

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  
«23» 06 2020

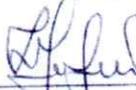
**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Проектирование системы внешнего электроснабжения компрессорной станции КС-3 в Якутии

Исполнитель  
студент группы 642- узб

 06.06.2020  
подпись, дата А.П. Поляков

Руководитель  
профессор,  
канд.техн.наук

 06.06.2020  
подпись, дата Ю.В. Мясоедов

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

 22.06.2020  
подпись, дата А.Б. Булгаков

Нормоконтроль  
старший преподаватель

 23.06.2020  
подпись, дата Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина  
« 14 » 04 2020

**ЗАДАНИЕ**

К выпускной квалификационной работе студента Полякова Алексея Павловича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы внешнего электроснабжения компрессорной станции КС-3 в Якутии

(утверждена приказом от 15.04.2020)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 10.06.2020

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схемы электрических соединений Южной Якутии, схемы ПС Южной Якутии, нагрузка по контрольным замерам.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика компрессорной станции КС-3, расчет электрических нагрузок, разработка системы внешнего электроснабжения КС-3, технико-экономическая оценка двух вариантов сети, проектирование ПС «КС-3», расчет токов КЗ, выбор оборудования, молниезащита, выбор типов защит и автоматики, техника безопасности.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 27 таблиц, программный продукт Mathcad.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности А.Б. Булгаков доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 14.04.2020

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович  
Профессор, кандидат технических наук

Задание принял к исполнению (дата): 14.04.2020

  
(подпись студента)

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 117 с., 15 рисунков, 26 таблиц, 19 использованных источника.

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

В выпускной квалификационной работе рассмотрено разработка системы внешнего электроснабжения компрессорной станции КС-3, в связи, с чем необходимо спроектировать новую ПС «КС-3» и разработать схему внешнего электроснабжения. Рассмотрены варианты схем внешнего электроснабжения проектируемой ПС «КС-3» и по технико-экономическому анализу выбран оптимальный вариант электроснабжения. В ходе проектирования решены такие задачи как: расчет токов короткого замыкания для выбора и проверки высоковольтного и низковольтного электрооборудования; определены параметры заземляющих устройств ПС «КС-3», зоны защиты от прямых ударов молнии, расчет релейной защиты и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС «КС-3».

## ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

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

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика компрессорной станции «КС-3»	9
1.1 Краткое описание компрессорной станции «КС-3»	9
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.3 Характеристика центров питания	11
1.4 Технологический процесс компрессорной станции «КС-3»	13
1.5 Характеристика электроприёмников объекта компрессорной станции «КС-3»	16
2 Расчёт электрических нагрузок	18
2.1 Расчёт низковольтной нагрузки	19
2.2 Расчёт осветительной нагрузки	23
2.3 Расчёт высоковольтной нагрузки	26
2.4 Расчёт электрической нагрузки предприятия	28
3 Разработка системы электроснабжения компрессорной станции «КС-3»	31
3.1 Выбор пункта приема электроэнергии, разработка его однолинейной схемы и конструктивное исполнение	31
3.2 Выбор номинального напряжения на ПС «КС-3»	32
3.3 Компенсация реактивной мощности	33
3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС «КС-3»	35
4 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения	37
5 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов	40
6 Расчёт токов короткого замыкания	44
7 Выбор и проверка оборудования на ПС «КС-3»	49
7.1 Выбор и проверка выключателей	49
7.2 Выбор и проверка разъединителей	52
7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	53

7.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	56
7.5	Выбор и проверка токоведущих частей	58
7.5.1	Выбор жестких шин	58
7.5.2	Выбор гибких шин	60
7.6	Выбор и проверка ТСН	61
7.7	Выбор и проверка опорных изоляторов	63
7.8	Выбор комплектных распределительных устройств	64
7.9	Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ	65
7.10	Выбор трансформатора тока	68
7.11	Выбор трансформатора напряжения	70
8	Молниезащита и заземление ПС «КС-3»	71
8.1	Заземление ПС «КС-3»	71
8.2	Защита от прямых ударов молнии	75
8.3	Выбор и проверка ограничителей перенапряжения	78
9	Выбор системы оперативного тока ПС «КС-3»	82
10	Релейная защита, автоматика и сигнализация	84
10.1	Виды и типы релейной защиты	84
10.2	Защита трансформатора	87
10.3	Автоматика на ПС «КС-3»	97
10.4	Сигнализация на ПС «КС-3»	101
11	Безопасность и экологичность работ на ПС «КС-3»	103
11.1	Безопасность	103
11.2	Экологичность проекта	107
11.3	Чрезвычайные ситуации	109
	Заключение	115
	Библиографический список	116

## ВВЕДЕНИЕ

Проектирование системы электроснабжения промышленных предприятий, строится таким образом, чтобы система была надежна, удобна и безопасна в обслуживании, обеспечивала необходимое качество электроэнергии и бесперебойность электроснабжения в нормальном и послеаварийном режимах. Так же система электроснабжения должна быть экономичной по затратам, ежегодным расходам, потерям энергии и расходу дефицитных материалов и оборудования. Экономичность и надежность системы электроснабжения достигается путем применения взаимного резервирования сетей предприятий и объединения питания промышленных, коммунальных и сельских потребителей. При сооружении на предприятиях собственных электростанций, главных понизительных подстанций и других источников питания учитываются близлежащие внезаводские потребители электроэнергии.

Актуальность темы обусловлена тем, что в настоящее время Республика Саха (Якутия) обладает богатейшим природно-ресурсным потенциалом и на сегодняшний день является одним из наиболее инвестиционно привлекательных российских регионов. В настоящее время планируется осуществить проект ПАО «Газпром» «Сила Сибири», который станет крупнейшей системой транспортировки газа на Востоке России. Магистральный трубопровод протяженностью около 3 тыс. км обеспечит возможность поставок газа Якутского центра газодобычи российским потребителям на Дальнем Востоке и в Китай («восточный» маршрут). В связи с этим к Единой национальной электросети будет подключено 8 компрессорных станций «Силы Сибири». В бакалаврской работе рассмотрена компрессорная станция «КС-3», максимальная присоединяемая мощность составит около 10,8 МВт.

Основной целью выпускной квалификационной работы является проектирование системы внешнего электроснабжения компрессорной станции «КС-3», для надёжного и качественного электроснабжения «КС-3».

Для выполнение поставленной цели в выпускной квалификационной

работе решены следующие задачи:

- проектирование компрессорной станции «КС-3», разработка двух вариантов схем внешнего электроснабжения к существующей сети,
- технико-экономический анализ двух вариантов и выбор оптимального варианта электроснабжения;
- расчет токов короткого замыкания на шинах ПС «КС-3»;
- выбор и проверка высоковольтного и низковольтного электрооборудования на ПС «КС-3»;
- расчет надежности ПС «КС-3»;
- определение параметров заземляющих устройств, зоны защиты от прямых ударов молнии;
- расчет релейной и автоматики, а так же диспетчерское управление, телемеханика и средства связи на ПС «КС-3».

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

## **1 Характеристика компрессорной станции «КС-3»**

### **1.1 Краткое описание компрессорной станции «КС-3»**

Компрессорная станция «КС-3» - составная часть магистрального газопровода, предназначенная для обеспечения его расчетной пропускной способности за счет повышения давления газа на выходе КС с помощью различных типов ГПА. Газоперекачивающие агрегаты посредством системы трубопроводов, запорной арматуры различных диаметров и другого специального оборудования составляют так называемую технологическую схему цеха.

В состав «КС-3» входят следующие основные устройства и сооружения:

- узел подключения «КС-3» к магистральному газопроводу с запорной арматурой и установкой для запуска и приема очистного поршня;
- технологические газовые коммуникации с запорной арматурой;
- установка очистки технологического газа;
- газоперекачивающие агрегаты, составляющие компрессорный цех;
- установка охлаждения газа после компримирования;
- системы топливного, пускового, импульсного газа и газа собственных нужд;
- система электроснабжения и электрические устройства различного назначения;
- система автоматического управления;
- система связи;
- система хранения, подготовки и раздачи ГСМ;
- система производственно-хозяйственного и пожарного водоснабжения и канализации;
- склад для хранения материалов, реагентов и оборудования;
- ремонтно-эксплуатационные и служебно-эксплуатационные помещения.

Газопровод имеет ответвления (шлейфы), по которым газ поступает в компрессорные цеха станции. После очистительных устройств он попадает в газоперекачивающие агрегаты, где осуществляется процесс сжатия, после чего

пропускается через газоохладители и возвращается в газопровод для дальнейшей транспортировки.

Когда компрессорная станция не работает, газ пропускается только по газопроводу. Максимальное давление газа на входе в КС составляет от 50 кгс/см<sup>2</sup>, а на выходе до 76 кгс/см<sup>2</sup>, но в зависимости от потребления давление меняется. В зависимости от мощности и числа газоперекачивающих агрегатов, компрессорная станция способна перекачивать от 50 до 150 млн. м<sup>3</sup> газа в сутки.

Основные производственные задачи КС заключаются в обеспечении надежной, экономичной и бесперебойной работы турбокомпрессорного, теплоэлектросливного, технологического и вспомогательного оборудования в заданном технологическом режиме.

Режим работы компрессорной станции круглосуточный и круглогодичный, поэтому оборудование и системы компрессорной станции обслуживаются сменным персоналом.

## **1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности**

Расположение компрессорной станции «КС-3» находится на 1027 км трассы газопровода на территории Алданского района в юго-западной части Республики Саха (Якутия).

Климат относится к муссонному по характеру формирования и к континентальному - по температурным признакам. Его основные черты складываются под влиянием азиатского материка и Тихого океана. Континентальность проявляется в очень низких зимних и высоких летних температурах, т. е. в исключительно больших годовых амплитудах температуры воздуха. Зима в данном районе ясная, морозная, маловетренная с малым количеством осадков, небольшим снежным покровом, низкой абсолютной влажностью и большой относительной влажностью. Самый холодный месяц - январь. Абсолютный минимум температуры воздуха может понижаться до минус 45°С. Продолжительность холодного периода со средней суточной температурой ниже нуля градусов составляет 170 день,

Характерная особенность Якутии - большая удаленность от главных экономических центров страны, большие расстояния между городами и улусами (районами) республики, зависимость сообщений от природно-климатических условий. В транспортной сети преобладают водные, авиационные и автомобильные пути. Большой удельный вес занимают сезонные пути, как водные, так и наземные - речные пути в течение короткого лета и автотрассы в течение 5-6 месяцев. Воздушные линии с городами и улусами — весьма дорогостоящие.

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Климатические условия

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	25
3	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
4	Нормативное ветровое давление, м/сек	25 м/сек
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Низшая температура воздуха, °С	-50
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-45
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-45
9	Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
10	Число грозных часов в год	20
11	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
12	Температура гололедообразования, °С	-5
13	Преобладающее направление ветра	СЗ
14	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
15	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
16	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

### 1.3 Характеристика центров питания

Основным источником электроснабжения НПС-15 и НПС-16 является ПС Нижний Куранах мощностью 36 МВт.

По географическим признакам проектируемая подстанция «КС-3» ближе всего расположена НПС-15 и НПС-16.

ПС Нижний Куранах является подстанцией системообразующей сети 220 кВ Южной части Якутии. Распределительное устройство на ОРУ 220 кВ выполнено «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», ОРУ 110 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем и обходная системы шин», ОРУ 35 кВ «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» На станции установлено два трехобмоточных автотрансформатора типа АТДЦТН -63000/220/110/35 -78У1 и два трансформатора марки ТДНС -10000/35-85У1.

Загрузка автотрансформаторов АТ1 и АТ2 на ПС Нижний Куранах согласно данным зимнего контрольного замера 18.12.2019 г. составляет 54% и 51% соответственно.

Исходя из географического расположения компрессорной станции «КС-3» и характеристики центра питания, целесообразнее всего подключить компрессорную станцию «КС-3» к НПС-15, НПС-16 с центром питания ПС Нижний Куранах.

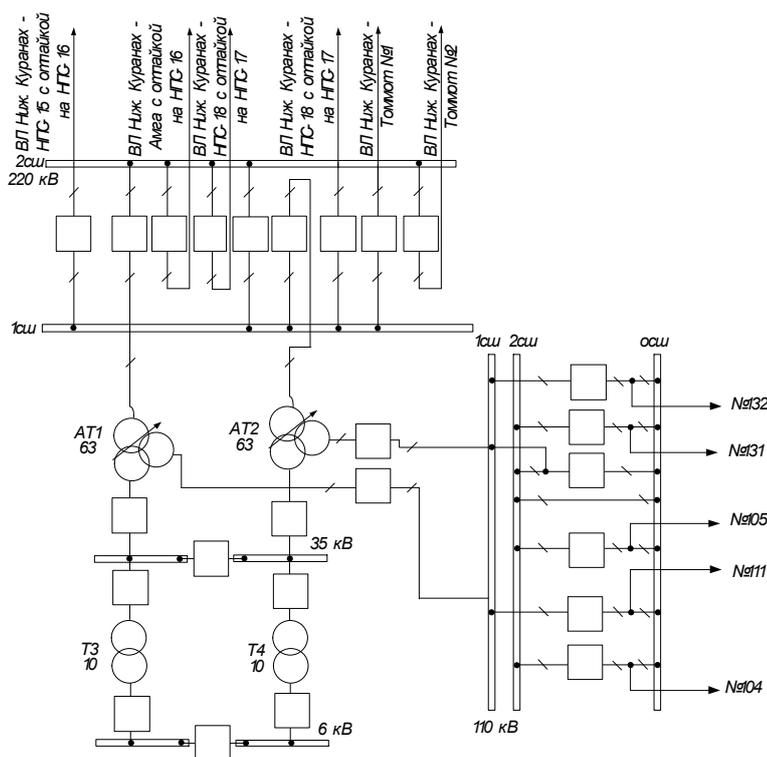


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Нижний Куранах

#### 1.4 Технологический процесс компрессорной станции «КС-3»

Главное назначение компрессорной станции - повышение давления транспортируемого газа на выходе КС путем его сжатия с помощью газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и его перекачка по магистральному газопроводу

Кроме того на КС производится очистка газа от жидких и твердых примесей, а также его осушка.

Принципиальная технологическая схема компрессорной станции приведена на рисунке 2. Газ из магистрального газопровода (1) через открытый кран (2) поступает в блок пылеуловителей (4). После очистки от жидких и твердых примесей газ компримируется газоперекачивающими агрегатами (ГПА) (5). Далее он проходит через аппараты воздушного охлаждения (АВО) (7) и через обратный клапан (8) поступает в магистральный газопровод (1).

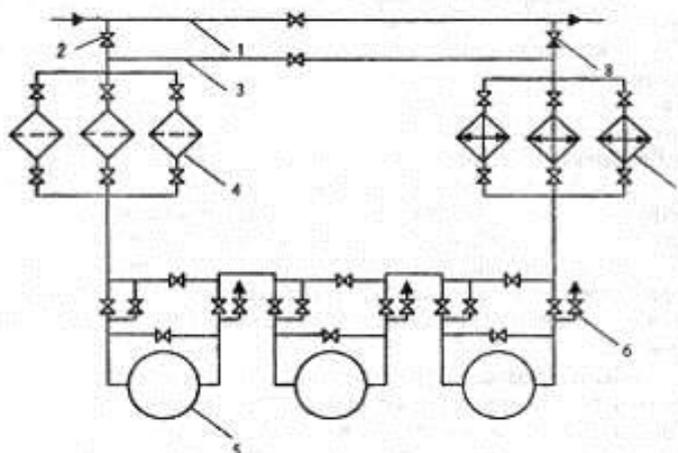


Рисунок 2 - Технологическая схема компрессорной станции

1 - магистральный газопровод; 2 - кран; 3 - байпасная линия; 4 - пылеуловители; 5 - газоперекачивающий агрегат; 6 - продувные свечи; 7 - АВО газа; 8 - обратный клапан

На КС осуществляются следующие основные технологические процессы:

1) Очистка газа от жидких и механических примесей.

Для очистки природного газа от сухих механических примесей и конденсата на компрессорной станции магистрального газопровода в основном используются пылеуловители типа ГП144.00.000 ВО, циклонного типа.

Пылеуловитель представляет собой аппарат цилиндрической формы диаметром 2000 мм и высотой 9225 мм со встроенными циклонами.



Рисунок 3 - Циклонные пылеуловители

Для полного и эффективного отделения из потока газа конденсата и механических примесей пылеуловитель содержит три следующие основные секции:

- а) секция ввода газа;
- б) секция очистки газа;
- в) секция сбора уловленной жидкости и механических примесей.

Секция ввода газа состоит из вводной трубы и распределительного корпуса.

Секция очистки состоит из пяти циклонов ЦН - 15, закрепленных неподвижно на нижней решетке. Циклонный элемент состоит из корпуса, винтового завихрителя, трубы выхода очищенного газа и дренажного корпуса.

Нижняя часть аппарата, являющаяся сборником примесей, выделившихся в зоне очистки, обогревается при помощи подогревателя змеевикового типа. Используется для подогрева жидкости зимой.

Пылеуловитель работает следующим образом: неочищенный газ через штуцер входа поступает в секцию ввода газа, а затем в рабочую секцию очистки газа, проходит через циклонные элементы, где благодаря закручиванию потока газа в завихрителе и происходит очистка газа от механических примесей и жидкости. Отсеперированные в циклонных элементах мехпримеси и конденсат собираются в сборнике, в нижней части аппарата, откуда автоматически

удаляются через дренажный штуцер или периодической продувкой по мере накопления.

## 2) Охлаждение газа после сжатия.

Для охлаждения газа после компремирования на КС эксплуатируют АВО газа. Охладители природного газа представляют собой аппарат воздушного охлаждения с горизонтальным расположением трубных пучков. Для увеличения поверхности теплообмена трубки трубных пучков выполняются оребренными.



Рисунок 4 - Аппараты воздушного охлаждения газа

### Конструкция АВО газа:

- - трубные пучки укреплены на общей раме, симметрично, относительно вентиляторов;
- - сверху к раме крепятся конфузоры (по два на каждый аппарат);
- - снизу к раме крепится механизм привода вентилятора;
- - подвод и отвод газа осуществляется через подводящий и отводящий коллекторы.

Принцип работы АВО газа следующий: газ, проходя через секции труб, охлаждается потоком воздуха нагнетаемого вентилятором (снизу вверх). Охлаждение газа происходит за счет разности температур компремированного газа и наружного воздуха. Привод вентилятора осуществляется от двигателя через клиноременную передачу.

## 3) Измерение и контроль технологических параметров ГПА.

## **1.5 Характеристика электроприёмников объекта компрессорной станции «КС-3»**

Согласно «Правилам устройства электроустановок», в зависимости от последствий, вызываемых нарушением электроснабжения, электроприемники делятся на три категории.

К первой категории относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой значительный ущерб народному хозяйству, опасность для жизни людей, нарушение работы особо важных элементов городского хозяйства (например, остановку городской электростанции из-за прекращения подачи газа) или другие тяжелые последствия.

На компрессорных станциях магистральных газопроводов к электроприемникам первой категории относятся электродвигатели основных компрессоров, двигатели их вспомогательных механизмов (маслонасосов, компрессоры газодинамических уплотнений ГПА), вентиляторов продувки электродвигателей и приточной вентиляции, противопожарных насосов, аварийное освещение основных производственных помещений. Перерыв в электроснабжении таких электроприемников может быть допущен только на время, необходимое для автоматического включения резерва (второй питающей линии или резервного агрегата). Электроприемники первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, например от двух разных подстанций или от двух разных секций одной подстанции, питающихся также от двух независимых источников.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожара и повреждения дорогостоящего оборудования. К таким электроприемникам на компрессорных станциях магистральных газопроводов относятся электродвигатели противопожарных насосов, электродвигатели входного и выходного трубопроводов, аварийное освещение основных

помещений (машинного зала основных компрессоров, РУ 6—10 кВ и др.), приборы автоматики и телемеханики управления главными компрессорами, приборами и аппаратами связи, электродвигатели подпорных и приточных вентиляторов. Для электроснабжения особой группы должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого источника, например от специальных агрегатов бесперебойного питания или аккумуляторных батарей.

Ко второй категории относятся электроприемники, перерыв в электроснабжении которых связан с недоотпуском продукции, простоем рабочих механизмов и промышленного транспорта. К электроприемникам второй категории относятся насосы бытового и хозяйственного водоснабжения и канализационных стоков, компрессоров закачки газа в подземные хранилища. Перерыв в электроснабжении таких электроприемников допускается на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой. Электроприемники второй категории должны получать питание также от двух независимых источников. Допускается осуществлять их питание от одного источника электроснабжения по двум линиям на разных опорах.

К третьей категории относятся все остальные электроприемники, не подходящие под определения первой и второй категории. К ним относятся электродвигатели ремонтных и тарных мастерских, электроприемники лабораторий, складов. Для электроприемников третьей категории допускается перерыв в электроснабжении на время, необходимое для замены или ремонта поврежденного элемента электрической сети, но не более, чем на одни сутки. Питание их может осуществляться от одного источника электроснабжения по одной линии.

Правильное построение схем электроснабжения для компрессорной станции «КС-3» - главное условие обеспечения надежного питания электроэнергией потребителей.

Таблица 2 – Категории электроприёмников компрессорной станции «КС-3»

№ п/п	Потребитель	Категория	Кол-во шт	$P_{уст}$ кВт
1	Системы магнитного подвеса роторов нагнетателей	II	3	43.7
2	Аварийное освещение	I	1	18
3	Бытовой корпус	III	2	160
4	Котельная	I	1	1030
5	Вентиляторы продувки электродвигателей	I	3	690.3
6	Аварийные насосы смазки ГПА	I	4	76.5
7	Противопожарные насосы	I	5	112
8	Установки электрохимической защиты коммуникаций КС	II	5	33.4
9	Конденсатная	II	3	32.3
10	Компрессоры газодинамических уплотнений ГПА	I	4	286.5
11	КС с электроприводными ГПА	II	2	272
12	Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	II	3	37.7
13	Приточная вентиляция	I	4	58.8
14	Компрессорный цех с газотурбинными и поршневыми ГПА и линейные КС и ПХГ	II	2	412.8
15	Маслонасосы уплотнений	I	4	82
16	Экологическая лаборатория	III	3	40
17	Циркуляционные насосы АВО масла	II	2	103.5
18	Экспресс-анализ	III	4	8.5
19	Экипировочная	III	6	3.7
20	Электродвигатели подпорных и приточных вентиляторов	I	3	256.5
21	Административный корпус	III	1	242

## 2 Расчёт электрических нагрузок

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

недоиспользование дорогого технологического оборудования и недоотпуск продукции.

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

## 2.1 Расчёт низковольтной нагрузки

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

Для каждой характерной категории определяется номинальная суммарная мощность:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{i i i} ; \quad (1)$$

Определение средней активной и реактивной мощности для каждого потребителя:

$$P_{cp} = K_u \cdot P_{ном} ; \quad (2)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg \varphi ; \quad (3)$$

где  $P_{ном}$  - номинальная мощность потребителя;

$K_u$  - коэффициент использования для данного потребителя;

$P_{cp}$  - средняя активная мощность потребителей;

$tg \varphi$  - коэффициент реактивной мощности;

$Q_{cp}$  - средняя реактивная мощность для потребителя;

Определяется суммарная средняя мощность по каждой характерной категории:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{cpi} ; \quad (4)$$

$$Q_{cp\Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{cpi} , \quad (5)$$

где  $P_{\bar{n}\delta\Sigma}$  ,  $Q_{\bar{n}\delta\Sigma}$  - суммарная активная и реактивная мощность каждой характерной категории.

Определение средневзвешенного коэффициента использования и средневзвешенного коэффициента мощности по характерной категории:

$$K_{\bar{n}\delta} = \frac{P_{\bar{n}\delta\Sigma}}{P_{i i \Sigma}} ; \quad (6)$$

$$tg \varphi = \frac{Q_{\bar{n}\delta\Sigma}}{P_{\bar{n}\delta\Sigma}} ; \quad (7)$$

Определение эффективного числа потребителей. Эффективное число потребителей – это такое число потребителей одинаковой мощности с однородным режимом работы, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа потребителей различной мощности.

$$n_{\varepsilon} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{ном i}}{P_{ном max}} ; \quad (8)$$

Если полученное значение  $n_{\varepsilon}$  больше фактического числа потребителей, то принимается  $n_{\varepsilon} = n_{\phi}$ .

Определение коэффициента расчетной нагрузки. Расчетный коэффициент характеризует отношение расчетной активной мощности к средней мощности для группы потребителей с эффективным числом больше 2.

Коэффициент расчетной нагрузки является функцией зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа потребителей:

$$k_{\delta} = f(k_{\epsilon, \bar{n}\delta}; n_{\gamma\delta})$$

Определение расчетной нагрузки:

$$P_{\delta} = K_{\delta} \cdot P_{\bar{n}\delta\Sigma}; \quad (9)$$

$$Q_{\delta} = K_{\delta} \cdot Q_{\bar{n}\delta\Sigma}, \text{ если } K_{\delta} \leq 1$$

$$Q_p = 1.1 \cdot Q_{cp\Sigma}, \text{ если } K_{\delta} > 1 \text{ и } n_{\epsilon\phi} \leq 10; \quad (10)$$

$$Q_{\delta} = Q_{\bar{n}\delta\Sigma}, \text{ если } K_{\delta} > 1 \text{ и } n_{\epsilon\phi} > 10; \quad (11)$$

Рассмотрим пример расчёта для потребителя системы магнитного подвеса роторов нагнетателей:

Определяем номинальная суммарная мощность:

$$P_{ном\Sigma 1} = 43,7 \cdot 3 = 131 \text{ кВт.}$$

Определение средней активной и реактивной мощности:

$$P_{cp1} = 131 \cdot 0,85 = 111,4 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp} = 111,4 \cdot 1,73 = 192,6 \text{ квар.}$$

Определение средневзвешенного коэффициента использования и средневзвешенного коэффициента:

$$K_{иср} = \frac{2410,7}{2836} = 0,85;$$

$$tg \varphi = \frac{1958}{2410,7} = 0,812 .$$

Определяем эффективного числа ЭП:

$$n_{\gamma} = \frac{(2 \cdot (131 + 2071 + 306 + 328))}{43,7 + 690,3 + 76,5 + 82} = 6,36;$$

Определяем коэффициент расчетной нагрузки:

$$K_p = 1,01 ;$$

Определяем расчетные нагрузки:

$$P_p = 1,01 \cdot 2411 = 2435 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,01 \cdot 1958 = 1978 \text{ квар.}$$

Для остальных цехов и корпусов компрессорной станции «КС-3» расчёт низковольтной нагрузки произведем по указанным формулам. Результаты полученных расчётов представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Расчёт низковольтной нагрузки компрессорной станции «КС-3»

Потребитель	$P_{\Sigma \text{ усч.}}$ кВт	$K_u$	$tg\varphi$	$P_{\text{ср.}}$ кВт	$Q_{\text{ср.}}$ кВт	$n_{\text{э.}}$ шт	$K_{\text{иср.}}$	$K_p$	$P_{\text{расч}}$ кВт	$Q_{\text{расч.}}$ квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Системы магнитного подвеса роторов нагнетателей	131	0,85	1,73	111.4	192.6					
Вентиляторы продувки электродвигателей	2071	0,85	0,75	1760.4	1320.3					
Аварийные насосы смазки ГПА	306	0,85	0,8	260.1	208.1					
Маслонасосы уплотнений	328	0,85	0,85	278.8	237.0					
Итого	2836			2411	1958	6,36	0,85	1,01	2435	1987
Аварийное освещение	18	0,8	1,17	14.4	16.85					
Котельная	1030	0,8	0,85	824	700.4					
Противопожарные насосы	560	0,8	0,8	448	358.4					
Компрессоры газодинамических уплотнений ГПА	1146	0,8	0,85	916.8	779.3					
Электродвигатели подпорных и приточных вентиляторов	769,5	0,8	0,85	615.6	523.3					

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Компрессорный цех с газотурбинными и поршневыми ГПА и линейные КС и ПХГ	825,6	0,8	0,85	660.5	561.4					
Итого	4349			3479	2940	4,2	0,8	1,08	3758	3214
Бытовой корпус	320	0,6	1,17	192.0	224.6					
Административный корпус	242	0,6	0,85	145.2	123.4					
Итого	562			337,2	348	2,8	0,6	1,28	431,6	382,8
Установки электрохимической защиты коммуникаций КС	167	0,45	0,8	75.2	60.1					
Конденсатная	97	0,45	0,8	43.7	34.9					
КС с электроприводным и ГПА	544	0,45	0,6	244.8	146.9					
Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	113	0,45	0,6	50.9	30.5					
Циркуляционные насосы АВО масла	207	0,45	0,8	93.2	74.5					
Итого	1128			507,8	346,9	4,7	0,45	1,15	583,9	381,6
Приточная вентиляция	235	0,3	0,75	70.5	52.9					
Экологическая лаборатория	120	0,3	0,6	36.0	21.6					
Экспресс-анализ	34	0,3	0,6	10.2	6.1					
Экипировочная	22	0,3	0,6	6.6	4.0					
Итого	411			123,3	84,6	7,4	0,3	1,19	146,7	93,1
Итого «КС-3»									7355	6050

## 2.2 Расчёт осветительной нагрузки

На компрессорной станции «КС-3» в качестве электрических источников света используются люминесцентные лампы.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников цеха определяется по удельной нагрузке:

$$P_{расч.Л.} = P_{уд.Л.} \cdot F_{ц}, \quad (12)$$

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

$F_{ц}$  - площадь пола цеха.

Разрядные лампы на предприятии используются как основной источник света (составляют примерно 75% от общего освещения), обеспечивающий нормальную работу производства. Для них реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot tg \varphi_{рл}, \quad (13)$$

где  $tg \varphi_{рл} = 0,33$  [17].

Пример расчёта приведем для системы магнитного подвеса роторов нагнетателей, для остальных цехов результаты представлены в таблице 4.

$$P_{расч.Л.} = P_{уд.Л.} \cdot F_{ц} = 18 \cdot 10^{-3} \cdot 340 = 6,12 \text{ кВт} \quad (14)$$

$$Q_{расч.Л.} = 0,75 \cdot P_{расч.Л.} \cdot tg \varphi_{рл} = 0,75 \cdot 6,12 \cdot 0,33 = 1,51 \text{ квар} \quad (15)$$

Результаты расчёта осветительной нагрузки для каждого цеха (здания) предприятия компрессорной станции «КС-3» показаны в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчёта осветительной нагрузки

Потребитель	$F_{ц}$ , $м^2$	$P_{уд}$ ..Л. $\frac{Вт}{м^2}$	$P_{расч}$ ..Л $кВт$	$Q_{расч}$ ..Л $квар$
1	2	3	5	6
Системы магнитного подвеса роторов нагнетателей	340	18,00	6.12	1.51
Вентиляторы продувки электродвигателей	1000	20,00	6.8	1.68
Аварийные насосы смазки ГПА	150	23,00	7.82	1.94
Маслонасосы уплотнений	140	23,00	7.82	1.94
Аварийное освещение	120	20,00	6.8	1.68
Котельная	230	16,00	5.44	1.35
Противопожарные насосы	160	17,00	5.78	1.43
Компрессоры газодинамических уплотнений ГПА	280	22,00	7.48	1.85
Электродвигатели подпорных и приточных вентиляторов	210	23,00	7.82	1.94
Компрессорный цех с газотурбинными и поршневыми ГПА и линейные КС и ПХГ	305	18,00	6.12	1.51
Бытовой корпус	180	20,00	6.8	1.68
Административный корпус	70	23,00	7.82	1.94
Установки электрохимической защиты коммуникаций КС	170	24,00	8.16	2.02
Конденсатная	240	24,00	8.16	2.02
КС с электроприводными ГПА	130	18,00	6.12	1.51
Автоматизированная система управления технологическими процессами цеха	145	20,00	6.8	1.68
Циркуляционные насосы АВО масла	90	20,00	6.8	1.68
Приточная вентиляция	80	18,00	6.12	1.51
Экологическая лаборатория	120	19,00	6.46	1.60
Экспресс-анализ	160	24,00	8.16	2.02
Экипировочная	95	24,00	8.16	2.02
Итого			147,6	36,5

### 2.3 Расчёт высоковольтной нагрузки

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

Коэффициент расчетной нагрузки является функцией зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП:

$$k_p = f(k_{u.c.p.}; n_{эф.})$$

Определение расчетной нагрузки:

$$P_p = K_p \cdot P_{cp\Sigma}; \quad (16)$$

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

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

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

$$P_{предн} = \sum_1^n K_o \cdot P_{p\Sigma}; \quad (17)$$

$$Q_{предн} = \sum_1^n K_o \cdot Q_{p\Sigma}; \quad (18)$$

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

$$P_{cp.BH} = K_u \cdot P_{уст.},$$

$$Q_{cp.BH} = K_u \cdot P_{уст.} \cdot tg \phi,$$

где  $P_{cp.}$  – средняя активная мощность;

$K_{\epsilon}$  – коэффициент использования, принимаемый по справочным данным [19];

$tg \varphi$  – соответствует характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности  $\cos \varphi$ .

Основные элементы газоперекачивающего оборудования — это нагнетатель природного газа (компрессор) и его привод, всасывающее и выхлопное устройства, маслосистема, топливоздушные коммуникации, автоматика и вспомогательное оборудование. В качестве привода центробежных нагнетателей рассмотрим два электродвигателя типа СТД-2000-23УХЛ4, которые подключаются к нагнетателям через повышающий редуктор.

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

$$Q_{СД} = \frac{K_{\epsilon \cdot Q_{СД}} \cdot P_{ном. \Sigma СД} \cdot tg \phi_{СД}}{\eta_{СД}}, \quad (19)$$

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

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

$K_{\epsilon \cdot Q_{СД}}$  – коэффициент наибольшей допустимой нагрузки СД по реактивной мощности.

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

$$P_{ср.ВН(двиг)} = K_u \cdot P_{уст.}, \quad (20)$$

$$P_{ср.ВН(двиг)} = 0,8 \cdot 2000 \cdot 2 = 3200 \text{ кВт},$$

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

$$P_{расч.ВН(деиз)} = 1 \cdot 3200 = 3200 \text{ кВт}$$

$$Q_{АД(деиз)} = - \frac{K_{э.АД} \cdot P_{ном.Σ АД} \cdot tg \phi_{АД}}{\eta_{АД}}, \quad (21)$$

$$Q_{АД(деиз)} = - \frac{1,27 \cdot 3200 \cdot 0,48}{0,945} = -2064 \text{ квар},$$

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

Результаты расчётов высоковольтной нагрузки 10 кВ приведены в таблице 5.

Таблица 5 – Расчёт высоковольтной нагрузки 10 кВ компрессорной станции «КС-3»

Потребитель	$P_{уст.}$ кВт	$K_{\epsilon}$	$\cos \varphi$	$P_{расч}$ кВт	$Q_{расч.}$ квар
СТД-2000-23УХЛ4	2x2000	0,8	0,85	3200	-2064

#### 2.4 Расчёт электрической нагрузки предприятия

Расчетные полную активную и реактивную мощности, отнесенные к шинам низкого напряжения ПС «КС-3», находят по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (как силовым – до 1 кВ и выше так и осветительным) с учетом потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки  $K_{О.м.}$ .

Суммарные расчетные активные и реактивные нагрузки:

– силовые приемники до 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.НН.} = 7355 \text{ кВт},$$

$$\Sigma Q_{расч.НН.} = 6050 \text{ квар},$$

– силовые приемники выше 1 кВ:

$$\Sigma P_{расч.ВН.} = 3200 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{сд} = -2064 \text{ квар} ,$$

– осветительные приемники:

$$\Sigma P_{расч.Л.} = 147,6 \text{ кВт} ,$$

$$\Sigma Q_{расч.Л.} = 36,5 \text{ квар}$$

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

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч. \Sigma H} ; \quad (22)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч. \Sigma H} ; \quad (23)$$

$$S_{расч. \Sigma H} = \sqrt{(P_{расч. \Sigma H})^2 + (Q_{расч. \Sigma H})^2} \quad (24)$$

$$P_{расч. \Sigma H} = \Sigma P_{расч. \Sigma H} + \Sigma P_{расч.Л.} = 7355 + 147,6 = 7503 \text{ кВт} \quad (25)$$

$$Q_{расч. \Sigma H} = \Sigma Q_{расч. \Sigma H} + \Sigma Q_{расч.Л.} = 6050 + 36,5 = 6087 \text{ квар} \quad (26)$$

$$S_{расч. \Sigma H} = \sqrt{(7503)^2 + (6087)^2} = 9662 \text{ кВА} \quad (27)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч. \Sigma H} = 0,02 \cdot 9662 = 193,24 \text{ кВт} \quad (28)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч. \Sigma H} = 0,1 \cdot 9662 = 966,2 \text{ квар} \quad (29)$$

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

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч. \Sigma H} ; \quad (30)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч. \Sigma H} \quad (31)$$

$$\Delta P_{л.} = 0,015 \cdot S_{расч. \Sigma H} = 0,015 \cdot 9662 = 144,93 \text{ кВт} \quad (32)$$

$$\Delta Q_{л.} = 0,02 \cdot S_{расч. \Sigma H} = 0,02 \cdot 9662 = 193,24 \text{ квар} \quad (33)$$

Полная, активная и реактивная мощность «КС-3» определяется по следующим формулам:

$$P_{расч.} = (\Sigma P_{расч.НН} + \Sigma P_{расч.ВН}) \cdot K_{О.м.} + \Sigma P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (34)$$

где  $K_{О.м.}$  – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки, равный  $K_{О.м.} = 0,9$

$$P_{расч.} = (7355 + 3200) \cdot 0,9 + 147,6 + 193,24 = 10840 \text{ кВт}$$

$$Q_{расч.} = (\Sigma Q_{расч.НН} + \Sigma Q_{расч.ВН} - \Sigma Q_{СД}) + \Sigma Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ} \quad (35)$$

$$Q_{расч.} = (6050 - 2064) + 36,5 + 966,2 = 4989 \text{ квар}$$

$$S_{расч.} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{расч.})^2} = \sqrt{(10840)^2 + (4989)^2} = 11930 \text{ кВА} \quad (36)$$

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

$$Q_{сист.} = P_{расч.} \cdot \text{tg} \phi = 10840 \cdot 0,4 = 4336 \text{ квар} \quad (37)$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.СКЗ} = \sqrt{(P_{расч.})^2 + (Q_{сист.})^2} = \sqrt{(10840)^2 + (4336)^2} = 11680 \text{ кВА} \quad (38)$$

### 3 Разработка системы электроснабжения компрессорной станции

## **«КС-3»**

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

Под системой внешнего электроснабжения понимают комплекс технических устройств, обеспечивающих передачу электроэнергии от источника питания до приёмных подстанций. Ввод на компрессорной станции «КС-3» может осуществляться напряжением от 6 до 220 кВ.

Пункт приема на компрессорной станции «КС-3» рассмотрим ПС.

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

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

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

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

Распределительное устройство по высокой стороне выполним по схеме: «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны

линии». Распределительное устройство по низкой стороне выполнено по схеме «одна секционированная система шин» [1].

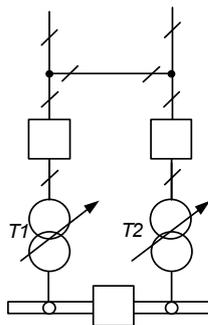


Рисунок 5 – ПС «КС-3»

### 3.2 Выбор номинального напряжения на ПС «КС-3»

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

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P_{P\Sigma}} \quad (39)$$

где  $l$  – наибольшая длина линии;

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

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{6 + 16 \cdot 10,840} = 58,14 \text{ кВ} \quad (40)$$

Исходя из географического расположения компрессорной станции «КС-3», целесообразнее всего подключить компрессорную станцию к сети 220 кВ, так сеть 110 кВ находится в 300 км от «КС-3». Принимаем номинальное напряжение по высокой стороне ПС «КС-3» 220 кВ.

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

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

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

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

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

### **3.3 Компенсация реактивной мощности**

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

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

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

Рассмотрим выбор КУ на ПС «КС-3».

Требуемая мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{н}} = Q_{\text{л}} - P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{н}} \quad (41)$$

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

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

По заданным коэффициентам мощности определяем заданную максимальную реактивную мощность:

$$Q_{\text{з}} = P_{\text{max}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{зад}} = 10,840 \cdot 0,4 = 4,336 \text{ МВар};$$

Мощность необходимых КУ на одну секцию шин.

$$Q_{\text{КУ}} = \frac{4,989 - 4,336}{2} = 0,326 \text{ МВар} \quad (42)$$

Фактическая мощность компенсирующего устройства:

$$Q_{\text{КУ},i}^{\Phi} = S \cdot n \quad (43)$$

где  $n$  – количество устанавливаемых батарей конденсаторов;

$S$  – мощность батарей конденсаторов.

$$Q_{\text{КУ}}^{\Phi} = n \cdot S = 1 \cdot 0,45 = 0,45 \text{ МВар}. \quad (44)$$

Устанавливаем компенсирующие устройства БК-10-450х1шт на каждую секцию шин.

Определяем некомпенсированную реактивную мощность для двух секций шин:

$$Q_{\text{HECK},i} = Q_i - 2 \cdot Q_{\text{КУ},i}^{\Phi}; \quad (45)$$

$$Q_{HECK.3} = Q_3 - 2 \cdot Q_{KV.3}^{\phi} = 4,989 - 2 \cdot 0,45 = 4,089 \text{ Мвар} \quad (46)$$

### 3.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на ПС «КС-3»

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к ПС «КС-3». Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на ПС. Повреждения трансформаторов на понижающих подстанциях, сопровождающиеся их отключением, довольно редки, однако с их возможностью следует считаться, особенно если к ПС подключены потребители I и II категорий, не терпящие перерывов в электроснабжении. Поэтому, если подстанция питает потребителей указанных категорий, на ней должно быть установлено не менее двух трансформаторов. В случае аварии на одном из трансформаторов второй должен обеспечить полной мощностью названных потребителей. Практически это может быть достигнуто путем установки на ПС двух трансформаторов, номинальная мощность каждого из которых будет рассчитана на 60...70 % максимальной нагрузки ПС.

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

отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{тр расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot \text{Чк}_{\text{зонт}}} \quad (47)$$

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

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

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

$n_{\text{т}}$  – число трансформаторов;

$k_{\text{зонт}}$  – оптимальный коэффициент загрузки.

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС «КС-3»:

$$S_{\text{тр расч}} = \frac{\sqrt{10,84^2 + 4,089^2}}{2 \cdot 0,7} = 8,3 \text{ МВА} \quad (48)$$

Принимаем трансформаторы ТДН 10000 220/10 кВ [17]

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

$$k_{\text{з норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{(n_{\text{т}}) \cdot \text{ЧС}_{\text{тр}}} \quad (49)$$

$$k_{\text{з н/а}} = \frac{\sqrt{10,84^2 + 4,089^2}}{10 \cdot 0,7} = 0,58 \quad (50)$$

Условие выполняется.

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

$$k_{3n/a} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{неск}^2}}{(n_m - 1)С_{mp}} \quad (51)$$

При этом должно выполняться условие:

$$k_{3n/a} \geq 1,4 \quad (52)$$

$$k_{3n/a} = \frac{\sqrt{10,84^2 + 4,089^2}}{10} = 1,16 \quad (53)$$

Условие выполняется, следовательно, трансформатор выбран верно.

#### **4 Разработка вариантов схемы внешнего электроснабжения**

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

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

Первый вариант предусматривает разработку внешнего электроснабжения с подключением ПС «КС-3» к ПП 220 кВ Амга, который подключен к ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 и ВЛ 220 кВ НПС 15-Амга.

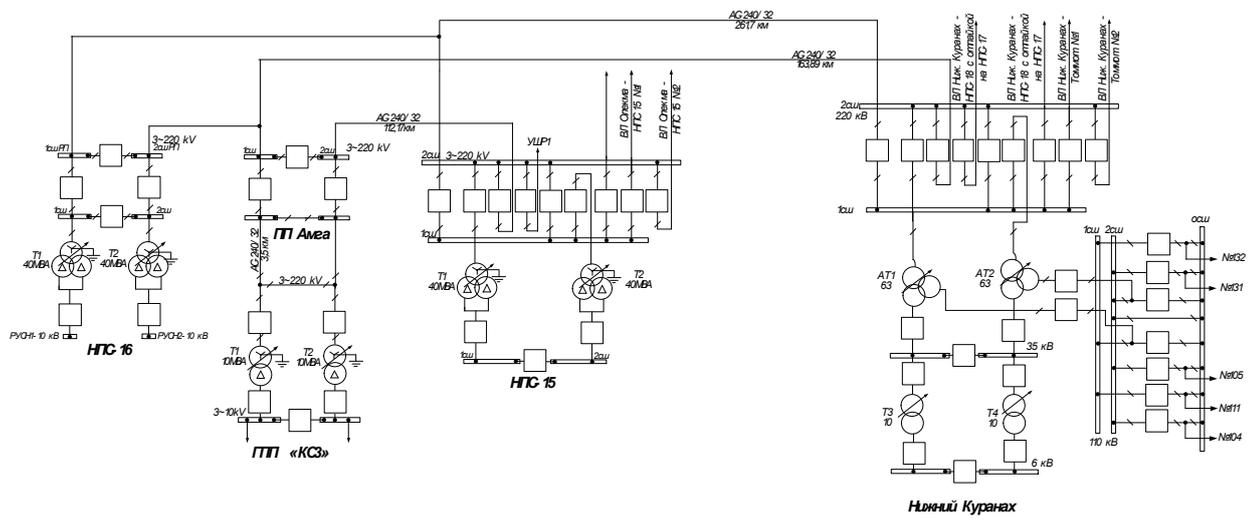


Рисунок 6 – 1 Вариант развития электрической сети

Второй вариант, предусматривает подключение ПС «КС-3» отпайкой к двухцепной линии 220 кВ Олекминск – НПС -15.

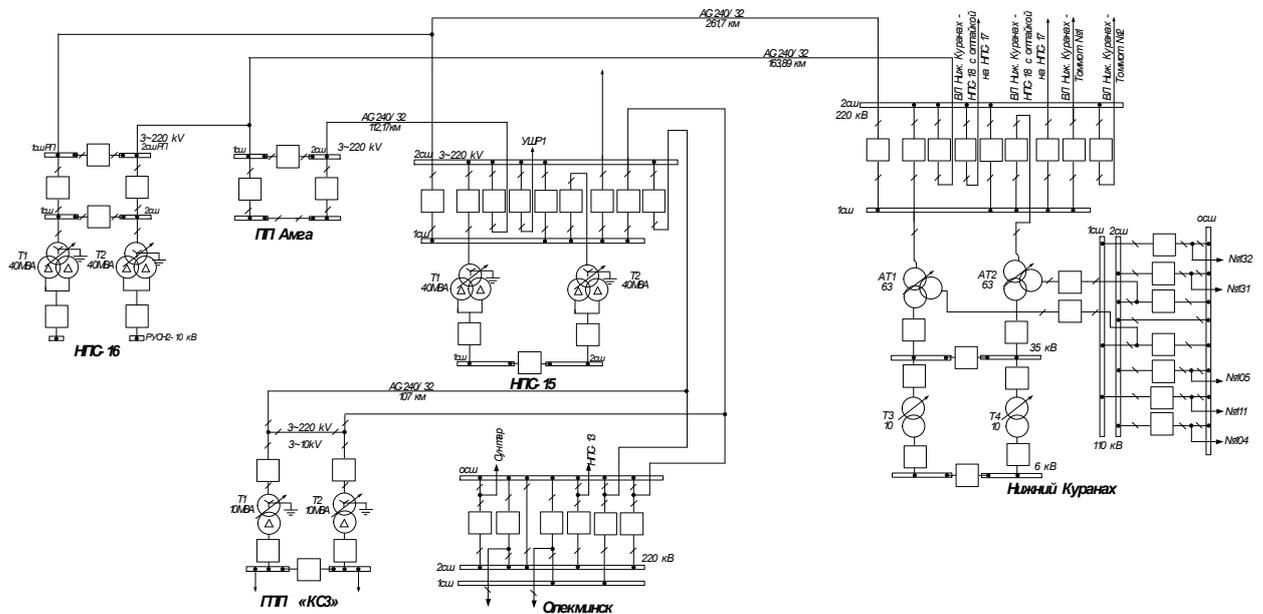


Рисунок 7 – 2 Вариант развития электрической сети

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

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

Таблица 6 - Технический анализ вариантов

U <sub>ном</sub>	Линия	l, км	n <sub>цеп</sub>	Кол. Выключат.
1 Вариант				
220 кВ	ВЛ 220 кВ Амга – ПС «КС-3»	3,5	2	2
2 Вариант				
220 кВ	Отпайка ПС «КС-3» к ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС 15	57	2	2

Рассмотрим выбор сечений воздушных линий для разработанных вариантов по методу экономических интервалов.

Выбор сечения проводников ВЛ 220 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I<sub>p</sub>. Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = a_i \cdot \chi_a \cdot \chi_T \cdot \chi \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot \chi_U \cdot \chi_n} \quad (54)$$

где a<sub>i</sub> – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

a<sub>T</sub> – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Для ВЛ 220 кВ принимается a<sub>i</sub> = 1,05, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение a<sub>T</sub> определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T<sub>м</sub>, который для рассматриваемого района равен 5000 ч, a<sub>T</sub> = 1,1 [19]

Для первого варианта схемы внешнего электроснабжения необходимо проверить сечение существующей линии. Загрузка трансформаторов с учетом вновь водимой нагрузкой составит на ПС Нижний Куранах 61%, на ПС НПС-15

36% . При подключении ПС «КС-3» определим расчетный ток на ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга с отпайкой на ПС НПС-16 и ВЛ 220 кВ НПС 15-Амга:

$$I_p = 1,05 \text{ Ч}, 1 \text{ Ч} \frac{\sqrt{11,25^2 + 4,5^2}}{\sqrt{3} \text{ Ч} 20 \text{ Ч}} = 0,016 \text{ кА}$$

Выбираем провод АС-240/32[19].

В аварийном режиме при отключении одной линии:

$$I_{AP} = 1,05 \text{ Ч}, 1 \text{ Ч} \frac{\sqrt{11,25^2 + 4,5^2}}{\sqrt{3} \text{ Ч} 20 \text{ Ч}} = 0,032 \text{ кА}$$

Длительно допустимый ток для выбранного провода АС-240 составляет 610 А, следовательно, сечение существующего провода проходит по всем параметрам. Отсюда можно сделать вывод, что провод сечением АС 240 выбран, верно.

Для линии 220 кВ, которая выполнена Олекминск – НПС 15 проверим провод:

$$I_p = 1,05 \text{ Ч}, 1 \text{ Ч} \frac{\sqrt{41,2^2 + 16,48^2}}{\sqrt{3} \text{ Ч} 20 \text{ Ч}} = 0,058 \text{ кА}$$

В аварийном режиме при отключении одной линии:

$$I_{AP} = 1,05 \text{ Ч}, 1 \text{ Ч} \frac{\sqrt{41,2^2 + 16,48^2}}{\sqrt{3} \text{ Ч} 20 \text{ Ч}} = 0,116 \text{ кА}$$

Длительно допустимый ток для выбранного провода АС-240 составляет 610 А, следовательно, существующей провод проходит по всем параметрам.

## **5 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов**

Обоснование решений при проектировании электрических сетей осуществляется на основе технико-экономического сопоставления вариантов схем и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности.

Обоснование решений производится по минимуму затрат при условии, что сравниваемые варианты обеспечивают одинаковый энергетический эффект.

#### Определение капитальных вложений в сеть

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

Капитальные вложения определяются по формуле:

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{П/С}} \quad (55)$$

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

$K_{\text{П/С}}$  – капиталовложения в ПС.

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

Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}} = k_0 \cdot \text{Ч} \cdot \text{Ч}_{\text{пер}} \quad (56)$$

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

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

Согласно письму Федерального агентства по строительству и жилищно коммунальному хозяйству №1951-ВТ/10 от 17.02.2018 индекс изменения сметной стоимости технологического оборудования относительно 2000г. составляет 3,93. С учетом повышающего зонального коэффициента Дальнего Востока он составляет по воздушным линиям: 7,15; по подстанциям: 6,41.

Таблица 7– Капиталовложения в ВЛ:

U <sub>ном</sub>	Линия	Марка провода	n <sub>цеп</sub>	l, км	k <sub>0</sub> , тыс. руб./км	Квл тыс. руб.
1 Вариант						
220 кВ	ВЛ 220 кВ Амга – ПС «КС-3»	АС-240	2	3,5	725	9000
2 Вариант						
220 кВ	Отпайка ПС «КС-3» к ВЛ 220 кВ Олекминск – НПС 15	АС-240	2	57	5423	85000

Капитальные вложения на ПС определяются по формуле:

$$K_{П/С} = (K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{кУ} + K_{пост})k_{пер}, \quad (57)$$

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

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

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

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

Произведем сравнение капиталовложений в оба варианта.

Для первого и второго варианта :

$$K_{П/С} = (11200 + 11500 + 0 + 32000) \cdot 6.41 = 323162 \text{ тыс. руб.}$$

Определение эксплуатационных издержек

Суммарные эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$И = И_a + И_э, \quad (58)$$

где  $И_a$  – среднегодовое отчисление на амортизацию;

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

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$I_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (59)$$

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

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$I_3 = a_3 \cdot ЧК \quad (60)$$

где  $a_3$  – норма отчисления на обслуживание электрических сетей,

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

Результаты расчётов сводятся в таблицу 8.

Таблица 8– Издержки

Издержки	1 Вариант	2 Вариант
$I_a$ , тыс. руб.	30236,1	180500
$I_3$ , тыс. руб.	18500,2	160250
Суммарные издержки	48740	340800

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

$$З = p \cdot K + И \quad (61)$$

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

$K$  – капитальные вложения;

$И$  – суммарные эксплуатационные издержки.

Таблица 9 – Сравнение вариантов

Эквивалентные годовые расходы	1 Вариант	2 Вариант
$З$ , тыс.руб	81960	381600

Суммарные эквивалентные годовые расходы у первого варианта меньше, чем у второго. По результатам технико-экономических расчётов оптимальным считается вариант 1.

## **6 Расчет токов короткого замыкания**

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в сетях с заземленными нейтралью - также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в трех основных режимах: длительном, перегрузки и короткого замыкания.

В длительном режиме надежная работа аппаратов обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов электрических установок обеспечивается ограничением значения и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых гарантируется нормальная работа установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Следовательно, можно сказать, что расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, ошиновки, трансформаторов тока и напряжения), а также для выбора уставок срабатывания релейной защиты и автоматики.

Расчет тока КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требуется высокая точность результатов расчета

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

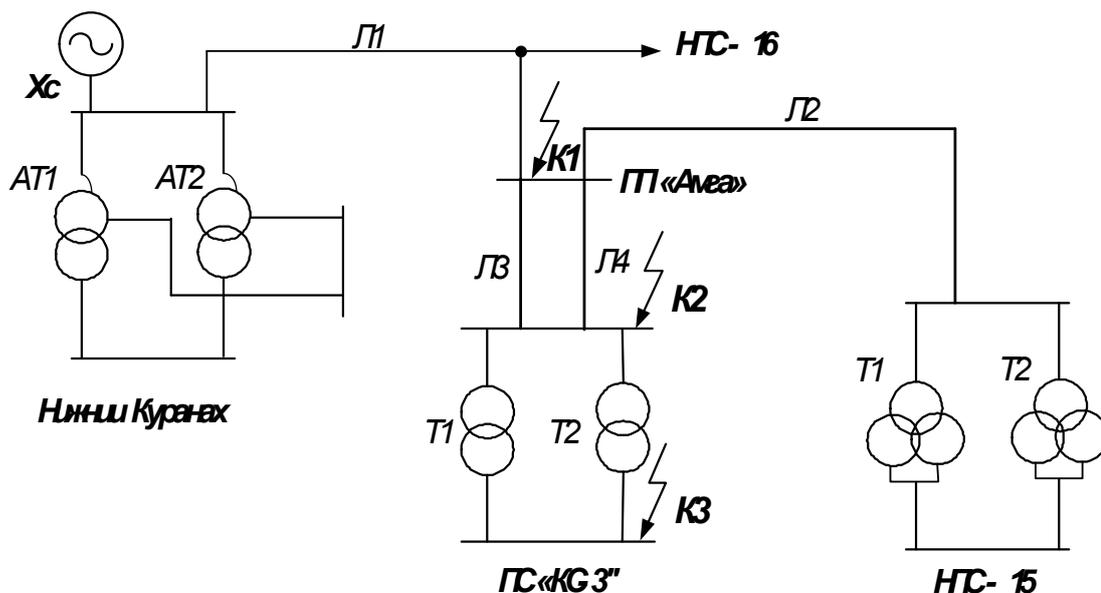


Рисунок 8 – Расчетная схема сети для расчета токов КЗ

По расчетной схеме составляем схему замещения рассматриваемой сети.

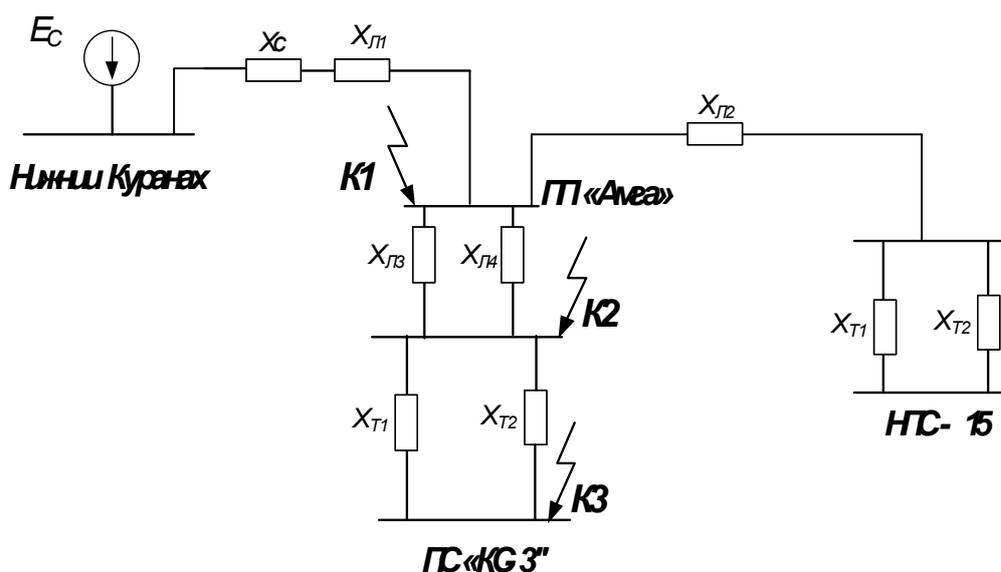


Рисунок 9 – Схема замещения сети для расчета токов КЗ

Расчет токов КЗ будем производить в базисных величинах.

В качестве базисного напряжения принимают среднее напряжение той ступени, на которой производится расчет токов КЗ:  $U_1=230$  кВ,  $U_2=10,5$ кВ

Базисная мощность принимается:  $S_{баз}=100$  МВА.

Определяем базисные токи:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_6} \quad (62)$$

$$I_{61} = \frac{100}{\sqrt{3} U_{230}} = 0,251 \text{ кА}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} U_{0,5}} = 5,5 \text{ кА}$$

Сопротивление системы определяется выражением:

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} \quad (63)$$

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

$$X_c = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{П0}^{(3)} \cdot U_{\text{ср. ном}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 19,3 \cdot 230} = 0,013 \text{ о.е.},$$

где  $I_{П0}^{(3)}$  – периодическая составляющая тока трехфазного КЗ на шинах  
ПС Нижний Куранах 220 кВ.

Параметры питающих линий:

ВЛ 220 кВ Нижний Куранах – Амга:

$L_{л1}=163,89$  км, марка провода АС-240,  $x_0=0,435$  Ом/км;

ВЛ 220 кВ НПС-15– Амга:

$L_{л1}=112,17$  км, марка провода АС-240,  $x_0=0,435$  Ом/км;

ВЛ 220 кВ Амга – КС-3:

$L_{л1}=3,5$  км, марка провода АС-240,  $x_0=0,435$  Ом/км;

Сопротивление линий находится по формуле:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_1^2} \quad (64)$$

$$X_{л1} = 0,435 \cdot 63,89 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,135 \text{ о.е.}$$

$$X_{л2} = 0,435 \cdot 12,17 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,092 \text{ о.е.}$$

$$X_{л3,4} = \frac{1}{2} \cdot 0,435 \cdot 0,5 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,003 \text{ о.е.}$$

Сопротивление трансформаторов на ПС «КС-3»:

$$X_{тр} = \frac{1}{2} \cdot \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{тр}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,525 \text{ о.е.} \quad (65)$$

$$X_1 = X_c + X_{л1} = 0,013 + 0,135 = 0,148 \text{ о.е.}$$

Суммарное сопротивление до точки К1:

$$X_{\Sigma K1} = \frac{X_{л2} \cdot X_1}{X_{л2} + X_1} = \frac{0,148 \cdot 0,092}{0,148 + 0,092} = 0,057 \text{ о.е.} \quad (66)$$

Суммарное сопротивление до точки К2:

$$X_{\Sigma K2} = X_{л3,4} + X_{\Sigma K1} = 0,003 + 0,057 = 0,06 \text{ о.е.} \quad (67)$$

Суммарное сопротивление до точки К3:

$$X_{\Sigma K3} = X_{\Sigma K2} + X_{тр} = 0,06 + 0,525 = 0,585 \text{ о.е.} \quad (68)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К1:

$$I_{п0K1}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K1}} \cdot I_{\sigma 1} = \frac{1}{0,057} \cdot 0,251 = 4,4 \text{ кА} \quad (69)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К2:

$$I_{п0K2}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma K2}} \cdot I_{\sigma 1} = \frac{1}{0,06} \cdot 0,251 = 4,2 \text{ кА}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К3:

$$I_{\Pi 0 \text{ КЗ}}^{(3)} = \frac{E}{X_{\Sigma \text{ КЗ}}} \cdot I_{62} = \frac{1}{0,585} \cdot 5,5 = 9,4 \text{ кА}$$

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

$$I_{\text{КЗ}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)}, \text{ кА} \quad (70)$$

$$I_{\text{КЗ1}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,4 = 3,81 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ2}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,2 = 3,64 \text{ кА}$$

$$I_{\text{КЗ3}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 9,4 = 8,14 \text{ кА}$$

Определим ударные токи по следующей формуле:

$$i_{\text{КЗ}}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\Pi 0}^{(3)}, \quad (71)$$

где  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ  $T_a$ , которая определяется в зависимости от соотношения результирующих индуктивного и активного сопротивлений цепи КЗ, с.

Согласно [11, с.110] принимаем среднее значение  $k_{\text{уд}} = 1,935$  для точки К1, К2, для точки К3  $k_{\text{уд}} = 1,369$ .

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 4,4 = 12,04 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot 1,935 \cdot 4,2 = 11,5 \text{ кА}$$

$$i_{\text{уд3}} = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 9,4 = 18,2 \text{ кА}$$

## 7 Выбор и проверка оборудования ПС «КС-3»

### 7.1 Выбор и проверка выключателей

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

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

– напряжению:  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$ ;

– длительному току :  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$ ;  $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$ .

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

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}}, \quad (72)$$

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

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

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

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

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{с.в}}, \quad (73)$$

где  $t_{\text{з min}}$  – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}}$  – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

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

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

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

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

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

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд} ; I_{пр.скв} \geq I_{п0} , \quad (74)$$

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

$I_{пр.скв}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k , \quad (75)$$

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

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

$B_k$  – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) , \text{ кА}^2 \cdot \text{с} , \quad (76)$$

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

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 4,2^2 \cdot (2,535 + 0,03) = 45,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем колонковый элегазовый выключатель ВГТ-220П-40/1000 с пружинным приводом типа ППрК.

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

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

$$\tau = 0,01 + t_{н.а} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 4,2 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 1,54 \text{ кА.} \quad (77)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей  $I_{\tau t}$  в любой момент КЗ  $t$  используется метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е.  $\gamma_t = I_{\tau t} / I_{н0} = f(t)$ , построенных для разных удаленностей точки КЗ. Метод типовых кривых целесообразно применять в тех случаях когда точка КЗ находится у выводов генераторов или на небольшой электрической удаленности от них. Если же энергосистема связана с точкой КЗ непосредственно как в нашем случае, то действующее значение аperiodической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным  $I_{\tau t} = I_{н0} = \text{const}$ .

Определим номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{\text{дэд}}^2 \cdot t_{\text{дэд}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне ВН:

$$I_{\text{max p}} = \frac{S_{\text{ВН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{(10,84)^2 + (4,336)^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,031 \text{ кА}. \quad (78)$$

Результаты выбора выключателя на ПС «КС-3» сведены в таблице 10.

Таблица 10 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя 220 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{max}}=31 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$
$I_{\text{дэд.эф}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{тр}} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{\text{дэд.эф}} \geq I_{\text{тр}}$
$i_{\text{эф}} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{\text{тр}} = 1,54 \text{ кА}$	$i_{\text{эф}} \geq i_{\text{тр}}$
$I_{\text{в.н.эа}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{т0}} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{\text{в.н.эа}} \geq I_{\text{т0}}$
$i_{\text{эф}} = 102 \text{ кА}$	$i_{\text{оа}} = 11,5 \text{ кА}$	$i_{\text{эф}} \geq i_{\text{оа}}$
$I_{\text{дэд}}^2 \cdot t_{\text{дэд}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{э}} = 45,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{дэд}}^2 \cdot t_{\text{дэд}} \geq B_{\text{э}}$

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

## 7.2 Выбор и проверка разъединителей

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

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

На высокой стороне выбираем разъединители РГ-220/1000 УХЛ1 с двигателем электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 11 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.НОМ}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{сет.НОМ}}$
$I_{\text{НОМ}}=1000 \text{ А}$	$I_{\text{макс}}=31 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{макс}}$
$i_{\text{аэф}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{оа}}=11,5 \text{ кА}$	$i_{\text{аэф}} \geq i_{\text{оа}}$
для главных ножей: $I_{\text{оа}}^2 \cdot t_{\text{оа}} = 2976,8 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{е}} = 16,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{оа}}^2 \cdot t_{\text{оа}} \geq B_{\text{е}}$
для заземляющих ножей: $I_{\text{оа}}^2 \cdot t_{\text{оа}} = 992,25 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{е}} = 45,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{оа}}^2 \cdot t_{\text{оа}} \geq B_{\text{е}}$

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

### 7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

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

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

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

Для выбора трансформатора тока необходимо определить нагрузку вторичной обмотки:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}},$$

где  $Z_2$  - вторичная нагрузка трансформатора тока;

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

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

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

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пр}} + R_{\text{к}}; \quad (79)$$

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

На стороне ВН выберем трансформатор тока TG145 -220У1. Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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

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

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

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{\sum S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом}, \quad (80)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

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

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{np}}, \quad (81)$$

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

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

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

$$r_{np} = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{q} = \frac{0,028 \cdot 85}{4} = 0,595 \text{ Ом} \quad (82)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

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

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

Таблица 13 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_H = 220 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 31 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2ном} = 15 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2ном}$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} = 11,5 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq I_{дин}$
$I_T^2 \cdot t_T = 1600 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 45,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

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

#### 7.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;

- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{ном}},$$

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

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

Трансформаторы напряжения также как и трансформаторы тока выбираются цифровые.

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

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

Таблица 14 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

Параметр	Условия выбора
Напряжение	$U_{ном} \geq U_{раб}$
Класс точности	$\Delta U_{доп} \leq \Delta U$
Номинальная мощность вторичной цепи, ВА	$S_{2н} \geq S_{2расч}$

Класс точности 1. Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин. Выберем и проверим необходимые трансформаторы напряжения.

На сторону ВН ПС «КС-3» выбираем трансформатор напряжения СРВ123- 220 У1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

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

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

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

Таблица 16 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{нт} = 220 \text{ кВ}$	$U_n = 220 \text{ кВ}$	$U_{нт} \geq U_n$
$S_n = 800 \text{ ВА}$	$S_p = 445,5 \text{ ВА}$	$S_n \geq S_p$

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

## 7.5 Выбор и проверка токоведущих частей

### 7.5.1 Выбор жестких шин

В закрытых РУ 6-10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

Номинальный ток:

$$I_{\max \text{ нн}} = \frac{S_{\text{нн}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{нн}}} = \frac{11,7}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 337 \text{ А}; \quad (83)$$

Выбираем алюминиевые двухполосные шины прямоугольного сечения марки АО:

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

$$I_{\text{доп}} = 745 \text{ А}.$$

Проверка, по термостойкости исходя из данных расчета точки КЗ.

$$I_{\text{но}} = 9,4 \text{ кА}; \quad T_a = 0,02; \quad i_{\text{уд}} = 11,5 \text{ кА}.$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{45,2 \cdot 10^6}}{91} = 112,39 \text{ мм}^2, \quad (84)$$

где  $C = 120$ - для алюминиевых шин и кабелей;

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

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

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

Собственная частота колебаний шины при выбранной  $L$ :

$$f_0 = \frac{173,2}{L^2} \cdot \sqrt{\frac{j}{q}} = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{6,25}{120}} = 17,57 \quad (85)$$

где  $J$  - момент инерции шины, который равен

$$J = \frac{0,8 \cdot 5^3}{12} = 6,25 \text{ см}^4; \quad (86)$$

$q$  - поперечное сечение выбранной шины.

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

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\delta}}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{11500^2}{1,5} = 10,276 \text{ Н / м} \quad (87)$$

где  $i_{y\delta}$  - ударный ток на шине (А);

$a$  - расстояние между фазами (м).

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

$$\sigma_{расч} = \frac{f \cdot L^2}{10W_{\phi}} = \frac{10,276 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 2,5} = 0,925 \text{ МПа} \quad (88)$$

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

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

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

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

### 7.5.2 Выбор гибких шин

В РУ 220 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС, гибкие токопроводы для соединения генераторов и трансформаторов с РУ 6-10 кВ выполняются пучком проводов, закрепленных по окружности в кольцах-обоймах. Два провода из пучка – сталеалюминевые – несут в основном

механическую нагрузку (гололед, ветер, собственный вес проводов). Остальные провода – алюминиевые – являются только токоведущими.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}; \quad (89)$$

-по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (90)$$

где  $q_{\text{min}}$  – минимальное сечение провода,

$C$  – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_k - A_n} = \text{const}, \quad (91)$$

можно принять:

для медных шин и кабелей –  $C = 165$ ;

для алюминиевых шин и кабелей –  $C = 91$ ;

для стальных шин –  $C = 70$ ;

Наибольший рабочий ток на шинах 220 кВ равен 31 А.

Принимаем гибкие шины АС – 240/24, допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 610$  А, диаметр провода  $d = 17,1$  мм.

Проверка сечения на нагрев(по допустимому току):

$$I_{\text{доп}} = 450 \text{ А.}$$

$$I_{\text{мах}} = 71 \text{ А.}$$

$$I_{\text{мах}} < I_{\text{доп.}}$$

Проверка по условиям короны.

Начальная критическая напряженность электрического поля:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{ЭКВ}}}\right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,855}}\right) = 32,88 \text{ кВ / см} \quad (92)$$

Напряженность около поверхности провода:

$$E = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot U_{сн}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{ср}}{r_{ЭКВ}}\right)} = 1,014 \cdot \frac{0,354 \cdot 220}{3 \cdot 0,855 \cdot \log\left(\frac{441}{0,855}\right)} = 5,676 \text{ кВ / см} \quad (93)$$

$$D_{ср} = 1,26 \cdot 350 = 441 \text{ см.}$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9 E_0$ :

$$1,07 E \leq 0,9 E_0$$

$$6,07 \leq 29,59$$

Выбранный провод проходит по проверке на корону.

## 7.6 Выбор и проверка ТСН

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

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

Определяем нагрузку собственных нужд и сводим в таблицу 17.

Таблица 17 – нагрузка собственных нужд

Вид потребителя	Нагрузка
	Р, кВт
1	2
Подогрев выключателей	10,8
Подогрев шкафов КРУ	1
Подогрев приводов разъединителей	0,6
Продолжение таблицы 17	
1	2

Подогрев релейного шкафа	1
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	40
Отопление, освещение, вентиляция ЗРУ	5
Освещение ОРУ	5
Отопление, освещение компрессорной	17
Подзарядно-зарядный агрегат ВЗП	46

Суммарная активная мощность определяется по формуле:

$$P_{\Sigma} = \sum_{i=0}^n P_i ; \quad (94)$$

$$P_{\Sigma} = 10,8 + 1 + 0,6 + 1 + 40 + 5 + 5 + 17 + 46 = 126,4 \text{ кВт.}$$

Суммарная мощность электроприемников определяется по выражению:

$$S_{\Sigma} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos \varphi} , \quad (95)$$

где  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности, равный 1 [7].

Найдем суммарную мощность для второй категории:

$$S_{\Sigma} = \frac{126,4}{1} = 126 \text{ кВА.}$$

Определяем мощность трансформатора по формуле:

$$S_{ТСН} = \frac{S_{\Sigma}}{k_3 \cdot N_T} . \quad (96)$$

Определяем мощность трансформатора для первой категории:

$$S_{ТСН} = \frac{0,1264}{2 \cdot 0,7} = 0,903 \text{ МВА.}$$

Выбираем ТМ-100/10 кВА.

## 7.7 Выбор и проверка опорных изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах.

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

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

$$U_{уст} \leq U_{ном},$$

$$F_{расч} = 0,6 F_{разр} = F_{дон}. \quad (97)$$

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

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 \text{ Н};$$

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

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y\partial}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} = \sqrt{3} \frac{11500^2}{1} \cdot 1 \cdot 1,446 \cdot 10^{-7} = 22,29 \text{ Н}; \quad (98)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + b + h/2}{H_{из}} = \frac{130 + 8 + 100/2}{130} = 1,446; \quad (99)$$

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

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

## 7.8 Выбор комплектных распределительных устройств

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

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

Максимальный рабочий ток на стороне ПС «КС-3»:

$$I_{\max p} = \frac{S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(10,84)^2 + (4,336)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 674 \text{ А.} \quad (100)$$

К установке принимаем КРУ серии К-63.

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

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

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;

- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

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

### 7.9 Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ

На ПС «КС-3» устанавливается ячейки секционного выключателя, а также выбор выключателей питающих рассматриваемую станцию.

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

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

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию:  $I_{откл.сим} \geq I_{\tau}$ .

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат} \quad (101)$$

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

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

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

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

$$\tau = t_{3 \text{ min}} + t_{\text{с.в}} \quad (102)$$

где  $t_{3 \text{ min}}$  – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{н.â}}$  – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{âëë}} \geq i_{\text{óâ}}, I_{\text{âëë}} \geq I_{\text{γ 0}},$$

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

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

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

$I_{\text{γ 0}}$  – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{\text{γ ð.ñëâ}} \geq i_{\text{óâ}}; I_{\text{γ ð.ñëâ}} \geq I_{\text{γ 0}},$$

где  $i_{\text{γ ð.ñëâ}}$  – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{\text{γ ð.ñëâ}}$  – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \quad (103)$$

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

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

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

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (104)$$

где  $t_{i\text{дв}} -$  расчетная продолжительность КЗ, которая для отходящих линий 10 кВ согласно принимается равной 1с;

$T_a -$  постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a) = 9,4^2 \cdot (2,5 + 0,01) = 221,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 встроенный в выкатной элемент ВЭ/TEL.

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

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

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

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 9,4 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,51 \text{ кА} \quad (105)$$

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

Определим номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

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

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 15,5^2 \cdot 1 = 240,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальный рабочий ток выключателя на стороне НН:

$$I_{\max p} = \frac{S_{НН}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{(10,84)^2 + (4,336)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 674 \text{ А.}$$

Выбираем секционный и вводной выключатель на ПС «КС-3» марки ВВ/TEL-10-20/1000.

Таблица 18 – Данные по выбору секционного и вводного выключателя

Выключатель	Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ВВ/TEL-10-20/1000	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{сет.ном}$
	$I_{ном}=1000 \text{ А}$	$I_{\max}=674 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{\max}$
	$I_{\text{г.д.д.}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{г.т.}} = 9,4 \text{ кА}$	$I_{\text{г.д.д.}} \geq I_{\text{г.т.}}$
	$i_{\text{а.г.г.}} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т.}} = 0,51 \text{ кА}$	$i_{\text{а.г.г.}} \geq i_{\text{а.т.}}$
	$I_{\text{г.д.д.}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{г.о.}} = 9,4 \text{ кА}$	$I_{\text{г.д.д.}} \geq I_{\text{г.о.}}$
	$i_{\text{а.г.г.}} = 42 \text{ кА}$	$i_{\text{а.о.}} = 11,5 \text{ кА}$	$i_{\text{а.г.г.}} \geq i_{\text{а.о.}}$
	$I_{\text{д.д.}}^2 \cdot t_{\text{д.д.}} = 240,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{г.}} = 221,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{д.д.}}^2 \cdot t_{\text{д.д.}} \geq B_{\text{г.}}$

### 7.10 Выбор трансформатора тока

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

Класс точности 1.

Состав вторичной нагрузки трансформатора тока приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

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

Расчет производим аналогично.

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

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

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{\Sigma S_{\text{приб}}}{I_{2н}^2} = \frac{8,24}{5^2} = 0,329 \text{ Ом} \quad (106)$$

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

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

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

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} ; \quad (107)$$

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

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

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_K = 0,329 + 0,07 + 0,1 = 0,499 \text{ Ом}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице 20.

Таблица 20 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_p = 674 \text{ А}$	$I_p \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 2,6 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,499 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 125 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 11,5 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4900 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 221,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$

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

### 7.11 Выбор трансформатора напряжения

На сторону НН выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-У2. Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Наименование прибора	Прибор	$S_{\text{обм}}, \text{ ВА}$	sin	cos	Число приборов	P, Вт	Q, Вар
Вольтметр	СВ3020	4	0	1	1	4	0
Ваттметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Варметр	СР3020	5	0,91	0,42	5	12	5,5
Сумма						28	11

$$S_P = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{28^2 + 11^2} = 30,08 \text{ ВА};$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице 22.

Таблица 22 – Сопоставление каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{нт}} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{нт}} \geq U_H$
$S_H = 105 \text{ ВА}$	$S_H = 30,08 \text{ ВА}$	$S_H \geq S_p$

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

Выбор и результаты оборудования приведены на 3 листе графической части выпускной квалификационной работы.

## **8 Молниезащита и заземление ПС «КС-3»**

### **8.1 Заземление ПС «КС-3»**

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

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

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

$$R \leq \frac{250}{I}, \quad (108)$$

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

Сопротивление заземляющего устройства не должно превышать 10 Ом.

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R \leq \frac{250}{11} = 22.7 \text{ Ом.}$$

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

Определим площадь  $S$  ПС используемой под заземление:

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

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

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

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (109)$$

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

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{ мм} \quad (110)$$

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

$a_{\text{к}}$ ,  $b_{\text{к}}$ ,  $c_{\text{к}}$ ,  $d_{\text{к}}$  – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 =$$

$$= 0,782 \text{ мм};$$

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

Подтверждается правильность выбора сечения прутков для заземлителя ПС согласно условию:

$$S_{\text{пр.в}} \geq F_{\text{кор}},$$

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

Глубина залегания горизонтальных элементов заземлителя принимается 0,8 метров.

Пользуясь планом расположения оборудования, зданий и сооружений ПС, определяется месторасположение и длина горизонтальных заземлителей, принимая во внимание, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающей к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов не должна превышать  $6 \times 6$  метров.

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

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по формуле:

$$L = \left( \frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left( \frac{2394,4}{6} \right) \cdot 2 = 798,13 \text{ м.} \quad (111)$$

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

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{798,13}{2 \cdot 48,93} - 1 = 7,16 \quad (112)$$

принимаем значение – 8 штук.

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

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 2 \cdot 48,93 \cdot (8 + 1) = 880,8 \text{ м.} \quad (113)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_b = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_b} \cdot l_b} = \frac{4 \cdot 48,93}{6} = 33,62, \quad (114)$$

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

$l_b$  – длина вертикальных электродов, м.

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

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (115)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта ;

Удельное сопротивление первого и второго слоя грунта :

$$\rho_1 = \rho_{э1};$$

$$\rho_2 = \rho_{э2};$$

Находим отношения по кривой [7]:

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

Определяем эквивалентное сопротивление грунта двухслойного модели грунта:

$$\rho_{экв} = \frac{\rho_{экв}}{\rho_2} \cdot \rho_2 = 100;$$

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

$$R_{ст} = 100 \cdot \left( \frac{0,05}{48,93} + \frac{1}{798,13 + 34 \cdot 5} \right) = 0,32 \text{ Ом}$$

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

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (116)$$

$$\alpha_{\text{н}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{\text{мол}} + 45)}}, \quad (117)$$

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

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

$$R_{\text{н}} = 0,32 \cdot 1,26 = 0,4 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивление заземлителя менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям ПУЭ.

Сетка заземления ПС «КС-3» приведена на 4 листе графической части выпускной квалификационной работы.

## 8.2 Защита от прямых ударов молнии

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

Расчет производится для защиты объектов ПС «КС-3», находящиеся на высоте  $h_x$  от уровня земли:

- 8 м для порталов 220 кВ;
- 6 м для остального оборудования (высота ЗРУ 10кВ).

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

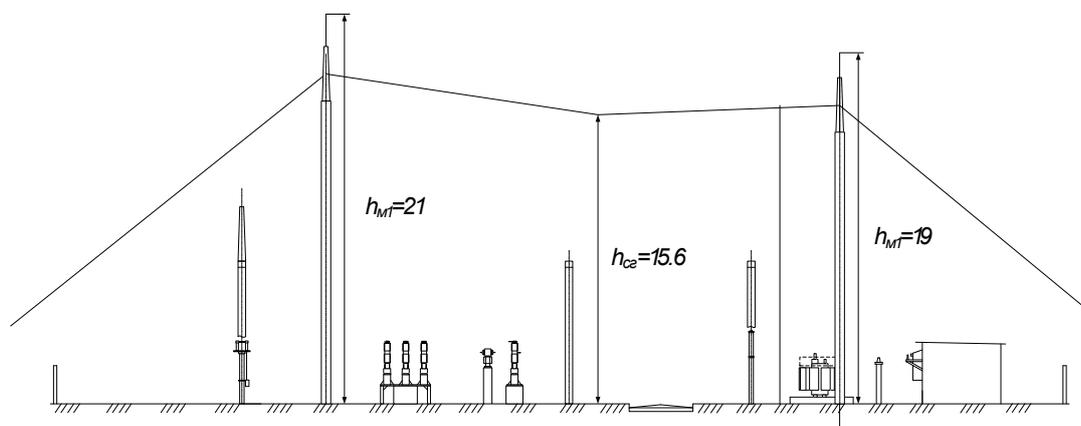


Рисунок 10 - Зоны защиты двух стержневых молниеотводов

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

$$h_{эф1} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ М}; \quad (118)$$

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

$$r_{0,1} = (1,1 - 0,002 \cdot h_1) \cdot h_1 = (1,1 - 0,002 \cdot 21) \cdot 21 = 22,2 \text{ М}; \quad (119)$$

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

Устанавливаем два отдельностоящих молниеотвода.

Границы внутренней области зоны защиты рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{сг} - h_i}{h_{сг}}, \quad (120)$$

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

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

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

$$h_{сг} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) \quad (121)$$

Для 1 молниеотвода определим:

$$h_{cr1} = 17,85 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 21) \cdot (28 - 21) = 16,6 \text{ м}$$

Для 2 молниеотвода:

$$h_{cr2} = 16,15 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 19) \cdot (28 - 19) = 14,6 \text{ м}$$

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

$$h_{cr12} = \frac{h_{cr1} - h_{cr2}}{2} = \frac{16,6 - 14,6}{2} = 15,6 \text{ м} \quad (122)$$

Радиус зоны защиты молниеотвода на высоте  $h$  защищаемых порталов 220 кВ:

$$r_{1.1} = r_{0.1} \cdot \left( 1 - \frac{h_{об1}}{h_{эф1}} \right) = 22,2 \cdot \left( 1 - \frac{8}{17,8} \right) = 12,3 \text{ м}, \quad (123)$$

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

При расстояниях между молниеотводами  $h < L_{м-м} \leq 2h$  половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна:  $r_{c0}=r_0$ .

Границы внутренней области зоны защиты на высоте порталов 220 кВ определяются следующим образом:

$$r_{c1} = r_{c01} \cdot \left( \frac{h_{cr1} - h_{об1}}{h_{cr1}} \right) = 22,2 \cdot \left( \frac{16,6 - 8}{16,6} \right) = 11,5 \text{ м} \quad (124)$$

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

$$r_{c12} = \frac{r_{c1} - r_{c2}}{2} = \frac{11,5 - 9,1}{2} = 10,3 \text{ м} \quad (125)$$

Зоны защиты молниеотводов от прямых ударов молнии ПС «КС-3» приведены на 5 листе графической части выпускной квалификационной работы.

### **8.3 Выбор и проверка ограничителей перенапряжения**

Для защиты изоляции электрических систем от перенапряжений требуется установка нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН).

ОПН представляют собой нелинейный резистор изготовленный по керамической технологии на основе оксида цинка (ZnO) с небольшим добавлением окислов других металлов.

В нормальном рабочем режиме сопротивление варистора велико и ток через ОПН составляет доли миллиампера. При воздействии перенапряжения варистор переходит в проводящее состояние, и ток может достигать десятка килоампер и более, что и приводит к ограничению дальнейшего нарастания напряжения. Когда напряжение снижается, ограничитель возвращается в исходное непроводящее состояние.

Основными параметрами ОПН являются:

– наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя,  $U_{нрo}$ . Это наибольшее действующее напряжения промышленной частоты, которое неограниченно долго может быть приложено к выводам ОПН;

– номинальный разрядный ток,  $I_n$ . Это максимальное значение грозового импульса тока, используемое для классификации ОПН. По значению  $I_n$  ограничителя перенапряжения делят на три класса: 5, 10, и 20кА;

– удельная энергоемкость,  $w_{уд}$ . Это отношение выделившейся в ОПН энергии, без потери устойчивости его характеристик, после нагрева его до 60°C и дальнейшего приложения одного нормированного прямоугольного импульса тока  $I_{пи}$  длительностью  $T_{пи}=2000$ мкс, к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению в кДж/кВ. Характеризует способность ОПН рассеивать определенную энергию без потери своих качеств;

– остающееся напряжение при нормируемом токе коммутационного перенапряжения  $U_{ост к}$ , кВ. Коммутационный импульс тока  $I_k$  имеет временные параметры 30/60мкс;

– остающееся напряжение при нормируемом токе грозových перенапряжений  $U_{ост\ г}$ . Грозовой импульс тока  $I_{г}$  имеет временные параметры 8/20 мкс;

– ток взрывобезопасности  $I_{вб}$ , кА. Это действующее значение тока КЗ при котором срабатывает мембранное устройство (клапан) взрывобезопасности и не происходит взрывного разрушения покрышки ограничителя;

– ток пропускной способности  $I_{п}$ , кА. Это амплитуда прямоугольного импульса тока длительностью не менее 2000 мкс воздействие которого ОПН выдерживает при испытаниях на пропускную способность 20 раз;

– длина пути утечки внешней изоляции  $l_{ут}$ , мм.

Произведем выбор ОПН для защиты трансформатора на ПС «КС-3».

Основным параметром для выбора ОПН является длительно допустимое рабочее напряжение, условие выбора которого:

$$U_{нро} > U_{нс} , \quad (126)$$

где  $U_{нс}$  – наибольшее рабочее напряжение сети.

Выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-220/88/10/2 УХЛ.

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутреннем повреждении необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности  $I_{вб}$  на 15-20% превышал наибольший из токов КЗ, для точки подключения ограничителя.

$$I_{вб} > (1,15 - 1,20) I_{кз} \quad (127)$$

$$I_{вб} > 1,2 \cdot 4,9 = 5,88 \text{ кА}$$

Ток взрывобезопасности для ОПН-П1(2)-220/88/10/2 УХЛ составляет 20кА, что удовлетворяет приведенному выше условию.

При выборе ОПН, наряду с другими параметрами, за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left( \frac{U - U_{\text{ост}}}{Z} \right) \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2T \cdot n, \quad (128)$$

где  $U$  – величина неограниченных перенапряжений, согласно можно принять равным  $3,5U_{\text{ном}}$ ;

$U_{\text{ост}}$  – остающееся напряжение на ограничителе;

$Z$  – волновое сопротивление линии, для ВЛ 220 кВ  $Z=500$  Ом,;

$T$  – время распространения волны;

$n$  – количество последовательных токовых импульсов.

Остающееся напряжение на ограничителе равно:

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot U_{\text{нро}} \cdot K_{8/20}, \quad (129)$$

где  $K_{8/20}$  – кратность ограничения грозových импульсов, согласно

$$K_{8/20}=2,1.$$

$$U_{\text{ост}} = \sqrt{2} \cdot 134,73 \cdot 2,1 = 400,1 \text{ кВ} \quad (130)$$

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{1}{\beta \cdot c}, \quad (131)$$

где  $\beta$  – коэффициент затухания волны;

$c$  – скорость распространения волны.

$$T = \frac{2}{0,91 \cdot 300000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\mathcal{E} = \frac{(460 - 400)}{500} \cdot 400 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 207,1 \text{ кДж}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{ном}}} \quad (132)$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{207,1}{220} = 0,94 \text{ кДж/кВ}$$

Удельная энергоёмкость выбранного ОПН составляет 0,94 кДж/кВ (1 класс по энергоёмкости), что удовлетворяет условию по энергоёмкости.

Наибольшее рабочее напряжение и энергоёмкость ОПН однозначно определяют все прочие характеристики ОПН конкретного производителя. В типовых случаях применения ОПН на проверку прочих характеристик не обязательно.

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-220/88/10/ УХЛ 2.

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

Таблица 23– Характеристики ОПН

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
ОПН-П1-/220/88/10/УХЛ2		
$U_{\text{нро}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{нс}}=220 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} \geq U_{\text{нс}}$
$I_{\text{вб}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}=3,64 \text{ кА}$	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}}=1,73 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,94 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$
ОПН-П-10/11,5/10 УХЛ1		
$U_{\text{нро}}=12 \text{ кВ}$	$U_{\text{нс}}=11,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{нро}} \geq U_{\text{нс}}$
$I_{\text{вб}}=20 \text{ кА}$	$I_{\text{кз}}=8,14 \text{ кА}$	$I_{\text{вб}} > 1,2 \cdot I_{\text{кз}}$
$\mathcal{E}^*=2 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*=0,36 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}^*_{\text{ОПН}} > \mathcal{E}^*$

## 9 Выбор системы оперативного тока ПС «КС-3»

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

Различают системы постоянного, выпрямленного и переменного оперативного тока.

Для ПС «КС-3» принимаем централизованную структуру системы ОПТ с одним щитом постоянного тока, с одной стационарной аккумуляторной батареей (далее – АБ) и двумя зарядными устройствами (далее – ЗУ).

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

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

Максимальное количество отключаемых выключателей для данной схемы пять, при условии короткого замыкания на системе шин в режиме работы ОРУ-220 кВ с включенным секционным выключателем.

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

Определим максимальный толчковый ток из двух вариантов:

$$I_{Т\ вкл} = I_{вкл} + I_{нагр} = 100 + 20 = 120 \text{ А} , \quad (133)$$

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

$I_{нагр} = 20$  А – максимальны ток постоянно включенной нагрузки системы ОПТ ПС 110 кВ при аварийном разряде в течение 0,5 ч.

$$I_{Т\ откл} = I_{откл} \cdot n + I_{нагр} = 2,5 \cdot 5 + 20 = 32,5 \text{ А} , \quad (134)$$

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

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

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

В соответствии с [17] предельно допустимое отклонение напряжения на клеммах электроприемников системы ОПТ, в том числе при аварийных разрядах АБ и при выполнении ускоренных и уравнивающих зарядов АБ составляет  $\pm 10\%$  ( $U_{max} = 242$  В,  $U_{min} = 197,6$  В). АБ должна обеспечивать максимальный расчетный толчковый ток в конце гарантированного 2-х часового разряда током нагрузки при работе в автономном режиме при потере собственных нужд ПС.

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

$$N_{эл.} = \frac{U_{max}}{U_{зар.эл.}} = \frac{242}{2,23} = 108 \text{ шт} \quad (135)$$

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

$$U_{min.эл.} = \frac{U_{min}}{N_{эл.}} = \frac{197,6}{108} = 1,83 \text{ В} \quad (136)$$

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

Выбор зарядного устройства производится с учетом требований [17]: мощность двух ЗУ, работающих параллельно на одну АБ, должна обеспечивать питание всех подключенных к системе ОПТ электроприемников ПС с учетом проведения одновременно ускоренного заряда АБ до 90% номинальной ёмкости в течение не более 8 часов.

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

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

$$I_{зар. 8ч} = \frac{0,9 \cdot C_{AB}}{8} = \frac{0,9 \cdot 350}{8} = 39,4 \text{ А} \quad (137)$$

Номинальный выходной ток ЗУ:

$$I_{ЗУ} = \frac{I_{зар. 8ч} + I_{нагр}}{n_{ЗУ}} = \frac{39,4 + 20}{2} = 29,7 \text{ А} \quad (138)$$

Принимаем к установке два зарядно-выпрямительных устройства типа НТР-40.220-ХЕТ с номинальным выходным напряжением = 220 В и номинальным выходным током 40 А. Технические характеристики выбранного ЗВУ удовлетворяют всем требованиям, предъявляемым к данным устройствам в [17].

## **10 Релейная защита, автоматика и сигнализация**

### **10.1 Виды и типы релейной защиты**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- а) токовая защита – ненаправленная или направленная;
- б) защита минимального напряжения;

- в) газовая защита;
- г) дифференциальная защита;
- д) дистанционная защита;
- е) дифференциально-фазная (высокочастотная) защита.

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

Быстродействующей считается защита, обеспечивающая подачу командного импульса на отключение со временем не более 0,1 с момента возникновения нарушения. Быстродействующими являются первые ступени токовых отсеков, дистанционных защит, продольные и поперечные дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты.

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

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

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

основных требований, как быстродействие, избирательность и чувствительность. Для повышения надежности применяют дублирование и резервирование основных защит.

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

## **10.2 Защита трансформатора**

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

Согласно ПУЭ требуются следующие защиты для трансформатора:

- максимальная защита и токовая отсечка, для трансформаторов большей мощности дифференциальная защита.
- Защита от повреждения внутри бака трансформатора или РПН - газовая защита трансформатора и устройства РПН с действием на сигнал и отключение.
- Защита от внешних коротких замыканий - максимальная защита с блокировкой по напряжению или без нее. Она же используется как резервная защита трансформаторов от внутренних повреждений.
- Защита от однофазных коротких замыканий на сторонах трансформатора с глухозаземленной нейтралью.

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

На ПС «КС-3» 220/10 кВ предусматривается установка двух трансформаторов мощностью 10 МВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство типа «Сириус-Т».

### 10.2.1 Выбор рабочих ответвлений токовых входов терминала

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (139)$$

где  $S_{\text{ном.тр}}$  – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.Н}}$  – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 26 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525 \text{ А}$$

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

$$I_{\text{ном.втор.Н}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.тт.В}}}{I_{\text{н.тт.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.тт.Н}}}, \quad (140)$$

где  $K_{\text{тр.тт.Н}} = I_{\text{н.тт.П}} / I_{\text{н.тт.В}}$  – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

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

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{ТР.ТТ.ВН}} = 30 / 5 = 6$$

$$K_{\text{ТР.ТТ.НН}} = 600 / 5 = 120$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.ВН}} = \frac{26}{6} = 4,3 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.ВТОР.НН}} = \frac{525}{120} = 4,37 \text{ А}$$

При выборе рабочего ответвления токового входа терминала, к которому подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие по максимальному коэффициенту цифрового выравнивания, который должен быть менее пяти и более 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \geq 5$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = 4,3 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = 4,37 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

### 10.2.2 Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

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

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

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

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

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

Тормозная характеристика чувствительной ступени ДЗТ-2 изображена на рисунке 11. Она построена в относительных единицах, то есть токи приведены к базисному току стороны ВН.

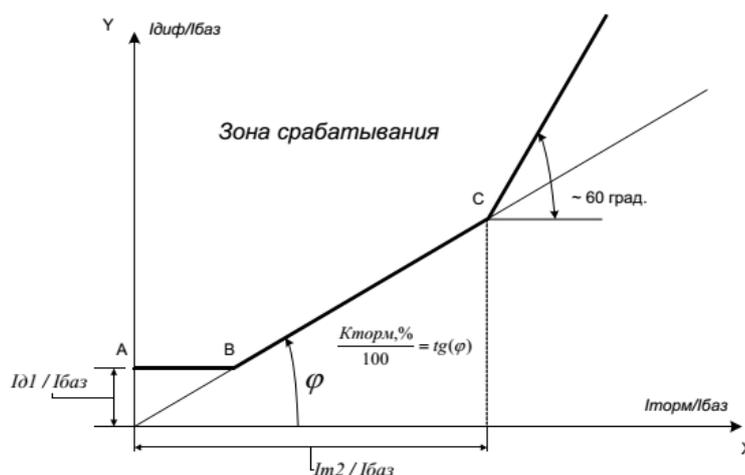


Рисунок 11– Тормозная характеристика ступени ДЗТ-2 (чувствительная дифференциальная токовая защита с торможением)

Тормозная характеристика определяется уставками:

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

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

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

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

Характеристика имеет три участка:

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

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

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

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

$$I_{диф}/I_{баз} \geq K_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (141)$$

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

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

$$I_{нб.расч} = I'_{нб.расч} + I''_{нб.расч} + I'''_{нб.расч}, \quad (142)$$

$$I'_{нб.расч} = k_{пер} \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{расч}^*, \quad (143)$$

$$I''_{нб.расч} = \Delta U \cdot I_{расч}^*, \quad (144)$$

$$I'''_{нб.расч} = f_{выр} \cdot I_{расч}^*, \quad (145)$$

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

$k_{пер}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

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

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

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

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

$I_{\text{нб.расч}}'''$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

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

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

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 9,4 = 0,49 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания равен:

$$I_{\text{диф}} / I_{\text{баз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,2 \cdot 0,49 = 0,59 \text{ о.е.}$$

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

Коэффициент снижения тормозного тока равен:

$$K_{\text{сн.т.}} = 1 - 0,5 \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1 - 0,5 \cdot 0,49 = 0,76 \quad (146)$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$K_{\text{торм}} \geq 100 \cdot K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} / K_{\text{сн.т.}} \quad (147)$$

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

Вторая точка излома тормозной характеристики  $I_{\text{T2}}/I_{\text{баз}}$  определяет размер второго участка тормозной характеристики. В нагрузочном и аналогичных режимах тормозной ток равен сквозному. Появление витковых КЗ лишь

незначительно изменяет первичные токи, поэтому тормозной ток почти не изменится. Для высокой чувствительности к витковым КЗ следует, чтобы во второй участок попал режим номинальных нагрузок ( $I_T/I_{баз}=1$ ), режим допустимых длительных перегрузок ( $I_T/I_{баз}=1,3$ ). Желательно, чтобы во второй участок попали и режимы возможных кратковременных перегрузок (самозапуск двигателей после АВР, пусковые токи мощных двигателей, если таковые имеются). Поэтому рекомендуется принимать уставку равную  $I_{Т2}/I_{баз} = 1,5 - 2$ .

### 10.2.3 Выбор уставок дифференциальной токовой отсечки

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

Уставка ДТО отстраивается:

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

$$I_{дто} \geq 6$$

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

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

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

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

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению.

$$I_{нб.расч} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 8,14 = 2,65 \text{ о.е.}$$

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

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

#### 10.2.4 Выбор уставок максимальной токовой защиты

Первичный ток срабатывания МТЗ без пуска по напряжению должен быть отстроен от максимального тока нагрузки с учетом самозапуска двигательной нагрузки по выражению:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (148)$$

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

$K_{\text{зап}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки. В предварительных расчетах, а также в случае отсутствия соответствующей информации, данный коэффициент может быть принят из диапазона от 1,5 до 2,5. Согласно [18] для городских сетей общего назначения:  $K_{\text{зап}}=2,5$ ;

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

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

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

Ток срабатывания на стороне ВН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 31 = 103 \text{ А}$$

Ток срабатывания на стороне НН:

$$I_{\text{с.з}} \geq \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,9} \cdot 674 = 2247 \text{ А}$$

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ,мин}}}{I_{\text{уст}}}, \quad (149)$$

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

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

В качестве расчетного вида принимается междуфазное КЗ.

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,576 \cdot 10^3}{103} = 5,6 > 1,2$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4,943 \cdot 10^3}{2247} = 2,2 > 1,5$$

#### 10.2.5 Газовая защита

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

В рассечку трубопровода, соединяющего бак и расширитель, устанавливается газовое реле. Газовое реле имеет герметичный корпус со смотровыми окошками. Сверху на корпусе реле имеется специальный кран,

предназначенный для выпуска воздуха и отбора проб газа. Газовое реле имеет два поплавковых элемента, действующих при срабатывании на замыкание механически связанных с ними контактов, и реагирующих на снижение уровня масла в реле, а также струйный элемент (подвешенная на пути масла пластинка с калиброванным отверстием), срабатывающим при интенсивном движении потока масла из бака в расширитель. В нормальном режиме корпус газового реле заполнен маслом, и контакты, связанные с его поплавковыми и струйным элементами, разомкнуты.

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

Результаты выбора защиты трансформатора на ПС «КС-3» приведена на 6 листе графической части выпускной квалификационной работы.

### **10.3 Автоматика на ПС «КС-3»**

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

#### **10.3.1 Автоматическое повторное включение**

Статистические данные о повреждаемости линий электропередачи показывают, что доля неустойчивых повреждений составляет от 50 % до 90% [18].

Учитывая, что отыскание места повреждения на линии электропередачи путем ее обхода требует длительного времени, и что многие повреждения носят неустойчивый характер, обычно при ликвидации аварий оперативный персонал производит опробование линии путем включения ее под напряжение. Операцию включения под напряжение отключившейся линии называют повторным включением.

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

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

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

Согласно[18] обязательно применение АПВ на всех воздушных и смешанных (кабельно-воздушных) линиях напряжением 1000 В и выше.

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

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

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

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

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

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

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

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

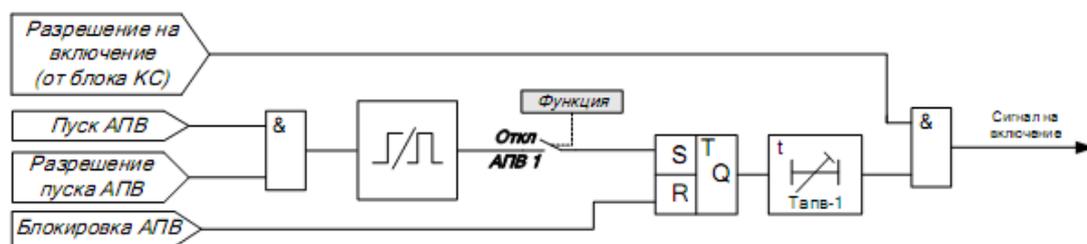


Рисунок 12 – Упрощенная функционально-логическая схема работы АПВ

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

### 10.3.2 Автоматическое включение резерва

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

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

Все устройства АВР должны удовлетворять следующим основным требованиям:

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

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

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

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

5) Для того, чтобы схема АВР действовала при исчезновении напряжения на шинах, питающих рабочий источник, когда его выключатель остается включенным, схема АВР должна дополняться специальным пусковым органом минимального напряжения.

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

Рассмотрим принципы использования АВР на примере схемы ПС, приведенной на рисунке 13.

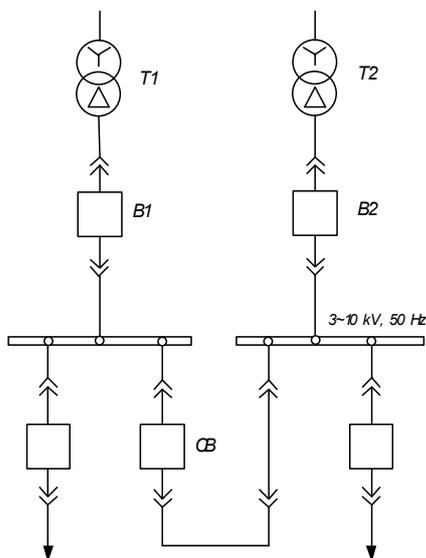


Рисунок 13 – Фрагмент схемы ПС «КС-3»

Трансформаторы Т1 и Т2 включены на разные секции шин. Секционный выключатель СВ нормально отключен. При аварийном отключении любого из рабочих трансформаторов автоматически от АВР включается выключатель СВ, подключая нагрузку секции, потерявшей питание, к оставшемуся в работе трансформатору. Принятые к установке трансформаторы имеют мощность, достаточную для питания всей нагрузки ПС.

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

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

#### **10.4 Сигнализация на ПС «КС-3»**

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

На подстанциях предусматриваются следующие виды сигнализации:

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

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

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

При нарушении нормального режима работы оборудования, или при появлении его неисправности, обычно с выдержкой времени, позволяющей

отстроиться от кратковременных процессов и самоустраняющихся неисправностей, срабатывает предупредительная звуковая сигнализация.

Сигнализация отключенного, включенного и аварийно отключенного состояния коммутационных аппаратов выполняется при помощи сигнальных ламп. Аварийное отключение коммутационных аппаратов (определяется по принципу несоответствия) сигнализируется миганием лампы положения «Отключено» данного коммутационного аппарата.

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

Центральная сигнализация ПС должна обеспечивать:

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

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

### **11 Безопасность и экологичность работ на ПС «КС-3»**

При проектировании подстанций, линий электропередачи и других электроэнергетических объектов важнейшей задачей в комплексе проектирования является обеспечение безопасности использование всех

вышеперечисленных объектов человеком. Для этого необходимо строго соблюдать требования ПУЭ.

### **11.1 Безопасность**

Охрана труда на ПС «КС-3».

ПС «КС-3» обслуживается оперативно-ремонтным персоналом, к которому относятся лица в возрасте не моложе 18 лет.

Имеющие квалификационную группу не ниже IV, имеющие практические навыки введения работ и прошедшие инструктаж по технике безопасности. Все работы на подстанции выполняются по наряду, в количестве двух человек. В отдельных видах работ, по распоряжению, в порядке текущей эксплуатации должен выдаваться перечень выполняемых работ. В целях предупреждения электротравмотизма применяют следующие мероприятия:

1. Периодический инструктаж и проверка знаний лиц, обслуживающих электроустановки.
2. Проверка защитных заземлений и периодические проверки заземляющей сети.
3. Периодический контроль технического состояния электроустановок и электрооборудования и устранение дефектов.
4. Применение индивидуальных средств защиты.
5. Применение безопасных напряжений (12-36) В в цепях управления и переносного освещения.
6. Поддержание надлежащего состояния технической документации.

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

К организационным мероприятиям относятся:

1. Оформление работ нарядами или распоряжением.
2. Допуск к работе.
3. Надзор во время работы.
4. Оформление перерыва в работе, перевод на другое место работы, окончание работы.

К техническим мероприятиям относится:

1. Производство необходимых отключений и принятие мер, против ошибочного и самопроизвольного включения.
2. Вывешивание плакатов «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТАЮТ ЛЮДИ», «НЕ ВКЛЮЧАТЬ РАБОТА НА ЛИНИИ».
3. Проверка отсутствия напряжения на токоведущих частях.
4. Наложение заземления.
5. Развешивание плакатов и установка ограждений.

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

Согласно норм комплектования защитными средствами для электроустановок, подстанция укомплектована средствами защиты.

Таблица 24 – Защитные средства [8]

№	Наименование	Количество (шт.)
1	Заземлители напряжения 220 кВ	2
2	Указатели напряжения 10 кВ	2
3	Изолирующие штанги 220 кВ	1
4	Изолирующие штанги 10 кВ	1
5	Диэлектрические перчатки	2 (пары)
6	Диэлектрические боты	1 (пара)
7	Изолирующие подставки	14
8	Переносное заземление 220 кВ	1 (комплект)
9	Переносное заземление 10 кВ	2 (комплекта)
10	Временное ограждение	1 (комплект)
11	Переносные плакаты	15
12	Защитные очки	2
13	Защитные каски	4
14	Противогаз	2
15	Лестница	1

Средства, находящиеся в эксплуатации, размещаются в цеху ПС. Находящиеся в эксплуатации средства защиты из резины хранятся в сухом

помещении при температуре 0 — 30 °С в специальных ящиках отдельно от инструментов. Они защищены от воздействия масел, бензина, кислот, щелочей и других разрушающих резину веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучений нагревательных приборов (не ближе одного метра от них). Изолирующие штанги и клещи хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами, т.е. в подвешенном состоянии. Специальные места для хранения переносных заземлений нумеруются так же, как и сами переносные заземления. Средства защиты размещают в специально отведенных местах, как правило, у входа в помещение, а также на щитах управления. В местах хранения имеются перечни средств защиты. Места хранения оборудованы крючками для штанг, изолирующих клещей, переносных заземлений, плакатов и знаков безопасности, а также шкафами для диэлектрических перчаток, бот, галош, подставок, защитных очков и касок, противогазов, указателей напряжения. Отдельно от других инструментов в ящиках, сумках или чехлах хранят средства защиты, предназначенные для работы оперативно-выездных бригад и бригад эксплуатационного обслуживания. Те средства защиты, которые позволяют работать под напряжением, держать в сухих, проветриваемых помещениях.

Мероприятия по промышленной санитарии предусматривает наличие медицинских аптек, подвоза питьевой воды, поддержание чистоты на территории и в технологическом помещении.

Техника безопасности при строительстве ВЛ.

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

Безопасные методы и способы ведения строительно-монтажных работ должны соответствовать предусмотренным в технологических картах на производство соответствующих видов строительных и монтажных работ.

Строительство ВЛ вблизи действующих, находящихся под напряжением, должно выполняться с соблюдением нормируемых расстояний от проводов ВЛ до работающих машин и механизмов, их надлежащего заземления и других мероприятий по обеспечению техники безопасности.

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

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

## **11.2 Экологичность проекта**

Согласно закону Российской Федерации «Об охране окружающей среды», «при размещении, проектировании, реконструкции в энергетике, при прокладке линий должны выполняться требования экологической безопасности и охраны здоровья населения. Нарушение указанных требований влечет за собой приостановление до устранения недостатков, либо полное прекращение деятельности по размещению, проектированию, реконструкции вредных экологических объектов в соответствии с предписанием специально на то уполномоченных государственных органов Российской Федерации в области охраны окружающей среды.

Передача и распределение электроэнергии на напряжении 0,38 – 110 кВ является безотходным процессом и не сопровождается вредными выбросами в окружающую среду (как воздушную, так и водную), а уровень шума и вибрации, не достигает высоких значений.

Вредное действие магнитного поля на живые организмы, и в первую очередь на человека, проявляется только при очень высоких напряжениях. В

данном проекте отсутствуют линии СВН и УВН, а линии 10 и 0,4 кВ не оказывают негативного воздействия на человека.

Трансформаторы могут являться источником постоянного шума механического происхождения. Шум излучается баком трансформатора и в основном зависит от типовой мощности трансформатора. Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно – гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Допустимые уровни шума на территории, непосредственно прилегающей к жилым домам, зданиям поликлиник, домов отдыха, детских дошкольных учреждений, школ и других учебных заведений, библиотек следует принять по таблицам [5].

Произведём расчёт минимального защитного расстояния от подстанции «КС-3» до селитебной зоны. Мощность трансформаторов на подстанции «КС-3» равна 10000 кВА. Эквивалентный уровень звука, для селитебной зоны взят для ночного времени суток с 23<sup>00</sup> до 7<sup>00</sup> – 45 дБА, как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука. Согласно [6] значение скорректированного уровня звуковой мощности одного трансформатора типа ТМН составляет 85 дБА. Так как на подстанции расположено два трансформатора, то необходимо определить скорректированный уровень звуковой мощности двух трансформаторов, пренебрегая расстоянием между трансформаторами, так как расстояние между трансформаторами намного меньше расстояния до рассматриваемой территории.

Расчётная схема изображена на рисунке 14:

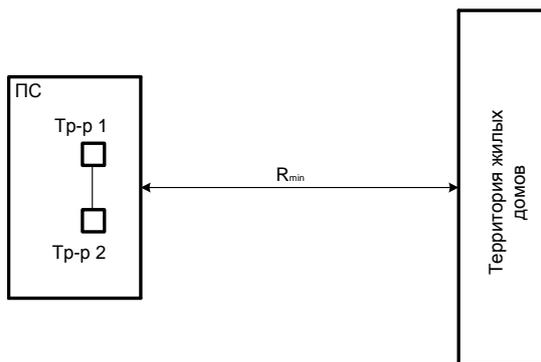


Рисунок 14 – Расположение подстанции вблизи жилых домов

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

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^N 10^{0.1 \cdot L_{WA}} \quad (150)$$

$$L_{WA\Sigma} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0.1 \cdot 85} = 88 \text{ дБА} ,$$

$$L_{WA\Sigma} = DV_{LA} + 10 \cdot \lg(S/S_0),$$

$$\text{где } S_0 = 1 \text{ м}^2, \text{ а } S = 2 \cdot \pi \cdot (R_{min})^2. \quad (151)$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{WA\Sigma} - DV_{LA}}{10}}}{2\pi}} = \sqrt{\frac{10^{\frac{88 - 45}{10}}}{2\pi}} = 57 \text{ м}. \quad (152)$$

Минимальное расстояние от ПС «КС-3» до территории жилых домов составляет 57 м, а существующее расстояние от ПС «КС-3» до территории жилых домов составляет 500 м. Таким образом, получается, что защита жилых домов от шума выполняется. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

### 11.3 Чрезвычайные ситуации

В процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования могут возникать различные непредвиденные ситуации, которые могут привести к тяжелым последствиям. Одной из многих опасных ситуаций может быть возникновение пожара вводов электропроводки зданий и сооружений, на трансформаторах, масляных выключателях.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным

организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

#### 11.3.1 Тушение возгорания

Особенности развития пожаров трансформаторов зависят от места его возникновения. При коротком замыкании в результате воздействия электрической дуги на трансформаторное масло и разложения его на горючие газы могут происходить взрывы, которые приводят к разрушению трансформаторов и масляных выключателей и растеканию горящего масла. Пожары, где установлены трансформаторы, могут распространяться в помещении распределительного щита и кабельные каналы или туннели, а также создавать угрозу соседним установкам и трансформаторам.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [2].

Питание населённых пунктов реконструируемых в данном проекте, осуществляется от ПС «КС-3», на которой установлены масляные трансформаторы, и на которой может возникнуть пожароопасная ситуация.

Порядок тушения пожара на энергообъектах:

1) Первый, заметивший возгорание или при срабатывании телемеханики необходимо немедленно сообщить об этом в пожарную охрану, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Оперативно выездная бригада определяет место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара оперативно выездная бригада обязана проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами ОРУ и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может оперативно выездная бригада без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

5) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

6) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

7) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Тушение пожаров на электроустановках должно осуществляться с соблюдением обязательных условий:

- надежного заземления ручных стволов и насосов пожарных автомобилей;
- применения личным составом, участвующим в тушении, индивидуальных изолирующих электрозащитных средств;
- соблюдения минимальных безопасных расстояний от электроустановок под напряжением до пожарных, работающих со стволами или огнетушителями;
- применения эффективных огнетушащих веществ, способов и приемов их подачи.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ( $d_{\text{сн}} = 11,5$  мм) РС-50 ( $d_{\text{сн}} = 13$  мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком). На рисунке 15 представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара.

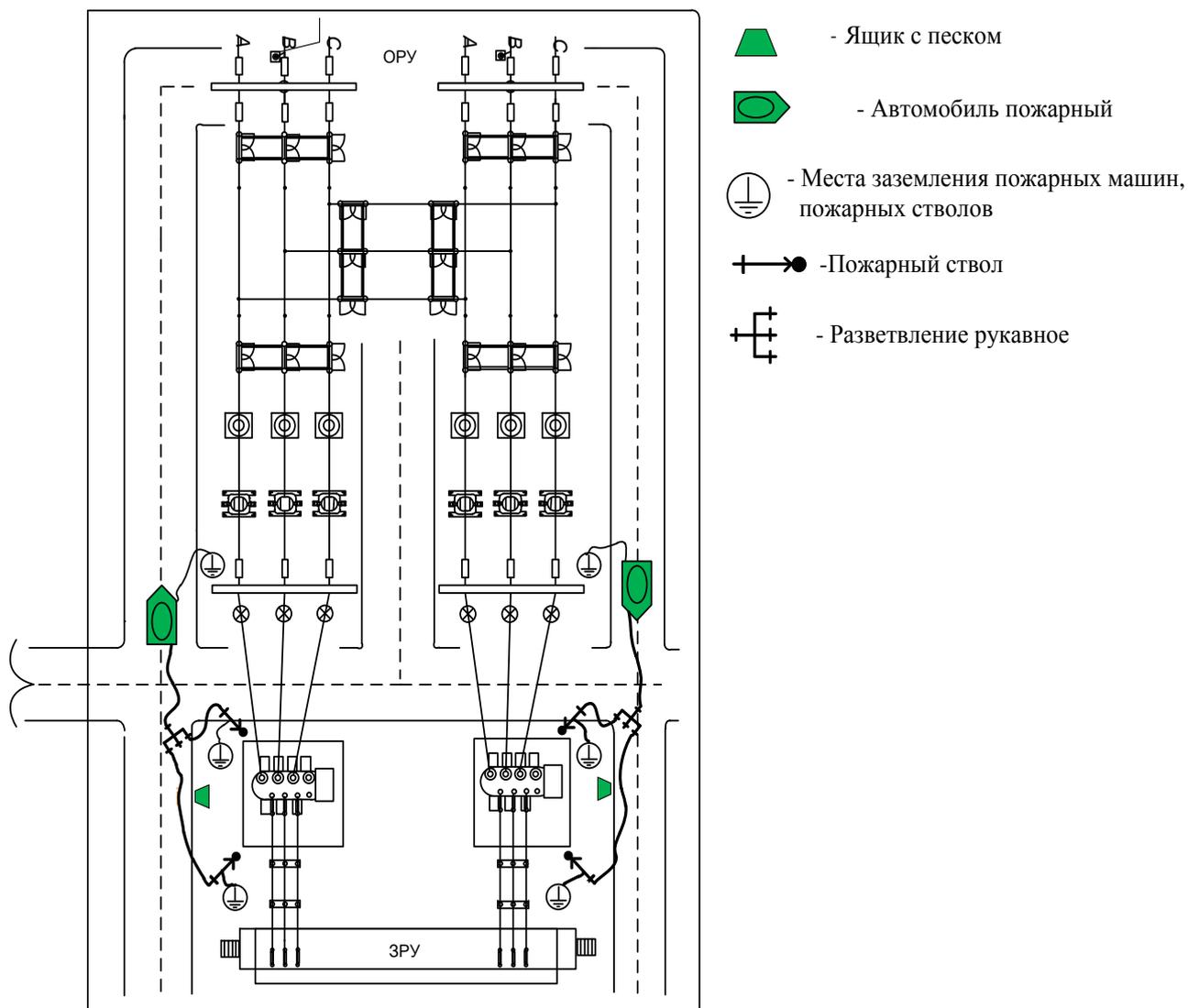


Рисунок 15 – Принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара трансформаторов

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается. Минимальные безопасные расстояния от насадок стволов до электроустановок под напряжением приведены в таблице 25 [3].

Таблица 25 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением [3]

Применяемое огнетушащее вещество	до 1кВ	от 1 до 10 кВ	от 10 до 35 кВ	от 35 до 110 кВ	от 110 до 220 кВ вкл.
Вода (распыленные струи), подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка	1,5	2,0	2,5	3,0	4,0
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с	4,0	6,0	8,0	10,0	Не допускается
Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 70 с расходом 7,4 л/с	8,0	12,0	16,0	20,0	Не допускается

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см. Сильно загрязненная и морская вода, по сравнению с водопроводной, имеет меньшее сопротивление, поэтому применять ее для тушения электроустановок под напряжением запрещается.

Тушение небольших пожаров и загораний на электроустановках под напряжением можно осуществлять с помощью ручных и передвижных огнетушителей согласно таблице 26.

Таблица 26 – Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок под напряжением [8]

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Тип персональных огнетушителей
до 0,4	не менее 1 м	хладоновые
до 1,0	не менее 1 м	порошковые
до 10,0	не менее 1 м	углекислотные

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. При этом необходимо применять углекислотные или углекислотные-бромэтиловые огнетушители, а также распыленную воду. В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе разработана система внешнего электроснабжения компрессорной станции «КС-3» в Южной Якутии.

В выпускной квалификационной работе выполнены следующие основные задачи:

- дана характеристика компрессорной станции «КС-3»;
- рассчитаны нагрузки компрессорной станции «КС-3»;
- разработаны два варианта схемы внешнего электроснабжения компрессорной станции «КС-3»;
- выбран оптимальный вариант и схема подключения к электрической сети компрессорной станции «КС-3»;
- выполнено проектирование ПС «КС-3»;
- произведены расчеты токов короткого замыкания для выбора и проверки электрооборудования, а также для расчета и проверки уставок устройств релейной защиты и автоматики.
- произведен расчет молниезащиты вводимой ПС «КС-3» с расстановкой молниеотводов;
- произведен выбор защит на ПС «КС-3»;
- рассмотрены вопросы по безопасности выполняемых работ при проектировании ПС «КС-3».

Таким образом, разработан вариант электрической сети обеспечивающий эффективное и надежное электроснабжения потребителя – компрессорной станции «КС-3».

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Балаков Ю.Н. Проектирование схем электроустановок / Ю. Н. Балаков, М.Ш. Мисриханов.– М.: Выш. шк., 2004.–186с.
2. Воропай Н.И. «Надёжность систем электроснабжения» [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Н. И. Воропай. - Новосибирск : Наука, 2015. - 208 с.
3. ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.
4. Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ. М.В. Дмитриев. – СПб.: 2007. –57 с.
5. Киреева Э.А., Орлов В.В, Старкова Л.Е. «Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2011 -368 с.
6. Наумов И.В. « Электроснабжение» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.
7. Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110 1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
8. Мясоедов Ю. В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с.
9. Савина Н.В. «Теория надежности в электроэнергетике » [Текст]: учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с.
10. Савина Н.В. «Электроснабжение промышленных предприятий » [Электронный ресурс]: метод. указания к курс. проектированию / Н. В. Савина. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 81 с.

11. Повзик Я. С. Пожарная тактика. – М.: ЗАО «СПЕЦТЕХНИКА», 2004. - 416 с.
12. Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380. О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии.
13. РД 153-34.0-49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий.
14. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева. –М.: Издательский центр «Академия», 2005.–448с.
15. СНиП 12-04-2002. Безопасность труда в строительстве.
16. СП 31-110-2003. Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий
17. Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей /Д. Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.– 320с.
18. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография/ М.А. Шабад. – Спб.: ПЭИПК, 2003. –4-е изд., перераб. и доп. – 350 стр., ил.
19. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.