

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

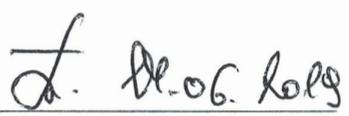
  
Н.В. Савина  
« 17 » 06 2019 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы электроснабжения компрессорной станции  
КС-7 газопровода «Сила Сибири» и прилегающей инфраструктуры  
Магдагачинского района Амурской области

Исполнитель  
студент группы 542-064  14.06.19 В.М. Жукова  
подпись, дата

Руководитель  
профессор  17.06.2019 Н.В. Савина  
подпись, дата

Консультант по  
безопасности и  
экологичности  
доцент, канд.техн.наук  16.06.2019 А.Б. Булгаков  
подпись, дата

Нормоконтроль  
ст. преподаватель  17.06.2019 Н.С. Бодруг  
подпись, дата

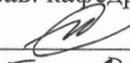
Благовещенск 2019

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  
« 05 » 04 2019 г.

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Мухомовой Виктории  
Михайловны

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Проектирование системы электроснабжения компрессорной станции  
КС-7 изопреда «Сила Сибири» и прилегающей инфраструктуры  
Магдаличинского района Амурской области

(утверждено приказом от 04.04.19 № 759/ч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 4.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы по  
предпроектной практике, нормативно-справочная литература

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Описание работы размещения компрессорной станции КС-7, пар-ка ОП КС-7, проект  
электроснабжения, разработка внешнего электроснабжения, проектирование ПР, питающей КС-7

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) чертежи - 6 шт,  
таблицы - 40, рисунков - 13 шт

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности

А.Б. Бурмаков  
7. Дата выдачи задания 5.04.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Н.В., профессор  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): Юсул  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 138 с., 11 рисунков, 40 таблиц, 24 использованных источника.

СИСТЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСЧЕТ НАГРУЗОК, ТРАНСФОРМАТОР, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, НОМИНАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ, ПИТАЮЩАЯ ЛИНИЯ, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА.

В выпускной квалификационной работе было произведено проектирование системы внешнего электроснабжения компрессорной станции КС-7 магистрального газопровода «Сила Сибири» и прилегающей инфраструктуры Магдагачинского района Амурской области.

При разработке выпускной квалификационной работы был выполнен следующий объем работ: рассчитаны электрические нагрузки и токи короткого замыкания, выбрано и проверено электрооборудование на ПС; определены параметры заземляющих устройств и молниезащиты проектируемой ПС, рассчитана релейная защита и автоматика, приведено обоснование принятой схемы внешнего электроснабжения на основе технико-экономического сравнения предложенных вариантов.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВН – высокое напряжение;

ГПП – главная понизительная станция

КЗ – короткое замыкание;

КРМ – компенсация реактивной мощности;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КС – компрессорная станция;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

МГ – магистральный газопровод;

МТЗ – максимальная токовая защиты;

НН – низкое напряжение;

ПС – подстанция;

РЗ – релейная защита;

СД- синхронный двигатель;

СЭС – система электроснабжения;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ЭД – электродвигатель;

ЭП – электроприемник.

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Краткое описание района размещения компрессорной станции КС-7	10
1.1 Климатическая характеристика района	10
1.2 Характеристика источников питания	12
1.2.1 ПС 220 кВ Магдагачи	13
1.2.2 ПС 220 кВ Сиваки	18
2 Характеристика электроприемников КС-7	23
2.1 Описание технологического процесса компрессорной станции	23
2.2 Электроприемники КС-7	26
3 Расчет электрических нагрузок	30
3.1 Расчет низковольтной нагрузки	30
3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом КРМ	37
3.3 Расчет высоковольтной нагрузки	40
3.4 Определение суммарной нагрузки	41
4 Разработка схемы внешнего электроснабжения	44
4.1 Разработка схем внешнего электроснабжения и их анализ	45
4.2 Выбор источников питания	46
4.3 Выбор номинального напряжения	47
4.4 Выбор марки и сечения питающих линий	48
4.5 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения	50
4.6 Конструктивное исполнение питающих линии	51
5 Проектирование подстанции, питающей КС-7	54
5.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение ПС, питающей КС-7	54
5.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС	55
5.3 Расчет токов короткого замыкания	57

5.4	Выбор и проверка выключателей ПС	63
5.5	Выбор и проверка разъединителей	66
5.6	Выбор ячеек КРУ	67
5.7	Выбор и проверка трансформаторов тока	68
5.8	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	72
5.9	Выбор и проверка ошиновки ВН	74
5.10	Выбор и проверка сборных шин	75
5.11	Выбор и проверка изоляторов	77
5.12	Выбор и проверка трансформаторов собственных нужд	79
6	Заземление и молниезащита питающей ПС	81
6.1	Заземление ПС	81
6.2	Защита ПС от прямого удара молнии	89
6.3	Защита ПС от набегающих волн перенапряжений	91
7	Релейная защита и автоматика, сигнализация	96
7.1	Выбор системы оперативного тока	96
7.2	Расстановка средств релейной защиты в схеме внешнего электро- снабжения	99
7.3	Релейная защита силовых трансформаторов ПС	101
7.4	Автоматика	110
7.5	Сигнализация	113
8	Организация измерения и учета электроэнергии	115
9	Технико-экономическое обоснование принятого варианта проектиро- вания системы внешнего электроснабжения	119
10	Безопасность и экологичность проекта	121
10.1	Безопасность	121
10.1.1	Воздействие газа на организм человека	121
10.1.2	Шум	123
10.1.3	Электробезопасность	124
10.2	Экологичность	128
10.3	Чрезвычайные ситуации	130

Заключение	135
Библиографический список	136
Приложение А Расчет электрических нагрузок. Выбор оборудования	139
Приложение Б Релейная защита трансформатора	154
Приложение В. Техничко-экономическое обоснование	156

## ВВЕДЕНИЕ

Газовая промышленность – самая молодая и быстро развивающаяся отрасль топливной промышленности, которая занимается добычей, транспортировкой, хранением и распределением природного газа. На данный момент на территории России сосредоточено около 1/3 разведанных мировых запасов природного газа, потенциальные запасы которого оцениваются в 160 трлн. м<sup>3</sup>.

Для транспортировки газа по территории России создана Единая система газоснабжения, включающая в себя разрабатываемые месторождения, сеть газопроводов (143 тыс. км), компрессорных станций, подземных хранилищ и других установок.

Для газоснабжения регионов Дальневосточного федерального округа России, с учетом возможного экспорта на рынки Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона в настоящее время строится магистральный газопровод «Сила Сибири». «Сила Сибири» будет способствовать социально-экономическому развитию Дальнего Востока, т.е. создаст условия для газоснабжения и газификации российских регионов, развития современных газоперерабатывающих и газохимических производств.

Протяженность магистрального газопровода – 2158 км с диаметром трубы 1420 мм, рабочее давление – 9,8 МПа, экспортная производительность – 38 млрд куб. м в год. Трасса газопровода проходит по территориям трех субъектов РФ: Иркутской области, Республики Саха (Якутия) и Амурской области.

В состав магистрального газопровода «Сила Сибири» входят 8 компрессорных станций, в том числе компрессорная станция КС-7 «Сивакинская», которая является объектом электроснабжения в данной ВКР. Компрессорная станция КС-7 находится в состоянии проектирования.

Компрессорная станция КС-7 – расположена в Амурской области, Магдагачинском районе, неподалеку от поселка Сиваки. Поселок расположен в северо-западной части Амурской области в 130 км к юго-востоку от Магдагачей, и в 360 км от Благовещенска. Население – 1 681 человек.

Целью данной ВКР является разработка оптимального варианта системы электроснабжения компрессорной станции КС-7 и прилегающей к ней инфраструктуры на основании технико-экономического обоснования решений.

Для реализации поставленной цели необходимо решить следующие задачи:

- рассчитать электрические нагрузки отдельных электроприемников компрессорной станции КС-7, а также проектируемого объекта в целом;

- разработать оптимальную схему внешнего электроснабжения и обосновать принятый вариант;

- спроектировать подстанцию, питающую КС-7, и обеспечить ее заземление, молниезащиту и релейную защиту.

Выпускная квалификационная работа была разработана в операционной системе Windows 8.1 Профессиональная 2013 г. с использованием приложений: Microsoft Office Word 2010 г., Microsoft Office Visio 2010 г., Microsoft Office Excel 2010 г., MathType, 6.0 Equation, Mathcad 15.0.

# 1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ КОМПРЕССОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ КС-7

## 1.1 Климатическая характеристика района

Объект проектирования – компрессорная станция КС-7 – расположен в Амурской области, Магдагачинском районе, неподалеку от поселка Сиваки. Поселок расположен в северо-западной части области в 130 км к юго-востоку от Магдагачей, и в 360 км от Благовещенска. Население 1 681 человек.

Местоположение компрессорной станции КС-7 представлено на рисунке 1.



Рисунок 1 – Местоположение КС-7

Исследуемый участок располагается в пределах умеренного климатического пояса, влажного дальневосточного муссонного климата, что обуславливает возрастающее ландшафтное и растительное разнообразие. Черты континентальности климата выражаются в сильном колебании температур в течение суток и года. Средние температуры января опускаются до минус 31°С, в июле поднимаются до 21°С.

Сезоны года, в большей части территории, выражены примерно одинаково. Холодная, малоснежная зима. Самый холодный месяц – январь. Лето теплое, дождливое. Самое теплое время приходится на вторую половину июля – начало августа.

В среднегодовом ходе максимум скорости ветра отмечаются в апреле-мае (3,4 м/с), минимум – в июле-августе и январе (2,1 м/с).

Таблица 1 – Климатические характеристики

Параметры	Холодный период года (ноябрь/март)	Теплый период года (апрель/октябрь)
1	2	3
Абсолютная минимальная температура	– 52,00 С	+ 40,00 С
Количество осадков	60 мм	496 мм
Средняя относительная влажность воздуха в 15 ч (%)	70	58
Преобладающее направление ветра	южное	северо-западное
Среднегодовая продолжительность гроз	IV (40-60 часов в год)	
Средняя годовая скорость ветра	2,5 м/с	
Максимальная скорость ветра в течение года	20 м/с	
Максимальная скорость порывов ветра	24 м/с	
Район по давлению ветра	III	
Район по пляске проводов	Умеренный	
Расчетное значение веса снегового покрова	0,8 кПа – I район	
Район по гололеду	III	
Нормативная толщина стенки гололеда	20 мм	
Нормативная глубина промерзания грунтов	170 см	
Сейсмичность района строительства	III группа (6-8 баллов)	

Грунты деятельного слоя относятся к сильнопучинистым. Коррозионная агрессивность грунтов верхней части разреза к свинцовой оболочке кабеля – низкая, к алюминиевой – средняя.

Грунты слоя сезонного промерзания представлены твердыми, тугопластичными и полутвердыми глинами. Максимальная глубина сезонного промерзания для глин – 2.95 м.

Мерзлота носит островной характер, а на некоторых участках отсутствует. Промерзание грунтов начинается с ноября и продолжается до начала апреля.

По результатам химического анализа проб грунтовые воды пресные. Степень агрессивного воздействия воды на бетон – неагрессивная. Степень агрессивного воздействия воды на арматуру железобетонных конструкций при периодическом смачивании слабоагрессивная, при постоянном смачивании – неагрессивная. Степень коррозионной агрессивности грунтовых вод по отношению к свинцовой оболочке кабеля высокая, к алюминиевой оболочке кабеля – средняя.

В районе размещения компрессорной станции КС-7 не расположено химических, нефтеперерабатывающих предприятий, производств цветной и черной металлургии, золо- и шлакоотвалов, а также любых других предприятий, оказывающих влияние на загрязнение атмосферы, следовательно, степень загрязнения принимается равной I.

## **1.2 Характеристика источников питания**

Для электроснабжения компрессорной станции КС 7 планируется подключение к Магдагачинскому району электрических сетей (РЭС).

Магдагачинский РЭС включает в себя линии электропередачи общей протяженностью несколько сотен км на номинальное напряжение 220,110,35 кВ. Подстанции представлены в двух номинальных напряжениях: 220 кВ (6 шт.) и 35 кВ (4 шт.).

Карта-схема расположения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше с указанием местоположения КС газопровода «Сила Сибири» представлена на рисунке 2.

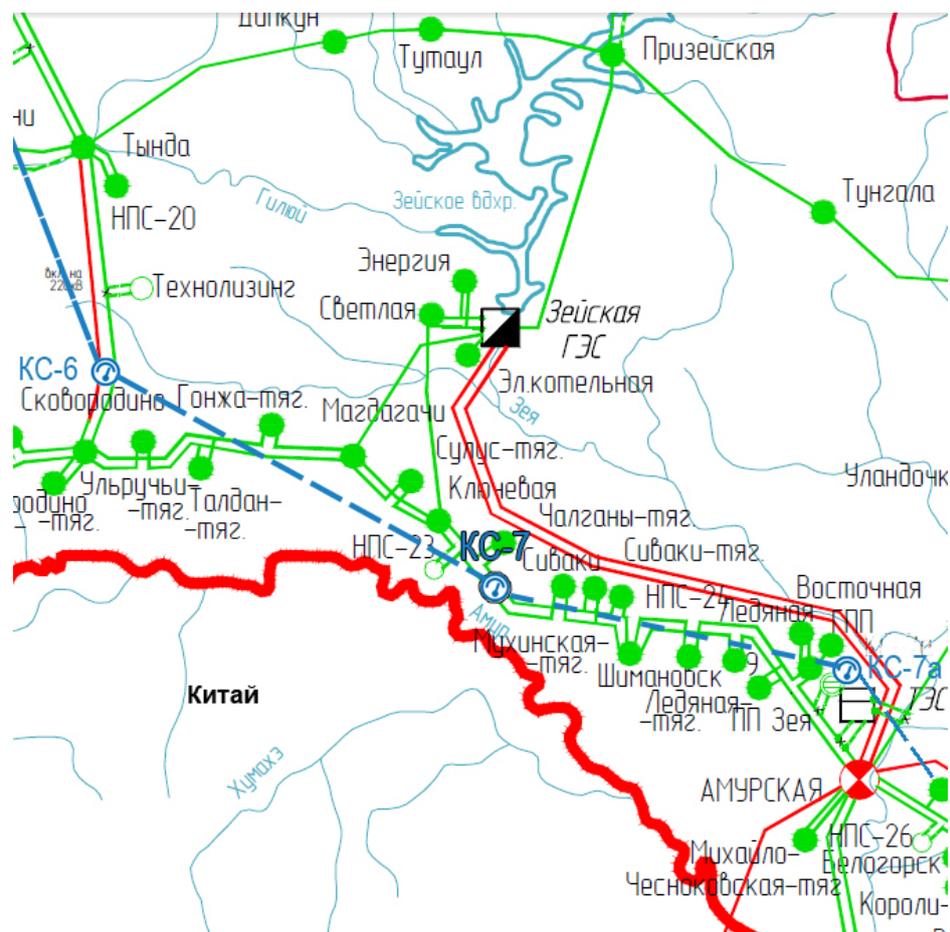


Рисунок 2 – Карта-схема расположения линий электропередачи, подстанций напряжением 220 кВ и выше с указанием местоположения КС газопровода «Сила Сибири»

Анализ схемы позволил выявить 2 возможных источника питания для электроснабжения компрессорной станции КС 7: ПС 220 кВ Магдагачи и ПС 220 кВ Сиваки.

#### 1.2.1 ПС 220 кВ Магдагачи

ПС 220 кВ Магдагачи находится в п. Магдагачи Магдагачинского района Амурской области.

Дата ввода в эксплуатацию: 1977 год.

Номинальные напряжения – 220 кВ, 35 кВ, 27,5 кВ, 10 кВ.

Однолинейная схема ПС 220 кВ Магдагачи представлена на рисунке 3.

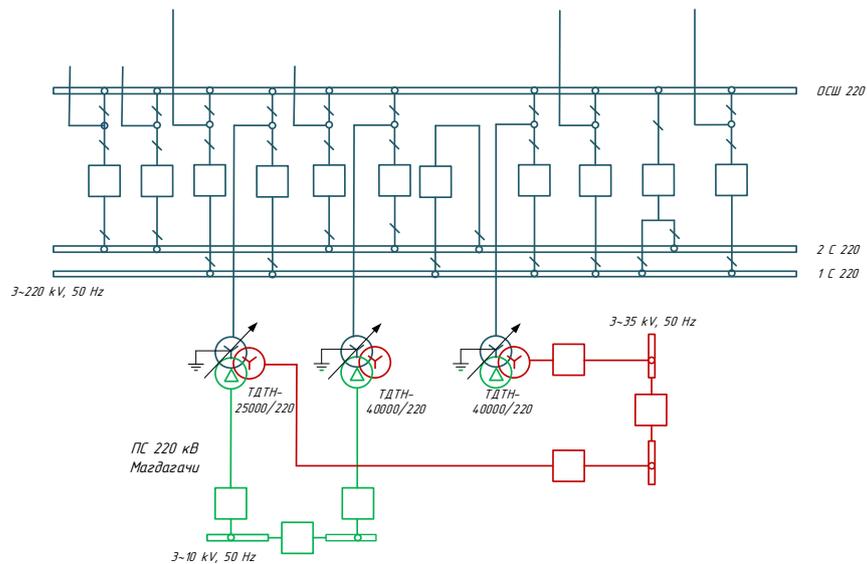


Рисунок 3 – Однолинейная схема ПС 220 кВ Магдагачи

На ПС 220 кВ Магдагачи установлено следующее силовое оборудование, представленное в таблице 2:

Таблица 2 – Силовое оборудование ПС 220 кВ Магдагачи

Номинальное напряжение, кВ	Оборудование	Количество, шт
Трансформаторы силовые		6
220 кВ	Высоковольтные выключатели	10
	Разъединители	31
	Трансформаторы напряжения	3
	Трансформаторы тока	1
35	Высоковольтные выключатели	4
	Разъединители	10
	Трансформаторы напряжения	2
	Трансформаторы тока	2
10	Высоковольтные выключатели	18
	Разъединители	-
	Трансформаторы напряжения	2
	Трансформаторы тока	18

Имеет смысл рассмотреть характеристики силового оборудования на ПС 220 кВ Магдагачи на напряжение 220 кВ, 110 кВ, 35 кВ. Оборудование на 10 кВ не рассматривается, так как подключение к такому напряжению не целесообразно. Подробная характеристика оборудования представлена в таблицах 3 – 6.

Таблица 3 – Силовые трансформаторы

Диспетчерское наименование	Тип оборудования	Сном, МВА	Схема и группа соединения обмоток	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5
Т-1	ТДТН – 25000/220	25	Y0/ Y0/Δ – 0– 11	1977
Т-2	ТДТНЖ – 40000/220 81У1	40	Y <sub>0</sub> /Δ /Δ – 11 – 11	1986
Т-3	ТДТНЖ – 40000/220 81У1	40	Y <sub>0</sub> / Y <sub>0</sub> /Δ – 0 – 11	1986
ТСН-1	ТСЗ – 630/11 УХЛ1	630	Δ/Y <sub>0</sub> – 11	2012
ТСН-2	ТСЗ – 630/11 УХЛ1	630	Δ/ Y <sub>0</sub> – 11	2012
ТХН	ТМ – 400/10-66 У1	400	Y/ Y <sub>0</sub> – 0	1985

Суммарная установленная мощность трансформаторов – 105 МВА.

Таблица 4 – Высоковольтные выключатели

Диспетчерское наименование	U <sub>ном</sub> , кВ	Тип оборудования	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>откл</sub> , кА	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6
В-220 Т-1	220	У-220-1000/2000-25У1	1000	25	1977
В – 220 Т-2	220	У-220-2000-25У1	2000	25	1986
В – 220 Т-3	220	У-220-2000-25-У1	2000	25	1986
ОВ-220	220	У-220-1000/25-У1	2000	25	1986
В-220 ВЛ Ульручьи/т	220	ВМТ-220Б-25/1250 УХЛ1	1250	25	1989
В-220 ВЛ Гонжа/т	220	У-220-1000/2000-25-У1	1000	25	1977
В-220 Сулус/т	220	У-220-1000/2000-25-У1	1000	25	1977

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6
В-220 Ключевая	220	ВЭБ-220 П-50/3150 УХЛ1	3150	50	2011
В-220 ВЛ ЗГЭС	220	SIMENS 3AP1DT	1000	25	2013
СВ-220	220	SIMENS 3AP1DT	1000	25	2013
В-35 Т-1	35	С-35М-630-25 А У-1	630	25	1977
В-35 Т-3	35	С-35М-630-10 Б У-1	630	10	1986
СВ-35	35	С-35М-630-10 Б У-1	630	10	1986
В-35 ВЛ Толбу- зино	35	ВБЭТ-35П-25/630 УХЛ1	630	25	2010

Таблица 5 – Трансформаторы напряжения

Диспетчерское наименование	Тип оборудования	U <sub>ном</sub> первич- ной об- мотки, кВ	U <sub>ном</sub> вторичной обмотки, кВ	Дата ввода в эксплуата- цию
1	2	3	4	5
ТН-220 1С ф.А	НАМИ-220 УХЛ1	220/√3	1-0,1/√3 2-0,1 3-0,1/√3	2012
ТН-220 1С ф.В	НАМИ-220 УХЛ1	220/√3	1-0,1/√3 2-0,1 3-0,1/√3	2012
ТН-220 1С ф.С	НАМИ-220 УХЛ1	220/√3	1-0,1/√3 2-0,1 3-0,1/√3	2012
ТН-220 2С ф.А	Т-1 - ТДТН- 25000/220/35/10	220/√3	1-0,1/√3 2-0,1 3-0,1/√3	2012
ТН-220 2С ф.В	Т-2 - ТДТНЖ- 40000/220/27/10	220/√3	1-0,1/√3 2-0,1 3-0,1/√3	2012
ТН-220 2С ф.С	Т-3 - ТДТНЖ – 40000/220/35/27	220/√3	1-0,1/√3 2-0,1 3-0,1/√3	2012
ТН-220 ОСШ ф.А	ТСН-1 - ТСЗ-630/11 УХЛ1	220/√3	н/д	1977
ТН-35 1С ф.А	ТСН-2 - ТСЗ-630/11 УХЛ1	35/√3	1-0,1/√3 2- 0,1	2009
ТН-35 1С ф.В	ТХН - ТМ-400/10-66 У1	35/√3	1-0,1/√3 2- 0,1	2009

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
ТН-35 1С ф.С	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	$35/\sqrt{3}$	1-0,1/ $\sqrt{3}$ 2- 0,1	2009
ТН-35 2С ф.А	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	$35/\sqrt{3}$	1-0,1/ $\sqrt{3}$ 2- 0,1	2009
ТН-35 2С ф.В	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	$35/\sqrt{3}$	1-0,1/ $\sqrt{3}$ 2- 0,1	2009
ТН-35 2С ф.С	ЗНОЛ-35 III УХЛ1	$35/\sqrt{3}$	1-0,1/ $\sqrt{3}$ 2- 0,1	2009

Таблица 6 – Трансформаторы тока

Диспетчерское наименование	Тип оборудования	$I_{ном}$ первичной обмотки, кВ	$I_{ном}$ вторичной обмотки, кВ	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5
ТТ В-220 ВЛ Уль-ручьи/т ф.А	ТФЗМ 220 Б-III У1	1200	5	1988
ТТ В-220 ВЛ Уль-ручьи/т ф.В	ТФЗМ 220 Б-III У1	1200	5	1988
ТТ В-220 ВЛ Уль-ручьи/т ф.В	ТФЗМ 220 Б-III У1	1200	5	1988
ТТ-35 Т-1 ф.А	ТГМ-35 УХЛ1	300	5	2018
ТТ-35 Т-1 ф.В	ТГМ-35 УХЛ1	300	5	2018
ТТ-35 Т-1 ф.С	ТГМ-35 УХЛ1	300	5	2018
ТТ-35 Т-3 ф.А	ТГМ-35 УХЛ1	600	5	2018
ТТ-35 Т-3 ф.В	ТГМ-35 УХЛ1	600	5	2018
ТТ-35 Т-3 ф.С	ТГМ-35 УХЛ1	600	5	2018

Конструктивное исполнение ПС и РУ:

- ОРУ 220 кВ выполнено по схеме 220-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин»:

- ОРУ 35 кВ – выполнено по схеме 35-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин»;

- ОРУ 27,5 кВ – выполнено по схеме «две секции шин с двумя вводами и двумя рабочими линейными ячейками»;

- РУ 10 кВ ЗРУ – выполнено по схеме 10-1 «одна, секционированная выключателями, система шин».

Ошиновка 220 кВ – АС 440/51 0,85 км.

ПС 220 кВ Магдагачи питается от Зейской ГЭС, которая расположена в Амурской области, в городе Зее, в 560 километрах от областного центра – города Благовещенска.

На Зейской ГЭС имеются 6 гидроагрегатов установленной мощностью 1330 МВт.

Главная электрическая схема ГЭС построена следующим образом: два гидрогенератора (№1 и №2) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/220 и ТНЕРЕ-265000/242 и выдают мощность на напряжении 220 кВ, и четыре гидрогенератора (г№3 – г№6) соединены в блоки с повышающими трансформаторами типа ТЦ-250000/500 и ТНЕРЕ-265000/525 для выдачи мощности на напряжении 500 кВ. Последние попарно объединены в укрупненные блоки (3ГТ-4ГТ и 5ГТ-6ГТ).

На ГЭС смонтировано два открытых распределительных устройства ОРУ-500 и ОРУ-220 кВ. На ОРУ-500 кВ применена «полуторная» схема с тремя выключателями на два присоединения. ОРУ-220 кВ выполнено по схеме «одиночная секционированная система шин с обходной» с секционной связью через два обходных выключателя. Связь двух распределительных устройств осуществляется через группу автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220-75-У1, имеющих резервную фазу.

Зейская ГЭС связана с Дальневосточной энергосистемой двумя линиями 500 кВ через ПС «Амурская». Связь с хабаровской энергосистемой по линиям 500 кВ идёт через шины Бурейской ГЭС.

#### 1.2.2 ПС 220 кВ Сиваки

ПС 220 кВ Сиваки находится в юго-восточной части п. Сиваки Магдагачинского района Амурской области.

Дата ввода в эксплуатацию: 1971 год.

Номинальные напряжения – 220 кВ, 110 кВ, 6 кВ.

Однолинейная схема ПС 220 кВ Сиваки представлена на рисунке 4.

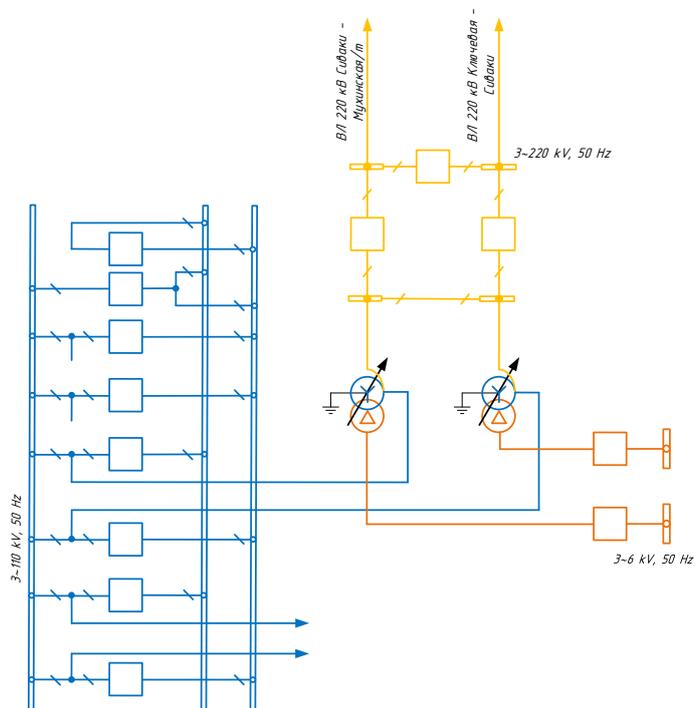


Рисунок 4 – Однолинейная схема ПС 220 кВ Сиваки

На ПС 220 кВ Сиваки установлено следующее силовое оборудование, представленное в таблице 7:

Таблица 7 – Силовое оборудование ПС 220 кВ Сиваки

Номинальное напряжение, кВ	Оборудование	Количество, шт
Трансформаторы силовые		2
220 кВ	Высоковольтные выключатели	3
	Разъединители	13
	Трансформаторы напряжения	2
	Трансформаторы тока	27
110	Высоковольтные выключатели	6
	Разъединители	6
	Трансформаторы напряжения	2
	Трансформаторы тока	27

1	2	3
6	Высоковольтные выключатели	12
	Разъединители	12
	Трансформаторы напряжения	4
	Трансформаторы тока	42

Рассмотрим характеристики силового оборудования на ПС 220 кВ Сиваки на напряжение 220 кВ, 110 кВ. Подробная характеристика оборудования представлена в таблицах 8 – 11.

Таблица 8 – Силовые трансформаторы

Диспетчерское наименование/ фаза	Тип оборудования	Сном, МВА	Схема и группа соединения обмоток	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5
АТ-1 ф А,В,С	АТДЦТН-63000/220/110-78У-1	63000	Ун авто/Д-0-11	1979
АТ-2 ф А,В,С	АТДЦТН-63000/220/110/6 УХЛ-1	63000	У0 авто/Д-0-11	2006
ТСН 1	ТМ-400-6-У1	400	Δ/У0 – 11	2008
ТСН 2	ТМ-400-6-У1	400	Δ/У0 – 11	2008

Суммарная установленная мощность трансформаторов – 126 МВА.

Таблица 9 – Высоковольтные выключатели

Диспетчерское наименование	U <sub>ном</sub> , кВ	Тип оборудования	I <sub>ном</sub> , А	I <sub>откл</sub> , кА	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5	6
СВ-220	220	ЗАР1DT-245/ЕК-220-50/4000	3100	50	2007
В-220 АТ-2	220	ЗАР1DT-245/ЕК-220-50/3150	3100	50	2007
В-220 АТ-1	220	HGF1014-252-31,5/2000	2000	31,5	2008
СВ-110	110	LTV 145D1/B	3150	40	2013
ОВ-110	110	LTV 145D1/B	3150	40	2013

## Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6
В-110 АТ-2	110	ЛТВ 145D1/В	3150	40	2013
В-110 "Октябрьский"	110	ЛТВ 145D1/В	3150	40	2013
В-110 АТ-1	110	ЛТВ 145D1/В	3150	40	2014
В-110кВ "Шипачжань"	110	ЛТВ 145D1/В	3150	40	2014

Таблица 10 – Трансформаторы напряжения

Диспетчерское наименование	Тип оборудования	U <sub>ном</sub> первичной обмотки, кВ	U <sub>ном</sub> вторичной обмотки, кВ	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5
ТН-6 АТ-1	НАМИТ-6 УХЛ 2	6√3	100√3	2006
ТН-6 АТ-2	НАМИТ-6 УХЛ 2	6√3	100√3	2000
ТН-6 1С	ЗНОЛ-0,6УЗ	6√3	100√3	2000
ТН-6 2С	ЗНОЛ-0,6УЗ	6√3	100√3	2000

Таблица 11 – Трансформаторы тока

Диспетчерское наименование	Тип оборудования	I <sub>ном</sub> первичной обмотки, кВ	I <sub>ном</sub> вторичной обмотки, кВ	Дата ввода в эксплуатацию
1	2	3	4	5
ТТ 110-СВ	ТФЗМ 110Б УХЛ 1	400	5	2009
ТТ 110-АТ-2	ТФЗМ 110Б УХЛ 1	400	5	2009
ТТ 110-ОВ	ТФЗМ 110Б УХЛ 1	400	5	2009
ТТ 110-Октябрьский	ТФЗМ 110Б УХЛ 1	400	5	2007
ТТ 110-АТ-1	ТФЗМ 110Б УХЛ 1	400	5	2009
2 ТТ 110-Шипачжань	ТФЗМ 110Б УХЛ 1	400	5	2006
1 ТТ-110 «Шипачжань»	ТФЗМ 110Б УХЛ 1	400	5	2006
ТТ РП-220	ІМВ-245	400	5	2009

Конструктивное исполнение ПС и РУ:

- ОРУ 220 кВ выполнено схемой № 220-9 «Одна рабочая, секционированная выключателем, система шин»;

- ОРУ 110 кВ выполнено схемой № 110-12 «Одна рабочая, секционированная выключателем, и обходная система шин»

- ЗРУ 6 кВ выполнено схемой № 6-1 «Одна, секционированная выключателями, система шин».

Источником питания для ПС 220 кВ Сиваки является ПС 220 кВ Ключевая, которая расположена в поселке Тыгда Магдагачинского района Амурской области и находится в ремонтно-эксплуатационном обслуживании филиала ПАО «ФСК ЕЭС» МЭС Востока Амурского ПМЭС. Подстанция введена в эксплуатацию в 1982 г.

На территории подстанции размещены:

- ОРУ 220 и 35 кВ;

- два трансформатора 220/35/10 кВ Т1 и Т3, трансформатор 35/10 кВ Т2;

- два трансформатора собственных нужд ТСН-1 и ТСН-2;

- здание ОПУ с пристройкой связи и здание ЗРУ 10 кВ.

## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ КС-7

### 2.1 Описание технологического процесса компрессорной станции

Компрессорная станция (КС) – неотъемлемая и составная часть магистрального газопровода (МГ), обеспечивающая транспорт газа с помощью энергетического оборудования, и служащая управляющим элементом в комплексе сооружений, входящих в МГ. КС позволяет регулировать режим работы газопровода, максимально используя при этом его аккумулирующую способность. КС устанавливаются по трассе газопровода, как правило, через каждые 100-150 км.

Принципиальная схема расположения КС вдоль трассы магистрального газопровода приведена на рисунке 5.

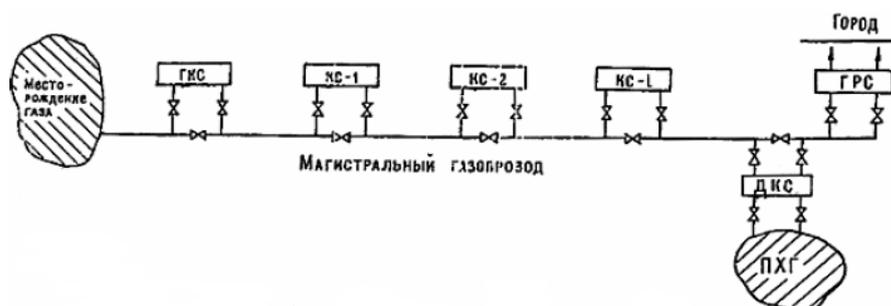


Рисунок 5 – Принципиальная схема расположения КС вдоль трассы магистрального газопровода

По технологическому принципу КС делят на три основных типа: головные компрессорные станции (ГКС), линейные компрессорные станции (ЛКС) и дожимные компрессорные станции (ДКС), также около крупных потребителей газа сооружаются газораспределительные станции (ГРС) для газоснабжения потребителей. Описания компрессорных станций представлены в таблице 12.

Таблица 12 Описание компрессорных станций

Название	Место установки	Назначение
ГКС	По ходу газа после газового месторождения	Создание необходимого давления технологического газа для его дальнейшего транспорта по МГ
ЛКС	Магистральные газопроводы через каждые 100-150 км	Обеспечение постоянного заданного расхода газа по МГ
ДКС	Подземные хранилища газа (ПХГ)	Подача газа в ПХГ от МГ и отбор природного газа из ПХГ для последующей подачи его в МГ или непосредственно потребителям газа

Количество газа, перекачиваемого через КС, можно регулировать включением и отключением числа работающих газоперекачивающих агрегатов (ГПА), изменением частоты вращения силовой турбины у ГПА с газотурбинным приводом и т.п.

По типу применяемых ГПА компрессорные станции разделяют на [20]:

- станции, оборудованные поршневыми компрессорами с газомоторным приводом (газомотокомпрессорами);
- станции, оборудованные центробежными нагнетателями (ЦБН) с газотурбинным приводом;
- станции, оборудованные ЦБН с приводом от электродвигателя.

Комплекс компрессорной станции включает, как правило, следующие объекты, системы и сооружения [20]:

- один или несколько компрессорных цехов (КЦ);
- узлы пуска и приема очистных устройств;
- систему сбора, удаления и обезвреживания твердых и жидких примесей, извлеченных из транспортируемого газа;
- систему электроснабжения;
- систему производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения;
- систему теплоснабжения и утилизации теплоты;

- систему канализации и очистные сооружения;
- систему молниезащиты;
- систему ЭХЗ объектов КС;
- систему связи;
- диспетчерский пункт (ДП);
- административно – хозяйственные помещения; склады для хранения материалов, реагентов и оборудования; вспомогательные объекты.

Комплектация компрессорной станции может меняться в зависимости от требований поставленной задачи, условий эксплуатации, периодичности обслуживания и специфики производства.

Оборудование КС подразделяется на основное и вспомогательное. К вспомогательному оборудованию I группы относят: установки по очистке газа от пыли и влаги, оборудование для охлаждения газа, оборудование системы смазки, уплотнения для центробежных нагнетателей, регулирования и защиты ГПА: оборудования системы охлаждения масла, оборудование системы подготовки топливного, пускового и импульсного газа.

К вспомогательному оборудованию II группы: системы водоснабжения, канализации, связи, телемеханики и электроснабжения.

КЦ включает в себя основное технологическое оборудование КС – ГПА, которые могут быть поршневого или центробежного типа. Приводом поршневых компрессоров являются газовые двигатели, выполненные, как правило, в одном блоке с компрессором. Такой агрегат получил название газомотокомпрессора [20]. Центробежные машины для перекачки газа – нагнетатели могут иметь привод от газотурбинных установок (ГТУ) или от электродвигателей. При малых подачах газа (до 5000 млн. м<sup>3</sup>/год) применяются газомотокомпрессоры, мощность которых достигает 5500 кВт. При больших подачах газа используют ЦБН с приводом от электродвигателя или от ГТУ, мощность которых достигает 12500 и 25000 кВт соответственно.

Вид привода компрессорных станций и ее мощность в основном определяются пропускной способностью газопровода [20].

В зависимости от применяемых двигателей компрессоров приводы подразделяют на [8]:

- электропривод (источником энергии является электродвигатель постоянного или переменного тока (синхронный или асинхронный));
- привод от двигателя внутреннего сгорания (источником энергии является поршневой двигатель, работающий на газе);
- газотурбинный привод (источником энергии является газовая турбина).

Приводы компрессоров должны быть простыми по конструкции, надежными в работе, экономичными, иметь высокую степень автоматизации, т. е. автоматически приспосабливаться к изменяющимся в процессе работы условиям с обеспечением наиболее экономичного использования мощности.

Для управления технологическим процессом КС предусматривается трубопроводная арматура (краны, вентили, обратные клапаны и т.д.), которая представляет собой устройства, предназначенные для управления потоками газа, транспортируемого по трубопроводам, отключения одного участка трубопровода от другого, включения и отключения технологических установок, аппаратов, сосудов и т.д.

В комплекс сооружений КС входят также водозабор и поселок для обслуживающего персонала. Они должны располагаться максимально близко к площадке КС. Все объекты КС связаны автодорогами, которые соединяются с общей сетью автомобильных дорог.

КС располагают, как правило, вблизи населенных пунктов (за границами их перспективного развития) с соблюдением противопожарных и санитарных разрывов. В непосредственной близости от КС-7 расположен поселок городского типа Сиваки.

## **2.2 Электроприемники КС-7**

Электроснабжение потребителей на компрессорных станциях осуществляется на номинальное напряжение 6-10 кВ и 0,4 кВ.

К потребителям 6-10 кВ относят ГПА. Примем на компрессорной станции КС 7 газоперекачивающие агрегаты с приводом от электродвигателя.

Достоинством выбранного электропривода является то, что при небольших расстояниях между КС и источником энергии он показывает наибольшую эффективность применения и экономичность.

На электроприводных КС МГ для привода ЦБН применяют асинхронные и синхронные электроприводы мощностью от 4000 до 12500 кВт [20].

Электроприводный ГПА (ЭГПА) включает в себя: электродвигатель, ЦБН, мультипликатор и вспомогательное оборудование (масляную систему, систему автоматического управления, регулирования и защиты, систему охлаждения масла и воздуха) [20].

ЭГПА имеют ряд преимуществ перед другими типами привода:

- малые капитальные затраты на строительство;
- высокая надежность;
- низкая пожароопасность.

Основные технические показатели электроприводных ГПА представлены в таблице 13 [20].

Таблица 13– Основные технические показатели электроприводных ГПА

Показатели	Марки ЭГПА		
	СТМ-4000-2	СТД-4000-2	СТД-12500-2
1	2	3	4
Номинальная мощность, кВт	4000	4000	12500
Напряжение, кВ	6	6/10	6/10
Сила тока статора, А	445	438/265	1368/820
Частота вращения ротора двигателя, об/мин	3000	3000	3000
Коэффициент мощности	0,9	0,9	0,9
КПД двигателя	0,975	0,974	0,979
Тип возбудителя	ПВ-92	ПВ-92	ВТ-75
Тип ЦБН	280-11-6	280-11-6	370-18-2
Общий ресурс, тыс.ч	120	100	100

Наибольшее распространение на компрессорных станциях получили синхронные двигатели СТД-4000-2 и СТД-12500-2. Указанные двигатели выпускаются в закрытом исполнении с замкнутым циклом вентиляции, с одним рабочим конусом вала, который соединяют с валом ЦБН посредством муфты через редуктор.

Для расчета высоковольтной нагрузки примем ЭГПА с синхронным двигателем СТД-4000-2. Турбодвигатели синхронные серии СТД, мощностью 630...12500 кВт двухполюсные трехфазного тока частотой 50 и 60 Гц, предназначены для привода насосов, компрессоров, газовых нагнетателей, воздуходувок и других быстроходных механизмов, эксплуатируемых в районах с умеренным и тропическим климатом.

Наименования и характеристики электроприемников 10 кВ представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Наименования и характеристика ЭП 10 кВ

Наименование ЭП	n, шт.	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$K_{\text{и}}$	$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$
1	2	3	4	5	6
СТД-4000-2	4	4000	00,7	-0,9	-0,48

Силовые потребители, работающие на номинальном напряжении 0,4 кВ это различные электродвигатели механизмов и аппаратов, обеспечивающих нормальную работу ГПА, электродвигатели вспомогательных механизмов КС, щиты контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА), осветительные сети в зданиях и сооружениях КС, устройства электрохимзащиты (ЭХЗ) и наружного освещения.

В состав низковольтной нагрузки на КС 7 входят:

- оборудование КП ТМ (контролируемый пункт телемеханики) используется для поддержания на нужном уровне и слежения за характеристиками газового потока (уровень температуры рабочей среды, уровень избыточного давления газового потока, объем закачиваемого/ выкачиваемого в скважину газа, объем газового потока и т.д.);

- оборудование АГРС (автоматизированная газораспределительная станция) осуществляет снижение высокого входного давления природного газа до заданного значения и автоматическое поддержание его, а также очистку газа, подогрев, одоризацию, измерение и регистрацию расхода газа по выходам к потребителям;

- запорная арматура;

- системы, электроснабжения, водоснабжения, канализации, вентиляции и отопления;

- системы связи и телемеханики;

- системы пожаротушения.

Наименования и характеристики электроприемников 0,4 кВ представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Наименования и характеристики ЭП 0,4 кВ

Наименование ЭП	п, шт.	Рном, кВт	Ки	cosφ
1	2	3	4	5
Вентиляция контейнеров	2	0,2	0,6	0,8
Обогрев контейнеров	4	0,7	0,8	1
Оборудование КП ТМ	1	0,4	1	0,8
Оборудование УKM-ЛКС-НГИ	1	1,5	1	0,96
Оборудование АГРС	1	13,10	0,76	1
Кран с электроприводом DN1400	3	7,5	0,3	0,85
Кран с электроприводом DN500	2	3,2	0,3	0,85
Кран с электроприводом DN300	3	1,8	0,3	0,85
Кран с электроприводом DN150	1	0,6	0,3	0,85
Кран с электроприводом DN50	12	0,6	0,3	0,85
Кран с электроприводом DN1400 (энергоаккумулятором)	3	1,5	0,3	0,85
Кран с электроприводом DN1000(энергоаккумулятором)	1	1,5	0,3	0,85
Оборудование КМО	1	4,43	1	0,96
Система пожарной автоматики	1	0,5	1	1
Система электрообогрева газопровода	1	2	1	1

## РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для проектирования системы электроснабжения необходимо осуществить расчет электрических нагрузок. По полученным значениям выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. Нагрузками считаются потребители электрической энергии: отдельный приемник электроэнергии, группа приемников, цех или завод в целом.

Нагрузка классифицируется следующим образом:

1. Номинальная активная мощность приёмника электроэнергии ( $P$ ) – это мощность, указанная на заводской табличке или паспорте приёмника электроэнергии, при которой приёмник электроэнергии должен работать.

Для электроприемников (ЭП) работающих в длительном режиме работы – это паспортная мощность.

Для ЭП в повторно-кратковременном режиме (ПКР) – это мощность, приведённая к номинальной длительной мощности.

Для электродвигателей:

$$P_{ном} = P_{насп} \cdot \sqrt{ПВ}, \quad (1)$$

где  $ПВ$  – паспортная продолжительность включения.

2. Номинальная реактивная мощность приемника электроэнергии ( $Q$ ) – реактивная мощность, потребляемая им из сети или отдаваемую в сеть при номинальной активной мощности и номинальном напряжении.

### 3.1 Расчет низковольтной нагрузки

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки используем метод коэффициента использования ( $K_u$ ) и коэффициента расчётной нагрузки ( $K_p$ ). К исходным данным для расчета относятся план предприятия,

количество и мощность электроприемников, значения коэффициентов использования и мощности.

Расчет начинают с определения групповой номинальной (активной и реактивной) мощности:

$$P_{ном\Sigma} = \sum_1^n P_{номi} , \quad (2)$$

$$Q_{ном\Sigma} = \sum_1^n P_{номi} \cdot tg\varphi , \quad (3)$$

где  $n$  – число электроприемников, шт.;

$P_{номi}$  – номинальная (паспортная) мощность электроприемника.

$tg\varphi$  – коэффициент реактивной мощности.

Затем определяются средние (активные и реактивные) мощности каждой характерной группы ЭП:

$$P_{срi} = P_{устi} \cdot K_u , \quad (4)$$

$$Q_{срi} = P_{ср} \cdot tg\varphi , \quad (5)$$

где  $P_{устi}$  – установленная активная мощность электроприемника;

$K_u$  – коэффициент использования ЭП по мощности. Является справочной величиной.

$$P_{устi} = P_{номi} \cdot n . \quad (6)$$

Определяются суммарные значения средней (активной и реактивной) мощности, которая представляет собой алгебраическую сумму средних мощностей отдельных приемников:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_1^m P_{номi} \cdot K_u, \quad (7)$$

$$Q_{cp\Sigma} = P_{cp\Sigma} \cdot tg\varphi, \quad (8)$$

где  $m$  – число характерных категорий ЭП.

Средневзвешенный коэффициент использования характерной категории:

$$K_{u,cp} = \frac{P_{cp\Sigma}}{P_{уст\Sigma}}. \quad (9)$$

Определяется эффективное число электроприемников по выражению:

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot P_{уст\Sigma}}{P_{ном.мах\ ЭП}}. \quad (10)$$

Если  $n_{эф} > n_{ф}$  фактического количества ЭП, то  $n_{эф} = n_{ф}$ .

В зависимости от значения средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников определяют коэффициент расчетной нагрузки  $K_p$  [23].

Расчетная активная нагрузка характерной категории:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp\Sigma}, \quad (11)$$

Расчетная реактивная мощность определяется следующим образом:

- для низковольтной сети:

$$Q_p = K_p \cdot Q_{cp\Sigma}, \quad (12)$$

- для выбора магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций:

$$\text{при } n_{\Sigma} \leq 10 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{cp\Sigma}, \quad (13)$$

$$\text{при } n_{\Sigma} > 10 \quad Q_p = Q_{cp\Sigma}. \quad (14)$$

Электрическое освещение создает значительную нагрузку на промышленных предприятиях. При расчете электрических нагрузок нагрузка освещения рассчитывается отдельно, а затем суммируется с рассчитанной мощностью предприятия.

Осветительная нагрузка предприятия определяется по следующему выражению:

$$P_{p.осв} = A \cdot B \cdot a \cdot k_{u.осв}, \quad (15)$$

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{осв}, \quad (16)$$

где  $A, B$  – ширина и длина цеха;

$a$  – удельный показатель;

$k_{u.осв}$  – коэффициент использования осветительной установки;

$\operatorname{tg} \varphi_{осв}$  – коэффициент реактивной мощности осветительной установки.

Суммарная нагрузка цеха определяется как:

$$P_{\Sigma} = P_p + P_{p.осв}, \quad (17)$$

$$Q_{\Sigma} = Q_p + Q_{p.осв}. \quad (18)$$

Полная нагрузка цеха и расчётный ток:

$$S_p = \sqrt{P_\Sigma^2 + Q_\Sigma^2}, \quad (19)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.НН}}, \quad (20)$$

где  $U_{ном.НН}$  – номинальное напряжение низкой стороны, кВ.

Исходные данные и результаты расчета сводят в таблицу.

Рассчитаем нагрузку компрессорной станции КС-7. Исходные данные представлены в таблице 15.

Результаты расчета электрических нагрузок 0,4 кВ приведены в таблице 16. Подробный расчет представлен в приложении А.

Таблица 16 – Результаты расчета электрических нагрузок 0,4 кВ

Наименование ЭП	n, шт	P <sub>ном</sub> , кВт	K <sub>и</sub>	cosφ	Средние мощности	
					P <sub>ср</sub> , кВт	Q <sub>ср</sub> , кВар
1	2	3	4	5	6	7
Вентиляция контейнеров	2	0,2	0,6	0,8	0,24	0,18
Обогрев контейнеров	4	0,7	0,8	1	2,24	0
Оборудование КП ТМ	1	0,4	1	0,8	0,4	0,3
Оборудование УКМ-ЛКС-НГИ	1	1,5	1	0,96	1,5	0,435
Оборудование АГРС	1	13,10	0,76	1	9,956	0
Кран с электроприводом DN1400	3	7,5	0,3	0,85	6,75	4,185
Кран с электроприводом DN500	2	3,2	0,3	0,85	1,92	1,19
Кран с электроприводом DN300	3	1,8	0,3	0,85	1,62	1,004
Кран с электроприводом DN150	1	0,6	0,3	0,85	0,18	0,112
Кран с электроприводом DN50	12	0,6	0,3	0,85	2,16	1,339

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6	7
Кран с электроприводом DN1400 (энергоаккумулятором)	3	1,5	0,3	0,85	1,35	0,837
Кран с электроприводом DN1000(энергоаккумулятором)	1	1,5	0,3	0,85	0,45	0,279
Оборудование КМО	1	4,43	1	0,96	4,43	1,285
Система пожарной автоматики	1	0,5	1	1	0,5	0,145
Система электрообогрева газопровода	1	2	1	1	2	0
Итого		73,23			35,70	11,29

Рассчитаем средневзвешенный коэффициент использования по формуле (10):

$$K_{u,sp} = \frac{35,70}{73,23} = 0,487.$$

Определим эффективное число электроприемников по выражению (11):

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot 73,23}{13,1} = 11,18.$$

Примем  $n_{эф} = 12$ .

По таблице [23] определяем коэффициент расчетной нагрузки  $K_{p0} = 0,85$ .

Расчетная (активная и реактивная) мощность ЭП (12,13):

$$P_p = 0,85 \cdot 35,70 = 30,34 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 0,85 \cdot 11,29 = 9,6 \text{ кВар}.$$

Рассчитаем освещение компрессорной станции КС-7.

Главные проезды, открытые склады и установки, подходы к цехам и зданиям компрессорной станции имеют наружное электрическое освещение. Для наружного освещения используются фонарные столбы с типом светильника РКУ01-125-008 и лампой ДНаТ125.

Здания и сооружения компрессорной станции имеют рабочее электрическое освещение. Аварийное освещение предусмотрено в компрессорных цехах, индивидуальных зданиях ГПА, энергоблоке операторной, аккумуляторной, электрической станции, ЗРУ 10 кВ, наружной обвязке кранов КС, узле связи, котельной, служебно-эксплуатационном и ремонтном блоке, а также насосной автоматического пожаротушения [15]. Источником аварийного освещения КС принимают аккумуляторную батарею.

Осветительную нагрузку компрессорной станции определяют исходя из площади КС, удельной нагрузки и коэффициента использования.

Так как все компрессорные станции магистрального газопровода являются типовыми, то размеры КС-7 определим по генеральному плану компрессорной станции КС-7а.

Длина дорожного полотна:  $A = 184$  м,  $B = 100$  м;

КС:  $A = 134$  м,  $B = 45$  м;

БКЭС:  $A = 9,12$  м,  $B = 2,3$  м;

АГРС:  $A = 12$  м,  $B = 8,6$  м.

Осветительную нагрузку компрессорной станции определим по выражениям (16,17):

$$P_{p.осв} = 134 \cdot 45 \cdot 0,015 \cdot 0,85 = 77,46 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.осв} = 77,46 \cdot 0,33 = 25,56 \text{ кВар},$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{осв} = 0,33$ .

Результаты расчета осветительной нагрузки внесем в таблицу 17.

Таблица 17 – Результаты расчета осветительной нагрузки

Наименование	F, м <sup>2</sup>	$k_u$	$P_{уд}$ , Вт/м <sup>2</sup>	$P_{p.o}$ , кВт	$Q_{p.o}$ , квар
1	2	3	4	5	
Наружное освещение					
Площадка КС	18400	0,85	0,09	1,41	0,46
Внутреннее освещение					
КС	6075	0,85	15	77,46	25,56
БКЭС	20,98		15	0,27	0,09
АГРС	103,2		15	1,32	0,43
Итого				80,46	26,54

Суммарная нагрузка компрессорной станции (17,18):

$$P_{\Sigma} = 30,34 + 80,46 = 110,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Sigma} = 9,6 + 26,54 = 36,14 \text{ квар}.$$

Полная нагрузка компрессорной станции и расчётный ток (19,20):

$$S_{\Sigma} = \sqrt{110,8^2 + 36,14^2} = 116,536 \text{ кВА},$$

$$I_p = \frac{116,536}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 168,205 \text{ А}.$$

### 3.2 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом КРМ

Расчетная мощность трансформатора КТП компрессорной станции определяется по формуле:

$$S_{расч.тр} = \frac{\sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}}{K_{з.опт} \cdot N_m}, \quad (21)$$

где  $P_{\Sigma}$  – суммарная активная мощность компрессорной станции, кВт;

$Q_{\Sigma}$  – суммарная реактивная мощность компрессорной станции, кВар;

$K_{з.опт}$  – оптимальный коэффициент загрузки трансформатора. В соответствии с [18] максимальный коэффициент загрузки трансформатора для КС не должен превышать 0,5.

$N_m$  – число силовых трансформаторов. Учитывая то, что КС-7 относится к потребителям первой категории надежности электроснабжения и согласно [10] к установке принимается двухтрансформаторная КТП.

$$S_{расч.тр} = \frac{116,536}{0,5 \cdot 2} = 116,536 \text{ кВА}$$

К установке принимаем трансформатор типа ТС-125/10/0,4.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор КТП определяется по формуле:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_{з.опт} \cdot S_{т.ном})^2 - P_p^2}, \quad (22)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,5 \cdot 125)^2 - 110,8^2} = 57,887 \text{ кВар.}$$

Определяется суммарная мощность НКУ:

$$Q_{HKV1} = Q_p - Q_T, \quad (23)$$

$$Q_{HKV1} = 36,14 - 57,887 = -21,741 \text{ кВар.}$$

Дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС предприятия, рассчитывается по формуле:

$$Q_{HKV2} = Q_p - Q_{HKV1} - \gamma \cdot S_{т.ном} \cdot N_T, \quad (24)$$

где  $\gamma$  – расчетный коэффициент, определяемый в зависимости от схемы питания и дополнительных показателей  $K_1$  и  $K_2$  ;

$K_1$  – зависит от стоимости потерь электроэнергии, количества рабочих смен на предприятии и электрической системы.

$K_2$  – расчетный коэффициент, определяемый сечением линий и их длиной.

Для данного случая  $K_1 = 9$  ,  $K_2 = 7$  и  $\gamma = 0,36$  [23].

$$Q_{HKV2} = 36,14 + 24,741 - 0,36 \cdot 125 \cdot 2 = -86,417 \text{ кВар.}$$

Определим суммарную мощность НКУ:

$$Q_{HKV\Sigma} = Q_{HKV1} + Q_{HKV2}, \quad (25)$$

$$Q_{HKV\Sigma} = -21,741 - 86,417 = -108,159 \text{ кВар.}$$

Полученное значение суммарной мощности НКУ  $Q_{HKV\Sigma} < 0$ , следовательно установка низковольтных устройств компенсации реактивной мощности не требуется.

Проверим необходимость КРМ на напряжении 10 кВ.

Экономически целесообразная реактивная мощность находится по выражению:

$$Q_H = P_\Sigma \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (26)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi$  коэффициент реактивной мощности.

$$Q_H = 11200 \cdot 0,4 = 4480 \text{ квар.}$$

Мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{KV} = Q_\Sigma - Q_H, \quad (27)$$

$$Q_{KV} = -731,04 - 4480 = -5211,04 \text{ квар.}$$

Так как полученное значение  $Q_{KV} < 0$ , следовательно компенсация реактивной мощности на напряжении 10 кВ не требуется.

### 3.3 Расчет высоковольтной нагрузки

Расчётная мощность высоковольтной нагрузки компрессорной станции вычисляется по методу расчетной нагрузки. Исходными данными для расчета высоковольтной нагрузки являются данные, представленные в таблице 14.

Расчетная активная нагрузка СД принимается равной средней мощности [10]:

$$P_{расч.ВН} = K_u \cdot P_{уст\ i}, \quad (28)$$

где  $P_{уст\ i}$  – суммарная установленная мощность всех приемников высокого напряжения, принимаемая по исходным данным для каждого цеха.

Расчетная реактивная мощность, которую СД может генерировать [11]:

$$Q_{расч.ВН} = \frac{K_{зСД} \cdot P_{уст\ СД} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{СД}}{\eta_{СД}}, \quad (29)$$

где  $K_{зСД}$  коэффициент наибольшей допустимой нагрузки СД по реактивной мощности, зависящий от типа двигателя, относительного напряжения и коэффициента загрузки по активной мощности, равный 0,8 [11].

$\eta_{СД}$  КПД синхронного двигателя. В соответствии с таблицей 13 равный 0,974.

Определим активную и реактивную мощность расчетной высоковольтной нагрузки ЭГПА с синхронным двигателем СТД-4000-2 (26), (27):

$$P_{расч.ВН} = 0,7 \cdot 4 \cdot 4000 = 11200 \text{ кВт},$$

$$Q_{расч.ВН} = \frac{0,8 \cdot 4 \cdot 4000 \cdot (-0,48)}{0,974} = -6308,01 \text{ кВар}.$$

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 10 кВ приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Результаты расчёта высоковольтной нагрузки 10 кВ

Потребитель	$P_{уст.}, \text{кВт}$	$K_u$	$\cos \varphi$	$P_{расч.}, \text{кВт}$	$Q_{расч.}, \text{квар}$
СТД-4000-2	4x4000	0,7	-0,9	11200	-6308,01

### 3.4 Определение суммарной расчетной нагрузки компрессорной станции

Суммарная нагрузка компрессорной станции (17,18):

$$\Sigma P_{\Sigma} = 30,34 + 80,46 + 11200 = 11310,8 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{\Sigma} = 9,6 + 26,54 - 6308,01 = -6272,87 \text{ кВар}.$$

Расчетная мощность на шинах 6-10 кВ подстанции определяется с учетом коэффициента одновременности  $K_0$ , значение которого принимается в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и числа присоединений к сборным шинам распределительного устройства (РУ):

$$P_p = \Sigma P_{\Sigma} \cdot K_0, \quad (30)$$

$$Q_p = \Sigma Q_{\Sigma} \cdot K_0, \quad (31)$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (32)$$

В соответствии с [11] примем  $K_0 = 0,85$ .

Рассчитаем расчетную мощность в соответствии с (28,29,30):

$$P_p = 11310,8 \cdot 0,85 = 9614,18 \text{ кВт},$$

$$Q_p = -6272,87 \cdot 0,85 = -5331,09 \text{ кВар},$$

$$S_p = \sqrt{9614,18^2 + (-5331,09)^2} = 10990 \text{ кВА}.$$

К прилегающей инфраструктуре компрессорной станции КС-7 отнесем жилой поселок для обслуживающего персонала КС-7.

С учетом перспективы развития Магдагачинского района и согласно материалам преддипломной практики, примем нагрузку жилого поселка равной:

$$P_{\Pi} = 1400 \text{ кВт}; Q_{\Pi} = 4600 \text{ кВар}.$$

Таким образом, суммарная нагрузка компрессорной станции КС-7 и жилого поселка составляет:

$$P = P_p + P_{\Pi},$$

$$P = 9614,18 + 1400 = 11014,18 \text{ кВт},$$

$$Q = Q_p + Q_{\Pi},$$

$$Q = -5331,09 + 4600 = -731,084 \text{ кВар},$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2},$$

$$S = \sqrt{11014,18^2 + (-731,084)^2} = 11040 \text{ кВА}.$$

#### 4 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Система внешнего электроснабжения включает в себя источники питания и линии электропередачи, осуществляющие передачу электроэнергии к предприятию, распределительной и преобразовательной подстанции, связывающие их кабели и ВЛ, токопроводы, обеспечивающие подвод электроэнергии к потребителям.

При выборе источника питания учитывают категорию приемников электроэнергии.

К электроприемникам 1-й категории относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства [18].

В состав электроприемников 1-й категории входит особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования [18].

Электроприемниками 2-й категории называют такие электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей [18].

Электроприемники 3-й категории – все остальные электроприемники, не подходящие под определение 1-й и 2-й категорий [18].

Компрессорные станции магистральных газопроводов с электроприводными газоперекачивающими агрегатами относятся к первой категории надежности [2].

Основными условиями проектирования рациональной системы внешнего электроснабжения являются надежность, экономичность и качество электроэнергии [23]. Надежность электроснабжения обеспечивается резервированием, которое необходимо для продолжения работы основного производства в послеаварийном режиме [16].

Для электроснабжения ЭП отдельных категорий предъявляют следующие требования:

- ЭП 1-й категории необходимо обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. При нарушении электроснабжения от одного из источников допускается перерыв их электроснабжения на время автоматического восстановления питания;

- особая группа ЭП 1-й категории должна иметь дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания;

- для электроснабжения ЭП первой и второй категории предусматривается резервный источник питания;

- для питания ЭП третьей категории не предусматривается резервирование.

#### **4.1 Разработка вариантов схем внешнего электроснабжения и их анализ**

Схемы электроснабжения должны обеспечивать требуемое качество электроэнергии. Для этого их разрабатывают с учетом следующих принципов:

- обеспечение требуемого качества электроэнергии;
- максимальное приближение источника ВН к электроустановкам потребителей;

- отказ от холодного резерва;
- глубокое секционирование всех звеньев системы;
- выбор в качестве основного режима работы раздельную работу линий, трансформаторов;

- использование допустимой перегрузки элементов сети в послеаварийном режиме [11].

Так как ЭП компрессорной станции КС-7 относится к I и II категории, схему внешнего электроснабжения выполним с использованием двух независимых взаимно резервирующих источников питания, т.е. примем вариант с двумя одноцепными воздушными линиями.

Независимым источником питания называется такой источник, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках, питающих эти ЭП [7]. Согласно [18], к независимым источникам могут быть отнесены две секции или системы шин одной или двух подстанций, если каждая из этих секций питается от независимых источников или секции шин не связаны между собой или имеют связь, отключающуюся при нарушении нормальной работы [7].

Подключение проектируемой ПС 110/10 кВ к электрической сети возможно тремя способами: непосредственно к источнику питания, в рассечку линии, либо отпайкой.

#### **4.2 Выбор источников питания**

В качестве возможных источников питания проектируемой подстанции рассматриваются ПС 220 кВ Магдагачи и ПС 220 кВ Сиваки.

Подключение проектируемой подстанции к ПС 220 кВ Магдагачи возможно при строительстве двухцепной воздушной линии протяженностью приблизительно 100 км номинальным напряжением 220 кВ, что является экономически нецелесообразно для передачи требуемой мощности, равной  $S=11,04$  МВА. Так как в этом случае линии будут незагружены, а значит не попадут в экономические токовые интервалы.

Таким образом, источником питания для проектируемой подстанции, питающей компрессорную станцию КС-7, принимаем ПС 220 кВ Сиваки. Это обусловлено тем, что ПС 220 кВ Сиваки расположена на расстоянии 7 км от проектируемой ПС.

### 4.3 Выбор номинального напряжения

Номинальным напряжением источников и приемников электрической энергии (генераторов, трансформаторов) называют такое напряжение, на которое они рассчитаны в условиях нормальной работы.

Выбор напряжения питающих сетей зависит от напряжения сетей энергосистемы в данном районе, от мощности, потребляемой предприятием, его удаленности от источника питания, числа и мощности электроприемников [16].

Выбор формулы для расчета номинального напряжения зависит от мощности, передаваемой по линии и расстояния, на которое эта мощность передается.

Для определения номинального напряжения питающей сети воспользуемся формулой Илларионова, так как она применяется для всех значений активной мощности и на любую длину линии:

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (33)$$

где  $L$  длина линии, км;

$P$  поток максимальной активной мощности, МВт.

$$U_{рац} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{7} + \frac{2500}{\frac{11,014}{2}}}} = 43,627 \text{ кВ}$$

Полученное значение рационального напряжения соответствует номинальному напряжению в 35 кВ. Однако на подстанции ПС 220 Сиваки нет такого класса напряжения, поэтому выбираем напряжение питающей линии  $U_{ном} = 110$  кВ.

Выбор напряжения распределительной сети тесно связано с решением вопросов электроснабжения предприятия. Для распределительных сетей применяется напряжение 6-10 кВ.

Для распределительной сети компрессорной станции КС-7 принимаем номинальное напряжение 10 кВ. Выбор обусловлен тем, что данное напряжение рекомендуется в качестве основного для распределения электроэнергии по территории предприятия небольшой мощности и небольших расстояниях от предприятия до проектируемой подстанции. Кроме того, на выбор номинального напряжения влияет силовое оборудование, установленное на предприятии. На компрессорной станции КС-7 имеется 4 синхронных двигателя, работающие на номинальном напряжении 10 кВ.

#### 4.4 Выбор марки и сечения питающей линии

Выбор марки и сечения проводов воздушной линии 110 кВ и выше производится по методу экономических токовых интервалов, проверка осуществляется по длительно-допустимому току.

Максимальный ток, протекающий в линии рассчитывается по формуле:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (34)$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{11014,18^2 + (-731,084)^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 29,45 \text{ А},$$

где  $P_{\max}$ ,  $Q_{\max}$  – потоки активной максимальной и реактивной максимальной мощностей, кВт, кВар;

$n$  – количество цепей;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

Определим расчетной ток, протекающий в линии:

$$I_{расч} = I_{max} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_t, \quad (35)$$

$$I_{расч} = 29,45 \cdot 1,05 \cdot 0,95 = 29,37 \text{ А},$$

где  $\alpha_i$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии  $\alpha_i = 1,05$  ;

$\alpha_t$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и совмещение максимумов нагрузки в электрической сети  $\alpha_t = 1,02$  .

По значению расчетного тока, используя экономические токовые интервалы, выбирают сечение проводов ЛЭП.

Полученному в результате расчета току соответствует сечение 95/16, однако с учетом перспективного роста нагрузок примем сечение 120/19 с длительно-допустимым током 390 А.

К установке примем сталеалюминевый провод марки АС 120/19.

Для проверки выбранного сечения по длительно-допустимым токам в послеаварийном режиме необходимо отключить одну из линий. В результате по оставшейся в работе цепи будет протекать ток, превышающий расчетный в 2 раза:

$$I_{n.ав} = 29,37 \cdot 2 = 58,74 \text{ А}.$$

Ток в послеаварийном режиме не должен превышать значение длительно-допустимого тока для выбранного сечения:

$$I_{n.ав} \leq I_{дон}, \quad (36)$$

$$58,74 \leq 330.$$

Условие выполняется, значит сечение провода выбрано верно.

#### **4.5 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения**

Рассмотрим 3 возможных варианта подключения проектируемой ПС 110/10 к электрической сети:

1 вариант – подключение подстанции непосредственно к ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Сиваки. В этом случае, проектируемая ПС 110/10 кВ будет получать питание от ПС 220 кВ Сиваки по радиальной схеме с резервированием. Данный вариант обладает достаточной надежностью, простотой и наглядностью используемой схемы электроснабжения.

2 вариант – подключение подстанции к ЗРУ 6 кВ Сиваки. Данный вариант требует существенных экономических вложений. Это связано с тем, что при подключении проектируемой ПС к ЗРУ 6 кВ необходима его реконструкция с повышением напряжения до 10 кВ, так как основными электроприемниками компрессорной станции КС-7 являются синхронные двигатели, работающие на номинальном напряжении 10 кВ.

3 вариант – подключение подстанции в расщелку ВЛ 220 кВ Сиваки. При реализации данного варианта возникают существенные проблемы с выбором силового оборудования для проектируемой ПС. Это связано с тем, что минимальная мощность силовых трансформаторов на номинальное напряжение 220 кВ составляет 25 МВА, в то время как требуемая мощность не превышает 12 МВА. Именно поэтому, этот вариант схемы внешнего электроснабжения рассматривать не будем.

Для выбора оптимальной схемы внешнего электроснабжения проектируемой ПС 110/10 кВ, необходимо произвести технико-экономическое сравнение 1 и 2 варианта и выбрать наиболее экономичный. Сравнение вариантов представим в главе 9 «Технико-экономического обоснование принятого варианта проектирования системы внешнего электроснабжения».

Для обеспечения требуемого уровня надежности электроснабжения ЭП компрессорной станции КС-7 разработаем схему внешнего электроснабжения с

подключением питающей ПС 110/10 кВ непосредственно к ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Сиваки.

#### **4.6 Конструктивное исполнение питающих линий**

Питающие сети для проектируемой ПС 110 кВ выполнены воздушными линиями.

Воздушными называются линии, предназначенные для передачи и распределения электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и поддерживаемым с помощью опор и изоляторов.

В связи с тем, что воздушные ЛЭП сооружаются и эксплуатируются в разнообразных климатических условиях и подвержены атмосферному воздействию (ветер, гололед, дождь, изменение температуры), ВЛ должны сооружаться с учетом атмосферных явлений, загрязнения воздуха и условий прокладки (слабозаселенная местность, территория города, предприятия).

Основными конструктивными элементами ВЛ являются опоры, провода, грозозащитные тросы, изоляторы и линейная арматура.

Типы и конструкции опор разнообразны. Опоры ВЛ классифицируются по конструктивному исполнению (одноцепные, двухцепные), по назначению и размещению на трассе (промежуточные, анкерные, специальные) и по материалу их изготовления (деревянные, железобетонные, металлические).

Для сооружения питающих линий внешнего электроснабжения компрессорной станции КС-7 выбраны промежуточные и анкерные стальные опоры.

Металлические (стальные) опоры применяют на линиях напряжением 35 кВ и выше. К их основным элементам относятся стойки, траверсы, тросостойки, оттяжки и фундамент. К преимуществам стальных опор относят их прочность и надежность, однако такие опоры достаточно металлоемкие, занимают большую площадь и устанавливаются на специальных железобетонных фундаментах. Кроме того, в процессе эксплуатации опоры необходимо окрашивать для предохранения от коррозии.

Длины пролетов ВЛ выбирают по экономическим соображениям. Известно, что с увеличением длины пролетов возрастает провис проводов, при

этом нарушается допустимый габарит  $h$ . Для того, чтобы габарит не нарушался необходимо увеличить высоту опор  $H$ , при этом уменьшится количество опор и изоляторов на линии.

Габарит линии  $h$  – наименьшее расстояние от нижней точки провода до земли (воды, полотна дорога) должен быть таким, чтобы обеспечить безопасность движения людей и транспорта под линией. Значение  $h$  зависит от номинального напряжения линии и условий местности (населенная, ненаселенная).

Основные конструктивные размеры ВЛ 110 кВ приведены в таблице 19.

Таблица 19 Основные конструктивные размеры ВЛ 110 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Расстояние между фазами $D$ , м	Длина пролета $l$ , м	Высота опоры $H$ , м	Габарит линии $h$ , м
110	4-5	170-250	13-14	6-7

Для передачи электроэнергии на воздушных линиях предусматриваются провода. Провода ВЛ должны обладать хорошей электропроводностью, достаточной механической прочностью и устойчивостью против коррозии. При выборе провода исходят из условий экономичности, т.е. применяют провода из наиболее дешевых металлов алюминия, стали, специальных сплавов алюминия.

Для питания проектируемой ПС 110/10 кВ принят провод марки АС 120/19.

Для защиты линии от атмосферных перенапряжений используют грозозащитные тросы и ограничителями перенапряжений. Тросы подвешивают над фазными проводами на ВЛ напряжением 35 кВ и выше в зависимости от района по грозовой деятельности и материала опор. В качестве грозозащитных проводов обычно применяют стальные оцинкованные канаты. Крепление тросов на всех опорах ВЛ напряжением 220/750 кВ должно быть выполнено при помощи изолятора, шунтированного искровым промежутком. На линиях 35/110 кВ крепление тросов к металлическим и железобетонным промежуточным опорам осуществляется без изоляции троса.

Для изоляции и крепления проводов ВЛ используют изоляторы, которые изготавливаются из фарфора и закаленного стекла. Изоляторы должны обладать высокой механической и электрической прочностью и стойкостью к атмосферным воздействиям. Наиболее распространены стеклянные изоляторы, так как при повреждении закаленное стекло рассыпается.

Для закрепления проводов к изоляторам и тросов к опорам используют линейную арматуру: зажимы, соединители, дистанционные распорки и др.

Для строительства питающих линий проектируемой ПС 110/10 кВ используются стеклянные изоляторы и применяется линейная, сцепная, поддерживающая, натяжная и соединительная арматура.

## 5 ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПОДСТАНЦИИ, ПИТАЮЩЕЙ КС-7

### 5.1 Разработка однолинейной схемы и конструктивное исполнение ПС, питающей КС-7

При выборе схем электроустановок учитывают следующие факторы:

- значение и роль подстанции для энергосистемы;
- положение подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения прилегающих сетей;
- перспектива расширения и промежуточные этапы развития подстанции;
- номинальное напряжение;
- тип и конструктивные особенности проектируемой подстанции;
- категория надежности потребителей.

Проектируемая подстанция 110/10 кВ предназначена для электроснабжения компрессорной станции КС-7, ЭП которой относятся к первой и второй категории электроснабжения. Поэтому, для обеспечения бесперебойного питания потребителей при отключении одной из питающих линий или выводе одного из трансформаторов в ремонт на стороне ВН используется автоматическая перемычка. Поэтому, распределительное устройство 110 кВ (ОРУ-110 кВ) проектируемой ПС выполним открытым по схеме «Два блока (линия-трансформатор) с выключателями и автоматизированной перемычкой». Схема представлена на рисунке 6 [21].

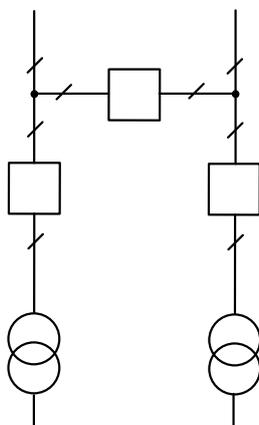


Рисунок 6 Схема «Два блока (линия-трансформатор) с выключателями и автоматизированной перемычкой»

Согласно [15], для компрессорных станций с электроприводными ГПА необходимо проектировать закрытое распределительное устройство 10 кВ (ЗРУ-10 кВ).

Для комплектации ЗРУ-10 кВ должны применяться шкафы распределительных устройств комплектной заводской поставки, устойчивые токам КЗ с учетом подпитки от синхронных электродвигателей [15].

ЗРУ 10 кВ должны выполняться двух- и четырехсекционными схемами с наличием секционных выключателей [15]. Схемы управления вводным и секционным выключателями должны предусматривать автоматическое повторное включение вводов и автоматическое включение резерва на секционных выключателях [15].

Для питания потребителей компрессорной станции на напряжении 380/220 В следует применять комплектные трансформаторные подстанции (КТП) [15].

На проектируемой ПС РУ 10 кВ выполнено в виде закрытого распределительного устройства по схеме 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин». Схема 10-1 представлена на рисунке 7 [21].

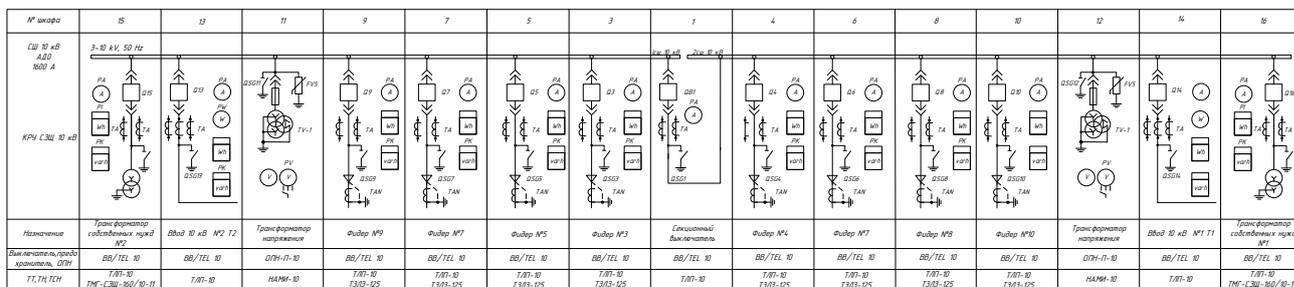


Рисунок 7 Схема 10-1 «Одна, секционированная выключателем, система шин»

## 5.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ПС

Главная понижающая подстанция объекта в соответствии с требованиями надежности должна быть выполнена двухтрансформаторной, так как компрессорная станция КС-7 относится к потребителям первой категории.

Мощность трансформаторов определяется активной нагрузкой объекта (предприятия) и реактивной мощностью, передаваемой от системы в период максимума нагрузок.

Мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них второй воспринял основную нагрузку подстанции с учетом допускаемой перегрузки в послеаварийном режиме и возможного временного отключения потребителей третьей категории. В соответствии с существующей практикой проектирования мощность трансформаторов на понижающих подстанциях рекомендуется выбирать из условия допустимой перегрузки в послеаварийных режимах 70% на время максимума.

Выбор трансформаторов ГПП (ПГВ) проводится по формуле:

$$S_{расч.тр} = \frac{\sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}}{K_{з.онт} \cdot N_m}, \quad (37)$$

$$S_{расч.тр} = \frac{11040}{0,5 \cdot 2} = 11040 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор марки ТДН 10000/110 с номинальной мощностью  $S_{ном} = 10000$  кВА.

Проверяем выбранный трансформатор на загрузку в нормальном режиме (при работе двух трансформаторов):

$$k_{з\text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}}{N_T \cdot S_{ном}}, \quad (38)$$

$$k_{з\text{ норм}} = \frac{11040}{2 \cdot 10000} = 0,55.$$

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

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{р}\Sigma}^2 + Q_{\text{р}\Sigma}^2}}{(N_{\text{Т}} - 1) \cdot S_{\text{НОМ}}}, \quad (39)$$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{11040}{1 \cdot 10000} = 1,1.$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4, \quad (40)$$

$$1,1 \leq 1,4.$$

### 5.3 Расчет токов короткого замыкания

Расчетный вид КЗ трехфазное короткое замыкание, по которому проверяются электродинамическая устойчивость выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

Для расчета токов короткого замыкания составляется расчетная схема, на которой указываются все основные характеристики элементов схемы, необходимые для расчета токов КЗ. Расчетная схема представлена на рисунке 8.

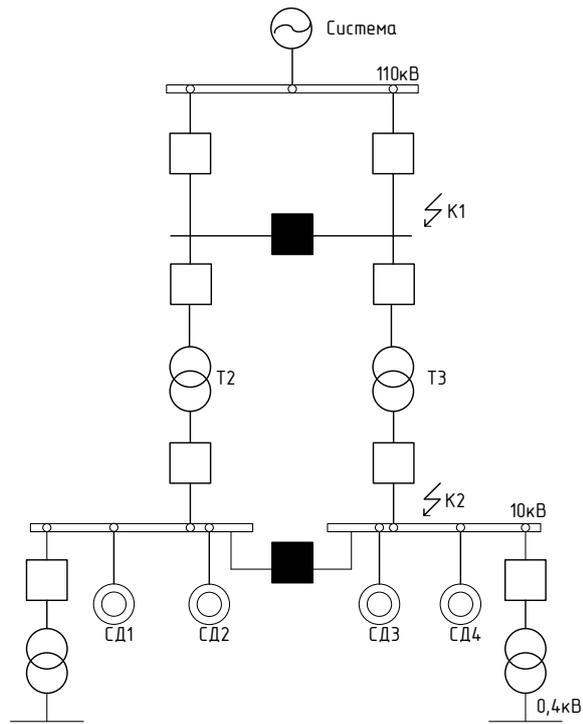


Рисунок 8 Расчетная схема

Необходимо составить схему замещения, на которой должны быть указаны индуктивные сопротивления всех элементов сети и ЭДС источников, подпитывающих точку КЗ. Схема замещения прямой последовательности представлена на рисунке 9.

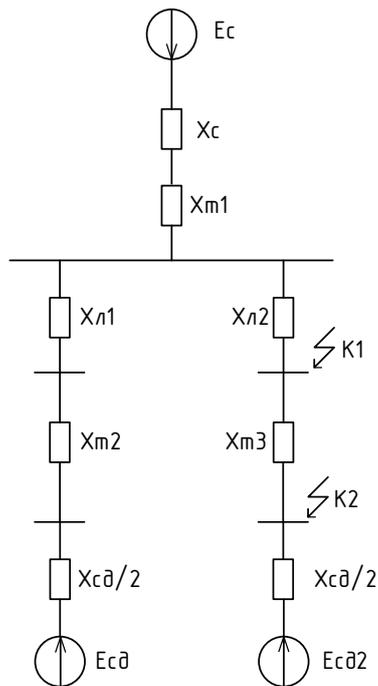


Рисунок 9 – Схема замещения прямой последовательности

Схема замещения прямой последовательности схема, в которой все источники, подпитывающие точку короткого замыкания, представлены своими ЭДС и сопротивлениями, а остальные элементы только сопротивлениями. При этом параметры элементов различных ступеней приводятся к одной ступени принятой за основную.

Расчет токов КЗ ведем в относительных единицах приближенным способом.

Задаемся базисными условиями  $S_{\sigma}=100$  МВА,  $U_{\sigma 1}=115$  кВ,  $U_{\sigma 2}=10,5$  кВ.

Определим базисный ток, кА:

$$I_{\sigma i} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma i}} \quad (41)$$

Для расчета токов КЗ необходимо рассчитать сопротивления всех элементов схемы замещения.

Сопротивление системы рассчитывается по формуле, о.е.:

$$x_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3}^{(3)} \cdot U_{ср.ном}}, \quad (42)$$

где  $I_{K3}^{(3)}$  трехфазный ток короткого замыкания на шинах ПС 220 кВ Сиваки, равный 13,58 кА;

$U_{ср.ном}$  номинальное напряжение системы, кВ.

ЭДС системы принимаем равной  $E_c = 1$ .

Определяем сопротивление линии, о.е.:

$$x_L = x_0 \cdot l_L \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2}, \quad (43)$$

где  $x_0$  удельное сопротивление линии на 1 км длины, равное 0,4 Ом/км;

$l_l$  длина линии, равная 7 км.

Сопротивления линий  $X_{л1}$  и  $X_{л2}$  равны, так как  $l_1=l_2$ .

При определении сопротивления автотрансформатора предварительно рассчитывают напряжения КЗ, а затем по полученным значениям находят искомое сопротивление каждой обмотки.

Автотрансформатор АТДЦТН 63000/220/110/6 с  $S_{ТНОМ} = 63$  МВА имеет следующие значения напряжения короткого замыкания:  $U_{KB-C} = 11 \%$ ,  $U_{KB-H} = 35 \%$ ,  $U_{KC-H} = 22 \%$ .

Рассчитаем напряжение КЗ, %:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}), \quad (44)$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}), \quad (45)$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}), \quad (46)$$

Сопротивления автотрансформатора определим по следующим формулам, о.е.:

$$X_{BT1} = \frac{U_{KB,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ТНОМ}}, \quad (47)$$

Так как  $U_{KC} = 0$ , следовательно  $X_{CT1} = 0$  о.е.

$$X_{HT1} = \frac{U_{KH,\%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{ТНОМ}}, \quad (48)$$

Сопротивление трансформаторов Т1 и Т2:

Расчет сопротивления двухобмоточного трансформатора ведется с учетом значений напряжения КЗ  $U_{к, \%}$  и номинальной мощности  $S_{НОМ}$ . Для трансформатора ТДН 10000/110:  $S_{НОМ} = 10$  МВА,  $U_{к, \%} = 10,5$  %.

Сопротивление двухобмоточного трансформатора определяется по формуле, о.е.:

$$X_T = \frac{U_{к, \%}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}}, \quad (49)$$

Сопротивление синхронного двигателя рассчитывают по формуле, о.е.:

$$X_{сд} = X''_d \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{НОМ}}, \quad (50)$$

где  $X''_d$  сверхпереходное сопротивление, о.е.

Для синхронного двигателя марки СТД-4000:  $X''_d = 1,92$ ,  $S_{НОМ} = 4$  МВА.

Примем ЭДС синхронного двигателя  $E_{сд} = 1,1$ .

После расчета сопротивлений элементов схемы замещения необходимо привести полученные значения к расчетной точке короткого замыкания.

В результате эквивалентирования сопротивлений схемы замещения к точке К1 получаем следующую схему, представленную на рисунке 10.

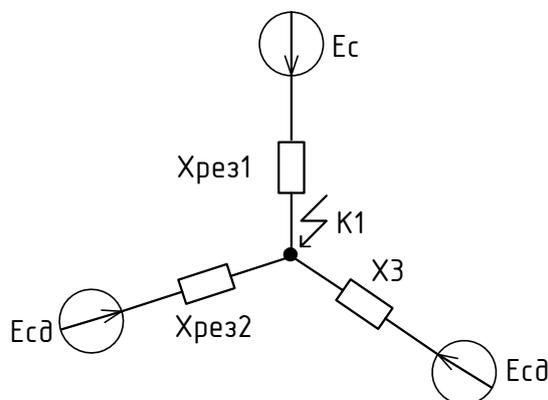


Рисунок 10 Результат эквивалентирования схемы замещения

Рассчитаем действующие значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ, протекающие по ветвям, кА:

$$I_{\text{Пoi}}^{(3)} = \frac{E_i}{X_i} \cdot I_{\text{oi}}. \quad (51)$$

Окончательно действующее значение периодической составляющей, кА:

$$I_{\text{ПОС}}^{(3)} = \Sigma I_{\text{Пoi}}^{(3)}. \quad (52)$$

Ударный ток трехфазного КЗ в начальный момент времени определяют по выражению, кА:

$$i_{\text{удi}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{Пoi}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}}, \quad (53)$$

$$K_{\text{уд}} = \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ai}}}\right), \quad (54)$$

где  $T_{ai}$  — постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, равная:

$$T_{ai} = \frac{X_i}{\omega R_i}. \quad (55)$$

Примем  $T_{ai} = 0.3$ .

Суммарный ударный ток составляет, кА:

$$i_{\text{уд}\Sigma} = \Sigma i_{\text{удi}}, \quad (56)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\text{ПО}i}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО}i}^{(3)}, \quad (57)$$

Расчет токов КЗ для точки К1 и К2 представлен в приложении А.

Результаты расчета токов КЗ сведем в таблицу 20.

Таблица 20 – Расчет токов КЗ

Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}^{(3)}$ , кА		$I_{\text{ПО}}^{(2)}$ , кА		$i_{\text{уд}}$ , кА	
К1	2,18	$\Sigma=2,222$	1,888	$\Sigma=1,924$	6,065	$\Sigma=6,181$
	0,022		0,019		0,061	
	0,02		0,017		0,056	
К2	4,266	$\Sigma=4,557$	3,694	$\Sigma=3,946$	11,867	$\Sigma=12,677$
	0,252		0,218		0,701	
	0,039		0,034		0,109	

#### 5.4 Выбор и проверка выключателей ПС

Выключатель – это основной коммутационный аппарат в электрических установках высокого напряжения, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в любых режимах.

Выбор выключателей проводится по классу напряжения и максимальному рабочему току.

Проведем выбор выключателя на примере выключателя 110 кВ, выключатели на 10 кВ выбираются аналогично.

Максимальное рабочее значение токов, проходящих через выключатель определяют по формуле:

$$I_{\text{рmax}} = \frac{S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (58)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВа.

Выбор выключателей производят по следующим параметрам [12]:

1) По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (59)$$

2) По длительному току:

$$I_{р.мах} \leq I_{ном}, \quad (60)$$

3) По отключающей способности:

$$I_{ПО} \leq I_{откл.ном}. \quad (61)$$

Выбираем элегазовый баковый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ-110-40/2500 УХЛ1 со встроенными трансформаторами тока типа ТВГ УЭТМ-110.

Проверяем выбранный выключателя на термическую устойчивость:

$$B_K = I_{ПО}^2 \cdot [t_{откл} + T_a], \quad (62)$$

где  $B_K$  – тепловой импульс, кА<sup>2</sup> с.;

$t_{откл}$  – время отключения КЗ, равный 1,5 с учетом селективности действия релейной защиты;

Проверим выбранный выключатель на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{K.ном} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \quad (63)$$

где  $I_{терм}$  ток термической стойкости, равный 40 кА;

$t_{терм}$  время протекания термической стойкости. Для выбранного выключателя равный 3 с.

Определим номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе по формуле:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{ном.откл}, \quad (64)$$

где  $\beta_H$  – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя  $\beta_H = 40\%$ ;

$I_{ном.откл}$  – номинальный ток отключения, кА.

Расчетное значение аperiodической составляющей:

$$i_{a.т} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО}, \quad (65)$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110$ кВ	$U_{уст} = 110$ кВ	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 52,486$ А	$I_{ном} = 2500$ А	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 6,181$ кА	$i_{скв} = 40$ кА	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_K = 8,886$ кА <sup>2</sup> с	$B_{K.ном} = 4800$ кА <sup>2</sup> с	$B_{K.ном} \geq B_K$
$I_{но} = 2,222$ кА	$I_{вкл} = 40$ кА	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 2,222$ кА	$I_{откл} = 40$ кА	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 3,142$ кА	$i_{a.ном} = 22,627$ кА	$i_{a.ном} \geq i_{ат}$

Выбранный выключатель полностью удовлетворяет условиям проверки.

Выбор выключателя НН произведем совместно с КРУ. На проектируемой ПС установим ячейки КРУ СЭЩ-59. Для установки в КРУ примем вакуумный выключатель ВВ/TEL ISM15\_Shell\_2.

Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателей 10 кВ приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 577,35 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{уд} = 12,677 \text{ кА}$	$i_{скв} = 31,5 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_K = 37,374 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{K.ном} = 2977 \text{ кА}^2 \text{ с}$	$B_{K.ном} \geq B_K$
$I_{но} = 4,557 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{но}$
$I_{нт} = 4,557 \text{ кА}$	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
$i_{ат} = 6,444 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 17,819 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$

Расчет выбора выключателей представлен в приложении А.

### 5.5 Выбор и проверка разъединителей

Выбор и проверка разъединителей проводится аналогично выключателям без учета отключаемого тока и мощности по номинальным значениям тока и напряжения, проверяется по электродинамической и термической стойкости.

Условия выбора и проверки разъединителей на стороне ВН сведены в таблицу 23.

Таблица 23 Условия выбора и проверки разъединителей на стороне ВН

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
1	2	3
$4U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{рmax} = 52,486 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$

1	2	3
$i_{y\partial} = 6,181 \text{ кА}$	$i_{скв} = 80 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{y\partial}$
$B_K = 8,886 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_K$

Выбираем разъединитель с заземляющими ножами марки РГП СЭЩ-2-Пн-110/1250 с ручным приводом.

Расчет выбора разъединителей представлен в приложении А.

### 5.6 Выбор ячеек КРУ

КРУ предназначено для приема и распределения электроэнергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц, напряжением 6 и 10 кВ.

Для напряжения до 35 кВ включительно КРУ имеют воздушную изоляцию, а для 110 кВ и выше – с изоляцией элегазом. По типу коммутационного аппарата КРУ внутренней установки подразделяются на КРУ с маломасляными или вакуумными выключателями и КРУ с электромагнитными выключателями.

Для установки на напряжение 10 кВ на проектируемой ПС приняты ячейки КРУ СЭЩ-59.

Комплектное распределительное устройство наружной установки для умеренного (У1) и холодного (ХЛ1) климата серии СЭЩ-59 представляет собой отдельностоящий блок высоковольтных ячеек с коридором управления, шкаф трансформатора собственных нужд (ТСН) и шкаф ВЧ-связи. Конструкция КРУ-СЭЩ-59 имеет росоустойчивую фарфоровую изоляцию. все виды высоковольтных коммутационных аппаратов, высокочувствительную дуговую защиту высокую работоспособность и малые сроки монтажа.

Технические характеристики КРУ-СЭЩ-59 представлены в таблице 24.

Таблица 24 Технические характеристики КРУ-СЭЩ-59:

Наименование параметра	КРУ-СЭЩ-59
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей шкафа, А	630; 1000; 1600
Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2000; 3150;
Номинальный ток отключения выключателя, встроенного в КРУ, кА	8; 10; 12,5; 20; 31,5
Ток термической стойкости, кА2	20; 31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	51; 81
Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69	У1
Сейсмостойкость по шкале MSK64, баллы	9
Варианты обслуживания	С двусторонним обслуживанием
Вид управления	Местное, дистанционное

Каждая ячейка КРУ имеет стандартный набор оборудования. Оборудование, встраиваемое в КРУ-СЭЩ-59:

- выключатель вакуумный ВВУ-СЭЩ, ВВМ-СЭЩ, ВВ/Tel;
- трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10, ТШЛ-СЭЩ-10;
- трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛК(Р)-СЭЩ;
- трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ-10, 3×ЗНОЛ-СЭЩ-10, НОЛ-СЭЩ-10;
- трансформаторы собственных нужд ТМ(Г)-СЭЩ, ТЛС-СЭЩ.

### **5.7 Выбор и проверка трансформаторов тока**

На проектируемой ПС 110 кВ трансформаторы тока устанавливаются в следующих местах:

- встроенные в линейный выключатель 110 кВ;
- встроенные во ввода 110 кВ силового трансформатора;
- трансформаторы тока в ячейках 10 кВ (вводные, секционная, отходящие присоединения).

Тип встроенных трансформаторов тока ТВГ УЭТМ-110. Встроенные трансформаторы тока ТВГ-110 предназначены для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам и устройствам защиты и управления в сетях переменного тока с номинальным напряжением 110 кВ.

Состав вторичной нагрузки трансформаторов тока приведен в таблице 25 26.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021-5	4	4	4
Итого		4	4	4

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
Амперметр	СА3021-5	4	-	4
Ваттметр	СР3021	7,5	-	0
Варметр	СР3020	0	-	5
Счетчик АЭ	Серам 40	0,1	-	0,1
Счетчик РЭ				
Итого		11,6		9,01

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения, максимальному рабочему току, конструкции и классу точности. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформаторы тока рекомендуется выбирать с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты.

Проверку выбранных трансформаторов тока осуществляют по динамической и термической устойчивости, по вторичной нагрузке.

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (66)$$

где  $Z_2$  – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$  – 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  $r_{приб}$ , соединительных проводов  $r_{пр}$  и переходного сопротивления контактов  $r_K$ :

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_K, \quad (67)$$

где  $r_{приб}$  – сопротивление приборов;

$r_{пр}$  сопротивление соединительных проводов. Минимальные сечения соединительных проводов составляют 2,5 мм<sup>2</sup> для медных и 4 мм<sup>2</sup> для алюминиевых. Максимальные сечения соответственно 6 и 10 мм<sup>2</sup> [12].

$r_K$  сопротивления контактов. При двух-трех приборах 0,05 Ом, при большем количестве 0,1 Ом [12]. Сопротивление контактов:  $r_{КОИТ} = 0,1$  Ом.

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_{2H}^2}, \quad (68)$$

где  $S_{приб}$  мощность приборов.

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{S_{min}}, \quad (69)$$

где  $l_{расч}$  – расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимаем равным 60 м;

$S_{\min}$  – минимальное сечение проводов.

Выбираем провод сечением  $q = 4 \text{ мм}^2$  с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением  $\rho = 0,0283$ .

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2}, \quad (70)$$

где  $S_{2H}$  номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А.

Мощность вторичной обмотки  $S_{2H} = 50 \text{ ВА}$ .

$I_{2H}$  номинальный ток вторичной цепи, А.

Условие (66) выполняется, следовательно, трансформаторы тока ТВГ УЭТМ-110 выбраны верно.

Проверяем выбранные трансформаторы тока на термическую стойкость к токам КЗ по формуле (62)

Расчет выбора и проверки трансформаторов тока представлен в Приложении А. Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 27.

Таблица 27 – Выбор трансформаторов тока ТВГ УЭТМ-110

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{pmax} = 52,486 \text{ А}$	$I_H = 200 \text{ А}$	$I_H \geq I_{pmax}$
$Z_{Hp} = 0,684 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hp}$
$B_K = 8,886 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kn} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Kn} \geq B_{kp}$
$i_{уд} = 6,181 \text{ А}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$

Трансформатор для установки в ячейке КРУ выбирается аналогичным способом. Расчет выбора и проверки трансформаторов тока 10 кВ представлен в Приложении А.

Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора тока приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор трансформаторов тока ТЛП-10-6

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_{pmax} = 577,35 \text{ А}$	$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_H \geq I_{pmax}$
$Z_{Нр} = 0,592 \text{ Ом}$	$Z_{2H} = 2 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Нр}$
$B_K = 37,374 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кн} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{Кн} \geq B_{кр}$
$i_{уд} = 12,677 \text{ А}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$

На все присоединения КРУ СЭЩ-59 выбираем трансформаторы тока ТЛП - 10 – 6.

### 5.8 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) устанавливаются в распределительных устройствах для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики [12].

Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения с обязательным заземлением нулевой точки [12], схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбирают:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке [12]:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} \tag{71}$$

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

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

В таблице 29 приведены нагрузки и определена вторичная нагрузка 110 кВ.

Таблица 29 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	1	5
Частотомер	АФС-2124	5	1	1	5
Осциллограф	АКИП-4122	18	1	1	18
Итого					28

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Тип	S одной обмотки, ВА	Число обмоток	Число приборов	Полная потребляемая мощность
					S, ВА
Вольтметр	СВ3021	5	1	5	25
Ваттметр	СР3021	7,5	1	5	37,5
Варметр	СР3020-ВАР	5	1	5	25
Счетчик АЭ	Seram S40	3,6	2	5	36
Счетчик РЭ					
Частотомер	АФС-2124	5	1	5	25
Осциллограф	АКИП-4122	18	1	5	90
Итого					238,5

Вторичная нагрузка трансформатора составляет:  $S_{2\Sigma} = 28$  ВА.

К установке примем трансформаторы напряжения марки ЗНГ-УЭТМ-110.

Сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора напряжения 110 кВ приведено в таблице 31.

Таблица 31 Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора напряжения 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 28 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 200 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

Трансформаторы напряжения для установки в КРУ выбирается аналогично. Примем трансформатор напряжения марки НАМИ – 10 – 95.

Сравнение каталожных и расчетных данных трансформатора напряжения 10 кВ приведено в таблице 32.

Таблица 32 Сопоставление каталожных и расчетных данных трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 238,5 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H = 300 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_H \geq S_P$

## 5.9 Выбор и проверка ошиновки на стороне ВН

Ошиновка на стороне ВН выполняется проводами марки АС

Сечения провода выбирают по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток:

$$I_{\text{п/а}} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (72)$$

Принимаем провод марки АС сечением  $q = 16 \text{ мм}^2$  с длительно-допустимым током 75 А.

Необходимо проверить провод на термическую стойкость. Для этого рассчитывают тепловой импульс тока по формуле (62).

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C_{\text{т}}}, \quad (73)$$

где  $C_{\text{т}} = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$  – для алюминия.

Если условие (73) выполняется, то выбранное сечение провода термически устойчив:

$$q_{\min} < q, \quad (74)$$

Выбранное сечение провода АС-16 удовлетворяет условиям выбора.

Расчет выбора гибкой ошиновки представлен в приложении А.

### 5.10 Выбор и проверка сборных шин

Сборные шины 10 кВ выполним жесткими алюминиевыми шинами.

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах по формуле (72).

Принимаем прямоугольные алюминиевые шины марки АД0 сечением  $q = 50 \times 6 = 300 \text{ мм}^2$  с длительно-допустимым током 740 А. Однако, в связи с тем, что к установке принимается КРУ СЭЩ-59, выбираем номинальный ток сборных шин 1600 А с сечением  $q = 100 \times 8 = 800 \text{ мм}^2$ .

Этому сечению соответствуют размеры шины, мм:  $h = 6$ ,  $b = 120$ .

Для проверки шины на термическую стойкость рассчитывается тепловой импульс тока КЗ по формуле (62). Затем определяется минимальное сечение по условию термической стойкости по формуле (73).

Так как, условие (74) выполняется, следовательно, шины термически устойчивы.

Проверим сборные шины на механическую прочность. Для этого необходимо определить частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (75)$$

где  $l$  – длина пролета между опорными изоляторами шинной конструкции, равная 1,2 м;

где  $q$  – поперечное сечение шины,  $\text{см}^2$ ;

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы,  $\text{см}^4$ :

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}. \quad (76)$$

Частота собственных колебаний шин меньше 200 Гц, следовательно, механический резонанс будет исключен.

Определяем наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ, по формуле:

$$f = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (77)$$

где  $a = 0,245$  м – расстояние между фазами.

Равномерно распределенная сила  $f$  создает изгибающий момент, равный, Н/м:

$$M = \frac{f \cdot l^2}{10}, \quad (78)$$

Напряжение в материале, появляющиеся при воздействии изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (79)$$

где  $W$  – момент сопротивления шины относительно оси при горизонтальном расположении шин, см<sup>3</sup>:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}. \quad (80)$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин марки АД0 по ГОСТу 30323-95:  $\sigma_{доп} = 82$  МПа.

Шины считаются механически прочными, если выполняется условие

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}. \quad (81)$$

Условие соблюдается, следовательно, выбранные шины механически прочны. Выбор и проверка сборных шин представлены в Приложении А.

Сведем выбор и проверку сборных шин 10 кВ в таблицу 33.

Таблица 33 – Выбор и проверка сборных шин 10 кВ

Расчётные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$I_{max} = 577,35$ А	$I_{дл.доп} = 1600$ А	$I_{дл.доп} \geq I_{max}$
$q_{min} = 12,148$ мм <sup>2</sup>	$q = 800$ мм <sup>2</sup>	$q \geq q_{min}$
$\sigma_{расч} = 0,023$ МПа	$\sigma_{доп} = 82$ МПа	$\sigma_{доп} \geq \sigma_{расч}$

### 5.11 Выбор и проверка изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных изоляторах.

Выбор опорных изоляторов производят по следующим условиям:

- по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

- по допустимой нагрузке:

$$F_{расч} \leq F_{доп},$$

где  $F_{расч}$  – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$  – допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} \leq 0,6 \cdot F_{разр}, \quad (82)$$

где  $F_{разр}$  – разрушающая нагрузка на изгиб.

К установке примем опорные керамические изоляторы марки ИО 103,75.

Согласно [17] расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{разр}$ :

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{доп}, \quad (83)$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора рассчитывается по формуле,

Н:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (84)$$

Сведем выбор и проверку опорных изоляторов ИО-10-3,75 в таблицу 34.

Таблица 34 – Выбор и проверка опорных изоляторов ИО-10-3,75

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
	ИО 103,75	
$U_p = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 136,335$ Н	$F_{доп} = 2250$ Н	$F_{доп} \geq F_{расч}$

### 5.12 Выбор трансформаторов собственных нужд

Основными электроприемниками собственных нужд переменного тока ПС 110 кВ «КС-7» являются:

- охлаждение силовых трансформаторов;
- электродвигатели РПН силовых трансформаторов;
- питание и обогрев двигателей приводов выключателей 110 кВ;
- обогрев баков выключателей 110 кВ;
- обогрев шкафов наружной установки;
- обогрев, рабочее и аварийное освещение, вентиляция и кондиционирование здания ОПУ;
- освещение и обогрев ячеек и релейных отсеков 10 кВ;
- освещение релейных панелей;
- зарядно-выпрямительные устройства системы оперативного постоянного тока;
- оборудование АИИС КУЭ, телемеханики и связи;
- наружное освещение ПС;
- шкаф оперативной блокировки.

Оборудование связи, аварийное освещение ПС относится к электроприемникам I категории. К электроприемникам II категории относится электроотопление помещений ПС. К электроприемникам III категории электроснабжения относится вентиляция, освещение ПС.

Так как в состав ЭП проектируемой подстанции входят потребители I и II категории, то примем коэффициент загрузки трансформатора  $K_3 = 0,7$  [18].

Нагрузка собственных нужд проектируемой ПС составляет  $S = 36,2$  кВА в летний максимум и  $S = 143,24$  кВА в зимний максимум. Для выбора трансформатора собственных нужд за расчетную мощность примем наибольшую нагрузку, т.е. в зимний максимум.

Мощность трансформатора собственных нужд определим по формуле:

$$S_T = \frac{143,24}{2 \cdot 0,7} = 102,31 \text{ кВА.}$$

К установке принимают трансформаторы сухие в защитном кожухе марки ТЛС(З)-СЭЩ – 160/10.

Так как значения  $\text{tg } \varphi$  нагрузок системы собственных нужд не превышают 0.35, следовательно, компенсации реактивной мощности в системе собственных нужд не требуются.

## 6 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПИТАЮЩЕЙ ПС

В процессе эксплуатации подстанции возможно появление внутренних и грозовых перенапряжений, т.е. повышения напряжения на оборудовании сверх наибольшего рабочего в результате нормальных или аварийных коммутаций, либо ударов молнии в электроустановку или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения).

Для защиты открытых распределительных устройств используются стержневые молниеотводы. ОРУ обычно защищаются несколькими молниеотводами. При этом внешняя часть защиты определяется для каждой пары молниеотводов. Заземление молниеотводов ОРУ в большинстве случаев производится путем присоединения их к заземлителю подстанции, который состоит из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих на площади, занимаемой подстанцией, сетку. Заземлители для отвода токов молнии характеризуются импульсным сопротивлением заземлителя.

При установке на ОРУ отдельно стоящих молниеотводов должны соблюдаться безопасные расстояния по воздуху и в земле от молниеотводов и их заземлителей до частей распределительного устройства.

Для защиты шинных мостов и гибких связей большой протяженности могут применяться тросовые молниеотводы.

### 6.1 Заземление ПС

При выполнении заземлений используют вертикальные и горизонтальные электроды заземлители, которые в совокупности с заземляющими проводниками образуют заземляющее устройство (ЗУ) [6].

Для расчета заземления проектируемой подстанции 110 кВ необходимо:

1. Определить удельное сопротивление грунта. При этом необходимо привести многослойную структуру грунта к эквивалентной двухслойной модели. Способы приведения зависят от типа заземляющего устройства и характера электрической структуры почвы.

$$\frac{\rho_{\text{экв}}}{\rho_2} = \rho_1, \quad (85)$$

где  $\rho_1$  удельное сопротивление верхнего слоя грунта, для супесей равное 70 Ом\*м;

$\rho_2$  удельное сопротивление нижнего слоя грунта, для глин равное 20 Ом\*м.

Значение  $\frac{\rho_{\text{экв}}}{\rho_2}$  определяется по таблицам РД 153-34.3-35.125-99. Для рассматриваемого случая,  $\frac{\rho_{\text{экв}}}{\rho_2} = 3,5$ .

Таким образом, эквивалентное сопротивление

$$\rho_{\text{экв}} = 20 \cdot 3,5 = 70 \text{ Ом.}$$

2. Рассчитать площадь, используемую под заземляющее устройство:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (86)$$

где  $A, B$  ширина и длина ПС, м.

$$S = (65 + 2 \cdot 1,5) \cdot (70,3 + 2 \cdot 1,5) = 4984,4 \text{ м}^2.$$

Контур заземляющей сетки расположен с выходом за границы оборудования на 1,5 м для того, чтобы человек при прикосновении к оборудованию, находился в пределах заземлителя.

3. Выбрать диаметр  $d$  горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков и проверить их по условиям механической прочности, термической и коррозионной стойкости. Принимаем  $d = 12$  мм.

Проверяем выбранный проводник по условиям:

- по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2, \quad (87)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 6^2 = 113,097 \text{ мм}^2.$$

- на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{КЗ}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (88)$$

где  $t = 1,5$  с – время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты, и полного времени отключения выключателя (с);

$\beta$  коэффициент термической стойкости, для стали равный 21.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{4557^2 \cdot 1,5}{400 \cdot 21}} = 60,895 \text{ мм}^2.$$

- на коррозионную стойкость:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (89)$$

$$S_{CP} = \alpha_{\kappa} \cdot \ln^3 T + b_{\kappa} \cdot \ln^2 T + c_{\kappa} \cdot \ln T + d_{\kappa}, \quad (90)$$

где  $\alpha_{\kappa}, b_{\kappa}, c_{\kappa}, d_{\kappa}$  коэффициенты зависящие от грунта. Определяются по справочным данным;

$T$  время использования заземлителя, равное 240 мес.

$$S_{CP} = 0,0013 \cdot \ln^3 240 + 0,03 \cdot \ln^2 240 + 0,0068 \cdot \ln 240 + 0,044 = 0,311,$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 0,311 \cdot (12 + 0,311) = 12,016 \text{ мм}^2.$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} = F_{KOP} + F_{T.C.} \quad (91)$$

$$113,097 \geq 72,911 = 12,016 + 60,895$$

Условие выполняется, следовательно, диаметр  $d = 12$  мм горизонтальных и вертикальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков выбран верно.

4. Определить общую длину горизонтальных полос в сетке:

$$L_T = (A + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(B + 1,5 \cdot 2)}{l_{П-П}} + (B + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(A + 1,5 \cdot 2)}{l_{П-П}}, \quad (92)$$

где  $l_{П-П}$  расстояние между полосами сетки, м. Принимаем  $l_{П-П} = 6$  м.

$$L_T = (65 + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(70,3 + 1,5 \cdot 2)}{6} + (70,3 + 1,5 \cdot 2) \cdot \frac{(65 + 1,5 \cdot 2)}{6} = 1661,47 \text{ м}$$

5. Уточнить длину всех горизонтальных электродов при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной  $\sqrt{S}$ .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_T}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (93)$$

$$m = \frac{1661,47}{2 \cdot \sqrt{4984,4}} - 1 = 10,77.$$

Принимаем:  $m = 11$ .

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} = 11, \quad (94)$$

$$\frac{\sqrt{4984,4}}{11} = 6,42 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1). \quad (95)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{4984,4} \cdot (11 + 1) = 1694,407 \text{ м.}$$

Количество горизонтальных полос на стороне А и В:

$$n_{2A} = \frac{A + 1,5 \cdot 2}{l_{\Pi-\Pi}}, \quad (96)$$

$$n_{2A} = \frac{68}{6} = 11,33 \text{ шт.},$$

$$n_{2B} = \frac{B + 1,5 \cdot 2}{l_{\Pi-\Pi}}, \quad (97)$$

$$n_{2B} = \frac{73,3}{6} = 12,22 \text{ шт.}$$

Общее количество горизонтальных полос

$$n_2 = n_{2A} + n_{2B}, \quad (98)$$

$$n_2 = 11,33 + 12,22 = 23,55 \text{ шт.}$$

Принимаем  $n_2 = 24$ .

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (99)$$

где  $l_B = 1$  м длина вертикального электрода;

$a = 12$  м расстояние между вертикальными электродами.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{4984,4}}{12} = 23,53 \text{ шт.}$$

Принимаем  $n_B = 24$ .

6. Рассчитываем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \frac{R_{CB} \cdot R_{CF}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{CB} + n_F \cdot R_{CF})}, \quad (100)$$

где  $\eta$  – коэффициент использования сложного заземлителя учитывающий ухудшение растекание тока молнии из-за взаимного экранирования (0,75).

Стационарное сопротивление одного вертикального электрода:

$$R_{CB} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \left( \ln\left(\frac{2 \cdot l_B}{d}\right) + 0,5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot h_3 + l_B}{4 \cdot h_3 - l_B}\right) \right), \quad (101)$$

где  $h_3$  – глубина заложения электрода (0,5...0,7 м);

$$R_{CB} = \frac{72}{2 \cdot \pi \cdot 1} \cdot \left( \ln\left(\frac{2 \cdot 1}{0,012}\right) + 0,5 \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 0,7 + 1}{4 \cdot 0,7 - 1}\right) \right) = 62,905 \text{ Ом}$$

Стационарное сопротивление горизонтального электрода:

$$R_{CG} = \frac{\rho_{\text{ЭКВ}}}{2 \cdot L_G} \cdot \ln\left(\frac{L_G^2}{h_3 \cdot d_G}\right), \quad (102)$$

$$R_{CG} = \frac{72}{2 \cdot \pi \cdot 1661,47} \cdot \ln\left(\frac{1661,47^2}{0,7 \cdot 0,012}\right) = 0,135 \text{ Ом},$$

$$R_C = \frac{62,905 \cdot 0,135}{0,75 \cdot (24 \cdot 62,905 + 24 \cdot 0,135)} = 0,007 \text{ Ом}.$$

7. Определяем суммарное импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = \frac{R_{IB} \cdot R_{IG}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{IB} + n_G \cdot R_{IG})}, \quad (103)$$

Импульсное сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{IB} = \frac{\alpha_{IB} \cdot R_{CB}}{n_B \cdot \eta}, \quad (104)$$

где  $\alpha_{IB}$  – импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода) принимаем равным 1.

$$R_{ИВ} = \frac{1 \cdot 62,905}{24 \cdot 0,75} = 3,495 \text{ Ом},$$

Импульсное сопротивление горизонтальных электродов:

$$R_{ИГ} = \alpha_{ИГ} \cdot R_{СГ}, \quad (105)$$

$$\alpha_{ИГ} = 1 + \frac{L_0 \cdot L_{Г}}{3 \cdot \tau_{\phi}} \quad (106)$$

где  $\tau_{\phi}$  – длительность фронта тока молнии ( $I_M = 55$  кА  $\tau_{\phi} = 3$  мкс);

$L_0$  удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя (мкГн/м):

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{L_{Г}}{d_{Г} / 2} - 0,31 \right), \quad (107)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot \left( \ln \frac{1661,47}{0,012 / 2} - 0,31 \right) = 2,44 \text{ мкГн/м},$$

$$\alpha_{ИГ} = 1 + \frac{2,44 \cdot 1661,47}{3 \cdot 3} = 451,44,$$

$$R_{ИГ} = 451,44 \cdot 0,135 = 60,944 \text{ Ом},$$

$$R_{И} = \frac{3,495 \cdot 60,944}{0,75 \cdot (24 \cdot 3,495 + 24 \cdot 60,944)} = 0,184 \text{ Ом}.$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока  $R_{II}$  согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0,5 Ом. Так как полученное при расчетах значение импульсного сопротивления заземлителя не превышает допустимого, следовательно, заземление ПС выполнено верно.

## **6.2 Защита ПС от прямых ударов молнии**

Защита оборудования ПС от прямых ударов молнии обеспечивается системой стержневых и тросовых молниеотводов.

Стержневые молниеотводы выполняются в виде вертикально установленных стержней (мачт) соединенных с заземлителем. Различают одиночные, двойные и многократные молниеотводы

Назначение молниеотвода принять на себя подавляющее число ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю.

Под расчетом молниезащиты понимается определение типа защиты, ее зоны, параметров и ожидаемого количества поражений объекта молнией в год.

По типу молниезащита может быть:

- одностержневой;
- двухстержневой одинаковой или разной высоты;
- многократной стержневой;
- одиночной тросовой;
- многократной тросовой.

По степени надежности нормируют два типа зон защиты:

- зона защиты типа А обладает надежностью не ниже 0,995 для заземленных объектов на всех элементах которых отсутствует напряжение относительно земли;

- зона защиты типа Б обеспечивает надежность не ниже 0,95.

Алгоритм расчета молниезащиты ПС следующий:

Перед началом расчетов необходимо определить габаритные размеры ПС: высота наиболее высокого объекта  $h_x$  составляет 11 м, ширина  $A = 65$  м, длина  $B = 70,3$  м. Расстояние между ближними молниеотводами  $l_1 = 60$  м, между удаленными  $l_2 = 63,74$  м.

Примем высоту молниеотвода  $h=30$ .

Эффективная высота молниеотвода, м:

$$h_0 = 0,85 \cdot h, \quad (108)$$

$$h_0 = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли, м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (109)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,2 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого оборудования, м:

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,1 \cdot h_x). \quad (110)$$

$$r_x = 1,5 \cdot (30 - 1,1 \cdot 11) = 26,85 \text{ м}$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов, м:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - 0,14 \cdot (l_1 - h). \quad (11)$$

$$h_{\min 1} = 25,5 - 0,14 \cdot (60 - 30) = 21,3 \text{ м}$$

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - 0,14 \cdot (l_2 - h). \quad (112)$$

$$h_{\min 2} = 25,5 - 0,14 \cdot (63,74 - 30) = 20,776 \text{ м}$$

Ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов:

- на уровне земли:

$$r_C = r_0 = 1,5 \cdot h, \quad (113)$$

$$r_C = 1,5 \cdot 30 = 45 \text{ м.}$$

- на уровне высоты защищаемого объекта:

$$r_{cx1} = r_0 \frac{h_{\min 1} - h_x}{h_{\min 1}}, \quad (114)$$

$$r_{cx1} = 45 \cdot \frac{21,3 - 11}{21,3} = 21,76 \text{ м,}$$

$$r_{cx2} = r_0 \frac{h_{\min 2} - h_x}{h_{\min 2}}, \quad (115)$$

$$r_{cx2} = 45 \cdot \frac{20,776 - 11}{20,776} = 21,174 \text{ м.}$$

Расстановка молниеотводов и построение зон защиты молниеотводов представлена в графической части.

### **6.3 Защита ПС от набегающих волн перенапряжений**

На подходах к ПС грозовые волны возникают при прорыве молнии на провода или обратных перекрытиях линейной изоляции при ударах молнии в опоры или тросы. Наиболее опасные воздействия на изоляцию ПС возникают при ударах молнии в ближайшие опоры и прорывах на провода в первых пролетах. При воздействии набегающих с ВЛ волн перенапряжений в отдельных точках ПС могут появляться перенапряжения, превышающие импульсную

прочность изоляции оборудования. Для уменьшения числа обратных набегающих волн следует повысить грозоупорность воздушной линии на подходе к подстанции.

Средства молниезащиты и требуемая длина защищаемого тросом подхода зависят от класса напряжения воздушной линии и схемы подстанции.

Защита подхода линии включает в себя следующие мероприятия:

- подвеска грозозащитных тросов с обязательным заземлением на каждой опоре;

- уменьшение угла тросовой защиты до 20° путем подвески второго троса или изменения конструкции опоры на подходах;

- уменьшение сопротивления заземления опор на подходе до 10-20 Ом

Критическая длина защищенного подхода может быть рассчитана по формуле:

$$l_{кр} = \frac{\tau_{кр}}{\eta^{(-)}}, \quad (116)$$

где  $\tau_{кр}$  критическое значение длительности опасных волн;

$\eta^{(-)}$  коэффициент деформации фронта волн вследствие импульсной короны, показывает насколько мкс удлиняется фронт при пробеге одного км линии.

$$\eta^{(-)} = 3,33 \cdot \left( \sqrt{1 + 0,6 \cdot \left( \frac{U}{U_K} - 1 \right)^2} - 1 \right). \quad (117)$$

Предельному значению длины защищенного подхода для ВЛ с  $U_{НОМ}=110$  кВ соответствует  $l = 13$  км. Если  $l_{кр}$  превышает значение  $l$ , то целесообразно изменить число или расположение защитных аппаратов или найти более удачный вариант схемы молниезащиты.

Защита ПС от набегающих с воздушной линии волн грозových перенапряжений может быть основана на выборе соответствующих защитных аппаратов ОПН, числа и мест их установки на ПС с целью обеспечения такого снижения воздействия волн грозových перенапряжений, при котором в течение нормируемого срока безаварийной эксплуатации  $T_{HB}$  не будут превышено допустимое значение перенапряжения для наиболее ответственного оборудования  $T_{HB} \approx 300-1500$  лет.

ОПН предназначен для защиты оборудования электрических сетей и электрических станций от коммутационных и грозových перенапряжений. Для защиты оборудования ОПН включается параллельно оборудованию.

К преимуществам ОПН относят:

- высокий уровень ограничений для всех видов волн перенапряжений;
- отсутствие сопровождающего тока после затухания волн перенапряжений;
- простота конструкции и высокая надежность в эксплуатации;
- стабильность характеристик и устойчивость к старению;
- стойкость к атмосферным перенапряжениям.

Выберем ОПН для установки на напряжение 10 кВ.

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения  $U_{НОМ}$ ;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение  $U_{ПР}$ ;
- пропускная способность по току;
- остающееся напряжение  $U_{ост}$ ;
- удельная энергоемкость, определяющая класс энергоемкости  $W_{уд}$ .

Максимально допустимое на ограничителе напряжение  $U_{нр}$ , для сетей 10 кВ в соответствии с ГОСТ 1516.3 составляет  $U_{ПР}=12$  кВ.

Алгоритм выбора ОПН следующий:

1. Для повышения надежности выбирают ОПН с наибольшим длительно-допустимым рабочим напряжением

$$U_{np} \geq 1,05 \cdot U_{нс}, \quad (118)$$

где 1,05 – коэффициент запаса, учитывающий увеличение максимального напряжения сети из-за действия гармоник.

2. ОПН выбирают по условиям работы в квазиустановившихся режимах. Необходимо определить амплитуду эквивалентного 10-секундного квазистационарного перенапряжения:

$$U_{экв} = U_k \cdot \left(\frac{T_k}{10}\right)^m, \quad (119)$$

где  $U_k$  – амплитуда квазиустановившихся стационарных перенапряжений;

$T_k$  – продолжительность квазистационарных перенапряжений, с.;

$m$  – показатель степени, описывающий характеристику ОПН «Напряжение промышленной частоты в зависимости от времени», принимают  $m=0,02$ .

3. Выбор класса пропускной способности ОПН.

При известных уровнях защиты ОПН энергия, поглощаемая ОПН, будет определяться как:

$$W = 2 \cdot U_{экв} (U_{п} - U_{эк}) \cdot \frac{T_{в}}{Z_{в}}, \quad (120)$$

где  $U_{п}$  – амплитуда перенапряжений, кВ;

$U_{эк}$  – защитный уровень ОПН при коммутационном импульсе, кВ;

$T_{в}$  – время распространения волны вдоль линии;

$Z_{в}$  – волновое сопротивление линии, Ом.

Удельная энергоемкость ОПН, кДж/кВ:

$$W_{уд} = \frac{W}{U_{np}}. \quad (121)$$

Для установки на стороне ВН выбираем ограничитель перенапряжения нелинейный полимерный ОПН-П-110/88 УХЛ1 «Завода энергозащитных устройств».

Для установки на НН примем ОПН-П-10/11,5 УХЛ1 производства «Завода энергозащитных устройств».

## 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА, СИГНАЛИЗАЦИЯ

Устройства релейной защиты предназначены для определения в сети короткого замыкания и автоматического отключения поврежденного элемента от неповрежденной части сети. Также, при возникновении ненормальных режимов работы сети (перегрузки, замыкания на землю в сети с малыми токами замыкания на землю и др.) задачей релейной защиты является сигнализация о возникшей неисправности.

РЗА защищаемого объекта выполняется с использованием микропроцессорных устройств (терминалов). Питание терминалов РЗА должно осуществляться от системы оперативного тока подстанции.

### 7.1 Выбор системы оперативного тока

Для производства оперативных переключений с помощью коммутационных и регулирующих аппаратов и для работы устройств РЗА необходим вспомогательный источник энергии – источник оперативного тока.

На ПС применяют оперативный ток следующих видов:

1) Постоянный – применяют на электростанциях и крупных подстанциях 110-220 кВ и выше.

Источниками постоянного оперативного тока на ПС служат аккумуляторные батареи. Аккумуляторные батареи (АБ) являются независимыми (автономными) источниками тока. Они обеспечивают надежное питание оперативных цепей во всех режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий, когда исчезает напряжение переменного тока. При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Для надёжности питания оперативных цепей защиты, управления и сигнализации на проектируемой ПС 110 кВ применяем систему постоянного оперативного тока, которая не зависит от режима работы силовой сети. В качестве источников постоянного оперативного тока используем аккумуляторные батареи (АБ).

Питание цепей оперативного тока устройств релейной защиты и автоматики предусматривается на постоянном токе 220 В.

2) Переменный оперативный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших ПС 110—220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений.

В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд.

Цепи освещения и обогрева проектируемой ПС 110 кВ питаются на переменном токе 220 В.

3) Выпрямленный используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110/220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В качестве источников выпрямленного тока применяются полупроводниковые выпрямительные устройства и специальные блоки питания. К источникам выпрямленного тока также относятся предварительно заряженные конденсаторы, которые заряжаются через выпрямительные устройства, питаемые от источников переменного тока.

В качестве подзарядно-зарядных агрегатов на проектируемой ПС могут быть использованы полупроводниковые выпрямительные устройства типа ВАЗП.

Зарядно-подзарядный выпрямительный агрегат типа ВАЗП состоит из силового трансформатора, выпрямительного моста, блока управления тиристорами и блока обратной связи по току и напряжению. Принцип работы агрегата основан на способности тиристорov изменять в широких пределах среднее значение выходного напряжения. Питание осуществляется от трехфазной сети напряжением 380/220 В.

Типовой состав комплекта системы оперативного тока ПС может включать в себя:

- ПС напряжением 220 кВ и выше и ПС 110 кВ с более чем 3-мя выключателями в распределительном устройстве высшего напряжения должен содержать следующие компоненты:

а) две АБ;

б) четыре ЗУ, по два на каждую АБ;

в) два щита постоянного тока (ЩПТ), при этом для каждой АБ предусматривается отдельный ЩПТ с числом секций не менее двух;

г) шкафы распределения оперативного тока [22].

- ПС напряжением 35 кВ и остальных ПС 110 кВ должен содержать следующие компоненты:

а) одну АБ;

б) два ЗУ;

в) один ЩПТ с числом секций не менее двух;

г) шкафы распределения оперативного тока [22].

Щит постоянного тока (ЩПТ) представляет собой комплектное низковольтное устройство шкафного исполнения, поставляемое на место монтажа в виде отдельных шкафов (ящиков, панелей), собираемых в щит, представляющий собой функционально завершенное изделие [22]. На дверях шкафов ЩПТ должны размещаться измерительные приборы и устройства световой сигнализации [22].

## **7.2 Расстановка средств релейной защиты в схеме внешнего электроснабжения**

В схеме электроснабжения для производства, распределения и потребления электрической энергии применяются электрические двигатели, генераторы, трансформаторы, воздушные линии электропередачи, кабели, нагревательные приборы и т.д. Для защиты оборудования от повреждений используют РЗ, которая устанавливается для каждого объекта.

В результате эксплуатации электрических двигателей возможны:

- повреждения, связанные с ненормальным режимом работы (перегрузка, затянутый и слишком частый пуск, блокировка или сброс нагрузки);
- нарушение питания;
- внутренние повреждения двигателя (междуфазное КЗ, замыкание на корпус обмотки статора/ ротора, перегрев подшипников, потеря возбуждения, потеря синхронизма).

На электродвигателях должны предусматриваться: защита от токов перегрузки, защита от междуфазных и однофазных КЗ, защита от понижения напряжения. Для синхронных двигателей устанавливается защита от асинхронного хода.

Согласно ПУЭ защита от перегрузок должна предусматриваться для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам, и для двигателей с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска [5].

Защита от перегрузок, обусловленных технологическими причинами, действует на сигнал, который передается на пост управления двигателем, если дежурный персонал может разгрузить двигатель, не останавливая его [5].

Защита от многофазных замыканий в обмотке статора должна быть наиболее простой, надёжной и экономичной. Защита выполняется реагирующей на значение тока, протекающего к месту повреждения со стороны питающей сети, и действует без выдержки времени на отключение двигателя от сети, а у синхронных двигателей еще и на гашение поля [5].

Для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей наиболее ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения электродвигателей неответственных механизмов [5]. На электродвигателях ответственных механизмов для обеспечения их самозапуска может устанавливаться вторая ступень защиты минимального напряжения [5].

Защита воздушных и кабельных линий напряжением 35 кВ с изолированной нейтралью:

1. Для линий в электрических сетях напряжением 35 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю [5].

2. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должны быть установлены преимущественно ступенчатые защиты тока или ступенчатые защиты тока и напряжения, а если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения, например, на головных участках, – дистанционная ступенчатая защита преимущественно с пуском по току [5].

3. Защиту от однофазных замыканий на землю следует выполнять, как правило, с действием на сигнал. Для осуществления защиты допускается использовать устройство контроля изоляции [5].

Защита воздушных и кабельных линий напряжением 110-220 кВ с эффективно и глухо заземленной нейтралью:

1. Для линий в сетях напряжением 110–220 кВ с эффективно или глухо заземленной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных коротких замыканий на землю [5].

2. На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий следует устанавливать ступенчатые токовые защиты или ступенчатые защиты тока и напряжения. Если такие защиты не удовлетворяют требованиям

чувствительности или быстроты отключения повреждения, например, на головных участках, должна быть предусмотрена ступенчатая дистанционная защита [5].

3. От коротких замыканий на землю должна быть предусмотрена, как правило, ступенчатая токовая направленная или ненаправленная защита нулевой последовательности [5].

### **7.3 Релейная защита силовых трансформаторов ПС**

В процессе эксплуатации трансформаторов могут происходить нарушения нормальных режимов работы. К таким нарушениям относят:

-КЗ между фазами, замыкание одной или двух фаз на землю, замыкание между витками одной фазы и замыкания между обмотками разных напряжений в баке трансформатора;

- КЗ между фазами и на землю на вводах трансформаторов и автотрансформаторов, ошиновке и в кабелях;

- прохождение через трансформатор или автотрансформатор сверхтоков при повреждении других связанных с ними элементов;

- перегрузка;

- выделение из масла горючих газов;

- понижение уровня масла;

- нагревание трансформатора.

В зависимости от опасности повреждения трансформатора, защита, фиксирующая нарушение, действует на сигнал, разгрузку или отключение трансформатора [5].

Для защиты трансформаторов используют основные и резервные защиты. Основные защищают трансформатор от внутренних повреждений и ненормальных режимов в самом трансформаторе или на его ошиновках. Резервные защищают обмотки трансформатора от сверхтоков внешних КЗ при повреждениях на присоединениях прилегающей сети, а также резервируют основные защиты.

Комплект основной защиты трансформатора состоит из:

- дифференциальной токовой защиты трансформатора (ДЗТ) от всех видов КЗ в трансформаторе и на вводах;

- газовой защиты трансформатора от понижения уровня масла, «пожара» в стали и повреждений внутри бака трансформатора.

В комплект резервной защиты трансформатора входят:

- максимальная токовая защита (МТЗ);

- защита от перегрузки.

Дифференциальная защита абсолютно селективна, реагирует на повреждения в обмотках, на выводах и в соединениях с выключателями, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени. Дифференциальная защита устанавливается на трансформаторах (автотрансформаторах) мощностью 6300 кВА и выше [5]. Зона действия дифференциальной защиты трансформатора (ДЗТ) ограничивается местом установки трансформаторов тока.

Расчет уставок дифференциальной защиты трансформатора марки ТДН-10000/110 выполним на терминале RET 670 (фирмы «ABB»).

RET670 интеллектуальное электронное устройство, выполняющее функции управления, контроля и защиты для всех типов трансформаторов и позволяющее применять дифференциальную защиту в различных схемах с несколькими выключателями, при подключении до 6-ти групп ТТ.

Алгоритм расчета дифференциальной защиты представлен ниже:

1) Проверим на обеспечение цифрового выравнивания токов плеч защищаемого трансформатора. Для этого определим первичные и вторичные номинальные токи и выберем коэффициент трансформации трансформаторов тока:

Ток во вторичной цепи трансформаторов тока, А:

$$I_{первi} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_i}, \quad (122)$$

При определении вторичных номинальных токов примем  $k_{cx} = 1$ .

$$I_{втор\ i} = \frac{I_{пер\ vi}}{n_{ТА.расч}}, \quad (123)$$

где  $n_{ТА.расч}$  коэффициент трансформации трансформатора тока.

$$n_{ТА.расч} = \frac{I_{пер\ vi} \cdot k_{сх}}{5} \quad (124)$$

По таблице 35 необходимо выбрать номинальный ток входа устройства для каждого плеча защиты и относительную погрешность выравнивания.

Таблица 35 – Выбор рабочих ответвлений токовых входов устройства

Вторичный ток в режиме $I_{ном.вт}, А$	Номинальный ток входа устройства $i_{ном.т.п}, А$	Относительная погреш- ность выравнивания $\Delta f_{выр}$
5-20	5	0,03
1-5	5	0,02
0,5-1,0	1	0,02
0,125-0,5	1	0,03
0,1-0,125	1	0,05

Проверка обеспечения цифрового выравнивания для всех сторон защища-  
емого трансформатора, производится по выражению:

$$0,1 < \frac{I_{ном.вт.п}}{I_{ном.т.п}} < 4 . \quad (125)$$

Если условие (125) выполняется, значит для всех сторон цифровое выравнивание амплитуд токов плеч обеспечивается.

2) Определим расчетный коэффициент небаланса, по уточненному выражению:

$$k_{нб.расч} = \sqrt{(k'_{пер} \cdot \varepsilon)^2 \cdot [1 + 2 \cdot (\Delta U_{рег.} + \Delta f_{выр.})] + (\Delta U_{рег.} + \Delta f_{выр.})^2}, \quad (126)$$

где  $k'_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходный процесс, для силового трансформатора мощностью не более 40 МВА и при отсутствии подключенных токоограничивающих реакторов на НН  $K'_{пер}=1$ .

$\varepsilon = 0,1$  – полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме;

$\Delta f_{выр}$  – относительная погрешность выравнивания токов плеч, определяется по таблице 33;

$\Delta U_{рег.}$  – относительная погрешность, принимается равной максимальному возможному отклонению от номинального положения РПН  $\Delta U_{рег.} = \pm 9\%$  – на стороне ВН.

3) Определим начальный дифференциальный ток срабатывания, А:

$$I_{d \min} = k_{отс} \cdot k_{нб.расч} \cdot EndSection1 \quad (127)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки  $k_{отс}=1,2$ ;

$k_{нб.расч}$ . расчетный коэффициент небаланса;

$EndSection1$  – начальный тормозной ток, принимается равным 1,15 по рекомендациям фирмы «ABB».

4) Проверим чувствительность защиты для горизонтального участка тормозной характеристики:

$$K_{\chi} = \frac{I_{диф.расч}}{I_{диф.сп}} \geq 2 \quad (128)$$

где  $I_{диф.сп}$  – определяем уставку по начальному дифференциальному току срабатывания  $I_{dmin}$  по рисунку 13.

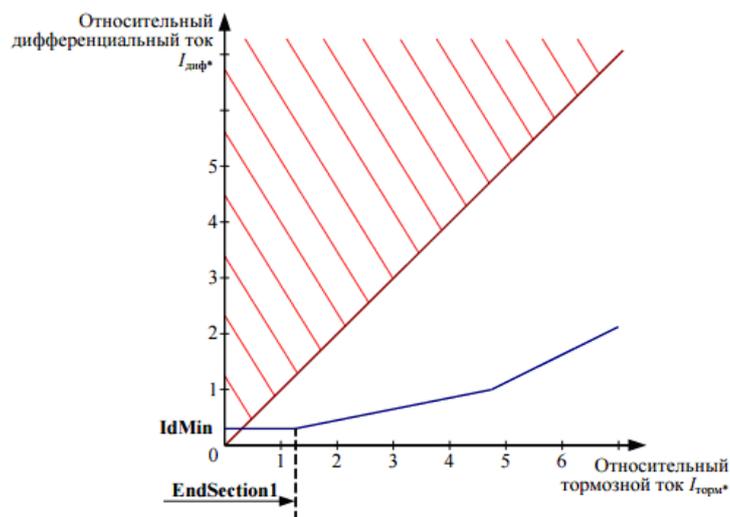


Рисунок 11 – Область тормозной характеристики, соответствующая внутренним КЗ

$I_{диф.расч.}$  – относительный расчетный минимальный дифференциальный ток при КЗ на выводах защищаемого трансформатора, в данном случае расчетный минимальный дифференциальный ток будет при КЗ на стороне НН.

$$I_{диф.расч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{ном.ВН}}, \quad (129)$$

Таким образом, чувствительность при внутренних КЗ на горизонтальном участке тормозной характеристики обеспечивается, если выполняется условие (128).

Чувствительность защиты на наклонных участках тормозной характеристики будет обеспечиваться тогда, когда выполняется условие:

$$\frac{I_{d\min}}{EndSection1} \leq 0,5. \quad (130)$$

5) Ток срабатывания дифференциальной отсечки  $I_{дунре}$

По условию отстройки от режима броска намагничивающего тока параметр срабатывания токового органа дифференциальной отсечки должен приниматься не менее 500 %:  $I_{dunre} > 500 \%$ .

По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешних повреждениях, параметр срабатывания можно находить по выражению:

$$I_{dunre} = k_{отс} \cdot k_{нб(1)} \cdot I_{КЗмакс} \cdot 100\% , \quad (131)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки  $k_{отс}=1,2$ ;

$k_{нб(1)}$  – отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей сквозного тока. Согласно рекомендаций фирмы «АВВ» принимать 0,65, при использовании со всех сторон ТТ с вторичным номинальным током 5 А.

$I_{кз.макс}$  – относительный максимальный ток при внешнем КЗ, определяется по формуле:

$$I_{КЗмакс} = \frac{I_{КЗВН}}{I_{ном.опор}} , \quad (132)$$

где  $I_{кзвн}$  – максимальный ток при внешнем КЗ, приведенный к опорной стороне (стороны ВН);

$I_{ном.опор}$  – номинальный ток опорной стороны (стороны ВН) защищаемого трансформатора.

Следующие параметры и уставки для терминала RET 670 принимаются в соответствии с рекомендациями фирмы «АВВ»:

- параметр  $SlopeSection3 = 50 \%$ ;
- параметр  $StabByOption$  – «всегда»;
- параметр  $I2 / I1 \text{ ratio} = 14 \%$ ;
- параметр  $I5 / I1 \text{ ratio} = 25 \%$ ;
- уставка  $ZSCSub$  – выключено;

- уставка *CrossBlockEn* – выключено;
- уставка *SOTFMode* – выключено;
- уставка *NegSegDiffEn* – выключено;
- уставка *OpenCNEnable* – выключено.

Результаты расчетов и выбранных параметров дифференциальной защиты трансформатора сводим в таблицу 36.

Таблица 36 – Результаты расчетов и выбранных параметров дифференциальной защиты трансформатора

Обозначение параметра	Единица измерения	Диапазон	По умолчанию	Принятое значение
EndSection1	В долях от $I^*_{ном.опор}$	0,20-1,50	1,25	1,15
IdMin	В долях от $I^*_{ном.опор}$	0,10-0,60	0,248	0,3
EndSection2	В долях от $I^*_{ном.опор}$	1,00-10,00	3	2,0
SlopeSection2	%	10,0-50,0	40	45
SlopeSection3	%	30,0-100,0	80	50
Idunre	В долях от $I^*_{ном.опор}$	1,00-50,00	10	14,16
I2 / I1 ratio	%	5-100	15	14
I5 / I1 ratio	%	5-100	25	25
CrossBlockEn	-	On;Off	On	Off
SOTFMode	-	On;Off	On	Off
NegSegDiffEn	-	On;Off	On	Off
OpenCNEnable	-	On;Off	On	Off

Подробный расчет дифференциальной защиты трансформатора, выполненной на терминале RET670, представлен в приложении Б.

К основным защитам трансформатора относится газовая защита.

Газовая защита должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла [5].

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Основным элементом газовой защиты является газовое реле, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем [5].

К достоинствам газовой защиты относят высокую чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простоту выполнения; способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам [5].

Однако, защита имеет ряд недостатков, основной из которых – не реагирование на повреждения, расположенные в зоне между трансформатором и выключателями. Также, защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. [5].

К резервным защитам трансформатора относят МТЗ и защиту от перегрузок.

Максимальная токовая защита (МТЗ) служит для отключения трансформатора при его повреждении и отказе основных защит, а также при КЗ на сборных шинах или на отходящих от них присоединениях, если РЗ или выключатели этих элементов отказали в работе. По условиям селективности МТЗ должна иметь выдержку времени и, следовательно, не может быть быстродействующей. По этой причине в качестве основной РЗ от повреждений в трансформаторах она используется лишь на маломощных трансформаторах [5].

Ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению:

$$I_{MTЗ} = \frac{k_{над} \cdot k_{сам.зап}}{k_B} \cdot I_{нагр.мах} , \quad (133)$$

где  $k_{над}$  – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам.зап}$  – коэффициент самозапуска, можно принять равным 2,5 для городских сетей;

$k_B$  – коэффициент возврата устройства, принимается равным 0,85;

$I_{нагр.мах}$  – максимальный рабочий ток трансформатора.

Защита от перегрузки является одной из резервных защит трансформатора. Перегрузка трансформатора, как правило, является симметричной по фазам, поэтому защита выполняется однофазной на одном реле тока, включенном в цепь одного из ТТ токовой защиты [5]. Защита работает на сигнал.

На подстанциях без дежурного персонала защита от перегрузок может выполняться трехступенчатой [5]. Первая ступень работает при малых перегрузках и действует на сигнал, передаваемый с помощью телемеханики на диспетчерский пункт электрических сетей [5]. Вторая ступень действует при больших перегрузках, когда требуется быстрая разгрузка [5]. Эта ступень действует на отключение части потребителей [5]. Разгружая трансформатор до допустимого значения [5]. Третья ступень – страховочная, она действует на отключение трансформатора, если по каким-либо причинам вторая ступень не осуществит разгрузку [5].

На понижающих трансформаторах в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ, должна предусматриваться селективная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению и без него. Защита устанавливается со стороны источника питания таким образом, чтобы включить в ее зону действия сам трансформатор. Для двухобмоточных трансформаторов защита устанавливается только со стороны источника питания.

Схема соединений ТТ и реле селективной токовой защиты должна обеспечивать работу защиты при всех возможных видах КЗ. В сети с глухозаземленной нейтралью защита выполняется по схеме полной звезды, а в сети с изолированной нейтралью – по схеме неполной звезды.

Ток срабатывания защиты от перегрузки с действием на сигнал определяется по условию возврата защиты при номинальном токе нагрузки трансформатора:

$$I_{сз.п} = \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном} , \quad (134)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

$I_{ном}$  – номинальный ток стороны трансформатора.

#### **7.4 Автоматика**

К средствам автоматики на проектируемой ПС относятся автоматическое повторное включение (АПВ) и автоматическое включение резерва (АВР).

Устройствами АПВ оборудуются:

- все воздушные и кабельно-воздушные линии напряжением выше 1000 В;
- КЛ напряжением 35 кВ и ниже в случаях, когда линия питает несколько подстанций;
- понижающие трансформаторы, когда их отключение приводит к прекращению электроснабжения потребителей.

Устройства АПВ необходимо выполнять с соблюдением следующих требований:

- при отключении линии вручную АПВ должно автоматически выводиться из действия;
- должна обеспечиваться однократность (или двухкратность) действия АПВ;

- после успешного действия устройства АПВ должно автоматически приводить в состояние готовности к повторному действию;

- должна обеспечиваться блокировка от многократных включений выключателя [18].

АПВ должно приводиться в действие после аварийного отключения выключателя, за исключением случаев отключения от релейной защиты присоединения, на котором установлено АПВ, непосредственно после включения выключателя персоналом или с помощью телеуправления, а также после отключения выключателя защитами от внутренних повреждений трансформаторов [19].

Выдержка времени работы АПВ должна быть минимальной, но не менее  $(0,15 \div 0,2)$  сек.

Устройства АВР предусматриваются на подстанциях, от отдельно работающих секций шин которых получают питание потребители I и II категории по степени надежности электроснабжения [19].

При наличии двух источников питания часто целесообразно работать по разомкнутой схеме. При этом все источники включены, но не связаны между собой, каждый из них обеспечивает питание выделенных потребителей. Такой режим работы сети объясняется необходимостью уменьшить ток короткого замыкания, упростить релейную защиту, создать необходимый режим по напряжению, уменьшить потери электроэнергии. Однако при этом надежность электроснабжения в разомкнутых сетях оказывается более низкой, чем в замкнутых, так как отключение единственного источника приводит к прекращению питания всех его потребителей.

Электроснабжение потребителей, потерявших питание можно восстановить автоматическим подключением к другому источнику с помощью устройства автоматического включения резервного источника (АВР).

Схемы УАВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

1) Нахождение в состоянии постоянной готовности к действию и срабатывать при прекращении питания потребителей, и наличии напряжения на другом, резервном источнике питания для данных потребителей.

2) Минимально возможное время срабатывания. Это необходимо для сокращения времени перерыва питания потребителей и обеспечения самозапуска электродвигателей.

3) Однократность действия требуется для предотвращения многократного включения резервного источника на устойчивое короткое замыкание.

4) Обеспечение быстрого отключения резервного источника питания и его потребителей от поврежденной резервируемой секции шин, и, тем самым, сохранение их нормальную работу. Для этого предусматривается ускорение защиты после АВР.

5) Не допускать опасных несинхронных включений синхронных электродвигателей и перегрузок оборудования.

Выдержка времени АВР  $t_{авр}$  выбирается таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе при возникновении КЗ в сети, до отключения этих КЗ, а также в случае отключения и повторного включения от АПВ основного источника питания.

Устройство АВР прежде всего должно отключить выключатель, если он остается включенным при исчезновении напряжения на резервируемой секции шин. Для этой цели в схему АВР вводят пусковой орган, в котором обычно применяют минимальное реле напряжения. Пусковой орган не должен срабатывать при пониженных напряжениях на шинах до  $U_{остк}$ , вызванных короткими замыканиями, или до  $U_{остсз}$ , обусловленных самозапуском электродвигателей.

Действие устройства АВР имеет смысл при наличии напряжения на резервном источнике питания. Поэтому в пусковой орган АВР включают максимальное реле напряжения, контролирующее наличие напряжения на резервном источнике питания.

Устройство АВР, действующее с минимальной выдержкой времени, должно быть отстроено от действия защит, при которых остаточное напряжение снижается до значения, меньшего уставки срабатывания минимального реле напряжения пускового органа.

### **7.5 Сигнализация**

Для получения оперативной информации о состоянии электрооборудования на подстанциях используют сигнализацию. Сигнализация бывает следующих типов:

- сигнализация положения коммутационных аппаратов (включено отключено);
- аварийная сигнализация (о непредусмотренных планом отключениях);
- предупредительная сигнализация (о ненормальных режимах и условиях, например, о нагреве выше нормы, повреждениях, не приводящих к немедленному отключению оборудования и т.д.).

Для световой сигнализации положения используют зеленые («отключено») и красные («включено») лампы. В цепях предупредительной или аварийной сигнализации применяют желтые лампы. При нормальных оперативных переключениях эти лампы горят ровным светом. При аварийных отключениях, работе автоматики или положениях «несоответствие» лампы горят мигающим светом.

Лампы сигнализации подключают к шинам сигнализации через ключи управления, контакты реле защиты и автоматики, блок-контакты выключателей и разъединителей. При работе устройств защиты и автоматики световая сигнализация дублируется звуковой, для чего используются электрические сирены, гудки и звонки.

Аварийная сигнализация оповещает об аварийном отключении выключателя. Предупредительная сигнализация сообщает о ненормальных режимах работы, которые могут привести к аварии. Поэтому электрические цепи аварийной и предупреждающей сигнализации и их звуковые сигналы различны (сирена и звонок). При срабатывании звукового сигнального устройства дежурный

сначала прекращает его работу, квитирует сигнал, а затем по индивидуальным световым сигналам определяет причину срабатывания сигнализации.

На проектируемой ПС предполагается установка световой и звуковой предупредительной и аварийной сигнализации отклонения от нормального режима работы оборудования, неисправности и работе защит.

Так как, проектируемая подстанция с постоянным пребыванием оперативного персонала, то для привлечения внимания персонала предусматривается установка сирены и звонка сигналов аварийной и предупредительной сигнализации.

## 8 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЕТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях осуществляется с помощью контрольно-измерительных приборов, которые устанавливаются в пунктах, откуда осуществляется управление электрическим оборудованием.

Для контроля за режимом оборудования ПС согласно [18] необходимы следующие измерения:

1) Измерение тока. Их проводят в цепях всех напряжений, где оно необходимо для систематического контроля технологического процесса или оборудования [18].

Измерение силы электрического тока осуществляется при помощи амперметра.

2) Измерение напряжения. Такие измерения производят:

- на секциях сборных шин постоянного и переменного тока, которые могут работать отдельно;

- в цепях генераторов постоянного и переменного тока, синхронных компенсаторов;

- в цепях возбуждения синхронных машин мощностью 1 МВт и более;

- в цепях силовых преобразователей, аккумуляторных батарей, зарядных и подзарядных устройств;

- в цепях дугогасящих реакторов [18].

Измерить значение электрического напряжения можно при помощи вольтметра и мультиметра – комбинированного измерительного прибора.

3) Измерение мощности. Измерения должны осуществляться в цепях:

- генераторов активная и реактивная мощность;

- конденсаторных батарей мощностью 25 Мвар и более и синхронных компенсаторов реактивная мощность;

- трансформаторов и линий, питающих СН напряжением 6 кВ и выше тепловых электростанций активная мощность;
- повышающих двухобмоточных трансформаторов электростанций активная и реактивная мощность;
- понижающих трансформаторов 220 кВ и выше активная и реактивная, напряжением 110-150 кВ — активная мощность;
- линий напряжением 110 кВ и выше с двусторонним питанием, а также обходных выключателей активной и реактивной мощности [18].

Измерение мощности происходит с помощью ваттметров (активная мощность) и варметров (реактивная мощность).

#### 4) Измерение частоты. Ее измеряют:

- на каждой секции шин генераторного напряжения;
- на каждом генераторе блочной тепловой или атомной электростанций;
- на каждой системе (секции) шин высшего напряжения электростанции;
- в узлах возможного деления энергосистемы на несинхронно работающие части [18].

Для измерения частоты колебаний электрического тока используют частотомеры.

С целью получения достоверной информации о количестве отпущенной и потребленной электроэнергии ведут ее учет. Это позволяет определить и спрогнозировать технико-экономические показатели потребления электроэнергии предприятием, обеспечить энергосбережение и организовать электропотребление.

К средствам учета электроэнергии относят устройства, обеспечивающие ее измерение и учет, а именно:

- счетчики электрической энергии (активной и реактивной);
- измерительные трансформаторы тока и напряжения;
- телеметрические датчики;
- информационно-измерительные системы и их линии связи.

Измерительным комплексом средств учета электроэнергии называется совокупность соединенных между собой по установленной схеме устройств. Совокупность измерительных комплексов, установленных на одном объекте (например, на предприятии), называется системой учета электроэнергии.

Различают коммерческий, используемый для финансовых расчетов, и технический учет электроэнергии в целях организации по подразделениям электропотребления и энергосбережения на предприятии.

В качестве расчетных приборов учета используют однофазные и трехфазные счетчики двух типов: индукционные и электронные. В настоящее время наиболее распространены электронные счетчики. В таком счетчике переменный ток и напряжение воздействуют на твердотельные (электронные) элементы для создания на выходе импульсов, число которых пропорционально измеряемой активной энергии.

Учёт активной и реактивной энергии трёхфазного тока должен производиться с помощью трёхфазных счётчиков. Класс точности расчётных счётчиков для трансформаторов мощностью 10-60 МВА должен быть не ниже 1. Класс точности счётчиков реактивной энергии должен выбираться на одну ступень ниже соответствующего класса точности счётчиков активной энергии.

Класс точности трансформатора тока и напряжения для присоединения расчётных счётчиков должен быть не более 0.5, для присоединения технических счётчиков – не более 1.

Учёт активной электроэнергии ведут с целью определение количества энергии:

- отпущенной потребителям из электрической сети;
- потреблённой на собственные нужды подстанций;
- переданной в другие энергосистемы или полученной от них.

Учёт активной электроэнергии позволяет:

- определить поступление электроэнергии в электрические сети разных классов напряжения предприятия;

- составить балансы электроэнергии для хозрасчётных подразделений предприятия;

- контролировать соблюдение потребителями заданных им режимов потребления и баланса электроэнергии.

Учёт реактивной электроэнергии обеспечивает возможность определения количества реактивной электроэнергии, полученной потребителем от энерго-снабжающей организаций или переданной ей, в том случае, если по этим данным производятся расчёты или контроль заданного режима работы компенсирующих устройств.

Для автоматизации учета электроэнергии и мощности в электрических сетях рекомендуется внедрять автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии и мощности (АИИС КУЭ), которые обеспечивают решение следующих задач:

- сбор и формирование данных на энергообъекте для использования их при коммерческих расчетах;

- сбор и передача информации на верхний уровень управления и формирование на этой основе данных для проведения коммерческих расчетов между субъектами рынка;

- формирование баланса производства и потребления электроэнергии по отдельным узлам;

- оперативный контроль и анализ режимов потребления мощности и электроэнергии основными потребителями;

- формирование статистической отчетности;

- оптимальное управление нагрузкой потребителей;

- автоматизация финансово-банковских операций и расчетов с потребителями;

- контроль достоверности показаний приборов учета электроэнергии.

## ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для выбора оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения сравним следующие варианты:

1) подключение проектируемой ПС 110 кВ непосредственно к ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Сиваки;

2) подключение проектируемой ПС 110 кВ к ЗРУ 6 кВ ПС 220 кВ Сиваки с последующей реконструкцией ОРУ 6 кВ.

Технико- экономическое сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения компрессорной станции КС-7 представлено в Приложении В.

Сведем результаты расчета технико- экономических показателей варианта 1 в таблицу 37.

Таблица 37 – Результаты расчета технико- экономического сравнения вариантов схем

Показатель	Обозначение	Вариант 1	Вариант 2
Капиталовложения	$K_{ВЛ}$ , тыс.руб.	44965	66403
	$K_{ПС}$ , тыс.руб.	288550	556611
	$K$ , тыс.руб	333514	720438
Потери	$\Delta W$ , МВт*ч	175419,87	8,2%
	$\Delta W_{ВЛ}$ , МВт*ч	13,04	
	$\Delta W_{ТР}$ , МВт*ч	175406,83	
Среднегодовые эксплуатационные затраты	$I$ , тыс.руб	335782,05	75141,16
	$Z$ , тыс.руб/кВт*ч	377471,36	165195,87
Себестоимость передачи электроэнергии	$C$ , тыс.руб / МВт*ч	5,86	1,31
Срок окупаемости	$T_{ОК}$ , Г	4,4	9,47

Таким образом, для внешнего электроснабжения компрессорной станции КС-7 используем вариант с подключением проектируемой ПС 110 кВ непосредственно к ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Сиваки, так как он обладает меньшими капиталовложениями.

## 10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

Темой ВКР является проектирование системы электроснабжения компрессорной станции КС-7, расположенной в Амурской области, Магдагачинском районе, неподалеку от поселка Сиваки.

Компрессорные станции могут служить источниками опасности для обслуживающего персонала и оказывать негативное влияние на окружающую среду. Именно поэтому в разделе «безопасность и экологичность проекта» будут рассмотрены методы обеспечения безопасности технологического процесса и комфортных условий труда персонала, экологичность компрессорной станции, возможные чрезвычайные ситуации и способы уменьшения вероятностей их появления.

### **10.1 Безопасность**

Для обеспечения безопасности технологического процесса компрессорной станции КС-7 и комфортных условий труда персонала необходимо детально рассмотреть потенциальные опасности, выделить наиболее главные и выявить причины их возникновения.

Технологический процесс КС-7 описан в главе «Характеристика электроприемников КС-7», поэтому рассмотрим потенциальные опасности, представляющие угрозу жизни и здоровью обслуживающего персонала.

#### 10.1.1 Воздействие газа на организм человека

В технологическом процессе КС-7 возможно использование следующих опасных и вредных химических веществ:

- природный газ (метан);
- газовый конденсат;
- этилмеркаптан (одорант);
- оксид углерода (угарный газ);
- ртуть;
- метанол.

Природный газ (метан) бесцветен, малотоксичен, не имеет запаха (если он не одорирован), легче воздуха. По санитарным нормам относится к четвертому классу опасности (малоопасные вредные вещества) с предельно допустимой концентрацией в воздухе рабочей зоны ПДК = 7000 мг/м<sup>3</sup>. При содержании метана в воздухе 20 % и более наблюдаются явления удушья, потеря сознания и возможна смерть.

Пары газового конденсата действуют на организм человека удушающе. При попадании на кожу газоконденсат вызывает её заболевания (дерматит, экзема). Вдыхание паров газового конденсата оказывает наркотическое действие и может привести к разнообразным видам отравлений, вызывающих раздражение слизистых оболочек и функциональные нервные расстройства. Предельно допустимая концентрация паров составляет 300 мг/м<sup>3</sup>.

Этилмеркаптан в малых концентрациях вызывает головную боль и тошноту, в больших действует на центральную нервную систему, вызывая судороги, паралич и смерть от остановки дыхания. ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м<sup>3</sup>.

Оксид углерода (угарный газ) образуется в случаях неполного сгорания органических веществ, в том числе и природного газа, при неисправности или неправильной эксплуатации топочных и горелочных устройств, двигателей внутреннего сгорания. Действует на организм человека удушающе.

Этилмеркаптан (одорант) – горючая жидкость, концентрационные пределы воспламенения паров в воздухе 2,8 – 18,2 % (по объему), токсичен, действует на организм отравляюще.

Ртуть содержится на АГРС в приборах расходомерах газа, а также в специальных термометрах. Ртуть и ее пары ядовиты.

Метанол – сильный яд, действующий преимущественно на нервную систему. В организм человека может проникнуть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу. Особенно опасен при приеме внутрь. 5 – 10 грамм метанола может вызвать тяжелое отравление, 30 грамм является смертельной дозой.

В случае, когда концентрация токсичного вещества в воздухе рабочей зоны превышает определенный предел, возникают отравления и профессиональные заболевания. К симптомам отравления газом относят: головную боль, тошноту, рвоту, сильные боли во всем теле, желудке, мелькание перед глазами. В тяжелых случаях отравления наблюдается резкая синюшность, глубокое и затрудненное дыхание, судороги, слабый учащенный пульс.

#### 10.1.2 Шум

Высокие уровни шума, создаваемые компрессорными станциями магистральных газопроводов, нередко являются источниками шумового загрязнения селитебных территорий и окружающей среды.

Основными источниками, создающими шумовые условия на территории организации и окружающих территориях, на КС являются [10]:

- ГПА;
- АВО (аппараты воздушного охлаждения) газа.

На КС-7 установлены газоперекачивающие агрегаты с приводом от электродвигателя (источником энергии является синхронный электродвигатель постоянного тока).

Шум кривошипно-шатунных механизмов оборудования КС – механического происхождения, имеет импульсный характер, излучается в широком диапазоне частот, определяемом собственными частотами колебания системы. Колеблющийся во времени шум рабочих цилиндров генерируется в результате протекания процессов воспламенения и сгорания топлива, а также в результате динамических изменений давления газа (максимум интенсивности излучения 100-105 дБ в октавных полосах 250-500 Гц).

Основным источником шума АВО газа являются вентиляторы. В диапазоне 250-1000 Гц наблюдается интенсивное излучение звука, создаваемое работой вентиляторов АВО газа, которое характеризуется уровнями звуковой мощности 01-105 дБ.

Минимальный размер санитарно-защитной зоны (СЗЗ), на границе которой требования по шуму должны быть выполнены, регламентирован и составляет 700 м от границы организации [4].

### 10.1.3 Электробезопасность

В процессе эксплуатации компрессорных агрегатов, имеющих электропривод, возможны случаи, когда металлические части оборудования, не являющиеся токоведущими и не находящиеся под напряжением, при повреждении изоляции, оказываются под напряжением. Прикосновение к таким частям оборудования чрезвычайно опасно. Поэтому на металлических частях оборудования, которые могут оказаться под напряжением, должны быть предусмотрены видимые элементы для соединения защитного заземления. Рядом с этим элементом изображается символ «Заземление» [17].

Для обеспечения безопасности людей металлические части электроустановок, корпуса электрооборудования и приводное оборудование должны быть выполнены в соответствии с требованиями настоящих Правил и заземлены, занулены в соответствии с требованиями [18] [17].

Принцип действия защитного заземления – снижение до безопасных значений напряжений прикосновения и шага, обусловленных замыканием на корпус и другими причинами. Это достигается путем уменьшения потенциала заземленного оборудования (уменьшением сопротивления заземлителя), а также путем выравнивания потенциалов основания, на котором стоит человек, и заземленного оборудования (подъемом потенциала основания, на котором стоит человек, до значения, близкого к значению потенциала заземленного оборудования).

Если корпус электроустановки не заземлен, то прикосновение к корпусу электроустановки, который оказался под напряжением, опасно, как и прикосновение к фазному проводу сети.

В рамках выполнения ВКР рассчитаем защитное заземление для электрооборудования напряжением до 1000 В, находящееся в компрессорном цехе. В

результате расчета необходимо определить количество заземлителей и их оптимальное размещение на защищаемой территории [1]. Перечень основного оборудования компрессорного цеха КС-7 представлен в главе «Характеристика электроприемников КС-7».

Исходные данные для расчета защитного заземления представлены в таблице 38.

Таблица 38 Исходные данные для расчета защитного заземления

Показатель	Значение
Грунт	Глина полутвердая
Климатическая зона	I
Мощность силового трансформатора, кВт	125
Длина вертикального электрода $l_в$ , м	5
Диаметр вертикального электрода $d$ , мм	12
Рекомендуемая глубина заложения искусственного заземлителя равна $H_0$ , м	0,5

Защитное заземление может рассчитываться двумя способами:

- по допускаемому сопротивлению,
- напряжению прикосновения.

Различают естественные и искусственные заземлители. Естественными заземлителям являются проложенные в земле водопроводные трубы, металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей. В качестве искусственного заземлителя принимают совокупность вертикальных (стальные трубы, стальной уголок) и горизонтальных электродов (полосовая сталь).

Заземляющее устройство КС выполним в виде контура вокруг оборудования компрессорной станции с помощью стержней и полосовой стали шириной  $h=40$  мм и толщиной  $b=4$  мм. За естественные заземлители примем водопроводные трубы и оболочки кабелей.

Определим сопротивление растеканию тока вертикального электрода по формуле:

$$R_B = \frac{\rho \cdot K_{\epsilon}}{2 \cdot \pi \cdot l_{\epsilon}} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot l_{\epsilon}}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4H + l_{\epsilon}}{4H - l_{\epsilon}} \right), \quad (135)$$

где  $\rho$  удельное сопротивление грунта, принимаемое для полутвердых глин  $\rho = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  [1];

$K_{\epsilon}$  значение сезонного повышающего коэффициента для вертикального электрода. Для I климатической зоны  $K_{\epsilon} = 1,9$  [1].

$H$  – глубина заложения вертикального электрода, м.

$$H = H_0 + 0,5 \cdot l_{\epsilon}, \quad (136)$$

$$H = 0,5 + 0,5 \cdot 5 = 3 \text{ м},$$

$$R_B = \frac{40 \cdot 1,9}{2 \cdot \pi \cdot 5} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) = 17,33 \text{ Ом}.$$

Предварительное количество вертикальных электродов:

$$n_{\epsilon} = \frac{R_{\epsilon}}{R_{\text{дон}}}, \quad (137)$$

где  $R_{\text{дон}}$  допускаемое сопротивление искусственного заземлителя, в сетях с изолированной нейтралью при мощности источника питания  $> 100 \text{ кВА}$  равное  $4 \text{ Ом}$  [1].

$$n_{\epsilon} = \frac{17,33}{4} = 4,33 \approx 4 \text{ шт.}$$

По полученному значению  $n_e$  и отношению расстояния между электродами ( $a$ ) к их длине ( $l_e$ ) определяем коэффициент использования вертикальных электродов  $\eta_e$ . Примем  $a = 6$  м, тогда по [1]  $\eta_e = 0,7$ ,  $\eta_z = 0,27$ .

Уточненное количество вертикальных электродов:

$$n_e = \frac{R_e}{R_{дон} \cdot \eta_e}, \quad (138)$$

$$n_e = \frac{17,33}{4 \cdot 0,7} = 6,19 \approx 6 \text{ шт.}$$

Длина горизонтального электрода при контурном расположении электродов:

$$l_n = a \cdot n_e, \quad (139)$$

$$l_n = 6 \cdot 6 = 36 \text{ м}$$

Сопротивление растеканию тока горизонтального электрода определяется по формуле:

$$R_z = \frac{\rho \cdot K_z}{2 \cdot \pi \cdot l_n} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot l_n^2}{h \cdot b} \right), \quad (140)$$

где  $K_z$  значение сезонного повышающего коэффициента для горизонтального электрода. Для I климатической зоны  $K_z = 5,8$  [1].

$$R_z = \frac{40 \cdot 5,8}{2 \cdot \pi \cdot 36} \cdot \left( \ln \frac{2 \cdot 36^2}{0,004 \cdot 0,4} \right) = 13,958 \text{ Ом}$$

Общее сопротивление растеканию тока группового заземлителя:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\theta} \cdot R_{\zeta}}{R_{\theta} \cdot \eta_{\zeta} + R_{\zeta} \cdot \eta_{\theta} \cdot n_{\theta}}, \quad (141)$$

$$R_{\Sigma} = \frac{17,33 \cdot 13,958}{17,33 \cdot 0,27 + 13,958 \cdot 0,7 \cdot 6} = 3,8 \text{ Ом}$$

Должно выполняться условие:

$$R_{\Sigma} < R_{\text{дон}}, \quad (142)$$

$$3,8 < 4.$$

Условие выполняется, следовательно, заземляющее устройство, состоящее из 6 вертикальных заземлителей, длиной  $l_{\theta} = 5$  м и  $d = 12$  мм, расположенных по контуру и соединенных полосовой сталью  $40 \times 4$  мм, позволяет обеспечить электробезопасность обслуживающего персонала.

## 10.2 Экологичность

В процессе эксплуатации компрессорных станций магистрального газопровода КС может наносить вред окружающей среде, который заключается в негативном влиянии используемого сырья на атмосферный воздух, загрязнении водных и земельных объектов из-за неправильной утилизации отходов, шумовых и вибрационных воздействиях оборудования.

Для снижения негативного воздействия на атмосферу предусматриваются следующие специальные, технологические и планировочные мероприятия:

- оснащении средствами улова и очистки источников выбросов загрязняющих веществ в атмосферу;
- сжигании топлива (в том числе в двигателях транспортных средств);

- сборе нефтяного/попутного газа и минерализованной воды, испарений из емкостей;
  - очистке, обезвреживании, хранении и утилизации отходов производства и потребления;
  - устройстве санитарно-защитной зоны;
  - улучшении условий рассеивания выбросов;
  - использовании естественных заслонов (лесополоса, горная гряда и т.п.)
- [9].

Ввод в эксплуатацию компрессорных станций без средств предотвращения загрязнения водных и земельных объектов и контрольно-измерительной аппаратуры для обнаружения утечки опасных веществ запрещается.

При проектировании здания компрессорной станции необходимо установить возможные источники загрязнения и предусмотреть меры по устранению или снижению до норм отрицательного воздействия на окружающую среду. При этом особое внимание уделяется разработке и внедрению технологии безотходного производства, устраняющей негативные последствия в природе.

Возможными источниками загрязнения окружающей среды на КС могут быть:

- выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания автотранспорта;
- шум и вибрация установок и оборудования;
- неправильная утилизация отходов производства электромонтажных работ;
- халатное отношение к зеленым насаждениям при прокладке подземных коммуникаций, в частности кабелей в траншеи.

При проектировании отдельных видов КС рекомендуются предусматривать технические решения по очистке сточных вод в связи с тем, что на проектируемом объекте обращаются токсичные и ядовитые вещества, необходимо

Таким образом, при проектировании КС необходимо обеспечить мероприятия по организации рационального природопользования и безотходного

производства, подавлению или снижению вредных шумов и вибрации, т.е. снижению воздействия проектируемого объекта на окружающую среду.

### **10.3 Чрезвычайные ситуации**

Эксплуатация КС может создавать опасности, представляющие угрозу жизни людей и окружающей среде. Опасности могут быть обусловлены вибрациями, взрывами и возгораниями больших масс, находящегося под высоким давлением, природного газа. Кроме того, источниками опасности на КС являются технологическое оборудование, устройства, сосуды и трубопроводы.

Причинами травматизма обслуживающего персонала на КС являются аварии, которые происходят в результате неправильной эксплуатации оборудования, плохого качества монтажа и ремонта, а также нарушения работниками требований безопасности.

В процессе эксплуатации магистрального газопровода компрессорные установки, газоперекачивающие агрегаты и трубопроводы КС могут создавать вибрацию, которая вызывает повреждение деталей и узлов, разрушение тепловой изоляции трубопроводов, нарушает жесткость крепления коммуникаций к опорам, ослабляет узлы крепления оборудования и снижает точность показаний контрольно-измерительных приборов.

Для уменьшения воздействия вибрации, в проекте КС необходимо предусматривать меры по ее снижению, исключению возможности значительного (аварийного) перемещения, сдвига, разрушения оборудования и разгерметизации систем [17]. Снижение генерируемой компрессорными установками вибрации достигается путём установки их на массивные фундаменты, а между ними – виброизоляторов.

Компрессорная станция представляет собой объект повышенной пожарной опасности с категориями зданий, помещений и наружных установок "А", "В", "Г" и "Д".

Главными факторами, определяющими пожарную опасность технологического процесса КС-7, являются свойства транспортируемого газа, а также пожароопасные вещества, применяемые в производстве.

Пожар на компрессорной станции может возникнуть как при истечении природного газа из аппаратов и коммуникаций, по которым он проходит с последующим его воспламенением, так и в результате пролива масла, обращающегося в установках и трубопроводах.

Основными возможными причинами пожаров на КС являются:

1) пролив масла в результате технологической аварии и возгорание турбинного масла при соприкосновении его с горячими поверхностями камер сгорания, газоходов или трубопроводов, температура которых превышает температуру воспламенения масла;

2) разрушение обвязочных газопроводов компрессорных цехов, сопровождающимся воспламенением газа и других материалов;

3) попадание посторонних предметов в полость нагнетателя;

4) проникновение газа к очагу возгорания из-за неплотного закрытия кранов в технологической обвязке;

5) нарушение правил пожарной безопасности при проведении огневых работ;

6) нарушение правил пожарной безопасности персоналом служб на территории КС.

Пожарную опасность представляют газоперекачивающие агрегаты, входящих в состав компрессорных станций, которая обусловлена высокой горючестью природного газа и турбинного масла, применяемого в системах смазки, охлаждения и уплотнения газоперекачивающих агрегатов, их энергоемкостью и наличием большого количества потенциальных источников зажигания. Пожары, возникающие на ГПА, характеризуются высокой скоростью распространения по площади, образованием в короткий промежуток времени взрывоопасной среды с также высокой тепловой радиацией, которая способствует разрушению агрегата и несущих конструкций. Вследствие бурного развития начавшегося пожара через 30-40 минут может произойти разрушение основных строительных конструкций компрессорного цеха.

По вышеуказанным причинам на КС необходимо применение надежных автоматических систем обнаружения и тушения пожара.

К возможным источникам воспламенения на КС относят:

- 1) открытое пламя;
- 2) электрические и механические искры;
- 3) самопроизвольное воспламенение пирофорных отложений;
- 4) работающие двигатели внутреннего сгорания;
- 5) разряды статического электричества;
- 6) грозовые разряды.

Для взрывоопасных технологических процессов на КС должны предусматриваться автоматические системы регулирования и противоаварийной защиты, предупреждающие образование взрывоопасной среды и другие аварийные ситуации [17].

На компрессорных станциях существует риск разрушения и разгерметизация оборудования, которые могут происходить по причинам, приведенным в таблице 39.

Таблица 39 Причины аварий на магистральных трубопроводах [17]

Причина аварий	Процентное соотношение
Внешние физические (силовые) воздействия на трубопроводы, включая криминальные врезки, повлекшие потерю продукта	34,7
Нарушение норм и правил производства работ при строительстве и ремонте, отступление от проектных решений	24,7
Коррозионные повреждения труб, запорной и регулирующей арматуры	23,5
Заводские дефекты труб и оборудования	12,4
Ошибочные действия эксплуатационного и ремонтного персонала	4,7

Причины разгерметизации на магистральных трубопроводах приведены в таблице 40.

Таблица 40 Причины разгерметизации на магистральных трубопроводах [17]

Причины разгерметизации	Процентное соотношение
Коррозия	70 90
Брак строительного-монтажных работ	16
Механические повреждения	4

На состояние аварийности и травматизма КС оказывает влияние конструктивное совершенство технических устройств (оборудования) и отсутствие средств противоаварийной защиты, сигнализации и связи.

На технологическом оборудовании компрессорных цехов можно выделить следующие группы типовых сценариев развития аварий:

1) разгерметизация газопровода (технологического сосуда с газом под давлением) > истечение газа без возгорания > образование зон пожароопасных концентраций смеси природного газа с воздухом > воспламенение смеси в случае попадания источника огня в зону пожароопасных концентраций > волна избыточного давления > тепловая радиация > финансовые потери;

2) разрыв подземного газопровода на полное сечение > ударная волна > разлет фрагментов трубы > истечение газа в атмосферу с немедленным возгоранием > горение газового выброса, истекающего из концов разрушенного трубопровода > прямое огневое воздействие на окружающую среду > тепловая радиация > термическое воздействие на окружающую среду > финансовые потери;

3) разрыв прямолинейного участка надземного газопровода на полное сечение > ударная волна > разлет фрагментов трубы > истечение газа в атмосферу с немедленным возгоранием > горение газового выброса, истекающего из концов разрушенного трубопровода > прямое огневое воздействие на окружающую среду > тепловая радиация > термическое воздействие на окружающую среду > финансовые потери;

4) утечка масла на ГПА > попадание масла на горячую поверхность > воспламенение > тепловая радиация > термическое воздействие на окружающую среду и обслуживающий персонал > финансовые потери;

5) утечка газа на ГПА > образование зон пожароопасных концентраций смеси природного газа с воздухом > воспламенение смеси в случае попадания источника огня в зону пожароопасных концентраций > волна избыточного давления > тепловая радиация > финансовые потери.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе была разработана система внешнего электроснабжения компрессорной станции КС-7 магистрального газопровода «Сила Сибири» и прилегающей инфраструктуры Магдагачинского района Амурской области.

Для этого был выполнен следующий объем работ:

- дана характеристика района размещения компрессорной станции;
- описан технологический процесс компрессорной станции;
- произведен расчет электрических нагрузок;
- разработана схема внешнего электроснабжения;
- рассчитаны токи короткого замыкания;
- выбрано и проверено основное электрическое оборудование питающей ПС;
- выполнены заземление и молниезащита питающей ПС;
- рассчитаны уставки релейной защиты трансформатора;
- определены технико-экономические показатели проекта;
- рассмотрены вопросы безопасности и экологичности при эксплуатации компрессорных станций.

Таким образом, разработанная система внешнего электроснабжения компрессорной станции КС-7 обеспечивает эффективное и надежное электроснабжения потребителя.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Булгаков А.А. Безопасность жизнедеятельности : методические рекомендации к практическим занятиям. Благовещенск : Изд-во АмГУ, 2014. 101 с.

2 ВРД 39-1.21 – 072-2003 «Категорийность электроприемников промышленных объектов ОАО «Газпром», 2003.

3 ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности».

4 ГОСТ 12.2.016.4 -91 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование компрессорное. Метод определения шумовых характеристик».

5 Ершов А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 4 : Защита электрических сетей и электроустановок напряжением 6-10-110-220 кВ : учеб. пособие / А.М. Ершов. – Челябинск : Издательский центр ЮУрГУ, 2015. – 152 с.

6 Кабышев А.В. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения : учеб. пособие / А.В. Кабышев. Томск : Изд-во ТПУ, 2006. – 124 с.

7 Электроснабжение объектов : учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. М. : Академия, 2013. 320 с.

8 Корж В.В., Сальников А.В. Эксплуатация и ремонт оборудования насосных и компрессорных станций : Учеб. пособие / В.В. Корж, А.В. Сальников. Ухта : УГТУ, 2010. 184 с.

9 Магистральные трубопроводы. СНИП III -42-80.

10 «Методика расчета шума от компрессорной станции» СТО Газпром 2-3,5-042-2005.

11 Мясоедов Ю.В., Мясоедова Л.А., Подгурская И.Г. Электроснабжение промышленных предприятий : сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.02. Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2017.

12 Мясоедов, Ю. В. Проектирование электрической части электростан-

ций и подстанций / Ю.В. Мясоедов, Н.В. Савина, А.Г. Ротачёва. – Благовещенск: АмГУ, 2007. – 139 с.

13 Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов СТО Газпром 2-3,5-051-2006.

14 Нормы технологического проектирования по проектированию промышленных предприятий. Электроснабжение. М. : Тяжпромэлектропроект, 1994. 67 с.

15 ОНТП 54-1-85 Магистральные трубопроводы. Часть 1. Газопроводы.

16 Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения : Справочник : Учеб. пособие. М. : ФОРУМ : ИНФРА – М. 2006. 480 с.

17 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08-624-03.

18 Правила устройства электроустановок/ Минэнерго РФ. – 7-е изд. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 268 с.

19 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. Серия 17. Выпуск 53. – 2-е изд., испр. и доп. – М. : Закрытое акционерное общество «Научно-технической центр исследований проблем промышленной безопасности», 2016. – 194 с.

20 Проектирование и эксплуатация насосных и компрессорных станций : Учебник для вузов / А.М. Шаммазов, В.Н. Александров, А.И. Гольянов и др. М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. 404 с.

21 СТО 5694007-29.240.30.010-2008 ОАО «ФСК ЕЭС» Схемы принципиальные электрические распределительных устройств 35-750 кВ. Типовые решения, 2007. – 132 с.

22 СТО 56947007-29.120.40.093-2011 ОАО «ФСК ЕЭС» Руководство по проектированию систем оперативного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения, 2011. – 54 с.

23 Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий : Учеб. пособие для вузов. М. : Энергоатомиздат, 1987. 386 с.

24 Цылёв П.Н. Электропривод и электрооборудование технологических объектов нефтегазовой отрасли : учеб. пособие / П.Н. Цылёв. Пермь : Изд-во Перм.нац.исслед.политехн.ун-та, 2015. 192 с.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Расчет электрических нагрузок. Выбор оборудования

Расчет низковольтной нагрузки

$P_{\text{вент.конт}} := 0.2$	$P_1 := P_{\text{вент.конт}}$
$P_{\text{обогрев.конт}} := 0.7$	$P_2 := P_{\text{обогрев.конт}}$
$P_{\text{оборудованиеКП.ТМ}} := 0.4$	$P_3 := P_{\text{оборудованиеКП.ТМ}}$
$P_{\text{оборудованиеУКМ.ЛКС.НГИ}} := 1.5$	$P_4 := P_{\text{оборудованиеУКМ.ЛКС.НГИ}}$
$P_{\text{оборудованиеАГРС}} := 13.1$	$P_5 := P_{\text{оборудованиеАГРС}}$
$P_{\text{кран.с.электропр.DN1400}} := 7.5$	$P_6 := P_{\text{кран.с.электропр.DN1400}}$
$P_{\text{кран.с.электропр.DN500}} := 3.20$	$P_7 := P_{\text{кран.с.электропр.DN500}}$
$P_{\text{кран.с.электропр.DN300}} := 1.8$	$P_8 := P_{\text{кран.с.электропр.DN300}}$
$P_{\text{кран.с.электропр.DN150}} := 0.6$	$P_9 := P_{\text{кран.с.электропр.DN150}}$
$P_{\text{кран.с.электропр.DN50}} := 0.6$	$P_{10} := P_{\text{кран.с.электропр.DN50}}$
$P_{\text{кран.с.электропр.DN1400.энергоакк}} := 1.5$	$P_{11} := P_{\text{кран.с.электропр.DN1400.э}}$
$P_{\text{кран.с.электропр.DN1000.энергоакк}} := 1.5$	$P_{12} := P_{\text{кран.с.электропр.DN1000.э}}$
$P_{\text{оборудованиеКМО}} := 4.43$	$P_{13} := P_{\text{оборудованиеКМО}}$
$P_{\text{системаПА}} := 0.5$	$P_{14} := P_{\text{системаПА}}$
$P_{\text{система.электрообогрева}} := 2$	$P_{15} := P_{\text{система.электрообогрева}} = 2$

$n_1 := 2$	$n_4 := 1$	$n_7 := 2$	$n_{10} := 12$	$n_{13} := 1$
$n_2 := 4$	$n_5 := 1$	$n_8 := 3$	$n_{11} := 3$	$n_{14} := 1$
$n_3 := 1$	$n_6 := 3$	$n_9 := 1$	$n_{12} := 1$	$n_{15} := 1$

Групповая ном. (установленная) активная мощность:

$P_{\text{уст.1}} := P_1 \cdot n_1 = 0.4$	$k_{и1} := 0.6$	$\cos(\phi_1) := 0.8$	$\text{tg}\phi_1 := 0.75$
$P_{\text{уст.2}} := P_2 \cdot n_2 = 2.8$	$k_{и2} := 0.8$	$\cos(\phi_2) := 1$	$\text{tg}\phi_2 := 0$
$P_{\text{уст.3}} := P_3 \cdot n_3 = 0.4$	$k_{и3} := 1$	$\cos(\phi_3) := 0.8$	$\text{tg}\phi_3 := 0.75$
$P_{\text{уст.4}} := P_4 \cdot n_4 = 1.5$	$k_{и4} := 1$	$\cos(\phi_4) := 0.96$	$\text{tg}\phi_4 := 0.29$
$P_{\text{уст.5}} := P_5 \cdot n_5 = 13.1$	$k_{и5} := 0.76$	$\cos(\phi_5) := 1$	$\text{tg}\phi_5 := 0$
$P_{\text{уст.6}} := P_6 \cdot n_6 = 22.5$	$k_{и6} := 0.3$	$\cos(\phi_6) := 0.85$	$\text{tg}\phi_6 := 0.62$
$P_{\text{уст.7}} := P_7 \cdot n_7 = 6.4$	$k_{и7} := 0.3$	$\cos(\phi_7) := 0.85$	$\text{tg}\phi_7 := 0.62$
$P_{\text{уст.8}} := P_8 \cdot n_8 = 5.4$	$k_{и8} := 0.3$	$\cos(\phi_8) := 0.85$	$\text{tg}\phi_8 := 0.62$
$P_{\text{уст.9}} := P_9 \cdot n_9 = 0.6$	$k_{и9} := 0.3$	$\cos(\phi_9) := 0.85$	$\text{tg}\phi_9 := 0.62$
$P_{\text{уст.10}} := P_{10} \cdot n_{10} = 7.2$	$k_{и10} := 0.3$	$\cos(\phi_{10}) := 0.85$	$\text{tg}\phi_{10} := 0.62$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ А

$$\begin{aligned}
 P_{уст.11} &:= P_{11} \cdot n_{11} = 4.5 & k_{и11} &:= 0.3 & \cos(\phi_{11}) &:= 0.85 & \operatorname{tg}\phi_{11} &:= 0.62 \\
 P_{уст.12} &:= P_{12} \cdot n_{12} = 1.5 & k_{и12} &:= 0.3 & \cos(\phi_{12}) &:= 0.85 & \operatorname{tg}\phi_{12} &:= 0.62 \\
 P_{уст.13} &:= P_{13} \cdot n_{13} = 4.43 & k_{и13} &:= 1 & \cos(\phi_{13}) &:= 0.96 & \operatorname{tg}\phi_{13} &:= 0.29 \\
 P_{уст.14} &:= P_{14} \cdot n_{14} = 0.5 & k_{и14} &:= 1 & \cos(\phi_{14}) &:= 0.96 & \operatorname{tg}\phi_{14} &:= 0.29 \\
 P_{уст.15} &:= P_{15} \cdot n_{15} = 2 & k_{и15} &:= 1 & \cos(\phi_{15}) &:= 1 & \operatorname{tg}\phi_{15} &:= 0
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 P_{НОМ.Σ} &:= P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 + P_{10} \dots = 39.53 \\
 &+ P_{11} + P_{12} + P_{13} + P_{14} + P_{15}
 \end{aligned}$$

Суммарная установленная мощность ЭП:

$$\begin{aligned}
 P_{уст.Σ} &:= P_{уст.1} + P_{уст.2} + P_{уст.3} + P_{уст.4} + P_{уст.5} + P_{уст.6} \dots = 73.23 \\
 &+ P_{уст.7} + P_{уст.8} + P_{уст.9} + P_{уст.10} \dots \\
 &+ P_{уст.11} + P_{уст.12} + P_{уст.13} + P_{уст.14} + P_{уст.15}
 \end{aligned}$$

Суммарное значение средней активной и реактивной мощности группы ЭП:

$$\begin{aligned}
 P_{ср1} &:= P_{уст.1} \cdot k_{и1} = 0.24 & Q_{ср1} &:= P_{ср1} \cdot \operatorname{tg}\phi_1 = 0.18 \\
 P_{ср2} &:= P_{уст.2} \cdot k_{и2} = 2.24 & Q_{ср2} &:= P_{ср2} \cdot \operatorname{tg}\phi_2 = 0 \\
 P_{ср3} &:= P_{уст.3} \cdot k_{и3} = 0.4 & Q_{ср3} &:= P_{ср3} \cdot \operatorname{tg}\phi_3 = 0.3 \\
 P_{ср4} &:= P_{уст.4} \cdot k_{и4} = 1.5 & Q_{ср4} &:= P_{ср4} \cdot \operatorname{tg}\phi_4 = 0.435 \\
 P_{ср5} &:= P_{уст.5} \cdot k_{и5} = 9.956 & Q_{ср5} &:= P_{ср5} \cdot \operatorname{tg}\phi_5 = 0 \\
 P_{ср6} &:= P_{уст.6} \cdot k_{и6} = 6.75 & Q_{ср6} &:= P_{ср6} \cdot \operatorname{tg}\phi_6 = 4.185 \\
 P_{ср7} &:= P_{уст.7} \cdot k_{и7} = 1.92 & Q_{ср7} &:= P_{ср7} \cdot \operatorname{tg}\phi_7 = 1.19 \\
 P_{ср8} &:= P_{уст.8} \cdot k_{и8} = 1.62 & Q_{ср8} &:= P_{ср8} \cdot \operatorname{tg}\phi_8 = 1.004 \\
 P_{ср9} &:= P_{уст.9} \cdot k_{и9} = 0.18 & Q_{ср9} &:= P_{ср9} \cdot \operatorname{tg}\phi_9 = 0.112 \\
 P_{ср10} &:= P_{уст.10} \cdot k_{и10} = 2.16 & Q_{ср10} &:= P_{ср10} \cdot \operatorname{tg}\phi_{10} = 1.339 \\
 P_{ср11} &:= P_{уст.11} \cdot k_{и11} = 1.35 & Q_{ср11} &:= P_{ср11} \cdot \operatorname{tg}\phi_{11} = 0.837 \\
 P_{ср12} &:= P_{уст.12} \cdot k_{и12} = 0.45 & Q_{ср12} &:= P_{ср12} \cdot \operatorname{tg}\phi_{12} = 0.279 \\
 P_{ср13} &:= P_{уст.13} \cdot k_{и13} = 4.43 & Q_{ср13} &:= P_{ср13} \cdot \operatorname{tg}\phi_{13} = 1.285 \\
 P_{ср14} &:= P_{уст.14} \cdot k_{и14} = 0.5 & Q_{ср14} &:= P_{ср14} \cdot \operatorname{tg}\phi_{14} = 0.145 \\
 P_{ср15} &:= P_{уст.15} \cdot k_{и15} = 2 & Q_{ср15} &:= P_{ср15} \cdot \operatorname{tg}\phi_{15} = 0 \\
 P_{ср.Σ} &:= \left[ \begin{aligned} &P_{ср1} + P_{ср2} + P_{ср3} + P_{ср4} + P_{ср5} + P_{ср6} \dots \\ &+ P_{ср7} + P_{ср8} + P_{ср9} + P_{ср10} \dots \\ &+ (P_{ср11} + P_{ср12} + P_{ср13} + P_{ср14} + P_{ср15}) \end{aligned} \right] = 35.696
 \end{aligned}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$Q_{\text{ср.}\Sigma} := Q_{\text{ср}1} + Q_{\text{ср}2} + Q_{\text{ср}3} + Q_{\text{ср}4} + Q_{\text{ср}5} + Q_{\text{ср}6} \dots = 11.291 \\ + Q_{\text{ср}7} + Q_{\text{ср}8} + Q_{\text{ср}9} + Q_{\text{ср}10} \dots \\ + Q_{\text{ср}11} + Q_{\text{ср}12} + Q_{\text{ср}13} + Q_{\text{ср}14} + Q_{\text{ср}15}$$

$$k_{\text{и.срвз}} := \frac{P_{\text{ср.}\Sigma}}{P_{\text{уст.}\Sigma}} = 0.487$$

$$n_{\text{эф}} := \frac{2 \cdot P_{\text{уст.}\Sigma}}{P_5} = 11.18$$

$$n'_{\text{эф}} := 12$$

$$K_p := 0.85$$

Расчетная активная мощность ЭП:

$$P_p := P_{\text{ср.}\Sigma} \cdot K_p = 30.342$$

Расчетная реактивная мощность ЭП:

$$\text{tg}\phi_{\text{ср}} := \frac{Q_{\text{ср.}\Sigma}}{P_{\text{ср.}\Sigma}} = 0.316$$

$$Q_p := K_p \cdot Q_{\text{ср.}\Sigma} = 9.598$$

Расчетная нагрузка освещения:

$$K'_{\text{и.осв}} := 0.85 \quad \text{tg}\phi_{\text{осв}} := 0.33$$

$$F_{\text{площадка}} := 18400$$

$$F_{\text{КС}} := 6075$$

$$F_{\text{БКЭС}} := 20.98$$

$$F_{\text{АГРС}} := 103.2$$

$$P_{\text{уд.осв.вн}} := 0.015$$

$$P_{\text{уд.осв.нар}} := 0.00009$$

$$P_{\text{площадка}} := K'_{\text{и.осв}} \cdot F_{\text{площадка}} \cdot P_{\text{уд.осв.нар}} = 1.408$$

$$Q_{\text{площадка}} := P_{\text{площадка}} \cdot \text{tg}\phi_{\text{осв}} = 0.465$$

$$P_{\text{КС}} := K'_{\text{и.осв}} \cdot F_{\text{КС}} \cdot P_{\text{уд.осв.вн}} = 77.456$$

$$Q_{\text{КС}} := P_{\text{КС}} \cdot \text{tg}\phi_{\text{осв}} = 25.561$$

$$P_{\text{БКЭС}} := K'_{\text{и.осв}} \cdot F_{\text{БКЭС}} \cdot P_{\text{уд.осв.вн}} = 0.267$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$Q_{\text{БКЭС}} := P_{\text{БКЭС}} \cdot \text{tg}\phi_{\text{осв}} = 0.088$$

$$P_{\text{АГРС}} := K'_{\text{и.осв}} \cdot F_{\text{АГРС}} \cdot P_{\text{уд.осв.вн}} = 1.316$$

$$Q_{\text{АГРС}} := P_{\text{АГРС}} \cdot \text{tg}\phi_{\text{осв}} = 0.434$$

$$P_{\text{р.осв.}\Sigma} := P_{\text{площадка}} + P_{\text{КС}} + P_{\text{БКЭС}} + P_{\text{АГРС}} = 80.447$$

$$Q_{\text{р.осв.}\Sigma} := Q_{\text{площадка}} + Q_{\text{КС}} + Q_{\text{БКЭС}} + Q_{\text{АГРС}} = 26.548$$

Суммарная расчетная нагрузка:

$$P_{\text{р.}\Sigma} := P_{\text{р}} = 30.342$$

$$Q_{\text{р.}\Sigma} := Q_{\text{р}} = 9.598$$

Суммарная расчетная нагрузка для КС:

$$P_{\text{р.цех}} := P_{\text{р.}\Sigma} + P_{\text{р.осв.}\Sigma} = 110.789$$

$$Q_{\text{р.цех}} := Q_{\text{р.}\Sigma} + Q_{\text{р.осв.}\Sigma} = 36.145$$

Полная нагрузка цеха:

$$S_{\text{р.цех}} := \sqrt{P_{\text{р.цех}}^2 + Q_{\text{р.цех}}^2} = 116.536$$

Расчетный ток:

$$U_{\text{НОМНН}} := 0.4$$

$$I_{\text{р.цех}} := \frac{S_{\text{р.цех}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМНН}}} = 168.205$$

Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учетом КРМ

Расчетная мощность трансформатора КТП

$$K_3 := 0.5 \quad \text{коэффициент загрузки, равный 0,5, так компрессорная станция}$$

$$N_T := 2$$

$$S_{\text{тр}} := \frac{S_{\text{р.цех}}}{K_3 \cdot N_T} = 116.536$$

Выбираем трансформатор марки ТС - 125/10

$$S_{\text{НОМ}} := 125$$

Проверяем выбранный трансформатор по коэффициенту загрузки

$$K_{\text{зфакт}} := \frac{S_{\text{р.цех}}}{S_{\text{НОМ}} \cdot N_T} \quad K_{\text{зфакт}} = 0.466$$

$$K_{\text{зпав}} := \frac{S_{\text{р.цех}}}{125} \quad K_{\text{зпав}} = 0.932$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать из сети ВН в сеть НН через силовой трансформатор КТП определяется по формуле:

$$Q_T := \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_{\text{ТНОМ}})^2 - (P_{\text{р.цех}})^2} = 57.887$$

Определяется суммарная мощность НКУ

$$Q_{\text{НКУ.1}} := (Q_{\text{р.цех}} - Q_T) = -21.741$$

Определяется дополнительная мощность НКУ, обеспечивающая снижение потерь в электроэнергии в СЭС промышленного предприятия:

$\gamma$  зависит от  $K_{p1}$  и  $K_{p2}$ , которые определяются в справочнике Федоров, Старкова, табл 4,6, стр 108

$$\text{для тр-ра ТМ 100/10} \quad K_{p1} := 9 \quad K_{p2} := 7 \quad \gamma_{630} := 0.36$$

$$Q_{\text{НКУ.2}} := Q_{\text{р.цех}} - Q_{\text{НКУ.1}} - \gamma \cdot S_{\text{ТНОМ}} \cdot N_T = -86.417$$

$$Q_{\text{НКУ}} := Q_{\text{НКУ.1}} + Q_{\text{НКУ.2}} = -108.159$$

Компенсация реактивной мощности не требуется

Расчет высоковольтной нагрузки

$$K_{\text{ис.СД}} := 0.7 \quad K_{3,\text{СД}} := 0.8 \quad \cos(\phi_{\text{СД}}) := -0.9 \quad \text{tg}\phi_{\text{СД}} := -0.48$$

$$P_{\text{уст.СД}} := 4000 \quad n_{\text{СД}} := 4 \quad \eta_{\text{СД}} := 0.974$$

$$P_{\text{расч.ВН}} := K_{\text{ис.СД}} \cdot P_{\text{уст.СД}} \cdot n_{\text{СД}} = 1.12 \times 10^4$$

$$Q_{\text{расч.ВН}} := \frac{(K_{3,\text{СД}} \cdot P_{\text{уст.СД}} \cdot n_{\text{СД}} \cdot \text{tg}\phi_{\text{СД}})}{\eta_{\text{СД}}} = -6.308 \times 10^3$$

$$\Sigma P_{\Sigma} := P_{\text{р.цех}} + P_{\text{расч.ВН}} = 1.131 \times 10^4$$

$$\Sigma Q_{\Sigma} := Q_{\text{р.цех}} + Q_{\text{расч.ВН}} = -6.272 \times 10^3$$

Расчетная мощность на шинах 10 кВ

$$K_0 := 0.85$$

$$P_P := \Sigma P_{\Sigma} \cdot K_0 = 9.614 \times 10^3$$

$$Q_P := \Sigma Q_{\Sigma} \cdot K_0 = -5.331 \times 10^3$$

$$S_P := \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} = 1.099 \times 10^4$$

$$P_{\text{СИВ}} := 1400 \quad Q_{\text{СИВ}} := 4600$$

$$S_{\text{СИВ}} := \sqrt{P_{\text{СИВ}}^2 + Q_{\text{СИВ}}^2} = 4.808 \times 10^3$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$P := P_P + P_{СИБ} = 1.101 \times 10^4$$

$$Q := Q_P + Q_{СИБ} = -731.084$$

$$S := \sqrt{P^2 + Q^2} = 1.104 \times 10^4$$

Выбор номинального напряжения

$$L := 7 \quad P := 11.014$$

$$U_{\text{рац}} := \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{\left(\frac{P}{2}\right)}}} = 43.627$$

$$U'_{\text{рац}} := 110$$

Расчет токов короткого замыкания

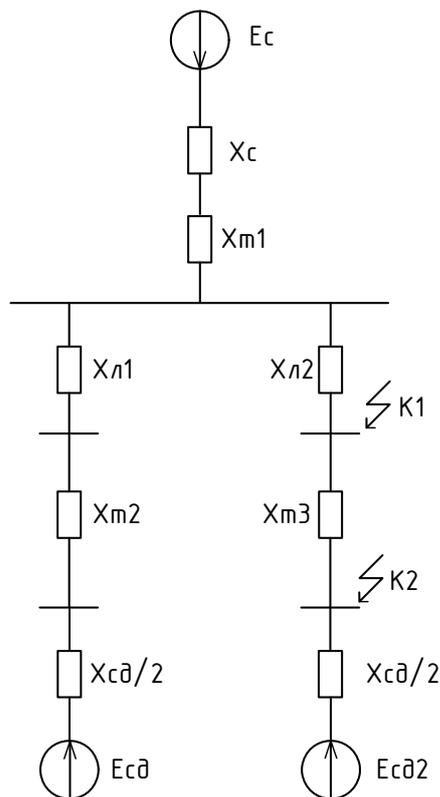
Задаем базисные условия

$$S_{\text{б}} := 100$$

$$U_{\text{б1}} := 115 \quad U_{\text{б2}} := 10.5$$

$$I_{\text{б1}} := \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б1}} \cdot \sqrt{3}} = 0.502 \quad I_{\text{б2}} := \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б2}} \cdot \sqrt{3}} = 5.499$$

Расчет параметров элементов схемы замещения



Система

$$E_C := 1$$

$$S_{\text{КЗ}} := \sqrt{3} \cdot 230 \cdot 13.58 = 5.41 \times 10^3$$

$$X_C := \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{КЗ}}} = 0.018$$

трехфазный ток КЗ на шинах ПС Сиваки = 13,58 кА

Линия

$$l := 7$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

для ВЛ сечением 95/16  $x_0 := 0.4$

$$X_{Л1} := x_0 \cdot 1 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = 0.021$$

Автотрансформатор

$$U_{КВС} := 11 \quad U_{КВН} := 35 \quad U_{КСН} := 22 \quad S_{НОМ.АТ} := 63$$

$$U_{КВ} := 0.5 \cdot (U_{КВС} + U_{КВН} - U_{КСН}) = 12$$

$$U_{КС} := 0.5 \cdot (U_{КВС} - U_{КВН} + U_{КСН}) = -1$$

$$U_{КН} := 0.5 \cdot (-U_{КВС} + U_{КВН} + U_{КСН}) = 23$$

$$X_{ВТ1} := \frac{U_{КВ} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{НОМ.АТ}} = 0.19$$

$$X_{НТ1} := \frac{U_{КН} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{НОМ.АТ}} = 0.365$$

Трансформатор

$$U_{К} := 10.5 \quad S_{НОМ.Т} := 10$$

$$X_{Т} := \frac{U_{К} \cdot S_{\sigma}}{100 \cdot S_{НОМ.Т}} = 1.05$$

Синхронный двигатель

$$S_{НОМ.СД} := 4 \quad X_{НОМ.СД} := 1.92 \quad \sin \phi_{НОМ.СД} := 0.44$$

$$\cos \phi_{НОМ.СД} := 0.9$$

$$X_{СД} := X_{НОМ.СД} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{НОМ.СД}} = 48$$

$$E_{СД} := 1.1$$

Приведем полученные значения к расчетной точке КЗ К1

$$X_1 := X_{С} + X_{ВТ1} = 0.209$$

$$X_2 := \frac{X_{СД}}{2} + X_{Т} + X_{Л1} = 25.071$$

$$X_3 := \frac{X_{СД}}{2} + X_{Т} + X_{Л1} = 25.071$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$X_{\text{ЭКВ}} := \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2}} = 0.207$$

$$C_1 := \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{X_1} = 0.992$$

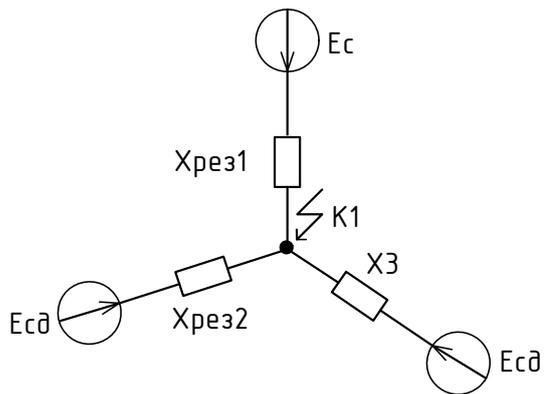
$$C_2 := \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{X_2} = 8.266 \times 10^{-3}$$

$$X_{\text{РЕЗ}} := X_{\text{ЭКВ}} + X_{\text{Л}} = 0.228$$

$$X_{\text{РЕЗ.1}} := \frac{X_{\text{РЕЗ}}}{C_1} = 0.23$$

$$X_{\text{РЕЗ.2}} := \frac{X_{\text{РЕЗ}}}{C_2} = 27.633$$

В результате приведения получаем схему



$$I_{\text{ПО.1}} := \frac{E_C}{X_{\text{РЕЗ.1}}} \cdot I_{61} = 2.18$$

$$I_{\text{ПО.2}} := \frac{E_{\text{сд}}}{X_3} \cdot I_{61} = 0.022$$

$$I_{\text{ПО.3}} := \frac{E_{\text{сд}}}{X_{\text{РЕЗ.2}}} \cdot I_{61} = 0.02$$

$$I_{\text{ПО.К1}} := I_{\text{ПО.1}} + I_{\text{ПО.2}} + I_{\text{ПО.3}} = 2.222$$

$$T_a := 0.3$$

$$K_{\text{уд}} := \left( 1 + e^{\frac{-0.01}{T_a}} \right) = 1.967$$

$$i_{\text{уд.1}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.1}} \cdot K_{\text{уд}} = 6.065$$

$$i_{\text{уд.2}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.2}} \cdot K_{\text{уд}} = 0.061$$

$$i_{\text{уд.3}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.3}} \cdot K_{\text{уд}} = 0.056$$

$$i_{\text{уд.К1}} := i_{\text{уд.1}} + i_{\text{уд.2}} + i_{\text{уд.3}} = 6.181$$

$$I''_{\text{ПО.1}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО.1}} = 1.888$$

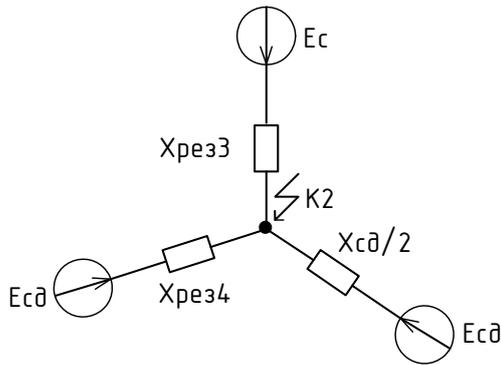
ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$I''_{\text{ПО.2}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО.2}} = 0.019$$

$$I''_{\text{ПО.3}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО.3}} = 0.017$$

$$I''_{\text{ПО.К1}} := I''_{\text{ПО.1}} + I''_{\text{ПО.2}} + I''_{\text{ПО.3}} = 1.924$$

Приведем полученные значения к расчетной точке К3 К2



$$X_4 := X_C + X_{BT1} = 0.209$$

$$X_5 := X_{Л} + X_{Т} + \frac{X_{CD}}{2} = 25.071$$

$$X_6 := X_{Л} + X_{Т} = 1.071$$

$$X_{\text{ЭКВ.2}} := \frac{1}{\frac{1}{X_4} + \frac{1}{X_5}} = 0.207$$

$$C_3 := \frac{X_{\text{ЭКВ.2}}}{X_4} = 0.992$$

$$C_4 := \frac{X_{\text{ЭКВ.2}}}{X_5} = 8.266 \times 10^{-3}$$

$$X_{\text{PE3.К2}} := X_{\text{ЭКВ.2}} + X_6 = 1.278$$

$$X_{\text{PE3.3}} := \frac{X_{\text{PE3.К2}}}{C_3} = 1.289$$

$$X_{\text{PE3.4}} := \frac{X_{\text{PE3.К2}}}{C_4} = 154.662$$

$$I_{\text{ПО.4}} := \frac{E_C}{X_{\text{PE3.3}}} \cdot I_{\text{б2}} = 4.266$$

$$I_{\text{ПО.5}} := \frac{E_{CD}}{\frac{X_{CD}}{2}} \cdot I_{\text{б2}} = 0.252$$

$$I_{\text{ПО.6}} := \frac{E_{CD}}{X_{\text{PE3.4}}} \cdot I_{\text{б2}} = 0.039$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$I_{\text{ПО.К2}} := I_{\text{ПО.4}} + I_{\text{ПО.5}} + I_{\text{ПО.6}} = 4.557$$

$$i_{\text{уд.4}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.4}} \cdot K_{\text{уд}} = 11.867$$

$$i_{\text{уд.5}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.5}} \cdot K_{\text{уд}} = 0.701$$

$$i_{\text{уд.6}} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.6}} \cdot K_{\text{уд}} = 0.109$$

$$i_{\text{уд.К2}} := i_{\text{уд.4}} + i_{\text{уд.5}} + i_{\text{уд.6}} = 12.677$$

$$I''_{\text{ПО.4}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО.4}} = 3.694$$

$$I''_{\text{ПО.5}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО.5}} = 0.218$$

$$I''_{\text{ПО.6}} := \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ПО.6}} = 0.034$$

$$I''_{\text{ПО.К2}} := I''_{\text{ПО.4}} + I''_{\text{ПО.5}} + I''_{\text{ПО.6}} = 3.946$$

Выбор и проверка выключателей на ПС

Выбор выключателей 110 кВ

$$I_{\text{РМАКС}} := \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52.486 \text{ А}$$

На ВН выбираем баковый выключатель типа ВЭБ-УЭТМ-110-40/2500 УХЛ1

Проверяем выбранный выключатель на термическую устойчивость

$$t_{\text{откл}} := 1.5 \text{ с} \text{ время отключения КЗ}$$

$$B_{\text{к}} := I_{\text{ПО.К1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 8.886$$

Проверяем выбранный выключатель на термическую стойкость тепловому импульсу тока КЗ

$$I_{\text{терм}} := 40 \text{ кА} \text{ ток термической стойкости}$$

$$t_{\text{терм}} := 3 \text{ с} \text{ время протекания тока термической стойкости}$$

$$B_{\text{к.в}} := I_{\text{терм}}^2 \cdot (t_{\text{терм}}) = 4.8 \times 10^3$$

Должно выполняться условие  $B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.в}}$

Условие выполняется  $8.888 \leq 4800$

Определяем номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе

$$\beta_{\text{н}} := 0.4 \text{ номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе}$$

$$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} := 40 \text{ кА} \text{ номинальный ток отключения выключателя}$$

$$i_{\text{а.НОМ}} := \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ}} = 22.627$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе в нулевой момент

$$i_{a.T} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.К1}} = 3.142$$

Выбор выключателя 10 кВ

$$I_{\text{Р.макс.10}} := \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577.35 \quad \text{А}$$

На НН выбираем вакуумный выключатель типа ВВ/TEL

Проверяем выбранный выключатель на термическую устойчивость

$$B_{\text{к.10}} := I_{\text{ПО.К2}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 37.374$$

Проверяем выбранный выключатель на термическую стойкость тепловому импульсу тока КЗ

$$I_{\text{Терм.10}} := 31.5 \quad \text{кА} \quad \text{ток термической стойкости}$$

$$t_{\text{Терм.10}} := 3 \quad \text{с} \quad \text{время протекания тока термической стойкости}$$

$$B_{\text{к.в.10}} := I_{\text{Терм.10}}^2 \cdot (t_{\text{Терм.10}}) = 2.977 \times 10^3$$

Должно выполняться условие  $B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.в}}$

$$\text{Условие выполняется} \quad 37.374 \leq 2977$$

Определяем номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе

$$\beta_{\text{Н.10}} := 0.4 \quad \text{номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе}$$

$$I_{\text{НОМ.ОТКЛ.10}} := 31.5 \quad \text{кА} \quad \text{номинальный ток отключения выключателя}$$

$$i_{a.\text{НОМ.10}} := \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{Н.10}} \cdot I_{\text{НОМ.ОТКЛ.10}} = 17.819$$

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключенном токе в нулевой момент

$$i_{a.T.10} := \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО.К2}} = 6.444$$

Выбор и проверка разъединителей

На ВН выбираем разъединитель с заземляющими ножами марки РГП-СЭЩ

Проверяем выбранный разъединитель на термическую устойчивость

$$B_{\text{к.Р}} := I_{\text{ПО.К1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 8.886$$

Проверяем выбранный разъединитель на термическую стойкость тепловому импульсу тока КЗ

$$I_{\text{Терм.Р}} := 31.5 \quad \text{кА} \quad \text{ток термической стойкости}$$

$$t_{\text{Терм.Р}} := 3 \quad \text{с} \quad \text{время протекания тока термической стойкости}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$B_{\text{к.ном.Р}} := I_{\text{терм.Р}}^2 \cdot (t_{\text{терм.Р}}) = 2.977 \times 10^3$$

Должно выполняться условие  $B_{\text{к}} \leq B_{\text{к.ном}}$

Условие выполняется  $8.886 \leq 2977$

Выбор и проверка трансформаторов тока

Выбираем встроенные трансформаторы тока ТВГ УЭТМ-110

$r_{\text{к}} := 0.1$  сопротивление контактов

$\rho := 0.0283$  удельное сопротивление провода

$l_{\text{расч.ВН}} := 60$  м расчетная длина соединительных проводов

$S_{\text{min}} := 4$  минимальное сечение провода

$$r_{\text{пров}} := \frac{\rho \cdot l_{\text{расч.ВН}}}{S_{\text{min}}} = 0.425 \quad \text{сопротивление проводов}$$

$S_{\text{приб}} := 4$  номинальная нагрузка вторичной цепи

$I_{2\text{Н}} := 5$  номинальный ток вторичной цепи

$$r_{\text{приб}} := \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{Н}}^2} = 0.16$$

Вторичная нагрузка

$$r_2 := r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{к}} = 0.684$$

$S_{2\text{Н}} := 50$  номинальная нагрузка вторичной цепи

$$Z_{2\text{Н}} := \frac{S_{2\text{Н}}}{I_{2\text{Н}}^2} = 2$$

Должно выполняться условие  $r_2 \leq Z_{2\text{Н}}$

Условие выполняется  $0.684 \leq 2$

Проверка на термическую стойкость

$$B_{\text{к.ТТ}} := I_{\text{ПО.К1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 8.886$$

$I_{\text{терм.ТТ}} := 40$  кА ток термической стойкости

$t_{\text{терм.ТТ}} := 3$  с время протекания тока термической стойкости

$$B_{\text{к.ном.ТТ}} := I_{\text{терм.ТТ}}^2 \cdot (t_{\text{терм.ТТ}}) = 4.8 \times 10^3$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

Выбираем трансформаторы тока ТЛП-10-6

$$r_k := 0.1 \quad \text{сопротивление контактов}$$

$$\rho := 0.0283 \quad \text{удельное сопротивление провода}$$

$$l_{\text{расч.НН}} := 4 \quad \text{м расчетная длина соединительных проводов}$$

$$S_{\text{min}} := 4 \quad \text{минимальное сечение провода}$$

$$r_{\text{пров.НН}} := \frac{\rho \cdot l_{\text{расч.НН}}}{S_{\text{min}}} = 0.028 \quad \text{сопротивление проводов}$$

$$S_{\text{приб.НН}} := 11.6 \quad \text{номинальная нагрузка вторичной цепи}$$

$$I_{2Н} := 5 \quad \text{номинальный ток вторичной цепи}$$

$$r_{\text{приб.НН}} := \frac{S_{\text{приб.НН}}}{I_{2Н}^2} = 0.464$$

Вторичная нагрузка

$$r_{2.НН} := r_{\text{приб.НН}} + r_{\text{пров.НН}} + r_k = 0.592$$

$$S_{2Н.НН} := 50 \quad \text{номинальная нагрузка вторичной цепи}$$

$$Z_{2Н.НН} := \frac{S_{2Н.НН}}{I_{2Н}^2} = 2$$

Должно выполняться условие  $r_2 \leq Z_{2Н}$

$$\text{Условие выполняется} \quad 0.592 \leq 2$$

Проверка на термическую стойкость

$$W_{\text{к.ТТ.НН}} := I_{\text{ПО.К2}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = \blacksquare$$

$$I_{\text{терм.ТТ.НН}} := 40 \quad \text{кА ток термической стойкости}$$

$$t_{\text{терм.ТТ.НН}} := 1 \quad \text{с время протекания тока термической стойкости}$$

$$W_{\text{к.ном.ТТ.НН}} := I_{\text{терм.ТТ}}^2 \cdot (t_{\text{терм.ТТ}}) = 4.8 \times 10^3$$

Выбор и проверка ошиновки ВН и сборных шин

На стороне гибкая ошиновка сталеалюминиевыми проводами марки АС

$$I_{\text{па.ош}} := \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52.486 \quad \text{А} \quad I_{\text{дл.доп.ош}} := 75 \quad \text{А}$$

$$\text{Выбираем провод марки АС сечением} \quad q_{\text{ош}} := 16 \quad \text{мм}^2$$

Проверяем выбранный провод на термическую стойкость

$$W_{\text{к.ош}} := I_{\text{ПО.К1}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_a) = 8.886$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

Минимальное сечение по условию термической стойкости

$C_T := 90$  значение для алюминия

$$q_{\min.ош} := \frac{\sqrt{B_{к.ош} \cdot 10^3}}{C_T} = 1.047$$

Должно выполняться условие  $q_{\min.ош} < q_{ош}$

Условие выполняется  $1.047 < 16$

Выбранное сечение термически устойчиво

Сборные шины 10 кВ выполним жесткими алюминиевыми шинами марки АД0

$$I_{па.сш} := \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577.35 \quad I_{дл.доп.сш} := 1600$$

Выбираем прямоугольные алюминиевые шины сечением  $q_{сш} := 800$  мм<sup>2</sup>

Проверяем выбранное сечение на термическую стойкость

$$B_{к.сш} := I_{ПО.К2}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 37.374$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости

$$q_{\min.сш} := \frac{\sqrt{B_{к.сш} \cdot 10^3}}{C_T} = 2.148$$

Должно выполняться условие  $q_{\min.сш} < q_{сш}$

Условие выполняется  $1.047 < 16$

Проверяем сборные шины на механическую прочность

$$b := 120$$

$$h := 6$$

$$J_{xx} := \frac{b \cdot h^3}{12} = 2.16 \times 10^3 \quad \text{момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы}$$

$$f_c := \frac{173.2}{1.2^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q_{сш}}} = 197.637 \quad \text{Частота собственных колебаний меньше 200 Гц, следовательно механический резонанс исключен}$$

Наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ

$$f := \sqrt{3} \cdot \frac{12677^2}{0.245} \cdot 10^{-7} = 113.613$$

Равномерно распределенная сила создает изгибающий момент

$$M := \frac{f \cdot 1.2^2}{10} = 16.36$$

Напряжение в материале, появляющиеся при воздействии изгибающего момента

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЕ А

$$W := \frac{b \cdot h^2}{6} = 720 \quad \text{момент сопротивления шины относительно оси при горизонтальном расположении}$$

$$\delta_{\text{расч}} := \frac{M}{W} = 0.023$$

$$\delta_{\text{доп}} := 82$$

Должно выполняться условие  $\delta_{\text{расч}} < \delta_{\text{доп}}$

Условие выполняется  $0.023 < 82$

Выбор и проверка изоляторов

К установке примем опорные фарфоровые изоляторы ИО-10-3,75

Допустимая нагрузка на головку изолятора

$$F_{\text{расч.ИО}} := \sqrt{3} \cdot \frac{12677^2 \cdot 1.2}{0.245} \cdot 10^{-7} = 136.335$$

$$F_{\text{доп}} := 6 \cdot 3750 = 2.25 \times 10^4$$

нергоакк

нергоакк

**ПРИЛОЖЕНИЕ Б**  
**Релейная защита трансформатора**

Расчет дифференциальной защиты марки ТДН-10000/110 на терминале RET670

$$S_{\text{ТНОМ}} := 10000 \text{ кВА}$$

$$U_{\text{НОМ.ВН}} := 115$$

$$U_{\text{НОМ.НН}} := 10.5$$

$$I_{\text{перв.ВН}} := \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.ВН}}} = 50.204 \text{ А}$$

$$I_{\text{перв.НН}} := \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ.НН}}} = 549.857 \text{ А}$$

1. Коэффициенты трансформации трансформаторов тока

$$n_{\text{ТА.ВН}} := \frac{200}{5} \quad n_{\text{ТА.НН}} := \frac{1600}{5}$$

2. Вторичные номинальные токи при  $K_{\text{СХ}} := 1$

$$I_{\text{вт.ВН}} := \frac{I_{\text{перв.ВН}}}{n_{\text{ТА.ВН}}} = 1.255 \text{ А}$$

$$I_{\text{вт.НН}} := \frac{I_{\text{перв.НН}}}{n_{\text{ТА.НН}}} = 1.718 \text{ А}$$

3. По таблице 32 выбираем значения  $i_{\text{НОМ.м.п}} := 5 \text{ А}$

$$\Delta f_{\text{выр}} := 0.02$$

4. Проверяем обеспечение цифрового выравнивания для всех сторон защищаемого трансформатора

$$\frac{I_{\text{вт.ВН}}}{i_{\text{НОМ.м.п}}} = 0.251 \quad 0.1 < 0.251 < 4$$

выравнивание амплитуд токов плеч защиты обеспечивается

$$\frac{I_{\text{вт.НН}}}{i_{\text{НОМ.м.п}}} = 0.344 \quad 0.1 < 0.344 < 4$$

5. Определяем расчетный коэффициент небаланса

$\varepsilon_{\text{ww}} := 0.1$  полная относительная погрешность ТТ в установившемся режиме

$k'_{\text{пер}} := 1$  коэффициент учитывающий ПП для силового трансформатора мощностью не более 40 МВА и при отсутствии токоограничивающих реакторов на НН

$\Delta U_{\text{рег}} := 0.09$  относительная погрешность, принимается равной максимальному возможному отклонению от номинального положения РПН

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ Б

$$K_{\text{нб.расч}} := \sqrt{(k'_{\text{пер}} \cdot \epsilon)^2 \cdot [1 + 2 \cdot (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выпр}})] + (\Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выпр}})^2} = 0.156$$

6. Начальный дифференциальный ток срабатывания:

$$K_{\text{отс}} := 1.2 \quad \text{коэффициент отстройки}$$

$$\text{EndSection1} := 1.15 \quad \text{начальный тормозной ток по рекомендациям фирмы АВВ}$$

$$I_{\text{dmin}} := K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб.расч}} \cdot \text{EndSection1} = 0.215$$

7. Проверим чувствительность защиты для горизонтального участка тормозной характеристики

$$I_{\text{диф.ср}} := 0.5$$

$$I_{\text{диф.расч}} := \frac{3946}{50.2} = 78.606 \quad \text{чувствительность защиты при внутренних КЗ на горизонтальном участке тормозной характеристики обеспечивается}$$

$$K_{\text{ч}} := \frac{I_{\text{диф.расч}}}{I_{\text{диф.ср}}} = 157.211$$

8. Проверим чувствительность защиты на наклонных участках тормозной характеристики

$$\frac{I_{\text{dmin}}}{\text{EndSection1}} = 0.187 \quad 0.187 \leq 0.5 \quad \text{чувствительность обеспечивается}$$

9. Ток срабатывания дифференциальной отсечки

$$K_{\text{нб1}} := 0.65 \quad \text{отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей сквозного тока}$$

$$I_{\text{КЗmax}} := \frac{2222}{50.2} = 44.263$$

$$I_{\text{dunre}} := K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб1}} \cdot I_{\text{КЗmax}} \cdot 100 = 3.453 \times 10^3$$

$$I_{\text{dunre}} := 34.54$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В  
Технико-экономическое обоснование

Мощность, которую необходимо передать

$$P := 11.014 \text{ МВт} \quad Q := 0.731 \text{ МВт}$$

Для технико-экономического обоснования рассмотрим 2 варианта схемы внешнего электроснабжения:

А) Подключение проектируемой ПС 110/10 кВ непосредственно к ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Сиваки

Б) Подключение проектируемой ПС 110/10 кВ к ОРУ 6 кВ Сиваки с реконструкцией ОРУ 6 кВ

Рассмотрим вариант А) Подключение проектируемой ПС 110/10 кВ непосредственно к ОРУ 110 кВ ПС 220 кВ Сиваки

Длина линии  $L_A := 7 \text{ км}$

Количество линий  $n_A := 2$

$$U_{\text{ном}} := 110 \text{ кВ}$$

Трансформатор ТДН 1000 110  $S_{\text{тном1}} := 10$

Линия АС 120/19  $x_A := 0.427 \quad r_A := 0.249$

Схема Два блока с выключателями и автоматизированной перемычкой

Рассмотрим вариант Б) Подключение проектируемой ПС 110/10 кВ к ОРУ 6 кВ Сиваки с реконструкцией ОРУ 6 кВ

Длина линии  $L_B := 7 \text{ км}$

Количество цепей  $n_B := 2$

$$U_{\text{ном}} := 10 \text{ кВ}$$

Кабельная линия ПвБВнг(А)LS  $x_B := 0.077 \quad r_B := 0.16 \quad I_p := 385 \text{ А}$   
Сечение 185

Схема Два блока с выключателями и автоматизированной перемычкой

Капиталовложения в строительство линий:

1. Стоимость ВЛ 110 кВ по базисным показателям с учетом территориального коэффициента

$$k_{\text{тер}} := 1.1$$

$$K_{\text{инфл}} := 4.04$$

Коэффициент инфляции принят из Письма Минстроя России от 06.02.2015 N 3004-ЛС/08 "Об индексах изменения стоимости строительства, индексах изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ и иных индексах на I квартал 2015 года"

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

Стальные опоры:  
Для ВЛ 110 кВ для одноцепной линии

сечением 120 мм<sup>2</sup>

$$k_A := 1050 \cdot k_{\text{тер}} \cdot 1.03 \cdot 1.05 \cdot 1.03 = 1287$$

$$K_A := L_A \cdot k_A = 9006.245325 \text{ тыс.руб}$$

$$k_B := 1600 \cdot k_{\text{тер}} \cdot 1.03 \cdot 1.05 \cdot 1.03 = 1961$$

$$K_B := L_B \cdot k_B = 13723.8024 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в линию

$$K_{\text{ВЛ.А}} := K_A \cdot K_{\text{инфл}} = 36385 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ВЛ.Б}} := K_B \cdot K_{\text{инфл}} = 55444 \text{ тыс.руб}$$

2. Вырубка просеки

$$K_{\text{прос}} := 95 \cdot k_{\text{тер}} = 104.5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{прос.А}} := L_A \cdot K_{\text{прос}} = 731.5 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{прос.Б}} := L_B \cdot K_{\text{прос}} = 731.5 \text{ тыс.руб}$$

3. Устройство лежневых дорог

$$K_{\text{леж.дор}} := 370 \cdot k_{\text{тер}} = 407 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{леж.дор.А}} := L_A \cdot K_{\text{леж.дор}} = 2849 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{леж.дор.Б}} := L_B \cdot K_{\text{леж.дор}} = 2849 \text{ тыс.руб}$$

ИТОГО

$$K_{\Sigma.А} := K_{\text{ВЛ.А}} + K_{\text{прос.А}} + K_{\text{леж.дор.А}} = 39965.731113 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\Sigma.Б} := K_{\text{ВЛ.Б}} + K_{\text{прос.Б}} + K_{\text{леж.дор.Б}} = 59024.661696 \text{ тыс.руб}$$

4. Строительство ВЛ с учетом прочих затрат

$$K_{\text{ВЛ}\Sigma.\text{проч.А}} := K_{\Sigma.А} \cdot 1.125 = 44961.447502 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{ВЛ}\Sigma.\text{проч.Б}} := K_{\Sigma.Б} \cdot 1.125 = 66402.744408 \text{ тыс.руб}$$

5. Стоимость постоянного отвода земельного участка

$$k_{\text{отв.зем}} := 7 \cdot 10^{-3}$$

$$K_{\text{пост.отв.зем}} := 65 \cdot k_{\text{отв.зем}} = 0.455 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.отв.зем.А}} := L_A \cdot K_{\text{пост.отв.зем}} = 3.185 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{\text{пост.отв.зем.Б}} := 0 = 0 \text{ тыс.руб}$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

Стоимость строительства ВЛ

$$K_{ВЛ.Σ.А} := K_{ВЛΣ.проч.А} + K_{пост.отв.зем.А} = 44965 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ВЛ.Σ.Б} := K_{ВЛΣ.проч.Б} + K_{пост.отв.зем.Б} = 66403 \text{ тыс.руб}$$

Капитальные затраты в строительство подстанции:

Капиталовложения в ОРУ :

$$K_{ору.А} := 15200 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ору.Б} := 12300 \text{ тыс.руб}$$

Стоимость ячеек:

$$K_{яч.А} := 3 \cdot 7300 = 21900 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{яч.Б} := 14 \cdot 7300 = 102200 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные вложения в ОРУ

$$K_{оруΣ.А} := K_{ору.А} + K_{яч.А} = 37100 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{оруΣ.Б} := K_{ору.Б} + K_{яч.Б} = 114500 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в трансформаторы:

$$K_{тр.10} := 3700$$

$$K_{тр.А} := 2 \cdot K_{тр.10} = 7400 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{тр.Б} := 0 = 0 \text{ тыс.руб}$$

Капиталовложения в постоянные затраты:

$$K_{пост.А} := 10750 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{пост.Б} := 10750 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные капиталовложения в ПС

$$K_{ПС.А} := \left( K_{оруΣ.А} + K_{тр.А} \dots \right) \cdot K_{инфл} \cdot k_{тер} = 245531 \text{ тыс.руб}$$
$$+ K_{пост.А}$$

$$K_{ПС.Б} := \left( K_{оруΣ.Б} + K_{тр.Б} \dots \right) \cdot K_{инфл} \cdot k_{тер} = 556611 \text{ тыс.руб}$$
$$+ K_{пост.Б}$$

Стоимость ПС с учетом строительства и прочих затрат

$$K_{ПС.СТР.А} := K_{ПС.А} \cdot 1.175 = 288499 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{ПС.СТР.Б} := K_{ПС.Б} \cdot 1.175 = 654018 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость постоянного отвода земель

$$S_{ПС.А} := 4500 \cdot 0.4 = 1800$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$S_{\text{ПС.Б}} := 1500 \cdot 0.4 = 600$$

$$K_{\text{ПС.Зем.А}} := S_{\text{ПС.А}} \cdot k_{\text{отв.зем}} \cdot K_{\text{инфл}} = 50.904 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{\text{ПС.Зем.Б}} := S_{\text{ПС.Б}} \cdot k_{\text{отв.зем}} \cdot K_{\text{инфл}} = 16.968 \text{ тыс.руб.}$$

Итоговые капитальные вложения в ПС

$$K_{\text{ПС}\Sigma.\text{А}} := K_{\text{ПС.СТР.А}} + K_{\text{ПС.Зем.А}} = 288550 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{\text{ПС}\Sigma.\text{Б}} := K_{\text{ПС.СТР.Б}} + K_{\text{ПС.Зем.Б}} = 654035 \text{ тыс.руб.}$$

Общие капиталовложения

$$K_{\text{ОБ.А}} := K_{\text{ПС}\Sigma.\text{А}} + K_{\text{ВЛ.}\Sigma.\text{А}} = 333514 \text{ тыс.руб.}$$

$$K_{\text{ОБ.Б}} := K_{\text{ПС}\Sigma.\text{Б}} + K_{\text{ВЛ.}\Sigma.\text{Б}} = 720438 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет потерь

Рассчитаем потери в линии

$$T_{\text{max}} := 5200 \text{ Продолжительность использования наибольшей нагрузки}$$

$$\Delta W_{\text{кор}} := 0 \text{ Потери на корону рассчитываются для ВЛ 220 и выше}$$

$$\Delta W_{\text{Л.А}} := \frac{P^2 + Q^2}{110^2} \cdot r_{\text{А}} \cdot T_{\text{max}} + \Delta W_{\text{кор}} = 13.038161$$

Рассчитаем потери в трансформаторе

$$P_{\text{ХХ}} := 10 \quad P_{\text{КЗ}} := 56 \quad U_{\text{ВН}} := 110$$

$$U_{\text{К}} := 10.5 \quad I_{\text{ХХ}} := 0.9 \quad U_{\text{НН}} := 10$$

$$r_{\text{трА}} := 7.9$$

$n := 2$  Количество трансформаторов

$$T_{\text{год}} := 8760 \text{ Количество часов в год}$$

$$\Delta W_{\text{ТР}} := \frac{P^2 + Q^2}{110^2} \cdot \frac{1}{n} \cdot r_{\text{трА}} \cdot T_{\text{max}} + n \cdot P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{год}} = 175406.830258$$

Общие потери

$$\Delta W_{\text{А}} := \Delta W_{\text{ТР}} + \Delta W_{\text{Л.А}} = 175419.868418$$

Проверим сечение кабеля на допустимые потери напряжения

$$\cos(\phi) := 0.92$$

$$\sin(\phi) := 0.392$$

$$U_{\text{НОМ}} := 10000 \text{ В}$$

## ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$\Delta U := \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot (r_B \cdot 0.92 \cdot 7 + x_B \cdot 7 \cdot 0.392)}{U_{НОМ}} \cdot 100 = 8.280067 \% \quad 8.280067 < 10$$

Выбранное сечение кабеля проходит проверку по допустимым потерям напряжения, однако в дальнейших расчетах вариант Б) не рассматриваем, так как на компрессорной станции КС-7 высоковольтное оборудование работает на напряжении 10 кВ и для его подключения необходима реконструкция ОРУ 6 кВ

Расчет эксплуатационных издержек

$$\alpha_{ВЛ} := 0.008 \quad \text{Нормы ежегодных отчислений на ремонт,}$$

$$\alpha_{ПС} := 0.059 \quad \text{эксплуатацию и обслуживание ВЛ и ПС}$$

$$I_{ЭР.А} := \alpha_{ВЛ} \cdot K_{ВЛ.Σ.А} + \alpha_{ПС} \cdot K_{ПСΣ.А} = 17384.156971 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{ЭР.Б} := \alpha_{ВЛ} \cdot K_{ВЛ.Σ.Б} + \alpha_{ПС} \cdot K_{ПСΣ.Б} = 39119.280642 \text{ тыс.руб.}$$

$$T_{СЛ} := 20 \quad \text{Срок службы}$$

$$I_{АМ.А} := \frac{K_{ОБ.А}}{T_{СЛ}} = 16675.723075 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_{АМ.Б} := \frac{K_{ОБ.Б}}{T_{СЛ}} = 36021.88187 \text{ тыс.руб.}$$

$$C_{\Delta W} := 1.72 \quad \text{Стоимость потерь 1 кВт*ч электроэнергии}$$

$$I_{\Delta W.А} := \Delta W_A \cdot C_{\Delta W} = 301722.17368 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_A := I_{ЭР.А} + I_{АМ.А} + I_{\Delta W.А} = 335782.053726 \text{ тыс.руб.}$$

$$I_B := I_{ЭР.Б} + I_{АМ.Б} = 75141.162513 \text{ тыс.руб.}$$

Среднегодовые эксплуатационные затраты

$$E := 0.125 \quad \text{Нормативный коэффициент экономической}$$

$$\text{эффективности}$$

$$Z_A := E \cdot K_{ОБ.А} + I_A = 377471.361414 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_B := E \cdot K_{ОБ.Б} + I_B = 165195.867189 \text{ тыс.руб.}$$

Себестоимость передачи электроэнергии

Полезный отпуск

$$W_{ПО} := P \cdot T_{\max} = 57272.8 \text{ тыс.кВт*ч.}$$

ПРОДОЛЖЕНИЕ ПРИЛОЖЕНИЯ В

$$C_A := \frac{I_A}{W_{\text{ПО}}} = 5.862854 \quad \text{тыс.руб/МВт*ч.}$$

$$C_B := \frac{I_B}{W_{\text{ПО}}} = 1.311987 \quad \text{тыс.руб/МВт*ч.}$$

Простой срок окупаемости

Доход от полезного отпуска

$$T_{\text{ПЕР}} := 1660 \quad \text{Средний тарифна передачу электроэнергии} \quad \text{руб/тыс.кВт*ч.}$$

$$O_A := W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{ПЕР}} = 9.507285 \times 10^7 \quad \text{млн.руб}$$

$$O_B := W_{\text{ПО}} \cdot T_{\text{ПЕР}} = 9.507285 \times 10^7 \quad \text{млн.руб}$$

$$H_A := 0.2 \cdot (O_A - I_A) = 1.894741 \times 10^7 \quad \text{млн.руб}$$

$$H_B := 0.2 \cdot (O_B - I_B) = 1.899954 \times 10^7 \quad \text{млн.руб}$$

Чистая прибыль

$$П_{\text{ч.А}} := O_A - I_A - H_A = 7.578965 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$П_{\text{ч.Б}} := O_B - I_B - H_B = 7.599817 \times 10^7 \quad \text{тыс.руб.}$$

$$T_{\text{ОК.А}} := \frac{K_{\text{ОБ.А}}}{П_{\text{ч.А}} + I_{\text{АМ.А}}} = 0.0044$$

$$T_{\text{ОК.Б}} := \frac{K_{\text{ОБ.Б}}}{П_{\text{ч.Б}} + I_{\text{АМ.Б}}} = 0.009475$$