрая реакция на импульсные переходные процессы с быстро нарастающим фронтом (грозовые перенапряжения).

- низкий и постоянный уровень защитного напряжения обеспечивает надежную защиту элемента настройки и самого заградителя в целом.

- из-за отсутствия искровых промежутков отсутствует дуга, вызывающая обгорание электродов и, соответственно, выход из строя разрядника.

В целом, использование ОПН в качестве защитного устройства взамен ранее применявшегося для этих целей разрядника позволяет существенно повысить надежность высокочастотного заградителя.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения  $U_{нр}$ , которое для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \quad (122)$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ.}$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент  $K_B$ , учитывающий

увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1.1, [9].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{расч} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}; \quad (123)$$

$$U_{расч} = \frac{42}{1,1} = 38,18 \text{ кВ.}$$

По длительно допустимому напряжению выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1, [9].

Энергия, выделяемая в ограничителе 3-35 кВ:

$$W = 0.5 \cdot C \cdot [(K_n \cdot 0.82 \cdot U_{нр})^2 - (1.77 \cdot U_{но})^2], \quad (124)$$

где  $C$  – емкость кабеля или конденсирующей батареи [9];

$k$  – кратность напряжений, [9];

$U_{нр}$  – наибольшее рабочее напряжение сети,

$U_{но}$  – наибольшее дополнительное напряжение ОПН.

$$W = 0.5 \cdot 2 \cdot [(2 \cdot 0.82 \cdot 42)^2 - (1.77 \cdot 35.7)^2] = 28,95 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{W}{U_{ном}}; \quad (125)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{28.95}{35} = 0.827 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1-/35/40,5/10/3УХЛ1 с удельной энергоемкостью 7 кДж/кВ.

Для защиты трансформатора напряжения 10 кВ принимаем к установке ОПН-П-10,5/11,5/10 УХЛ1 встраиваемые в ячейку К-63. Характеристики выбранных ОПН представлены в таблице 23.

Таблица 23– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН- 35/40,5-10(1)УХЛ1		
$U_{нро}=40,5$ кВ	$U_{нс}=40,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз}=2,4$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*_{опн}=1,73$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*=0,827$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10,5/11,5/10 УХЛ1		
$U_{нро}= 7$ кВ	$U_{нс} =10,5$ кВ	$U_{нро} \geq U_{нс}$
$I_{вб} = 20$ кА	$I_{кз} = 4,45$ кА	$I_{вб} > 1,2 \cdot I_{кз}$
$\mathcal{E}^*=2$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*=0,36$ кДж/кВ	$\mathcal{E}^*_{опн} > \mathcal{E}^*$

## 11 ВЫБОР СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО ТОКА ПС ГАЗОХИМИЧЕСКАЯ

### Выбор системы оперативного тока

Питание оперативных цепей управления, защиты, автоматики, телемеханики и сигнализации, включающих и отключающих устройств коммутационных аппаратов осуществляется от специальных источников оперативного тока. Оперативный ток используется также для аварийного освещения при нарушениях нормальной работы ПС.

Различают системы постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока.

Для ПС Газохимическая принимаем централизованную структуру системы ОПТ с одним щитом постоянного тока, с одной стационарной аккумуляторной батареей (далее – АБ) и двумя зарядными устройствами (далее – ЗУ).

В качестве АБ выбираем высоко ресурсную мало обслуживаемую промышленную батарею серии VARTA-bloc. Батареи серии VARTA-bloc могут работать как в режимах кратковременной разрядки большими токами, так и в режимах длительной нагрузки. Отличаются повышенной энергоемкостью, не требуют обслуживания в течение первых пяти лет эксплуатации.

Выбор типа элементов батареи осуществляется по каталожным данным производителя, для чего необходимо рассчитать максимальный толчковый ток нагрузки. Для определения максимального толчкового тока необходимо рассмотреть два варианта: включение коммутационного аппарата и отключение наибольшего количества выключателей в аварийном режиме.

Максимальное количество отключаемых выключателей для данной схемы пять, при условии короткого замыкания на системе шин в режиме работы ОРУ-35 кВ с включенным секционным выключателем.

Потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500 (привод электромагнитный универсальный) ток составляет  $I_{вкл} = 100$  А, отключающей катушкой –  $I_{откл} = 2,5$  А.

Определим максимальный толчковый ток из двух вариантов:

$$I_{T_{вкл}} = I_{вкл} + I_{нагр} = 100 + 20 = 120 \text{ А}, \quad (126)$$

где  $I_{вкл} = 100 \text{ А}$  – ток, потребляемый включающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$I_{нагр} = 20 \text{ А}$  – максимальный ток постоянно включенной нагрузки системы ОПТ ПС 35 кВ при аварийном разряде в течение 0,5 ч.

$$I_{T_{откл}} = I_{откл} \cdot n + I_{нагр} = 2,5 \cdot 5 + 20 = 32,5 \text{ А}, \quad (127)$$

где  $I_{откл} = 2,5 \text{ А}$  – ток, потребляемый отключающей катушкой привода типа ПЭМУ-500;

$n = 5$  – максимальное количество одновременно отключаемых коммутационных аппаратов.

Толчковый ток при включении выключателя является наибольшим, по нему будем выбирать тип элементов АБ.

В соответствии с [24] предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников системы ОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнивающих зарядов АБ составляет  $\pm 10\%$  ( $U_{max} = 242 \text{ В}$ ,  $U_{min} = 197,6 \text{ В}$ ). АБ должна обеспечивать максимальный расчетный толчковый ток в конце гарантированного 2-х часового разряда током нагрузки при работе в автономном режиме при потере собственных нужд ПС.

При параллельном резервном режиме эксплуатации допускается максимальное напряжение заряда  $U_{зар.эл.} = 2,23 \text{ В}$  на элемент. Определим число элементов  $N_{эл.}$ :

$$N_{эл.} = \frac{U_{max}}{U_{зар.эл.}} = \frac{242}{2,23} = 108 \text{ шт} \quad (128)$$

Минимальное напряжение на элемент в конце 2-х часового разряда:

$$U_{min \text{ эл.}} = \frac{U_{min}}{N_{эл.}} = \frac{197,6}{108} = 1,83 \text{ В} \quad (129)$$

По каталожным данным выбираем элементы типа Varta Vb-2307 с величиной разрядного тока в конце 2-х часового разряда  $I_{p. 2ч} = 122$  А при напряжении  $U_{min.эл.} = 1,83$  В.

Выбор зарядного устройства производится с учетом требований [4]: мощность двух ЗУ, работающих параллельно на одну АБ, должна обеспечивать питание всех подключенных к системе ОПТ электроприемников ПС с учетом проведения одновременно ускоренного заряда АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

Рассчитаем ток ускоренного заряда для выбранной АБ. Номинальная емкость батареи типа Varta Vb-2307 составляет  $C_{АБ} = 350$  А/ч.

Ток ускоренного заряда до 90% номинальной ёмкости в течение 8 часов:

$$I_{зар. 8ч} = \frac{0,9 \cdot C_{АБ}}{8} = \frac{0,9 \cdot 350}{8} = 39,4 \text{ А} \quad (130)$$

Номинальный выходной ток ЗУ:

$$I_{ЗУ} = \frac{I_{зар. 8ч} + I_{нагр}}{n_{ЗУ}} = \frac{39,4 + 20}{2} = 29,7 \text{ А} \quad (131)$$

Принимаем к установке два зарядно-выпрямительных устройства типа НТР-40.220-ХЕТ с номинальным выходным напряжением = 220 В и номинальным выходным током 40 А. Технические характеристики выбранного ЗВУ удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к данным устройствам в [5].

## 12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА И СИГНАЛИЗАЦИЯ

### 12.1 Виды и типы релейной защиты

Релейная защита осуществляет непрерывный контроль за состоянием всех элементов энергосистемы и реагирует на возникновение повреждений и ненормальных режимов. При возникновении повреждений РЗ должна выявить поврежденный участок и отключить его от энергосистемы, воздействуя на специальные силовые выключатели, предназначенные для размыкания токов повреждения.

Релейную защиту принято классифицировать по характеру изменения параметра, на который реагирует защита, по назначению в зависимости от ответственности и порядка работы при КЗ, а также для определенных видов КЗ.

По характеру изменения параметра защиты разделяются на максимальные и минимальные. Защиты, реагирующие на величины токов и напряжений, возрастающие в условиях КЗ, называются максимальными. Защиты, реагирующие на величины напряжения и сопротивления, снижающиеся при КЗ, называются минимальными.

По назначению в зависимости от ответственности и порядка действия при КЗ, защиты классифицируют как основные, резервные и дополнительные.

Основной называется защита, обеспечивающая первоочередное отключение повреждений в любой точке защищаемого участка.

Резервной называют защиту, обеспечивающую отключение поврежденного участка при отказе в работе основной защиты или выключателя. Различают резервные защиты ближнего действия, отключающие повреждения в любой точке защищаемого участка при отказе его основной защиты, и резервные защиты дальнего действия, создающие условия для отключения защищаемого участка при КЗ на смежном участке и отказе защиты или выключателя смежного участка. С целью упрощения резервных защит допускается выполнение их реагирующими только на более частные виды КЗ (однофазные и двухфазные).

Дополнительной называется защита, обеспечивающая частичное дублирование основной защиты и действующая в этом случае одновременно с ней. Обычно это простая защита, основанная на другом принципе и отключающая наиболее тяжелые виды КЗ на части защищаемого участка.

По назначению для определенных видов КЗ классификация защит зависит от режима заземления нейтрали сети. Для сети, работающей с эффективно заземленной нейтралью, выделяют защиты от междуфазных повреждений (максимальные токовые и дистанционные), от замыканий на землю (максимальные токовые нулевой последовательности) и от всех видов повреждений (дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты, а также приставки высокочастотной блокировки).

В зависимости от вида защищаемого оборудования различают защиты воздушных ЛЭП; кабельных ЛЭП; шин; силовых трансформаторов; синхронных компенсаторов; электродвигателей.

Таким образом, можно выделить основные виды релейной защиты оборудования, применяемые в различных системах электроснабжения:

- а) токовая защита – ненаправленная или направленная;
- б) защита минимального напряжения;
- в) газовая защита;
- г) дифференциальная защита;
- д) дистанционная защита;
- е) дифференциально-фазная (высокочастотная) защита.

При проектировании релейной защиты основными требованиями являются: быстродействие, избирательность (селективность), чувствительность, надежность и наличие устройств сигнализации.

Быстродействующей считается защита, обеспечивающая подачу командного импульса на отключение со временем не более 0,1 с момента возникновения нарушения. Быстродействующими являются первые ступени токовых отсечек, дистанционных защит, продольные и поперечные

дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты.

Избирательной считается защита, обеспечивающая отключение только поврежденного элемента энергосистемы. Необходимая избирательность достигается отстройкой от таких величин подводимых к защите параметров, при которых защита данного элемента не должна действовать.

Чувствительной считается защита, обеспечивающая надежное отключение защищаемого элемента при его повреждениях. Надежность отключения характеризуется коэффициентом чувствительности.

Надежной считается защита, обеспечивающая ее устойчивое функционирование в неодинаковых режимах. Различают аппаратную и эксплуатационную надежность. Аппаратная надежность характеризует качество защиты, обеспечивается простотой схем, а также безотказностью, ремонтпригодностью и долговечностью комплектующих элементов. Для сложных защит применяют устройства самоконтроля (функциональный контроль), обеспечивающие, в частности, вывод защиты из работы при ее повреждениях и контроль исправности выходных цепей. Эксплуатационная надежность характеризует устойчивость функционирования и обеспечивается точностью работы и помехозащищенностью, а также реализацией таких основных требований, как быстродействие, избирательность и чувствительность. Для повышения надежности применяют дублирование и резервирование основных защит.

Наличие устройств сигнализации позволяет судить о правильности работы защиты и автоматики и анализировать порядок протекания процессов при КЗ. Для этой цели применяют различные устройства регистрации аварийных событий.

## **12.2 Защита силового трансформатора на ПС Газохимическая**

В обмотках трансформаторов могут возникать КЗ между фазами, одной или двух фаз на землю, между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений. На вводах трансформаторов и

автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях могут также возникать КЗ между фазами и на землю. В эксплуатации могут происходить нарушения нормальных режимов работы трансформаторов, к которым относятся: прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов, перегрузка, выделение из масла горючих газов, понижение уровня масла, повышение его температуры.

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

– Защита от внутренних повреждений для трансформаторов менее 4МВА - максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.

– Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.

– Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.

– Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

– Защита от перегрузки с действием на сигнал. В ряде случаев, на ПС без обслуживающего персонала, защита от перегрузки выполняется с действием на разгрузку или на отключение.

На ПС Газохимическая 35/10 кВ установлены два трансформатора мощностью 10 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

#### 12.2.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{ном.N} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.N}}, \quad (132)$$

где  $S_{ном.тр}$  – номинальная мощность трансформатора на

ПС Газохимическая;

$U_{ном.N}$  – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 165 \text{ A},$$

$$I_{ном.НН} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577 \text{ A}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{ном.втор.N} = \frac{I_{ном.N} \cdot I_{н.ТТ.В}}{I_{н.ТТ.П}} = \frac{I_{ном.N}}{K_{ТР.ТТ.N}}, \quad (133)$$

где  $K_{ТР.ТТ.N} = I_{н.ТТ.П} / I_{н.ТТ.В}$  – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{н.ТТ.П}$  ,  $I_{н.ТТ.В}$  – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{ТР.ТТ.ВН} = 200 / 5 = 40$$

$$K_{ТР.ТТ.НН} = 600 / 5 = 120$$

$$I_{ном.втор.ВН} = \frac{165}{40} = 4,125 \text{ A}$$

$$I_{ном.втор.НН} = \frac{577}{120} = 4,8 \text{ A}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться

условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{TP.TTN} \geq 5$$

$$I_{ном.ВН} = 4,125 A, \text{ выбираем } 5A$$

$$I_{ном.НН} = 4,8 A, \text{ выбираем } 5A$$

### 12.2.2 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Продольная дифференциальная защита трансформатора используется в качестве основной защиты от внутренних повреждений и от повреждений на выводах. Должно быть обеспечено несрабатывание защиты при бросках тока намагничивания.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя: ДЗТ-1 (быстродействующая дифференциальная токовая отсечка) и ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением от сквозного тока и отстройкой от бросков тока намагничивания (БНТ))

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку (ДТО).

Дифференциальную защиту трансформатора необходимо отстраивать от максимального тока небаланса и от бросков тока намагничивания.

Отстройка от броска тока намагничивания обеспечивается с помощью торможения от блокировки по второй гармонике и блокировки по форме тока.

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 9. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

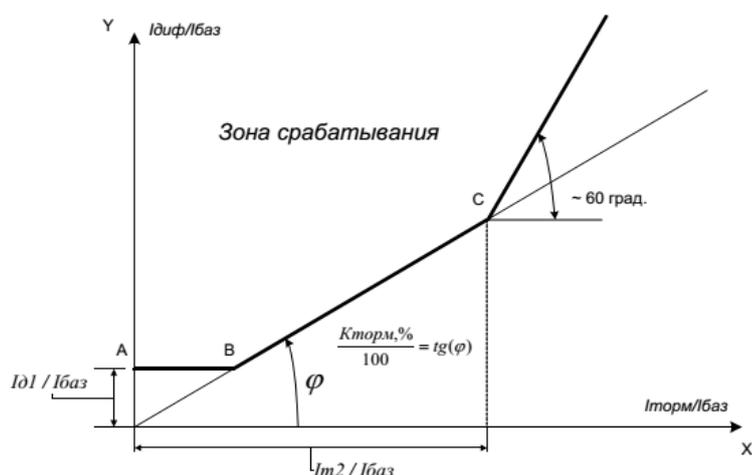


Рисунок 9– Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

$I_{д1}/I_{ном.ВН}$  – минимальный дифференциальный ток (отнесенный к  $I_{баз}$ ) срабатывания;

$K_{торм, \%}$  – коэффициент торможения второго участка характеристики;

$I_{т2}/I_{ном.ВН}$  – точка второго излома характеристики.

В качестве базисного тока в устройстве принято значение уставки  $I_{ном.ВН}$ .

Характеристика имеет три участка:

Участок 1 (отрезок А- В): точка В (точка первого излома характеристики) получается как пересечение уставки ДЗТ-2 –  $I_{д1}/I_{ном.ВН}$  с прямой, проходящей через начало координат и точку С. На данном участке дифференциальный ток, необходимый для отключения, постоянный.

Участок 2 (между точками В и С): точка С определяется двумя уставками наклоном прямой ДЗТ-2 –  $K_{торм, \%}$  и ДЗТ-2 –  $I_{т2}/I_{ном.ВН}$ .

Участок 3 (правее точки С): начало лежит в точке С, наклон участка постоянен и равен 60 градусам.

Значение  $I_{д1}/I_{ном.ВН}$  выбирается по условию отстройки от тока небаланса при протекании номинального тока трансформатора:

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (134)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1,2.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями трансформаторов тока

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (135)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^*, \quad (136)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^*, \quad (137)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^*, \quad (138)$$

где  $I'_{нб.расч}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока [23];

$k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно [23];

$k_{одн}$  – коэффициент однотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0 [23];

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,05[23];

$I'''_{нб.расч}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора [23];

$\Delta U$  – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I'''_{нб.расч}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты [23];

$f_{\text{выр}}$  – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты, принимается равным 0,03[23];

$I_{\text{расч}}^*$  – относительное значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при трехфазном КЗ [23].

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 9,95 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,24 = 0,59 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения  $K_{\text{торм}}$  должен обеспечивать несрабатывание ступени при сквозных токах, соответствующих второму участку тормозной характеристики. Такие токи возможны при действии устройств АВР трансформаторов, АПВ питающих линий.

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (139)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (140)$$

$$K_{\text{торм}} = 100 \cdot 1,2 \cdot 0,49 / 0,76 = 77\%$$

Вторая точка излома тормозной характеристики  $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_{\text{T}}/I_{\text{баз}}=1,3$ ). Желательно, чтобы во второй

участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную  $I_{T2}/I_{баз} = 1,5 - 2$ .

### 12.2.3 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) служит для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты.

Уставка ДТО отстраивается:

- от бросков тока намагничивания;
- от максимального тока небаланса при КЗ.

$$I_{дто} \geq 6$$

$$I_{дто} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч*}$$

где  $k_{отс} = 1,5$  – коэффициент отстройки;

$I_{нб.расч*}$  – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете  $I_{нб.расч*}$  коэффициент переходного режима рекомендуется принимать равным  $3 \div 4$ . Величина  $I_{расч*}$  принимается равной току (в относительных единицах), проходящему через защищаемую зону при расчетном трехфазном КЗ на стороне, где рассматривается повреждение. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетном ответвлении, соответствующем, как правило минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{нб.расч} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 9,95 = 2,65 \text{ о.е.}$$

$$I_{дто} = 1,25 \cdot 2,65 = 3,31 \text{ о.е.}$$

Выбираем  $I_{дто} = 3,5 \text{ о.е.}$

### 12.2.4 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен

быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{зап}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (141)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{зап}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [24] для городских сетей общего назначения:  $K_{зап}=2,5$ ;

$K_{в}$  – коэффициент возврата, который принимается равным 0,9 (для реле максимального тока);

$I_{раб.макс}$  – первичный максимальный рабочий ток в месте установки защиты.

Первая ступень используется в качестве токовой отсечки без пуска по напряжению и без органа направления мощности.

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 45 = 150 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{с.з} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 261 = 870 \text{ А}$$

Проверка коэффициента чувствительности производится при металлическом КЗ расчетного вида в расчетной точке в режиме, обуславливающим наименьшее значение этого тока, по выражению:

$$K_{\eta} = \frac{I_{кз.мин}}{I_{уст}}, \quad (142)$$

где  $I_{\text{кз,мин}}$  – минимальное значение тока в месте установки защиты, при расчетном виде КЗ;

$I_{\text{уст}}$  – принятое значение тока срабатывания.

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

Согласно ПУЭ значение коэффициента чувствительности должно быть не менее 1,5 для МТЗ, установленной на стороне НН трансформатора, и не менее 1,2 для МТЗ, установленной на стороне ВН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,044 \cdot 10^3}{171} = 2,4, > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{1,032 \cdot 10^3}{598} = 1,98 > 1,5$$

Защита трансформатора приведена на 7 листе графической части выпускной квалификационной работы.

#### 12.2.5 Газовая защита

Газовая защита трансформаторов имеет абсолютную селективность и срабатывает только при повреждениях внутри бака защищаемого объекта. Защита реагирует на повреждения, сопровождающиеся выделением газа, выбросом масла из бака в расширитель или аварийным понижением уровня масла. Газовая защита – одна из немногих, после которых не допускается действие АПВ, так как в большинстве случаев отключаемые ей повреждения оказываются устойчивыми.

В рассечку трубопровода, соединяющего бак и расширитель, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный кран, предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов, и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении

потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйным элементами, разомкнуты.

При внутреннем повреждении в баке защищаемого аппарата – горение электрической дуги или перегрев внутренних элементов – трансформаторное масло разлагается с выделением горючего газа, содержащего до 70% водорода. Выделяющийся газ стремится вверх к крышке бака и, так как трансформатор устанавливается с наклоном  $(1\div 2)\%$  в сторону расширителя, движется в расширитель. Проходя через газовое реле, газ вытесняет из него масло. При незначительном выделении газа или снижении уровня масла в расширителе до уровня верхнего поплавкового элемента, он срабатывает и замыкаются контакты, действующие на сигнал (первая ступень газовой защиты). При значительном выделении газа срабатывает нижний поплавковый элемент и замыкаются контакты, действующие на отключение (вторая ступень газовой защиты). При интенсивном движении потока масла из бака в расширитель срабатывает струйный элемент, действующий на отключение, аналогично второй ступени газовой защиты.

Результаты выбора защиты трансформатора на ПС Газохимическая приведена на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

### **12.3 Автоматика на ПС Газохимическая**

Электроавтоматика включает в себя устройства автоматического повторного включения, автоматического ввода резервного питания, автоматики регулирования напряжения трансформаторов, автоматической частотной разгрузки и другой делительной автоматики.

#### **12.3.1 Автоматическое повторное включение**

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [23].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят

неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

Линия, на которой произошло неустойчивое повреждение, при повторном включении остается в работе. Повторные включения при неустойчивых повреждениях принято называть успешными.

Реже на линиях возникают такие повреждения, как обрывы проводов, тросов или гирлянд изоляторов, падение или поломка опор и т. д. Такие повреждения не могут самоустраниться, и поэтому их называют устойчивыми. При повторном включении линии, на которой произошло устойчивое повреждение с коротким замыканием, линия вновь отключается защитой. Повторные включения линий при устойчивых повреждениях называют неуспешными.

Повторное неавтоматическое включение линий на подстанциях с постоянным оперативным персоналом или на телеуправляемых объектах занимает несколько минут, а на подстанциях не телемеханизированных и без постоянного оперативного персонала –  $(0,5 \div 1)$  час и более. Для ускорения повторного включения линий и уменьшения времени перерыва электроснабжения потребителей широко используются специальные устройства автоматического повторного включения. Время действия АПВ обычно не превышает нескольких секунд. Поэтому, при успешном включении они быстро подают напряжение потребителям, чего не может обеспечить оперативный персонал.

Согласно[23] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

Наиболее эффективно применение АПВ на линиях с односторонним питанием, так как в этих случаях каждое успешное действие АПВ восстанавливает питание потребителей и предотвращает аварию.

Схемы АПВ, применяемые на линиях и другом оборудовании, должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схемы АПВ должны приходить в действие при аварийном отключении выключателя (или выключателей), находившегося в работе. В некоторых случаях схемы АПВ должны отвечать дополнительным требованиям, при выполнении которых разрешается пуск АПВ, например, при наличии или при отсутствии напряжения, при наличии синхронизма и т. д.

2) Схемы АПВ не должны приходить в действие при оперативном отключении выключателя персоналом, а также в случаях, когда выключатель отключается релейной защитой сразу же после его включения персоналом, т. е. при включении выключателя на КЗ, поскольку повреждения в таких случаях обычно бывают устойчивыми.

3) Схемы АПВ должны обеспечивать определенное количество повторных включений, т. е. действие с заданной кратностью. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия.

4) Время действия АПВ должно быть минимально возможным для того чтобы обеспечить быструю подачу напряжения потребителям и восстановить нормальный режим работы. Наименьшая выдержка времени, с которой производится АПВ на линиях с односторонним питанием, принимается 0,3–0,5 с.

5) Схемы АПВ должны автоматически обеспечивать готовность выключателя, на который действует АПВ, к новому действию после его включения.

Реализовать функцию АПВ питающих линий позволяет выбранное устройство защиты «Сириус-21-Л».

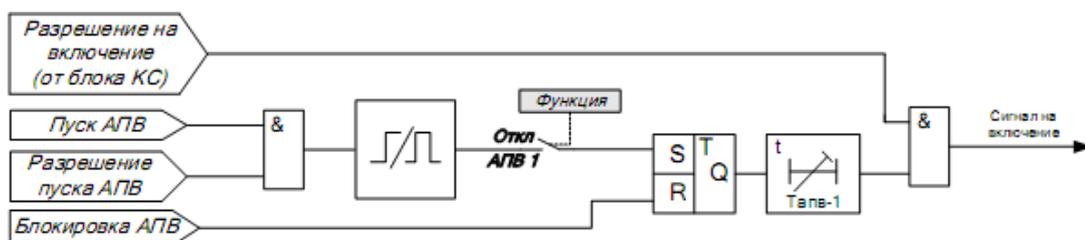


Рисунок 10 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

Для параллельных линий с односторонним питанием примем на питающем конце однократное АПВ без контроля по напряжению, на приемном конце – однократное АПВ с контролем наличия напряжения на линии для того, чтобы избежать суммарно двойного включения выключателей на устойчивое КЗ внутри питающей линии.

### 12.3.2 Автоматическое включение резерва

Схемы ПС и распределительной сети должны обеспечивать надежность электроснабжения потребителей. Высокую степень надежности обеспечивают принятые схемы питания с двумя трансформаторами, работающими на разные секции шин, с применением АВР на секционном выключателе.

При наличии АВР время перерыва питания потребителей в большинстве случаев определяется лишь временем включения секционного выключателя и составляет  $(0,3 \div 0,8)$ с.

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Схема АВР должна приходить в действие в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей по любой причине, в том числе при аварийном, ошибочном или самопроизвольном отключении выключателей рабочего источника питания, а также при исчезновении напряжения на шинах, от которых осуществляется питание рабочего источника.

2) Для того, чтобы уменьшить длительность перерыва питания потребителей, включение резервного источника питания должно производиться возможно быстрее, сразу же после отключения рабочего источника.

3) Действие АВР должно быть однократным для того, чтобы не допускать нескольких включений резервного источника на не устранившееся КЗ.

4) Схема АВР не должна приходить в действие до отключения выключателя рабочего источника для того, чтобы избежать включения резервного источника на КЗ в не отключившемся рабочем источнике.

5) Для того, чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается

включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

б) Для ускорения отключения резервного источника питания при его включении на не устранившееся КЗ должно предусматриваться ускорение действия защиты резервного источника после АВР.

Рассмотрим принципы использования АВР на примере схемы ПС, приведенной на рисунке 11.

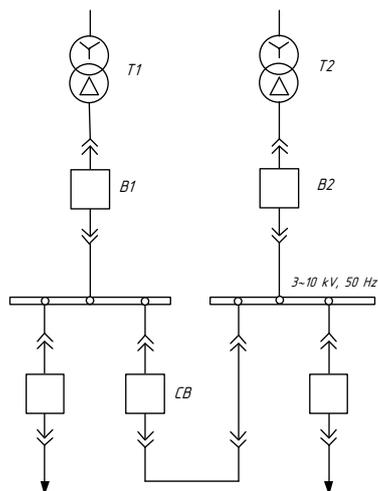


Рисунок 11 – Фрагмент схемы ПС Газохимическая

Трансформаторы T1 и T2 включены на разные секции шин. Секционный выключатель СВ нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель СВ, подключая нагрузку секции, потерявшей питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Принятые к установке трансформаторы имеют мощность, достаточную для питания всей нагрузки ПС.

Функцию АВР секционного выключателя 10 кВ реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-В».

Функцию АВР секционных выключателей 0,4 кВ в РУ НН ТП распределительной сети реализуем на устройстве защиты «Сириус-2-0,4-ВВ».

### 13 СИГНАЛИЗАЦИЯ НА ПС ГАЗОХИМИЧЕСКАЯ

Кроме своего основного назначения – автоматического отключения поврежденного участка от остальной неповрежденной сети, релейная защита служит так же для сигнализации (подачи предупредительных сигналов) обслуживающему персоналу нарушений нормального режима работы оборудования или неисправностей, которые в дальнейшем могут привести к аварии.

На подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов, положения РПН;
- сигнализация действия отдельных устройств релейной защиты и автоматики;
- аварийная сигнализация – об аварийных отключениях коммутационных аппаратов;
- предупредительная сигнализация – о наступлении ненормального режима или ненормального состояния отдельных элементов электроустановки.

Цепи индивидуальных аварийных и предупредительных сигналов отдельных элементов ПС собираются в общую схему сигнализации объекта. Общая для всех элементов объекта схема сигнализации, собранная на панели (в релейном шкафу), воспринимающая и фиксирующая сигналы от отдельных элементов, формирующая аварийный и предупредительный сигналы для обслуживающего персонала, называется центральной сигнализацией.

При аварийном отключении выключателей присоединений без выдержки времени срабатывает аварийная звуковая сигнализация.

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

Сигнализация отключенного, включенного и аварийно отключенного состояния коммутационных аппаратов выполняется при помощи сигнальных

ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется миганием лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

Сигнализация срабатывания отдельных ступеней защиты и функций автоматики микропроцессорных устройств РЗ осуществляется светодиодными индикаторами.

Центральная сигнализация ПС должна обеспечивать:

- постоянную готовность сигнализации к работе;
- автоматический контроль наличия оперативного тока;
- ручной контроль ее исправности;
- выдачу аварийного звукового сигнала без выдержки времени;
- выдачу предупредительного сигнала с выдержкой времени;
- фиксацию факта срабатывания сигнализации;
- ручной или автоматический съем звукового сигнала;
- возможность определения источника поступившего сигнала;
- повторность действия при последовательном поступлении нескольких сигналов;
- одновременный прием сразу нескольких сигналов;
- возможность передачи сигналов по каналам телемеханики.

Центральную сигнализацию ПС позволяет реализовать микропроцессорное устройство «Сириус-ЦС-220-RS».

## 14 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ТЕЛЕМЕХАНИЗАЦИЯ ПС ГАЗОХИМИЧЕСКАЯ

Телемеханизация объекта энергетики является необходимым условием выполнения требований к информационному обмену телеинформацией с автоматизированной системой Системного оператора ОАО «СО ЕЭС». Кроме того, целью создания системы телемеханики являются:

- автоматизированный контроль и управление, сбор и передача технологической информации по состоянию оборудования главной схемы ПС в вышестоящий диспетчерский центр, предоставление информации инженерному персоналу участка распределительных сетей;
- повышение точности и достоверности технологической информации, что обеспечит надежность и эффективность управления;
- повышение точности замещающих данных коммерческого учета электроэнергии;
- создание основы построения комплексной автоматизированной системы технологического управления.

По принципу общности выполняемых функций все прикладные задачи СТМ объединяются в следующие подсистемы:

- подсистему служб администрирования и вспомогательных служб;
- подсистему сбора и обработки данных;
- подсистему ведения точного времени для компонентов СТМ;
- подсистему дополнительных источников данных;
- подсистему представления данных пользователю;
- подсистему контроля электрического режима.

На уровне представления информации располагаются клиентские приложения, служащие для доступа к информации системы, ее визуализации. Доступ осуществляется как с использованием клиентского программного обеспечения (далее – ПО), так и с использованием локальной сети.

На уровне базы данных реального времени (далее – БДРВ) в темпе реального времени, ведется:

- сбор данных и управление измерительными устройствами;
- обработка собранных параметров;
- контроль и управление режимами работы;
- выполнение необходимых дорасчетов и аналитических задач;
- ведение архивов параметров и событий;
- учет энергии;
- автоматизированный обмен с субъектом ОРЭМ данными реального времени.

Для повышения надежности на данном уровне используется горячее резервирование серверов и предоставляемых сервисов.

На уровне объектных систем измерения и сигнализации осуществляется измерение и сбор данных о параметрах электрического режима, состоянии оборудования, регистрация событий, выполнение локальных алгоритмов управления. В качестве объектовых измерительных систем выступают многофункциональные измерительные приборы и контроллеры сбора ТС. Измерительная информация и сигналы положений коммутационных аппаратов консолидируются на коммуникационном сервере телемеханики ЦППС. ЦППС осуществляет разделение сетей уровня объектных систем от сетей верхнего уровня и централизованный обмен данными с потребителями информации.

СТМ предполагает круглосуточный непрерывный режим функционирования. Возможность этого реализуется применением специализированного оборудования, рассчитанного на непрерывный режим функционирования – измерительных приборов, коммуникационного оборудования, коммуникационных серверов телемеханики ЦППС специализированного исполнения. Для обеспечения возможности технического обслуживания и повышения надежности предусмотрено резервирование наиболее ответственных компонентов СТМ – сервера баз данных технической информации, сервера базы данных реального времени.

Для обеспечения работоспособности комплекса в случае перебоев электроснабжения предусматривается питание оборудования от источников бесперебойного питания (далее – ИБП) мощностью, достаточной для работы оборудования в течение времени ввода резерва энергопитания. Минимальное время автономной работы – 1 час. Если резерв энергопитания не включился, то по истечению данного времени комплекс обеспечивает корректную остановку и замораживание системы. При возобновлении энергопитания комплекс обеспечивает полный автоматический запуск системы.

Бесперебойная работа СТМ обеспечивается также постоянным мониторингом состояния технических и программных средств, каналов связи, измерительных систем. При обнаружении неисправности происходит оповещение персонала о возникших нарушениях, при возникновении неисправности серверов БДРВ происходит автоматическое переключение на резервный комплекс.

Бесперебойный доступ к ресурсам системы достигается наличием на локальных носителях рабочих станций оперативного персонала копии минимально необходимых ресурсов.

Измерительные преобразователи АЕТ-411 выполняют функции сбора, обработки данных измерения, вычисления расчетных параметров, присвоения им метки времени и передачи по запросу в формате открытого протокола.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС не реже чем 1 раз в десять минут.

Сбор данных о положениях коммутационных аппаратов в режиме реального времени производится на уровне контроллера сбора дискретной информации D20S. В контроллере производится присвоение сигналам меток времени и статусных признаков.

Внутренние таймеры контроллеров синхронизируются от ЦППС при очередном обращении к данным о положениях коммутационных аппаратов.

Измерение и сбор данных о приеме и передаче активной и реактивной электроэнергии выполняется циклически. Данные интегрируются за интервалы 3, 15, 30 минут и сохраняются в базе данных РСДУ-2.

Данные передаются по цифровым каналам с резервированием по разным трассам.

Для установки оборудования верхнего, среднего и части оборудования нижнего уровня СТМ предусмотрены шкафы (шкаф серверный, шкаф ЦППС, шкаф ТС и т.д.), оборудованные системами климат-контроля, необходимыми для обеспечения требуемого температурного режима внутри шкафа.

## 15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 15.1 Безопасность

#### 15.1.1 Техника безопасности при строительстве ВЛ

При производстве всего комплекса строительно-монтажных работ должно быть обеспечено выполнение мероприятий по организации безопасной работы с применением механизмов, грузоподъемных машин, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными правовыми актами.

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ. Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

При монтаже проводов под действующей ВЛ, находящейся под напряжением, необходимо выполнить мероприятия по предупреждению подхлестывания проводов. Когда требования СНиП 12-04-2002 в части расстояния от находящихся под напряжением проводов до работающих механизмов выполнить не удастся, на время сборки и установки опор и монтажа проводов необходимо отключать и заземлять находящиеся вблизи действующие линии электропередачи.

Работы вблизи действующей ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в стесненных условиях проводить при наличии наряда – допуска, после проведения целевого инструктажа о мерах безопасного ведения работы.

#### 15.1.2 Техника безопасности и охрана труда на ПС Газохимическая

Подстанция обслуживается оперативно-ремонтным персоналом, к которому относятся лица в возрасте не моложе 18 лет, имеющие квалификационную группу не ниже IV, имеющие практические навыки введения

работ и прошедшие инструктаж по технике безопасности. Все работы на подстанции выполняются по наряду, в количестве двух человек. В отдельных видах работ, по распоряжению, в порядке текущей эксплуатации должен выдаваться перечень выполняемых работ. В целях предупреждения электротравматизма необходимы следующие мероприятия:

- периодический инструктаж и проверка знаний лиц, обслуживающих электроустановки;
- проверка защитных заземлений и периодические проверки заземляющей сети;
- периодический контроль за техническим состоянием электроустановок и электрооборудования и устранение дефектов;
- применение индивидуальных средств защиты;
- применение безопасных напряжений 12-36 В в цепях управления и переносного освещения;
- надлежащее состояние технической документации.

Все работы на действующих электроустановках должны производиться с обязательным выполнением организационных и технических мероприятий.

К организационным мероприятиям относится:

- оформление работ нарядами или распоряжением;
- допуск к работе;
- надзор во время работы.
- оформление перерыва в работе, перевод на другое место работы, окончание работы.

К техническим мероприятиям относится:

- производство необходимых отключений и принятие мер, против ошибочного и самопроизвольного включения.
- вывешивание плакатов «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТА НА ЛИНИИ».
- проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях.
- наложение заземления.

-развешивание плакатов и установка ограждений.

Допуск на подстанцию для производства работ разрешается только закрепленному распоряжением по участку оперативно-ремонтному персоналу. Разрешается так же допуск на подстанцию инженерно-техническому персоналу данного участка, для осмотра оборудования, проверки его работы, имеющие группу допуска V и утвержденные распоряжением главного инженера.

Согласно норм комплектования защитными средствами для электроустановок, подстанция укомплектована средствами защиты, представленными в таблице 24.

Таблица 24 - Защитные средства [13]

Наименование средств защиты	Количество
1	2
Изолирующая штанга 35 кВ	2 шт.
Изолирующая штанга 10 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 35 кВ	2 шт.
Указатель напряжения 10 кВ	2 шт.
Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги)	1 шт. на каждый класс напряжения (при наличии соответствующих предохранителей)
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	Не менее 2 на каждый класс напряжения
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	15 шт.
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные щитки или очки	2 шт.

Нормы комплектования являются минимальными. Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в специально отводимых местах. В местах хранения должны иметься перечни средств защиты.

### 15.2 Экологичность

В соответствии с санитарными правилами «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» (СанПиН №2.2.1/2.1.1.1200-03 и «Санитарными нормами защиты населения от воздействия электрического поля» (СанПИН № 2971-84, 28.02.84, МЗ СССР) защита населения от воздействия электрического поля, создаваемого

воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты напряжением 6 кВ и 0,38 кВ не требуется.

В данном разделе необходимо рассмотреть такие вопросы как влияние шума от трансформаторов, а также расчет маслоприемника на ПС Газохимическая.

#### 15.2.1 Расчет шума создаваемого от трансформаторов

Влияние шума на здоровье человека может быть различным – от простого раздражения до серьезных патологических заболеваний всех внутренних органов и систем. Прежде всего, страдает слух человека. Повышенный шумовой раздражитель также негативно влияет на нервную систему человека, сердечно-сосудистую систему, вызывает сильное раздражение. Повышенный шум может стать причиной бессонницы, быстрого утомления, агрессивности, влиять на репродуктивную функцию и способствовать серьезному расстройству психики. Зафиксированы функциональные изменения организма под влиянием шума: повышение кровяного давления, нарушение функции щитовидной железы и коры надпочечников, изменение активности мозга и центральной нервной системы.

Шум трансформаторов вызывается вибрацией активной части, а также вентиляторами системы охлаждения. Существенное влияние на шум трансформатора оказывают резонансные явления, возникающие в его отдельных элементах.

Вибрация активной части трансформатора обусловлена магнитострикционными и электромагнитными силами в магнитной системе и динамическими силами в обмотках. В трансформаторах преобладает магнитострикционная составляющая вибрации.

Проявление магнитных сил наиболее выражено в стыковых соединениях. В шихтованных магнитных системах магнитный поток вынужден перетекать из листа в лист в воздушном зазоре, образующемся за счет неплотной стыковки листов стали. При этом возникают поперечные силы, приводящие к изгибным колебаниям листов. Поскольку листы стали на участках, соседствующих с

зазорами, перенасыщаются, здесь увеличиваются также и магнитоstrictionные силы.

Одним из источников шума трансформаторов является обмотка, проводники которой вибрируют под действием сил взаимного притяжения при протекании в них переменного тока в режиме нагрузки. Генерирующими звук поверхностями в данном случае являются торцевые части обмоток, прессующие кольца, ярмовые балки, детали крепления.

Уровни звуковой мощности трансформаторов пропорциональны их массогабаритным параметрам и класса напряжению.

На ПС Газохимическая в ОРУ установлено два трансформатора типа ТДН 10000/110, для них заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и масла. Типовая мощность трансформатора – 10 МВА. Класс напряжения - 35 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

Для оценки шумового воздействия трансформаторной подстанции необходимо произвести расчет уровня звукового давления на территории, прилегающей к жилым застройкам.

Допустимый уровень шума на территории, прилегающей к жилой застройке, согласно СНиП 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» составляет:

$$DU_{LA} = 55 \text{ дБА с } 7^{00} - 23^{00} \text{ часов;}$$

$$DU_{LA} = 45 \text{ дБА с } 23^{00} - 7^{00} \text{ часов.}$$

Корректированный уровень звуковой мощности трансформатора мощностью 10 МВА составляет  $L_{TP} = 83$  дБА. Данное значение взято для времени суток ( $23^{00} - 7^{00}$ ), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный корректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,183} = 86 \text{ дБА} ; \quad (143)$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = \Delta Y_{LA} + 10 \cdot \lg \left( \frac{S}{S_0} \right), \quad (144)$$

где  $S_0 = 1 \text{ м}^2$ .

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2. \quad (145)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - \Delta Y_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (146)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{86-45}{10}}}{6,28}} = 45 \text{ м.}$$

Приблизительный план рассматриваемой территории изображен на рисунке 12:

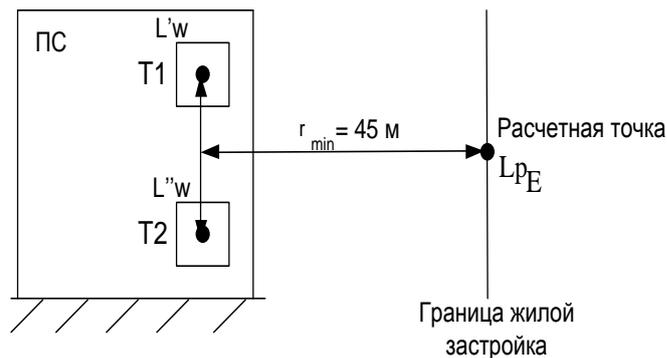


Рисунок 12 - Приблизительный план рассматриваемой территории

Минимальное расстояние от ПС Газохимическая до границы жилой застройки составляет 45 м, а ПС Газохимическая находится на расстоянии 700 м от жилой застройки. Следовательно, защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

15.2.3 Расчёт маслоприёмников под трансформаторы ПС Газохимическая. Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы при аварии и ремонтных работ обусловленное выливанием трансформаторного масла.

Для того чтобы свести к минимуму риск попадания масла в окружающую среду, предусматривается сооружение маслоприёмников для трансформаторов.

На подстанции ПС Газохимическая в ОРУ предусматривается установка двух трансформаторов марки ТДН-10000/35 с размерами (м) 3,85×2,1×3,33 и массой масла 2,25 т.

Согласно ПУЭ габариты маслоприемника должны выступать за габариты единичного электрического оборудования (рисунок 1) не менее чем на 1 м при массе масла более 2 до 10 т. Тогда габариты маслоприемника равны:

$$B=2,1+2\cdot 1=4,1 \text{ м.}$$

$$Г=3,33+2\cdot 1=5,33 \text{ м.}$$

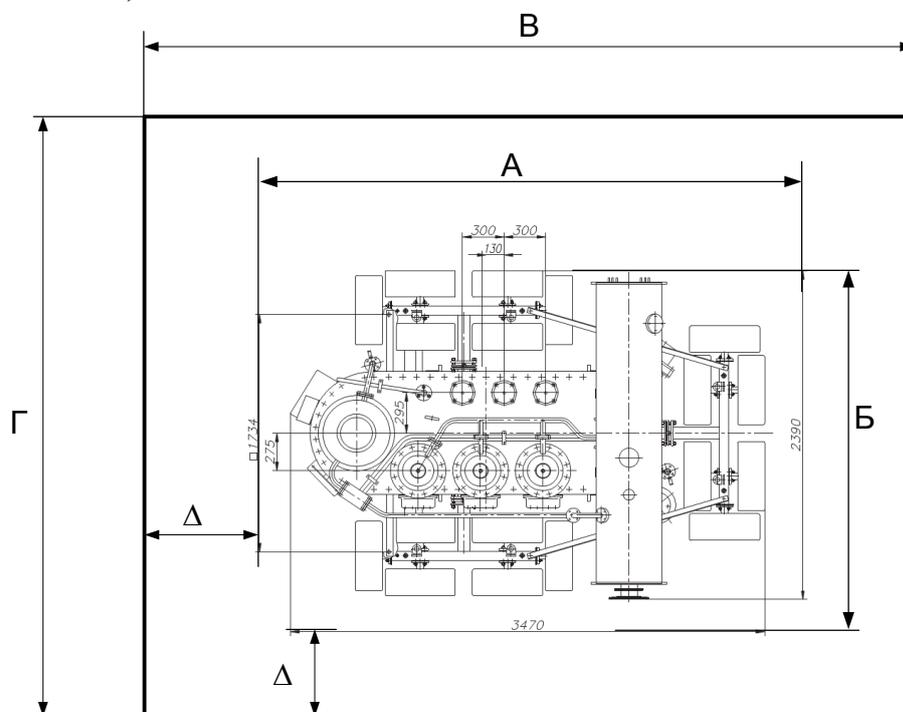


Рисунок 13 – Габаритные размеры трансформатора и маслоприемника

Площадь маслоприемника

$$S_{МП} = B \cdot \Gamma = 4,1 \cdot 5,33 = 21,9 \text{ м}^2$$

Объём трансформаторного масла:

$$V_{ТМ} = \frac{M_{ТР.М}}{\rho} = \frac{2250}{850} = 2,65 \text{ м}^3, \quad (147)$$

где  $\rho$  - плотность трансформаторного масла  $\rho = 850 \text{ кг/ м}^3$

Глубина маслоприемника для приема 100 % масла, содержащегося в трансформаторе, определяется по формуле:

$$h_{ТМ} = V_{ТМ}/S_{МП} = 2,65/21,9 = 0,12 \text{ м} \quad (148)$$

Объем воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$V_{Вод} = k \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \quad (149)$$

где  $k = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$  – интенсивность пожаротушения, нормируемая в ПУЭ;

$t = 30 \text{ мин} = 1800 \text{ сек}$  – нормативное время пожаротушения;

$S_{БПТ}$  – площадь боковых поверхностей трансформатора, определяемая по формуле:

$$S_{БПТ} = 2 \cdot (A + B) \cdot H = 2 \cdot (2,1 + 3,33) \cdot 3,85 = 41,8 \text{ м}^2 \quad (150)$$

Тогда:

$$V_{Вод} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (21,9 + 41,8) = 2293 \text{ л} = 2,3 \text{ м}^3 \quad (151)$$

Глубина маслоприемника для приема 80% воды, необходимой для тушения пожара определяется по формуле:

$$h_{Вод} = 0,8 \cdot V_{Вод}/S_{МП} = 0,8 \cdot 2,3 / 21,9 = 0,084 \text{ м} \quad (152)$$

Глубина маслоприемника с учетом толщины слоя гравия, равной 0,25 м и воздушного зазора 0,05 м определяется по формуле:

$$h_{МП} = h_{ТМ} + h_{Вод} + 0,3 = 0,12 + 0,084 + 0,3 = 0,504 \text{ м} \quad (153)$$

Приведем рисунок, наглядно показывающий основные размеры маслоприемника:

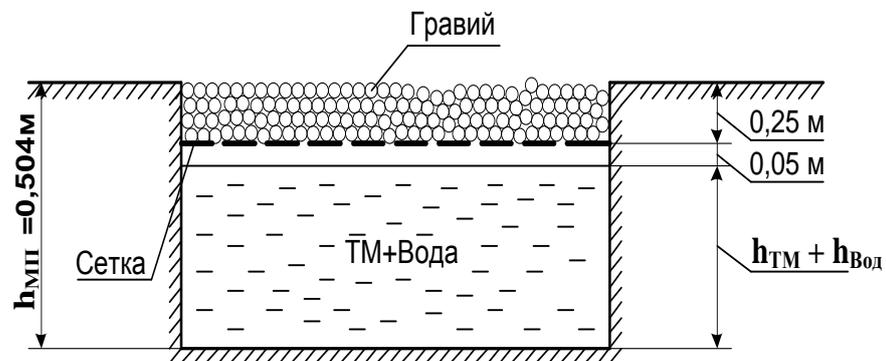


Рисунок 14 - Маслоприемник без отвода масла

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб.

Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства.

Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования.

Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению

источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

### **15.3 Чрезвычайные ситуации**

#### 15.3.1 Возможные чрезвычайные ситуации на ПС Газохимическая.

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

### 15.3.2 Тушение возгорания.

Пожары на подстанциях могут возникать на трансформаторах, масляных выключателях и в кабельном хозяйстве.

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла. Пожары, где установлены трансформаторы, могут распространяться в помещение распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [13].

Необходимость тушения пожара электроустановок, находящихся под напряжением, определяется следующими основными требованиями:

- невозможность отключения собственных нужд подстанции, питающих ответственные приемники: устройства системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики.
- обеспечение надежного функционирования электроэнергетического производства для сохранения энергоснабжения ответственных потребителей;
- необходимость быстрой ликвидации пожара для предотвращения его распространения на другое оборудование и сооружения предприятия, сокращения времени воздействия высоких температур на несущие конструкции с возможностью их разрушения;

– исключения длительного времени по отключению и снятию напряжения с оборудования энергопредприятия, что может привести к более тяжелым последствиям для технологически связанных производств и режима работы энергосистемы ЕЭС России.

Для дежурного персонала объекта разрабатывают оперативные карточки для каждого отсека кабельных помещений, трансформатора, которые утверждает главный инженер. В оперативных карточках указывают порядок вызова, встречи и обеспечения безопасной работы пожарных подразделений по тушению, операции по отключению и снятию напряжения с агрегатов и установок по включению стационарных систем тушения и другие вопросы по обеспечению тушения пожара.

Особенно подробно необходимо разрабатывать порядок действий дежурного персонала энергообъекта и подразделений пожарной охраны при тушении пожаров на энергоустановках без снятия напряжения. Эти действия включают в оперативные карточки дежурному персоналу и в планы тушения пожаров. В графической части планов обязательно указывают соответствующими знаками места подключения гибких заземлителей к заземленным конструкциям, а также боевые позиции пожарных с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок.

На каждом энергопредприятии хранят необходимое количество диэлектрической обуви, перчаток и заземляющих устройств. Определяют порядок их выдачи прибывающим пожарным подразделениям и оказание помощи по заземлению пожарной техники и проверки надежности заземления. Заземление ручных стволов и пожарной техники с помощью гибких медных оголенных проводов сечением не менее  $25 \text{ мм}^2$  в электроустановках напряжением выше  $1000 \text{ В}$  и не менее  $16 \text{ мм}^2$  ниже  $1000 \text{ В}$ , снабженных

струбцинами для подключения к оборудованию и обозначенным местам заземления.

Дежурный персонал (начальник станции, диспетчер или дежурный подстанции, предприятия энергосети) при пожаре немедленно сообщает в пожарную охрану, руководству энергообъекта и диспетчеру энергосистемы. Старший по смене определяет место пожара, возможные пути его распространения, а также угрозу электрооборудованию, установкам и конструкциям здания, находящимся в зоне пожара. Он проверяет включение автоматических установок пожаротушения, производит действия по аварийному режиму, своими силами приступает к тушению пожара, выделяет представителя для встречи пожарных подразделений и до их прибытия руководит тушением пожара.

При этом необходимо принять меры, предотвращающие растекание масла и распространение возгорания через кабельные каналы, а также меры, ограничивающие воздействие высокой температуры на рядом расположенное оборудование и конструкции.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ( $d_{\text{сн}} = 11,5$  мм) РС-50 ( $d_{\text{сн}} = 13$  мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком). На рисунке 15 представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара.

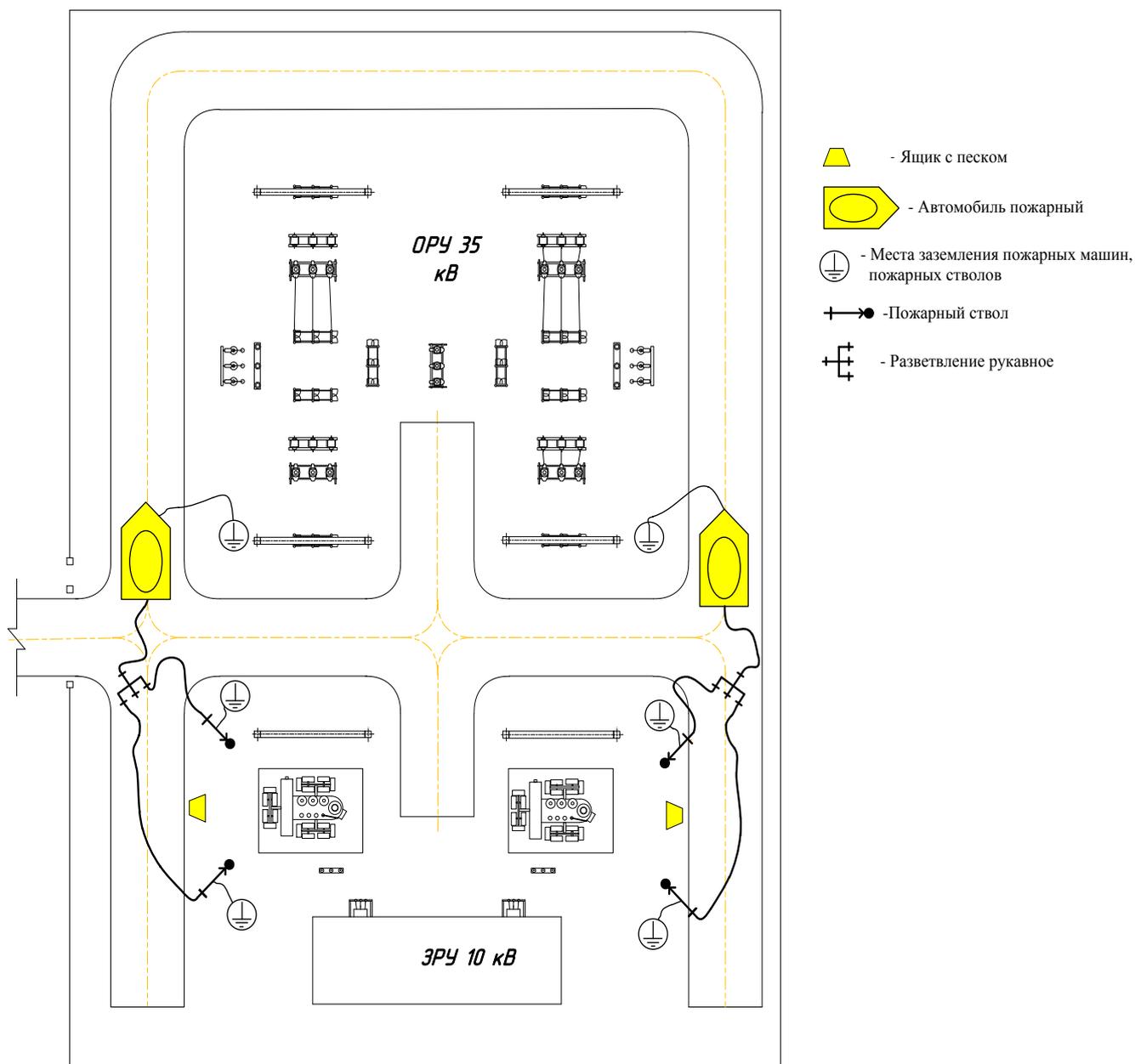


Рисунок 15 – Принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара трансформаторов

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается. Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 25 [15].

Таблица 25 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 70 с расходом 7,4 л/с	8,0	12,0	16,0	20,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см. Сильно загрязненная и морская вода, по сравнению с водопроводной, имеет меньшее сопротивление, поэтому применять ее для тушения электроустановок под напряжением запрещается.

Тушение небольших пожаров и загораний на электроустановках под напряжением можно осуществлять с помощью ручных и передвижных огнетушителей согласно таблице 26.

Таблица 26– Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Тип персональных огнетушителей
до 0,4	не менее 1 м	хладоновые
до 1,0	не менее 1 м	порошковые
до 10,0	не менее 1 м	углекислотные

Тушение пожаров на электроустановках должно осуществляться с соблюдением обязательных условий:

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;
- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрорезиновых средств;
- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;
- применения для тушения только тех ручных пожарных стволов, какие указаны в таблице 26;
- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

### 15.3.3 Противопожарная профилактика.

Уровень пожарной безопасности на ПС контролируется пожарнотехнической комиссией (ПТК) предприятия ПМЭС в соответствии с годовым планом работы. По результатам работы ПТК разрабатываются мероприятия по совершенствованию пожарной безопасности на ПС.

Противопожарная безопасность электрооборудования обеспечивается при его исправном состоянии и соблюдении допустимых режимов работы. Устройства молниезащиты и заземления должны соответствовать ПУЭ и Нормам испытания оборудования.

Дороги и проезды должны находиться в исправном состоянии, очищены от снега для беспрепятственного проезда пожарной техники в любое время года.

Маслоприемные устройства трансформаторов должны быть в исправном состоянии.

Гравий необходимо промывать не реже 1 раза в год, а в твердых отложениях от масла заменять. Маслоприемные емкости необходимо проверять и опорожнять после обильных дождей, таяния снега, опробования систем пожаротушения и тушения возгорания.

Места прохода труб и кабелей через перегородки помещений или в полу, а также вводы в шкафы должны быть уплотнены негорячими материалами, обеспечивающими теплоотдачу при прохождении по ним рабочих токов.

На территории ПС необходимо регулярно скашивать и вывозить траву.

В зданиях ОПУ, мастерской при входе (внутри) должны быть вывешены планы эвакуации людей при возгорании и таблички с ФИО и должностью лиц, ответственных за пожарную безопасность.

Местонахождение первичных средств пожаротушения должно указываться знаками по ГОСТ на видных местах, а состав их должен соответствовать требованиям ПБ для данного помещения.

Переносные огнетушители должны быть пронумерованы и опломбированы и размещаться на высоте не более 1,5 м до нижнего торца огнетушителя. Огнетушители всех типов с наступлением морозов должны переноситься в теплое помещение с установкой знаков с указанием нового местонахождения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается хранить при температуре не ниже  $-20^{\circ}\text{C}$ .

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе разработана система внешнего электроснабжения Метанолового завода в Сквородинском районе.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика Метанолового завода;
- рассчитаны нагрузки Метанолового завода;
- разработаны два варианта схемы внешнего электроснабжения Метанолового завода;
- выбран оптимальный вариант и схема подключения к электрической сети Метанолового завода;
- выполнено проектирование ПС Газохимическая;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.
- произведен расчет молниезащиты вводимой ПС Газохимическая с расстановкой молниеотводов;
- произведен расчёт надежности ПС Газохимическая;
- произведен выбор защит на ПС Газохимическая;
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при проектировании ПС Газохимическая.

Таким образом, разработан вариант электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителя – Метанолового завода.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок / Ю. Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов.– М.: Выш. шк., 2004.–186с.
2. ГОСТ 12.2.024-87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля.
3. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
4. Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. –57 с.
5. Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2011 -368 с.
6. Наумов И.В. « Электроснабжение» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.
7. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
8. Мясоедов Ю. В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с.
9. Савина. Н.В., Проценко. П.П., «Техника высоких напряжений». Благовещенск 2015.- 105 с.
10. Савина Н.В. «Электроснабжение промышленных предприятий » [Электронный ресурс]: метод. указания к курс. проектированию / Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 81 с.
11. Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.

12. Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.

13. РД 153-34.0-49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.

14. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.

15. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.

16. СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий

17. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.

18. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.

19. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.