

**Министерство образования и науки 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) программы «Релейная защита и автоматизация  
электроэнергетических систем»

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ**

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Реконструкция подстанции «Михайловка» 110/35/10 кВ

Исполнитель

студент группы 242-065

\_\_\_\_\_

подпись, дата

С.В. Поволоцкий

Руководитель

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Г. Ротачева

Нормоконтроль

доцент

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Технический контроль

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

**Министерство образования и науки 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

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента Поволоцкий Сергей Викторович

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция подстанции «Михайловка» 110/35/10 кВ

\_\_\_\_\_ (утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

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

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: Ротачева Алла Георгиевна, \_\_\_\_\_  
доцент \_\_\_\_\_

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_

(подпись студента)

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

**РЕЦЕНЗИЯ**

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия

Поволоцкий

Имя

Сергей

Отчество

Викторович

Специальность

Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция подстанции «Михайловка» 110/35/10 кВ

1. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

---

---

---

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе \_\_\_\_\_

---

---

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью \_\_\_\_\_

---

---

---

2. Достоинства работы \_\_\_\_\_

---

---

---

3. Недостатки работы \_\_\_\_\_

---

---

---

---

---

---

4. Масштабы и характер использования специальной литературы \_\_\_\_\_

5. Достоинства и недостатки оформл \_\_\_\_\_ кстовой части и графического  
материала

---

---

---

---

---

---

6. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки  
выпускника \_\_\_\_\_

---

---

---

---

7. Актуальность и новизна работы \_\_\_\_\_

---

---

---

---

8. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

---

---

---

---

---

---

9. Общее заключение и предлагаемая оценка работы \_\_\_\_\_

---

---

---

---

Рецензент \_\_\_\_\_

должность, Ф.И.О., подпись

---

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Подпись рецензента заверяю: \_\_\_\_\_  
подпись заверяющего лица

М.П.

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

**ОТЗЫВ**

на выпускную квалификационную работу студента энергетического факультета

Фамилия

Поволоцкий

Имя

Сергей

Отчество

Викторович

Специальность Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем

Тема выпускной квалификационной работы Реконструкция подстанции «Михайловка» 110/35/10 кВ

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

количество рисунков и таблиц \_\_\_\_\_

число приложений \_\_\_\_\_

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой и направленностью \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

---

3. Достоинства работы \_\_\_\_\_

---

---

4. Недостатки работы \_\_\_\_\_

---

---

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

---

---

---

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

---

---

---

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

---

---

---

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

---

---

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

---

---

---

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы \_\_\_\_\_

---

---

---

---

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.      Руководитель \_\_\_\_\_



## РЕФЕРАТ

Отчет: 98 стр., 14 рисунков, 17 таблиц, 15 источников.

### ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, АВТОМАТИКА, ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТЬ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В дипломном проекте выполнено обоснование проектирования ПС. Произведен расчет рабочих токов и токов КЗ. Произведен выбор силовых трансформаторов и основного электрического оборудования, релейной защиты и автоматики на ПС. Заземляющее устройство ПС рассчитано по условию требований к напряжению прикосновения. Защита ПС от прямых ударов молнии осуществляется при помощи молниеотводов, установленных на опорах ВЛ 110, 35 кВ. Произведен технико-экономический расчет. Рассмотрена целесообразность замены реле, выполненных на электромеханической элементной базе, на микропроцессорные реле.

## ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АБ -	аккумуляторная батарея
АВР -	автоматический ввод резерва
АПВ -	автоматическое повторное включение
ВЛ -	воздушная линия
ВН -	высокое напряжение
ДЗТ -	дифференциальная защита трансформатора
КЛ -	кабельная линия
КЗ -	короткое замыкание
СРУН -	комплектное распределительное устройство наружной установки
МТЗ -	максимальная токовая защита
НН -	низкое напряжение
ОПУ -	общеподстанционный пункт управления
ОРУ -	открытое распределительное устройство
ПСН -	панель собственных нужд
ПС -	подстанция
РЗА -	релейная защита и автоматика
РУ -	распределительное устройство
СН -	собственны нужды
СН -	среднее напряжение
ЗНП -	токовая защита нулевой последовательности
ТСН -	трансформатор собственных нужд

## СОДЕРЖАНИЕ

Введение
Обоснование проектирования ПС
Электротехнические и конструктивные решения
Выбор силовых трансформаторов
Расчет токов КЗ
Общие положения
Расчет токов КЗ
Расчет рабочих токов
Выбор основного электрического оборудования
Критерии выбора электрооборудования
Выбор электрооборудования на ОРУ 110 кВ
Выбор электрооборудования на ОРУ 35 кВ
Выбор электрооборудования 10 кВ
Выбор ТСН
Выбор оперативного тока
Назначение оперативного тока
Источники оперативного тока
Источники постоянного тока
Релейная защита и автоматика
Общие требования
Расчет защит трансформатора
Расчет защит отходящих линий
Описание технологических устройств защит и автоматике на ПС
Надежность подстанции
Общие положения
Расчет надежности ПС
Безопасность и экологичность
Безопасность проекта
Экологичность проекта
Чрезвычайные ситуации
Технико-экономический расчет
Общие положения
Определение экономического ущерба от технологических нарушений
Расчет экономического ущерба на ПС
Спецвопрос
Возможная реконструкция РЗ
Структура и характеристики реле РСТ
Заключение
Список использованных источников



## ВВЕДЕНИЕ

Проектируемая ПС 110/35/10 кВ "Михайловка" предназначена для электроснабжения сельскохозяйственных и других потребителей на юге Амурской области, расположенных в зоне действия сетей 35 и 10кВ. Ожидается существенное увеличение нагрузки, в основном, в связи с расширением существующих и вводом новых объектов сельскохозяйственного назначения.

Рост электрической нагрузки в районе приведет к значительному увеличению загрузки существующих ВЛ 35 кВ. При этом в послеаварийных режимах отключения питающих ВЛ 35 кВ в период зимнего максимума потребуются ограничение части потребителей.

В связи с развитием существующих и вводом новых объектов сельскохозяйственного назначения в Михайловском районе Амурской области, значительным ростом электрической нагрузки проектируется, с последующим вводом в работу, подстанция 110/35/10 кВ Михайловка, которая является основным объектом в электроснабжении сельскохозяйственных потребителей южного района Амурской области.

В дипломном проекте был произведен расчет варианта проектирования ПС Михайловка. Учитывая количество присоединений, приняты следующие принципиальные схемы распределительных устройств:

- |          |  |
|----------|--|
| 110 кВ - | № 110-4Н с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны линии.         |
| 35 кВ -  | № 35-9- одна рабочая, секционированная выключателем, система шин с оборудованием 4 линейных ячеек 35 кВ. |
| 10 кВ -  | 0-1-одна рабочая, секционированная выключателем, система шин с оборудованием 14 линейных ячеек 10 кВ.    |

Проектируемая ПС принята комплектной, блочной, типа КТПБ/м/-110-4Н/35-9С/10-2×10000-59-А-2-85ХЛ.

Произведены расчеты токов КЗ для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Для решения первой задачи был определен ток КЗ, подтекающий к месту повреждения. При этом основная цель расчета состояла в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет аperiodической составляющей производился приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе. На ПС "Михайловка" выбрано основное электрическое оборудование, а именно высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разрядники, гибкие шины. Оборудование выбиралось по классу напряжения, максимальному рабочему току, а затем проверялось на

термическую и динамическую стойкость при КЗ. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость, также был учтен климат и географическое расположение подстанции.

Выбраны устройства РЗА на трансформаторе: дифференциальная в трех релейном исполнении с реле ДЗТ-11; газовая защита на реле РГЧЗ-66; токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) от замыканий на землю; максимальная токовая защита от внешних КЗ; максимальная токовая защита от перегрузки на сторонах 110, 35, 10 кВ.

## ОБОСНОВАНИЕ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ПС

Проектируемая ПС 110/35/10 кВ "Михайловка" предназначена для электроснабжения сельскохозяйственных и других потребителей на юге Амурской области, расположенных в зоне действия сетей 35 и 10 кВ. В настоящее время электропитание района осуществляется от подстанций 35/10 кВ "Береговая", по сетям 35/10 кВ. Существующая схема электрических соединений, приведенная на рис.1, с точки зрения надежности электроснабжения крайне ненадежна.

### Существующая схема электрических соединений

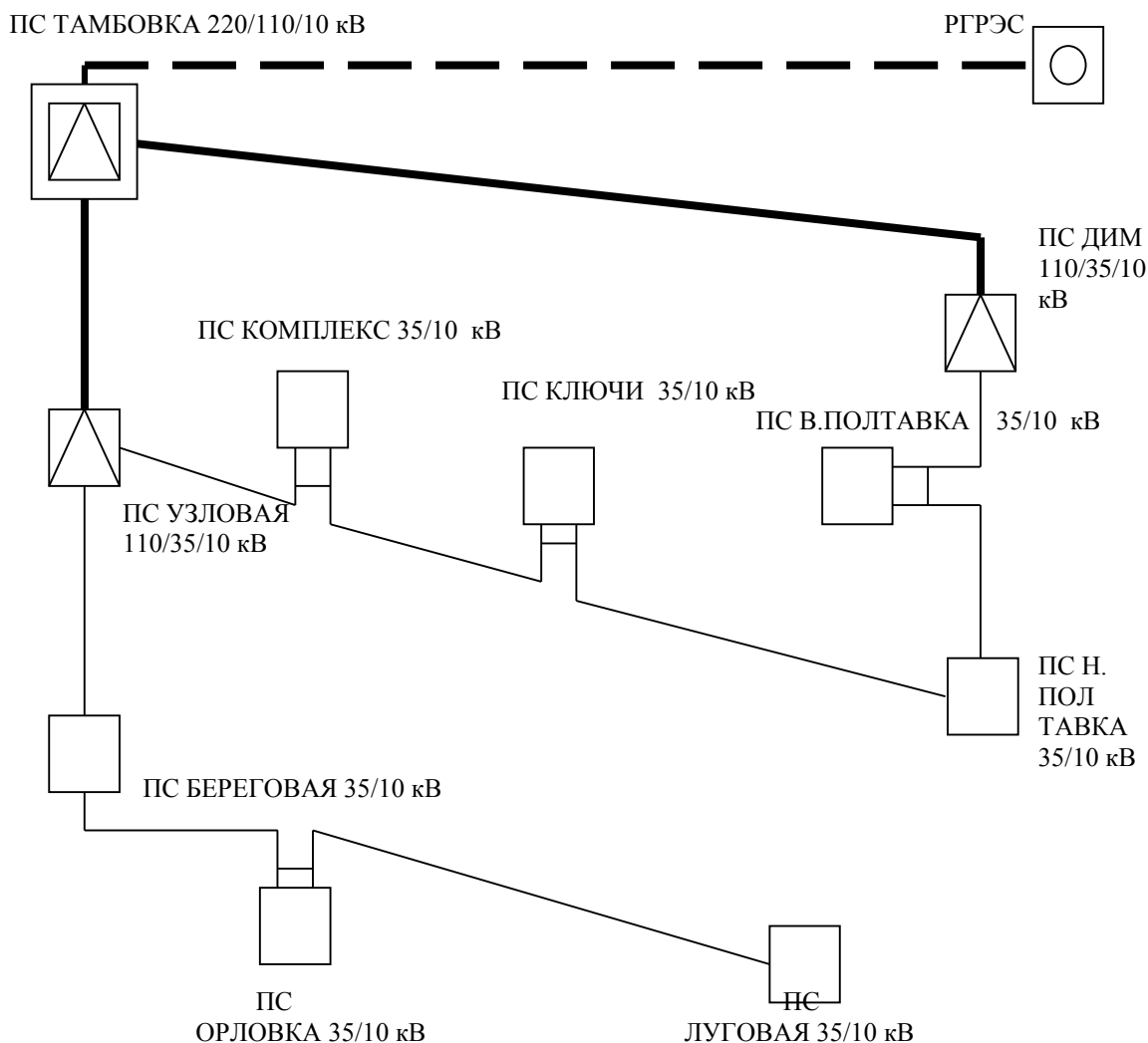


Рис. 1

Обрыв единственной питающей одноцепной ВЛ 35 кВ "Узловая-Береговая" приведет к погашению трех ПС 35/10 кВ (ПС "Береговая", ПС "Орловка", ПС "Луговая"). А согласно ПУЭ /1/ электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, и перерыв их электроснабжения при нарушении электроснабжения от одного из источников питания может быть допущен лишь на время автоматического восстановления питания.

Для электроснабжения особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого взаимно резервирующего источника питания.

В качестве третьего независимого источника питания для особой группы электроприемников и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников I категории могут быть использованы местные электростанции, электростанции энергосистем (в частности, шины генераторного напряжения), специальные агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т. п.

Если резервированием электроснабжения нельзя обеспечить необходимой непрерывности технологического процесса или если резервирование электроснабжения экономически нецелесообразно, должно быть осуществлено технологическое резервирование, например, путём установки взаимно резервирующих технологических агрегатов, специальных устройств безаварийного останова технологического процесса, действующих при нарушении электроснабжения.

Электроснабжение электроприемников I категории с особо сложным непрерывным технологическим процессом, требующим длительного времени на восстановление рабочего режима, при наличии технико-экономических обоснований рекомендуется осуществлять от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, к которым предъявляются дополнительные требования, определяемые особенностями технологического процесса. Электроприемники II категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Для электроприемников II категории при нарушении электроснабжения от одного из источников питания допустимы перерывы электроснабжения на время,

необходимое для включения резервного питания действиями дежурного персонала или выездной оперативной бригады.

Допускается питание электроприемников II категории по одной ВЛ, в том числе с кабельной вставкой, если обеспечена возможность проведения аварийного ремонта этой линии за время не более 1 сут. Кабельные вставки этой линии должны выполняться двумя кабелями, каждый из которых выбирается по наибольшему длительному току ВЛ.

Допускается питание электроприемников II категории по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному общему аппарату.

При наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены повредившегося трансформатора за время не более 1 сут. допускается питание электроприемников II категории от одного трансформатора.

Кроме того ожидается существенное увеличение нагрузки, в основном, в связи с расширением существующих и вводом новых объектов сельскохозяйственного назначения.

Рост электрической нагрузки в районе приведет к значительному увеличению загрузки существующей ВЛ 35 кВ "Узловая-Береговая". При этом в послеаварийных режимах отключения питающих ВЛ 35 кВ в период зимнего максимума потребуются ограничение части потребителей, что недопустимо. С учетом применения электронагревательных установок в сельском хозяйстве максимальная нагрузка проектируемой подстанции будет иметь место в период зимнего максимума энергосистемы.

Электрическая нагрузка потребителей, питание которых намечено от шин 35 и 10 кВ проектируемой ПС, приведена в таблице 1.

Таблица 1. - Электрическая нагрузка потребителей

Потребитель	Нагрузка по годам в МВт	
	1999 год	2005 год
Шины 35 кВ	4.62	6.35
Шины 10 кВ	6.51	7.47
Итого	11.13	13.82

В связи с развитием существующих и вводом новых объектов сельскохозяйственного назначения в Михайловском районе Амурской области, значительным ростом электрической нагрузки проектируется, с последующим вводом в работу, подстанция 110/35/10 кВ Михайловка, которая является основным объектом в электроснабжении сельскохозяйственных потребителей южного района Амурской области.

Предлагаемая реконструкция сети, приведенная на рис.2, решает сразу несколько задач.

Во-первых, обеспечивается резервирование питающей линии ВЛ 110 кВ "Нижняя Полтавка- Михайловка " существующей ВЛ 35 кВ "Узловая- Михайловка " и требования ПУЭ, что в целом повышает надежность электроснабжения. Во-



вторых, дает возможность вывода в ремонт одной из линий (либо "Нижняя Полтавка- Михайловка ", либо "Узловая- Михайловка ") без отключения потребителей электроэнергии. В-третьих, переход на более высокую ступень напряжения позволит увеличить объем передачи электроэнергии при дальнейшем росте электрических нагрузок, а также снизить потери в ЛЭП. Согласно ПТЭ /2/ энергетические характеристики должны отражать реально достижимую экономичность работы основного оборудования. Для электрической сети нормируемым показателем является технологический расход электроэнергии на ее транспорт.

Предлагаемая реконструкция сети

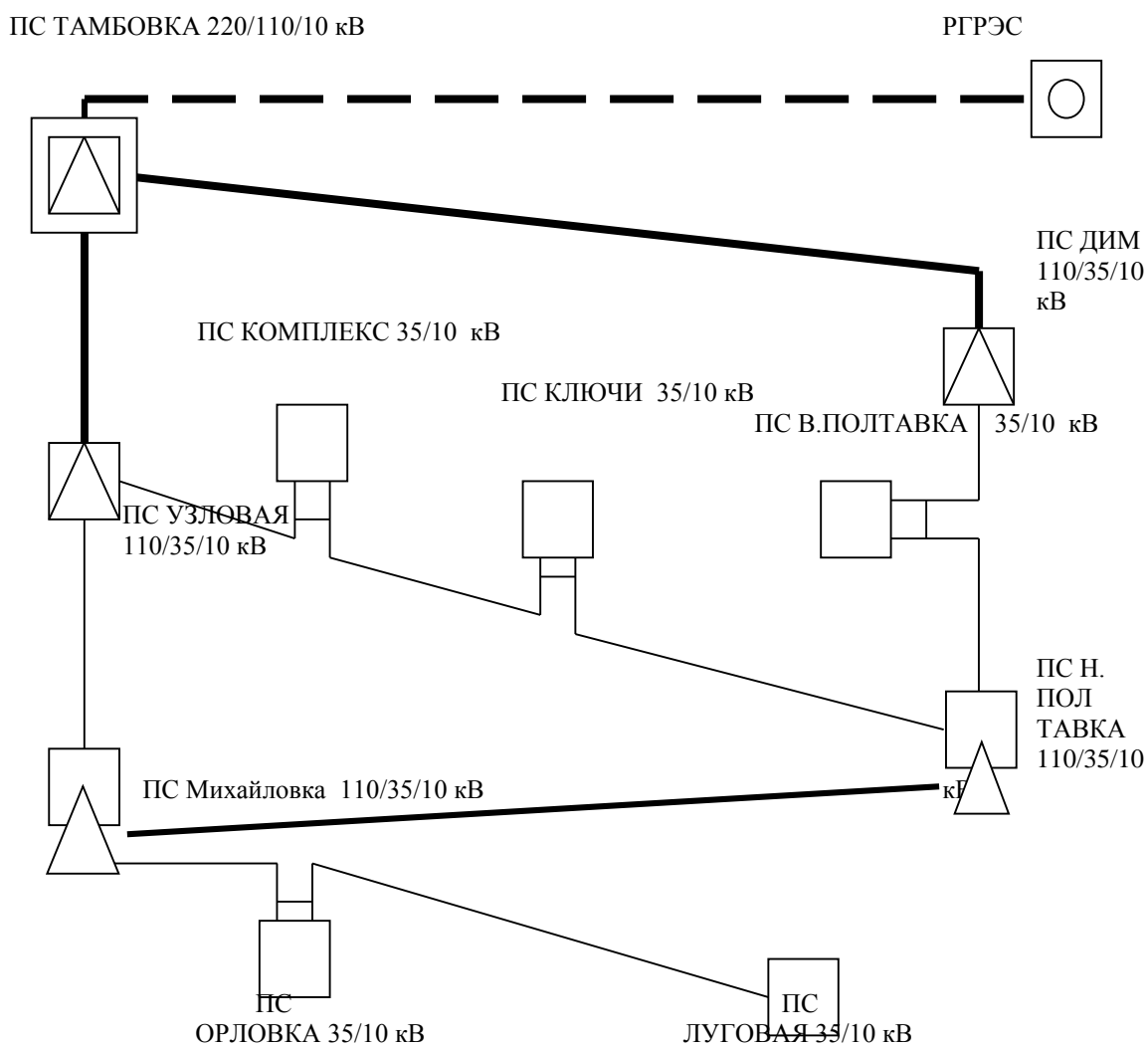


Рис . 2

Рис 1

## 1.1. Электротехнические и конструктивные решения

Исходя из величин электрической нагрузки, на подстанции предусматривается установка двух трансформаторов мощностью по 10 МВ·А.

От подстанции предусматриваются выход линий 35 кВ на ПС "Узловая" и "ПС Луговая".

Типовые схемы узловых подстанций:

Схема с одной рабочей, секционированной выключателем, системой шин применяется на двух трансформаторных подстанциях небольшой и средней мощности напряжением до 110 кВ и иногда и 110 кВ. Эта схема и схема "мостик" отмечается экономичностью и надежностью, так как не требуют большого количества оборудования, благодаря чему упрощается обслуживание, обеспечивается резервирование питания отходящих линий и не приходится производить сложные оперативные переключения. Недостатки при выводе линейных выключателей в ремонт линии необходимо отключить, но в нашем случае это несущественно, так как есть резервная линия. Схема с двумя основными одной обходной системами шин позволяет, благодаря наличию обходной системы шин и обходного выключателя, производить ремонт любого выключателя без отключения присоединения, однако схема не экономична для данного числа присоединений. Поэтому схема "мостик" идеально подходит по числу присоединений.

Учитывая количество присоединений, приняты следующие принципиальные схемы распределительных устройств:

схема ОРУ 110 кВ принята № 110-4Н с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

на стороне 35 кВ принята схема № 35-9 - одна рабочая секционированная выключателем система шин с оборудованием 4 линейных ячеек 35 кВ.

на стороне 10 кВ принята схема № 10-1 - одна, секционированная выключателем, система шин с оборудованием 14 линейных ячеек 10 кВ.

В нормальном режиме трансформаторы на напряжение 35 и 10 кВ работают раздельно (один на нагрузку 35 кВ, другой на нагрузку 10 кВ). В случае отключения одного из трансформаторов ввод резерва (АВР) обеспечивает включение секционных выключателей 35 и 10 кВ.

РУ 10 кВ комплектуется шкафами КРУН серии К-59 по отраслевому каталогу "Комплектные распределительные устройства напряжением 6-10 кВ наружной установки серии К-59".

Согласно произведенным расчетам, оборудование ПС " Михайловка " устойчиво к действию токов короткого замыкания.

Для предотвращения ошибочных действий при оперативных переключениях на ПС предусматривается электромагнитная и механическая блокировка элементов РУ 110,35,10 кВ.

Наружное освещение ПС предусмотрено светильниками СЗЛ, установленными на блоках опорных изоляторов 110 и 35 кВ.

Внутреннее освещение шкафов КРУН-10кВ осуществляется лампами на напряжение 36 В, установленными в отсеках шкафов.

Ремонтное напряжение предусмотрено так же на 36 В. Освещение коридоров КРУН осуществляется на напряжение 220 В.

ПС размещается в условиях обычных полевых загрязнений. Степень загрязненности атмосферы – 1. В связи с этим, согласно "Инструкции по выбору изоляции электроустановок РД34.51.101-90" принят нормальный уровень изоляции оборудования класса А.

В районе расположения ПС продолжительность гроз в год 45 часов.

Защита ПС от прямых ударов молний осуществляется молниеотводами, установленными на концевых опорах ВЛ 110 и 35 кВ.

Защита оборудования ПС от грозовых волн, набегающих с линий, выполняется с помощью вентильных разрядников, присоединяемых к шинам 110,35,10 кВ.

Эквивалентное удельное сопротивление грунта составляет 56.2 Ом в неблагоприятный период.

Заземляющее устройство ПС выполняется с соблюдением требований к напряжению прикосновения и должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжения прикосновения, не превышающие нормированных /1/.

Заземляющее устройство выполняется из горизонтальных протяженных стальных заземлителей – сталь круглая диаметром 10 мм и вертикальных заземлителей длиной 5 м из круглой стали диаметром 12 мм.

Система собственных нужд предусматривает использование постоянного и переменного тока.

Оперативные цепи релейной защиты, управления, сигнализации, цепи соленоидов масляных выключателей запитываются от аккумуляторной батареи СК-8 из 108 элементов.

Для обеспечения нужд переменного тока предусматривается установка двух трансформаторов собственных нужд 10/0.4 кВ мощностью 250 кВ·А каждый.

Для подключения потребителей собственных нужд предусматривается щит собственных нужд переменного и постоянного тока из панелей типа ПСН.

Для размещения панелей релейной защиты, управления и автоматики, щита собственных нужд переменного и постоянного тока на ПС предусматривается установка устройства транспортабельного блочного общеподстанционного пункта управления(УТБ-ОПУ) из трех блоков.

Для размещения стационарной аккумуляторной батареи типа СК-8 устанавливается УТБ-АБ из двух блоков.

Для оборудования связи устанавливается УТБ-связи из одного блока.

Релейная защита и автоматика

РЗА подстанции запроектированы в соответствии с ПУЭ-1998 г., раздел 3 и действующими директивными указаниями, с учетом номенклатуры блоков и панелей, выпускаемых отечественными щитостроительными заводами.

Оперативный ток на подстанции - постоянный, напряжением 220 В. В проекте выполнены расчеты защит силовых трансформаторов, линий 35кВ, линий 10кВ, токов коротких замыканий при питании от ПС "Н.Полтавка" и ПС "Узловая". Аппаратура РЗА, управления, измерений и сигнализации размещается на панелях блочного типа, установленных в УТБ-ОПУ - специальном здании повышенной заводской готовности.

Для силовых трансформаторов приняты следующие защиты:  
 продольная дифзащита от всех видов повреждений внутри бака на выводах;  
 максимальная токовая защита на стороне 110, 35 и 10 кВ от токов внешних коротких замыканий;  
 газовая защита и контроль температуры масла - от повреждений внутри бака трансформатора;  
 защита от перегрузок на стороне 110, 35 и 10 кВ;  
 токовая защита нулевой последовательности.

Аппаратура защиты трансформаторов находится на панелях типа ЭПЗ I033/2-87А, типа ЭПЗ I035/2-87А и в шкафах ввода 10 кВ (МТЗ-10 кВ).

Для защиты отходящих линий 10 кВ предусмотрена МТЗ и токовая отсечка на реле РТ-40.

Управление масляными выключателями 110,35,10 кВ осуществляется дистанционно со щита управления.

Автоматика, измерения и учет электроэнергии на подстанции выполнены в следующем объеме:

автоматический ввод резерва на секционных выключателях 35, 10 кВ и на собственных нуждах;

автоматическое повторное включение масляных выключателей линий 35 и 10 кВ;

автоматика обогрева ящиков зажимов, релейных шкафов и масляных выключателей 110,35 кВ.

учет активной и реактивной электроэнергии на вводах 10,35 кВ трансформаторов, линиях 10кВ;

учет активной электроэнергии на линиях 35 кВ;

измерение тока на вводах 110,35,10 кВ трансформаторов, на секционных выключателях 35 и 10 кВ, на отходящих линиях 10 и 35 кВ;

измерение напряжения на шинах 35,10 кВ.

Проектом предусматривается аварийная и предупредительная сигнализация о ненормальных режимах работ подстанции.

В проекте предусмотрены также телеуправление и телесигнализация положения всех масляных выключателей и общего сигнала "Авария-неисправность".

Для предотвращения ошибочных действий обслуживающего персонала при оперативных переключениях на подстанции предусмотрена электромагнитная блокировка.

## ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

При выборе числа трансформаторов исходят из соображений надежности электроснабжения, а так как время отключения потребителей первой категории согласно ПУЭ не должно превышать время коммутации, то на подстанции устанавливаем два трансформатора.

Мощности трансформаторов должно хватать на питание потребителей среднего и низкого напряжения, а также трансформаторы при параллельной работе должны иметь одинаковое напряжение, одинаковое  $U_K$ , и одинаковые схемы соединения обмоток. Поэтому устанавливаем на подстанции два трансформатора одного типа и мощности.

Мощность трансформатора определяем следующим образом

$$S = k(S_{HH} + S_{CH}), \quad (1)$$

где  $k$  - коэффициент загрузки, равный 0,75;

$S_{HH}, S_{CH}$  - мощности низкой стороны и высокой стороны соответственно, МВ·А.

$$S = 0,75 \cdot (7,47 + 6,35) = 13,82 \text{ МВ·А.}$$

Параметры трансформатора сведены в таблицу 2.

Таблица 2 – Номинальные параметры трансформатора

Параметр	Единица измерения	Значение
$S_{НОМ}$	МВ·А	10
$U_{ВН}$	кВ	115
$U_{СН}$	кВ	38,5
$U_{НН}$	кВ	11
$\Delta P_{XX}$	кВт	17
$\Delta P_K$	кВт	76
$U_K \text{ ВН-СН}$	%	10,5
$U_K \text{ ВН-НН}$	%	17,5
$U_K \text{ СН-НН}$	%	6,5
$I_X$	%	1

Выбираем трансформаторы типа ТДТН 10000/110 . Обозначение расшифровывается: трансформатор трёхфазный с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, трёхобмоточный, с системой регулирования напряжения под нагрузкой в нейтрали на стороне ВН и ПБВ на стороне СН мощностью 10 МВ·А, высшее напряжение 110 кВ.

Тогда коэффициент загрузки будет равен  $k = 10 / (7,47 + 6,35) = 0,71$ , что соответствует требованиям ПУЭ.

## РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ

### Общие положения

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах.

Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей.

Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции.

Иногда возникают металлические КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений.

В трехфазных электроустановках возникают трех- и двухфазные КЗ. Кроме того, в трехфазных сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью дополнительно могут возникать также одно- и двухфазные КЗ на землю (замыкание двух фаз между собой с одновременным соединением их с землей).

При трехфазном КЗ все фазы электрической сети оказываются в одинаковых условиях, поэтому его называют симметричным. При других видах КЗ фазы сети находятся в разных условиях, в связи с чем векторные диаграммы токов и напряжений искажены. Такие КЗ называют несимметричными.

Короткие замыкания, как правило, сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальные значения.

Протекание токов КЗ приводит к увеличению потерь электроэнергии в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать сваривание и выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т. п. Проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т. е. должны быть термически стойкими.

Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части и их изоляция могут быть разрушены. Токоведущие части, аппараты и электрические машины должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т. е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Короткие замыкания сопровождаются понижением уровня напряжения в электрической сети, особенно вблизи места повреждения.

Резкое понижение напряжения при КЗ может привести к нарушению устойчивости параллельной работы генераторов и к системной аварии с большим народнохозяйственным ущербом.

Для обеспечения надежной работы энергосистем и предотвращения повреждений оборудования при КЗ необходимо быстро отключать поврежденный участок.

### 3 . 2 . Р а с ч е т т о к о в К З

Ниже даны основные указания по выбору режимов для расчета токов коротких замыканий.

Определение режимов работы сети включает в себя выбор отключаемых в ряде случаев элементов и режимов заземления нейтралей трансформаторов.

Для расчета токов коротких замыканий прежде всего учитываем два основных режима работы сети: максимальный, когда включены все элементы рассматриваемой схемы, трансформаторы работают параллельно и минимальный, когда трансформаторы работают раздельно либо отключен один из трансформаторов.

Число расчетных режимов и элементы сети, отключаемые в них при расчете токов коротких замыканий, определяем из специфики выбора параметров и проверки чувствительности защит, намечаемых к установке в защищаемой сети в качестве основных, резервных (дистанционная защита и токовая защита нулевой последовательности) и дополнительных (токовая мгновенная отсечка от междуфазных коротких замыканий).

При выборе режимов с отключениями элементов сети учитываются /3/:  
наихудшие случаи для условий обеспечения селективности защит, когда защита, параметр срабатывания которой выбирается, имеет наибольшую зону действия;  
наихудшие случаи с точки зрения обеспечения чувствительности основных и резервных защит (в основном третьих ступеней), когда ток через рассматриваемую линию при коротком замыкании в конце смежных участков имеет минимальное значение, а дистанционная защита рассматриваемой линии при тех же условиях замеряет максимальное сопротивление. В таких режимах коэффициент токораспределения имеет минимальное значение.

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики.

Для решения первой задачи, достаточно определить ток КЗ, подтекающий к месту повреждения, а в некоторых случаях также распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к нему. При этом основная цель расчета состоит в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети.

Учет аperiodической составляющей производят приближено, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих

электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким

допущениям относятся следующие:

принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ;

не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;

считают, что трехфазная система является симметричной;

влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;

при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение  $x/r$  более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ  $T_a$ .

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым).

### 3.2.1. Исходные данные.

Сопротивления на шинах 110 кВ ПС Тамбовка:

прямой последовательности  $X_1 = 18.526 \text{ Ом}$ ;

обратной последовательности  $X_2 = 18.526 \text{ Ом}$ ;

нулевой последовательности  $X_0 = 15.23 \text{ Ом}$ .

Индуктивные сопротивления воздушных линий вычисляем по формуле

$$X_L = \frac{L \cdot X_{уд}}{100}, \quad (2)$$

где  $X_L$  - индуктивное сопротивление линии, Ом;

$L$  - длина линии, км;

$X_{уд}$  - удельное индуктивное сопротивление на 100 км линии, Ом.

Расчеты сведем в таблицу 2.

Таблица 2 – Сопротивление воздушных линий

Воздушная линия	длина линии $L$ , км	сечение провода, $\text{мм}^2$	Сопротивление, Ом на 100 км линии	$X_L$ , Ом
Тамбовка-Узловая	36.5	АС-95/16	43.4	15.841
Тамбовка-Дим	20.6	АС-120/19	42.7	8.796
Узловая- Михайловка	20.5	АС-70/11	43.2	8.856
Дим-Н.Полтавка	40	АС-120/19	42.7	17.08
Н.Полтавка- Михайловка	30	АС-120/19	42.7	12.81



Для рассматриваемой энергосистемы составляем расчетную схему (рис.3а) и электрическую схему замещения (рис. 3б).

### Расчетная схема и схема замещения

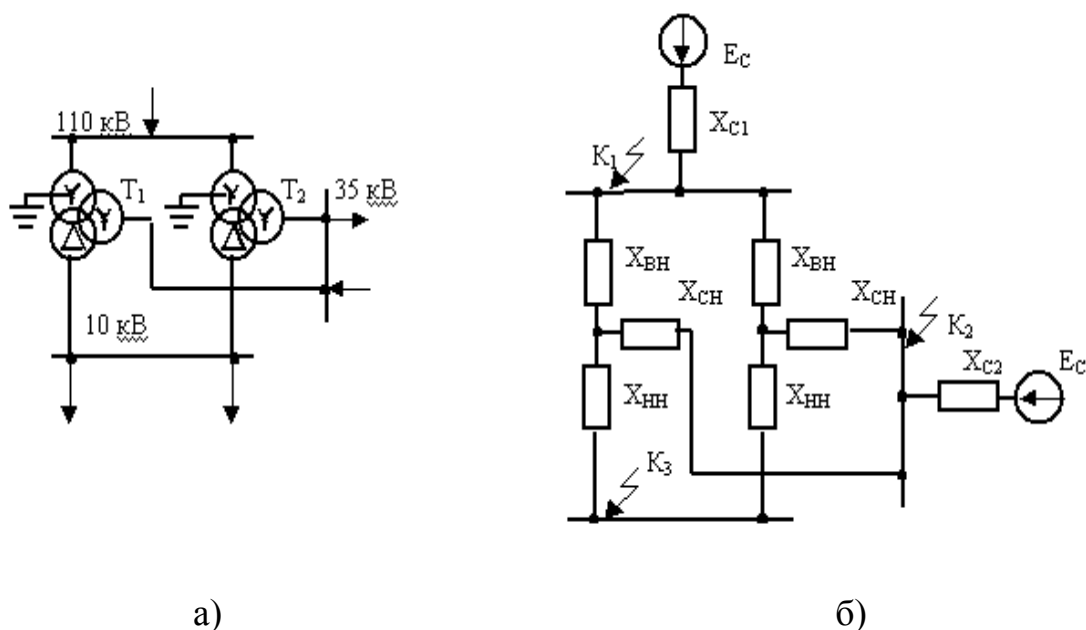


Рис.3

Проводим расчет параметров элементов схемы замещения.

Сопротивление системы  $X_{C1}$  находим как

$$X_{C1} = X_1 + X_{Л1} + X_{Л2} + X_{Л3}, \quad (3)$$

где  $X_1$  - сопротивление на шинах 110 кВ ПС "Тамбовка" прямой последовательности;

$X_{Л1}$  - сопротивление ВЛ "Тамбовка-Дим", Ом;

$X_{Л2}$  - сопротивление ВЛ "Дим-Н.Полтавка", Ом;

$X_{Л3}$  - сопротивление ВЛ "Н.Полтавка- Михайловка ",  
Ом.

$$X_{C1} = 18.526 + 8.796 + 17.08 + 12.81 = 52.831 \text{ Ом.}$$

Для определения сопротивление системы  $X_{C2}$  необходимо привести сопротивление ВЛ "Тамбовка-Узловая" и сопротивление на шинах 110 кВ ПС "Тамбовка" прямой последовательности к стороне СН ПС " Михайловка " по формуле

$$X^{\Pi} = X / K_T^2, \quad (4)$$

где  $X^{\Pi}$  - приведенное сопротивление, Ом;

$X$  - приводимое сопротивление, Ом;

$K_T$  - коэффициент трансформации силового трансформатора.

Сопротивление системы  $X_{C2}$  находим как

$$X_{C2} = X^{\Pi}_1 + X^{\Pi}_{Л4} + X_{Л5}, \quad (5)$$

где  $X^{\Pi}_1$  - сопротивление на шинах 110 кВ ПС "Тамбовка" прямой последовательности, приведенное к стороне СН ПС " Михайловка ", Ом;

$X^{\Pi}_{Л4}$  - сопротивление ВЛ "Тамбовка-Узловая",

приведенное к стороне СН ПС " Михайловка ", Ом;

$X_{Л5}^П$  - сопротивление ВЛ "Узловая- Михайловка.

$$X_{Л1}^П = 18.526 \cdot (37/115)^2 = 1.918 \text{ Ом.}$$

$$X_{Л4}^П = 15.841 \cdot (37/115)^2 = 1.64 \text{ Ом.}$$

$$X_{C2} = 1.918 + 1.64 + 8.856 = 12.414 \text{ Ом.}$$

Сопротивления силового трансформатора:

$$X_{TP} = \frac{u_{R\%}}{100} \cdot \frac{U^2}{S_{НОМ}}, \quad (6)$$

где  $X_{TP}$  - индуктивное сопротивление силового трансформатора, Ом;

$u_{K\%}$  - напряжение короткого замыкания в процентах от номинального, %;

$U$  – ВН силового трансформатора, кВ;

$S_{НОМ}$  – номинальная мощность трансформатора.

Для трехобмоточных трансформаторов напряжения короткого замыкания даются заводами для каждой пары обмоток в процентах от номинального, поэтому индуктивное сопротивление каждого луча определяют как

$$\left. \begin{aligned} u_{К.ВН} &= 0.5(u_{К.В-С} + u_{К.В-Н} - u_{К.С-Н}); \\ u_{К.СН} &= 0.5(u_{К.В-С} + u_{К.С-Н} - u_{К.В-Н}); \\ u_{К.НН} &= 0.5(u_{К.В-Н} + u_{К.С-Н} - u_{К.В-С}), \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

где  $u_{К.ВН}$ ,  $u_{К.СН}$ ,  $u_{К.НН}$  - напряжение короткого замыкания в процентах от номинального высокой, средней и низкой стороны соответственно, %;

$u_{К.В-С}$ ,  $u_{К.С-Н}$ ,  $u_{К.В-Н}$  - напряжение короткого замыкания для пары обмоток высокой-средней, средней-низкой, высокой-низкой соответственно, %.

$$u_{К.ВН} = 0.5(10.5 + 17.5 - 6.5) = 10.75\%;$$

$$u_{К.СН} = 0.5(10.5 + 6.5 - 17.5) = 0\%;$$

$$u_{К.НН} = 0.5(17.5 + 6.5 - 10.5) = 6.75\%.$$

$$X_{ВН} = \frac{10.75}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 142,17 \text{ Ом,}$$

$$X_{СН} = 0 \text{ Ом,}$$

$$X_{НН} = \frac{6.75}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 89,269 \text{ Ом,}$$

Расчет проводим в именованных единицах.

Определение начального значения периодической составляющей трехфазного тока КЗ  $I^{(3)}_К$ :

$$I^{(3)}_К = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot X_{\Sigma}}, \quad (8)$$

где:  $I^{(3)}_К$  - начальное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ, кА;

$E$  – ЭДС энергосистемы, кВ;

$X_{\Sigma}$  – результирующее сопротивление цепи КЗ, Ом;

Ударный ток  $i_y$  определяется как

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I^{(3)}_K, \quad (9)$$

где  $i_y$  - ударный ток, кА;

$k_y$  – ударный коэффициент принимаем по табл. 3.8 /4/.

Ток двухфазного КЗ  $I^{(2)}_K$  определяем по формуле

$$I^{(2)}_K = \frac{\sqrt{3} \cdot E_{\Sigma}}{X_1 + X_2}, \quad (10)$$

где:  $X_1$  – результирующее сопротивление прямой последовательности, Ом ;

$X_2$  - результирующее сопротивление обратной последовательности, Ом.

Для тех элементов цепи, у которых взаимоиנדукция между фазами не зависит от порядка чередования фаз, индуктивное, активное и полное сопротивление прямой и обратной последовательности одинаковы. К таким элементам относятся воздушные линии, реакторы и трансформаторы. Принимая эти условия ток двухфазного КЗ будет равен

$$I^{(2)}_K = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)}_K, \quad (11)$$

### 3.2.2. Режим первый

Питание со стороны 110 кВ. Трансформаторы работают параллельно на нагрузку 35 кВ и отдельно на нагрузку 10 кВ.

Токи КЗ в точке  $K_1$ :

определяем начальное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ  $I^{(3)}_K$  по формуле (8),

$$I^{(3)}_K = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 52.831} = 1.257 \text{ кА};$$

ток двухфазного КЗ  $I^{(2)}_K$  определяем по формуле (11),

$$I^{(2)}_K = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1.257 = 1.09 \text{ кА};$$

ударный ток определяем по формуле (9),

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1.717 \cdot 1.257 = 3.052 \text{ кА}.$$

Токи КЗ в точке  $K_2$ :

определяем начальное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ  $I^{(3)}_K$  по формуле (8),

$$I^{(3)}_K = \frac{115^2}{\sqrt{3} \cdot (52.831 + 71.085) \cdot 38.5} = 1.6 \text{ кА};$$

ток двухфазного КЗ  $I^{(2)}_K$  определяем по формуле (11),

$$I^{(2)}_K = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1.6 = 1.386 \text{ кА};$$

ударный ток определяем по формуле (9),

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1.608 \cdot 1.6 = 3.638 \text{ кА.}$$

Токи КЗ в точке К<sub>3</sub>:

определяем начальное значение периодической составляющей трехфазного тока

КЗ  $I^{(3)}_K$  по формуле (8),

$$I^{(3)}_K = \frac{115^2}{\sqrt{3} \cdot (52.831 + 71.085 + 89.269) \cdot 11} = 3.256 \text{ кА};$$

ток двухфазного КЗ  $I^{(2)}_K$  определяем по формуле (11),

$$I^{(2)}_K = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3.256 = 2.82 \text{ кА};$$

ударный ток определяем по формуле (9),

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1.65 \cdot 3.256 = 7.598 \text{ кА.}$$

### 3.2.3. Режим второй

Питание со стороны 110 кВ. Трансформаторы работают отдельно на нагрузку 35 кВ и отдельно на нагрузку 10 кВ, либо работает один трансформатор, либо один работает только на 35 кВ, а другой только на 10 кВ.

Токи КЗ в точке К<sub>1</sub>:

определяем начальное значение периодической составляющей трехфазного тока

КЗ  $I^{(3)}_K$  по формуле (8),

$$I^{(3)}_K = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 52.831} = 1.257 \text{ кА};$$

ток двухфазного КЗ  $I^{(2)}_K$  определяем по формуле (11),

$$I^{(2)}_K = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1.257 = 1.09 \text{ кА};$$

ударный ток определяем по формуле (9),

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1.717 \cdot 1.257 = 3.052 \text{ кА.}$$

Токи КЗ в точке К<sub>2</sub>:

определяем начальное значение периодической составляющей трехфазного тока

КЗ  $I^{(3)}_K$  по формуле (8),

$$I^{(3)}_K = \frac{115^2}{\sqrt{3} \cdot (52.831 + 142.17) \cdot 38.5} = 1.02 \text{ кА};$$

ток двухфазного КЗ  $I^{(2)}_K$  определяем по формуле (11),

$$I^{(2)}_K = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1.02 = 0.883 \text{ кА};$$

ударный ток определяем по формуле (9),

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1.608 \cdot 1.02 = 2.32 \text{ кА.}$$

Токи КЗ в точке К<sub>3</sub>:

определяем начальное значение периодической составляющей трехфазного тока

КЗ  $I^{(3)}_K$  по формуле (8),

$$I^{(3)}_K = \frac{115^2}{\sqrt{3} \cdot (52.831 + 142.17 + 89.269) \cdot 11} = 2.442 \text{ кА};$$

ток двухфазного КЗ  $I^{(2)}_K$  определяем по формуле (11),

$$I^{(2)}_K = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2.442 = 2.115 \text{ кА};$$

ударный ток определяем по формуле (9),

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1.65 \cdot 2.442 = 5.698 \text{ кА}.$$

### 3.2.4. Режим третий

Питание со стороны 35 кВ. Трансформаторы работают раздельно на нагрузку 10 кВ, либо работает один трансформатор.

Токи КЗ в точке  $K_2$ :

определяем начальное значение периодической составляющей трехфазного тока

КЗ  $I^{(3)}_K$  по формуле (8),

$$I^{(3)}_K = \frac{37}{\sqrt{3} \cdot 12.414} = 1.721 \text{ кА};$$

ток двухфазного КЗ  $I^{(2)}_K$  определяем по формуле (11),

$$I^{(2)}_K = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1.721 = 1.49 \text{ кА};$$

ударный ток определяем по формуле (9),

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1.608 \cdot 1.721 = 3.914 \text{ кА}.$$

Токи КЗ в точке  $K_3$ :

определяем начальное значение периодической составляющей трехфазного тока

КЗ  $I^{(3)}_K$  по формуле (8), при этом приводим сопротивление обмотки НН к напряжению питания через коэффициент трансформации трансформатора:

$$I^{(3)}_K = \frac{37 \cdot 38.5}{\sqrt{3} \cdot (12.414 + 9.241) \cdot 11} = 3.453 \text{ кА};$$

ток двухфазного КЗ  $I^{(2)}_K$  определяем по формуле (11):

$$I^{(2)}_K = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3.453 = 2.99 \text{ кА};$$

ударный ток определяем по формуле (9):

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1.65 \cdot 3.453 = 8.06 \text{ кА}.$$

### 3.3. Расчет рабочих токов

$$I_p = \frac{S_{НАГР}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (12)$$

где  $S_{НАГР}$  – мощность нагрузки, МВ·А;

$U_{НОМ}$  – номинальное напряжение, кВ;

$I_p$  – рабочий ток, кА.

Для стороны 110 кВ рабочий ток определяется как

$$I_p = \frac{6.35 + 7.47}{\sqrt{3} \cdot 110} = 72.254 \text{ A.}$$

Для стороны 35 кВ рабочий ток определяется как

$$I_p = \frac{6.35}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104.75 \text{ A.}$$

Для стороны 10 кВ рабочий ток определяется как  $I_p = \frac{7.47}{\sqrt{3} \cdot 10} = 431.3 \text{ A.}$

Результаты расчетов рабочих токов и токов КЗ сведем в таблицу 3.

КЗ	,кА	Режим 1				Режим 2				Режим 3			
		$I_{к1}$ , А	$I_{к2}$ , А	$I_{к3}$ , А	$I_{н1}$ , А	$I_{к1}$ , А	$I_{к2}$ , А	$I_{к3}$ , А	$I_{н2}$ , А	$I_{к1}$ , А	$I_{к2}$ , А	$I_{к3}$ , А	$I_{н3}$ , А
$K_1$	723	26	09	89	05	26	09	89	05	-	-	-	-
$K_2$	105	.6	39	-	64	.02	88	-	.32	72	49	-	91
$K_3$	431	26	82	-	.6	44	12	-	.7	45	99	-	06

Таблица 3- Результаты расчета токов

## ВЫБОР ОСНОВНОГО ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разрядники, гибкие или жесткие шины. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость: на малоответственных подстанциях можно устанавливать оборудование подешевле, с большим временем отключения (выключатели) или с меньшим классом точности (трансформаторы тока, напряжения). На ответственных подстанциях наоборот устанавливают оборудование подороже и понадежней. Также имеет большое значение характер климата и географическое расположение подстанции.

### К р и т е р и и в ы б о р а э л е к т р о о б о р у д о в а н и я

Выбор выключателей проводим в соответствии с /4/.

Выключатель – это аппарат, предназначенный для отключения и включения цепей высокого напряжения в нормальных и аварийных режимах. Выключатель является основным коммутационным аппаратом в электрических установках высокого напряжения, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах.

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования: надежное отключение токов любой величины – от десятков ампер до номинального тока отключения; быстрота действия, то есть наименьшее время отключения; пригодность для автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу после отключения; возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше; удобство ревизии и осмотра контактов и механической части; взрыво- и пожаробезопасность; удобство транспортировки и обслуживания. Высоковольтные выключатели должны длительно выдерживать номинальный ток и напряжение.

Выключатели выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току.



Для того, чтобы проверить выключатель на термическую стойкость необходимо рассчитать тепловой импульс:

$$W_K = I_K^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (13)$$

где  $W_K$  – тепловой импульс,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$ ;  
 $I_K$  – ток трехфазного короткого замыкания,  $\text{кА}$ ;  
 $t_{отк}$  – время отключения,  $\text{с}$ ;  
 $T_a$  – постоянная аппериодичности,  $\text{с}$ , принимаем по табл. 3.8 /4/.  
 Время отключения ( $t_{отк}$ ) находим из выражения

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{ов}, \quad (14)$$

где  $t_{рз}$  – время действия релейной защиты,  $\text{с}$ ;  
 $t_{ов}$  – время отключения выключателя,  $\text{с}$ .

Принимают  $t_{рз} = 0,1 \text{ с}$ ,  $U_H = (35 \div 750) \text{ кВ}$ ;  
 $t_{ов} = 0,05 \text{ с}$ ;  
 $t_{рз} = 1,5 \text{ с}$ ,  $U_H = (6 \div 10) \text{ кВ}$ ;  
 $t_{ов} = 0,05 \text{ с}$ .

Выбор разъединителей проводим согласно /4/.

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток. Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки, так как контактная система их не имеет дугогасительных устройств.

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

Выбор измерительных трансформаторов тока проводим в соответствии с /4/. Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Сопротивление нагрузки ( $Z_2$ ) определяется по формуле

$$Z_2 = Z_{приб} + Z_{пров} + Z_K, \quad (15)$$

где  $Z_k$  – переходное сопротивление контактов, принимают 0.05 Ом при установке до трех приборов и 0.1 Ом при установке более трех приборов;

$Z_{\text{приб}}$  – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом, которая определяется по формуле:

$$Z_{\text{приб}} = \frac{\sum S}{I_H^2}, \quad (16)$$

где  $\sum S$  – суммарная мощность, потребляемая приборами по току в самой нагруженной фазе, В·А;

$I_H$  – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А;

$Z_{\text{пров}}$  – сопротивление соединительных проводов, Ом, которое определяется по формуле:

$$Z_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{S}, \quad (17)$$

где  $\rho = 0,0283$  – удельное сопротивление алюминиевого провода, Ом·м/мм<sup>2</sup>;

$S = (4, 6, 10)$  мм<sup>2</sup> – площадь сечения провода;

$l$  – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов (в один конец), м.

Выбор измерительных трансформаторов напряжения проводим согласно /4/. Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения до стандартного значения 100 или  $100/\sqrt{3}$  В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по классу напряжения, классу точности и проверяются по вторичной нагрузке.

Выбор разрядников

Для защиты электрооборудования от перенапряжения применяем вентильные разрядники РВМГ-110-40/70ХЛ, РВС-35У1, РВО-10У1, табл. 5.20, /5/.

Выбор шин проводим в соответствии с /4/.

В РУ 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Шины выбирают по номинальным параметрам (току и напряжению) и проверяют на термическую и динамическую стойкость при КЗ. Проверка сечения шины на термическую стойкость к токам КЗ производится по выражению:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (18)$$

где  $C$  – Функция по табл. 3.14, /4/, для алюминиевых шин

$$C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2.$$

Проверка по условию короны необходима для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см, определяемой как

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (19)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов  $m=0,82$ );  
 $r_0$  – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_0}}, \quad (20)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;  
 $D_{\text{ср}}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D, \quad (21)$$

где  $D$  – расстояние между соседними фазами, см.  
 Провода не будут коронировать если выполняется условие:  
 $1,07 \cdot E < 0,9 \cdot E_0$  (22)

В некоторых конструкциях ОРУ 35 кВ и выше часть или вся ошиновка может выполняться алюминиевыми трубами. Согласно ПУЭ /1/ выбор сечения шин производится по допустимому току:

$$I_{\text{МАХ}} \leq I_{\text{ДОП}}, \quad (23)$$

Проверка сечения шины на термическую стойкость к токам КЗ производится по (18). Проверку на электродинамическую стойкость ПУЭ не требует.

Выбор КРУ проводим в соответствии с /4/.

Комплектные распределительные устройства 6 – 10 кВ имеют два конструктивных исполнения в зависимости от установки аппаратов ВН: в выкатном исполнении (КРУ, в которых аппарат ВН расположен на выкатной тележке) и в дистанционном исполнении (КСО и КРУН). Достоинствами КРУН являются: возможность быстрой замены аппарата резервным, установленным на тележке, вдвигаемой в ячейку вместо аппарата, подлежащего осмотру или ремонту; компактность устройств, чему в большей степени способствует применение специальных скользящих втычных контактов вместо громоздких разъединителей; надежная защита токоведущих частей от прикосновения и

уплотнения для предотвращения запыления, а также удобство обслуживания и дешевизна по сравнению с КРУ внутренней установки.

#### 4.2. Выбор электрооборудования на ОРУ 110 кВ

4.2.1. Выбор выключателей проводим в соответствии с /4/.

Расчет теплового импульса по (13) и (14):

$$W_K = 1.257^2 \cdot (0.1 + 0.05 + 0.03) = 0.284 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 4 – Выбор выключателя на ОРУ 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_p = 72.254 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_p \leq I_{НОМ}$
$I^{(3)}_K = 1.257 \text{ кА}$	$I_{ОТК} = 20 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{ОТК}$
$i_y = 3.052 \text{ кА}$	$I_{ВКЛ} = 52 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{ВКЛ}$
$W_K = 0.284 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$i_{ДИН} = 52 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{ДИН}$
	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K \leq (I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР})$

Принимаем ВМТ–110Б-20/1000 УХЛ1– выключатель маломасляный однополюсный (для работы в районах с умеренным и холодным климатом) с пружинным приводом типа ППрК-1400 с номинальным напряжением постоянного тока электромагнитов управления приводом на 220 В по табл. 5.2, /5/.

4.2.2 Выбор разъединителей приведен в таблице 5.

Таблица 5 – Выбор разъединителей на ОРУ 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{УСТ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_p = 72.254 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_p \leq I_{НОМ}$
$I^{(3)}_K = 1.257 \text{ кА}$	$I_{ТЕР} = 20 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{ТЕР}$
$W_K = 0.284 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 31.5^2 \cdot 4 = 397 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K \leq (I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР})$

Выбираем РНД3.1-110/1000 ХЛ1 и РНД3.2-110/1000 ХЛ1-разъединители наружной установке трехполюсные двухколонковые с одним и двумя заземляющими ножами с ручным приводом ПР-90/180ЛП-ХЛ1 по табл. 5.5, /5/.

4.2.3. Выбор измерительных трансформаторов приведен в таблице 7.

На стороне 110 кВ предусматривается измерение электроэнергии в следующем объеме:

На ОРУ - измерение тока в одной из фаз ВЛ.

На стороне трансформатора – измерение тока в одной из фаз.

Таблица 6 – Измерительные приборы и приборы учета

Прибор	Тип	сс точности	Нагрузка измерительного трансформатора, В·А	
			Тока	Напряжения
Линия				
Амперметр	Э-335	1.0	0.5	-
Трансформатор				
Амперметр	Э-335	1.0	0.5	-

По формулам (15), (16), (17) определяем сопротивление нагрузки: для трансформатора тока на ОРУ 110 кВ принимаем контрольный кабель сечением 4 мм<sup>2</sup>

$$Z_2 = \frac{0.5}{25} + 0,05 + \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 0,636 \text{ Ом};$$

для встроенного трансформатора тока принимаем контрольный кабель сечением 4 мм<sup>2</sup>

$$Z_2 = \frac{0,5}{25} + 0,05 + \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 0,636 \text{ Ом};$$

где l= 80 метров для РУ 110 кВ на стр.375 /4/.

Таблица 7 – Выбор измерительных трансформаторов тока

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ТФЗМ110Б-IXЛ1	ТВТ110-І-300/5
1	2	3
U <sub>УСТ</sub> = 110 кВ I <sub>Р</sub> = 72.254 А	U <sub>НОМ</sub> = 110 кВ I <sub>НОМ</sub> = 100 А	U <sub>НОМ</sub> = 110 кВ I <sub>НОМ</sub> = 100 А
B <sub>К</sub> = 0.284 кА <sup>2</sup> ·с Z <sub>2</sub> = 0.636 Ом Z <sub>2</sub> = 0,636 Ом	I <sup>2</sup> <sub>ТЕР</sub> ·t <sub>ТЕР</sub> =4 <sup>2</sup> ·3=48 кА <sup>2</sup> ·с Z <sub>2</sub> = 1.2 Ом -	I <sup>2</sup> <sub>ТЕР</sub> ·t <sub>ТЕР</sub> =25 <sup>2</sup> ·3=1875 кА <sup>2</sup> ·с - Z <sub>2</sub> = 0.8 Ом

Условия выбора: расчетные данные должны быть меньше или равны каталожным.

Учет электроэнергии на ОРУ 110 кВ экономически нецелесообразен, так как потери в силовом трансформаторе можно рассчитать, а установка, дополнительно, двух измерительных трансформаторов напряжения, для подключения счетчиков, приведет к необоснованным расходам денежных средств.

#### 4.2.4. Выбор ошиновки

Наибольший рабочий ток на шинах 110 кВ равен 72.254 А.

Принимаем гибкие шины АС 70/11, допустимый ток которых  $I_{\text{доп}} = 265$  А, диаметр провода  $d = 11.4$  мм и жесткие шины трубчатого сечения с наружным диаметром  $D = 16$  мм, внутренним -  $d = 13$  мм,  $I_{\text{доп}} = 295$  А по табл. 7.4 и 7.35, /5/.

По условию термической стойкости минимальное сечения определяется по формуле (18).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,284}}{91} \cdot 10^3 = 6 \text{ мм}^2.$$

Согласно ПУЭ проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 20 кА не производится.

Проверка на корону.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля определяется по формуле (19).

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}} \right) = 34,69 \text{ кВ / см,}$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению (20) и (21).

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,57 \lg \frac{1,26 \cdot 200}{0,57}} = 25,82 \text{ кВ / см,}$$

где  $D = 200$  см – расстояние между фазными проводами на ОРУ 110 кВ (согласно /1/).

Условие (22) выполняется так как

$$1,07 \cdot 25,82 < 0,9 \cdot 34,69;$$

$$27,63 < 31,22.$$

Вывод: провода коронировать не будут.

#### 4.3. Выбор электрооборудования на ОРУ 35 кВ

4.3.1. Выбор выключателей приведен в таблице 8.

Расчет теплового импульса по (13) и (14):

$$W_K = 1,721^2 \cdot (0,1 + 0,05 + 0,02) = 0,504 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 8– Выбор выключателей на ОРУ 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{УСТ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_{УСТ} \leq U_{НОМ}$
$I_P = 104,75 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_P \leq I_{НОМ}$
$I^{(3)}_K = 1,721 \text{ кА}$	$I_{ОТК} = 16 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{ОТК}$
	$I_{ВКЛ} = 64 \text{ кА}$	$I^{(3)}_K \leq I_{ВКЛ}$
$I_y = 3,914 \text{ кА}$	$I_{ДИН} = 45 \text{ кА}$	$I_y \leq i_{ДИН}$
$W_K = 0,504 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2_{ТЕР} t_{ТЕР} = 16,5^2 \cdot 4 = 1089 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_K \leq (I^2_{ТЕР} t_{ТЕР})$

Принимаем С-35М-630-10ХЛ1- выключатель масляный баковый со встроенным трансформатором тока, с электромагнитным приводом типа ШПЭ-12У1, предназначенный для работы в районе с холодным климатом по табл. 5.2, /5/.

4.3.2. Выбор разъединителей приведен в таблице 9.

Таблица 9– Выбор разъединителей на ОРУ 35 кВ

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

$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_P = 104.75 \text{ А}$ $I^{(3)}_K = 1.721 \text{ кА}$ $B_K = 0.504 \text{ кА}^2\cdot\text{с}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$ $I_{ТЕР} = 31.5 \text{ кА}$ $I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 25^2 \cdot 4 = 2500$ $\text{кА}^2\cdot\text{с}$	$U_{уст} \leq U_{НОМ}$ $I_P \leq I_{НОМ}$ $I^{(3)}_K \leq I_{ТЕР}$ $B_K \leq (I^2_{ТЕР} \cdot t_{ТЕР})$
--	---	--

Выбираем РНДЗ.1-35/1000ХЛ1 и РНДЗ.2-35/1000ХЛ1- разъединители трехполюсные двухколонковые с одним и двумя заземляющими ножами с ручным приводом ПР-ХЛ1 по табл. 5.5, /5/.

#### 4.3.3 Выбор измерительных трансформаторов

На стороне 35 кВ предусматривается измерение и учет электроэнергии в следующем объеме:

- на шинах - измерения напряжение, вольтметром для измерения междуфазного и вольтметром с переключением для измерения трех фазных напряжений;
  - на стороне трансформатора – измерение тока в одной из фаз, измерение активной и реактивной мощности, технический учет активной и реактивной электроэнергии;
  - на линии – измерение тока в одной из фаз, технический учет активной электроэнергии;
  - на секционном выключателе - измерение тока в одной из фаз.
- Приборы выбраны по табл. 6.26, /5/ и сведены в таблицу 10.



Таблица 10 – Измерительные приборы и приборы учета

	Тип	сс точности	Нагрузка измерительного трансформатора, В·А	
			Тока	Напряжения
Шины				
Вольтметр	Э-335	1.0	-	2
Трансформатор				
Амперметр	Э-335	1.0	0.5	-
Ваттметр	Д-335	1.5	0.5	1.5
Варметр	Д-304	1.5	0.5	2
Ваттметр рег.	Н-395	1.5	10	10
Варметр рег.	Н-395	1.5	10	10
Итого			21.5	23.5
Линия				
Амперметр	Э-335	1.0	0.5	-
Ваттметр рег.	Н-395	1.5	10	10
Итого			10.5	10
Секционный выключатель				
Амперметр	Э-335	1.0	0.5	-

По формулам (15), (16), (17) определяем сопротивление нагрузки:  
 для трансформатора тока, встроенного в силовой трансформатор принимаем  
 контрольный кабель сечением 10 мм<sup>2</sup>

$$Z_2 = \frac{21,5}{25} + 0,1 + \frac{0,0283 \cdot 75}{10} = 1,17 \text{ Ом};$$

для трансформатора тока, встроенного в линейный выключатель принимаем  
 контрольный кабель сечением 4 мм<sup>2</sup>

$$Z_2 = \frac{10,5}{25} + 0,05 + \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 1 \text{ Ом};$$

для трансформатора тока, встроенного в секционный выключатель принимаем  
 контрольный кабель сечением 4 мм<sup>2</sup>

$$Z_2 = \frac{0,5}{25} + 0,05 + \frac{0,0283 \cdot 75}{4} = 0,6 \text{ Ом},$$

где  $l = 75$  метров для РУ 35 кВ на стр.375 /4/.

Таблица 11– Выбор измерительных трансформаторов тока

Расчетные данные	Каталожные данные	
	ТВТ35-III-200/5ХЛ	ТВ 35-II-300/5ХЛ
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_p = 104.75 \text{ А}$ $B_K = 0.504 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $Z_2 = 1.17 \text{ Ом}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 150 \text{ А}$ $I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ $Z_2 = 1.2 \text{ Ом}$	$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 150 \text{ А}$ $I_{ТЕР}^2 t_{ТЕР} = 10^2 \cdot 4 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ -
$Z_2 = 0.8 \text{ Ом}$	-	$Z_2 = 1.2 \text{ Ом}$
$Z_2 = 0.6 \text{ Ом}$		

Условия выбора: расчетные данные должны быть меньше или равны каталожным. Для питания цепей напряжения выбираем трансформатор напряжения ЗНОМ-35-65ХЛ1. Номинальная мощность в классе точности 1  $S_{НОМ} = 250 \text{ В} \cdot \text{А}$  что больше  $23.5 \cdot 4 = 94 \text{ В} \cdot \text{А}$  (4 ячейки) по табл. 5.13, /5/.

#### 4.3.4 Выбор ошиновки

Наибольший рабочий ток на шинах 35 кВ  $I_p = 104.75 \text{ А}$ .

По табл. 7.35 /5/ принимаем гибкие шины АС 35/6.2, допустимый ток которых 175 А, диаметр провода равен 8.4 мм и жесткие шины трубчатого сечения с наружным диаметром  $D = 16 \text{ мм}$ , внутренним -  $d = 13 \text{ мм}$ ,  $I_{доп} = 500 \text{ А}$  по табл. 7.4, /5/.

По условию термической стойкости минимальное сечения определяем по формуле (18):

$$q_{MIN} = \frac{\sqrt{0.504}}{91} \cdot 10^3 = 7.8 \text{ мм}^2,$$

Согласно /1/ проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 20 кА, а также проверка на корону проводов 35 кВ не производится.

#### 4.4. Выбор оборудования 10 кВ

Расчет теплового импульса по (13) и (14):

$$B_K = 3.453^2 \cdot (1.5 + 0.05 + 0.03) = 18.84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 12 - Выбор КРУН

асчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
	К-59	
$U_{уст}=10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{НОМ}$
$I_p=431.3 \text{ А}$	$I_{НОМ\text{шин}}=1000 \text{ А}$	$I_p \leq I_{НОМ\text{шин}}$
$I_{рфид}=585 \text{ А}$	$I_{НОМ\text{шкафов}}=630 \text{ А}$	$I_{рфид} \leq I_{НОМ\text{шкафов}}$
$I^{(3)}_к=3.453 \text{ кА}$	$I_{отк}=20 \text{ кА}$	$I^{(3)}_к \leq I_{отк}$
$i_{уд}=8.06 \text{ кА}$	$i_{скв}=52 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{скв}$
$B_к=18.84 \text{ кА}$	$I^2_{тер} \cdot t_{тер}=20^2 \cdot 3=1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_к \leq (I^2_{тер} \cdot t_{тер})$

Принимаем выключатели: ВКЭ-10-20/630ХЛ2- выключатель колонковый с электромагнитным приводом, предназначенный для работы в районах с холодным климатом по табл. 5.2, /5/.

Выбор ошиновки между трансформатором и КРУН.

Наибольший рабочий ток на шинах 10 кВ равен 431.3 А.

По табл. 7.35, /5/ принимаем гибкие шины АС 185/24, допустимый ток которых 520 А.

По условию термической стойкости минимальное сечения по (13):

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{18.84}}{91} \cdot 10^3 = 47.698 \text{ мм}^2.$$

Согласно ПУЭ проверка на электродинамическую стойкость при токе КЗ меньше 20 кА не производится.

На стороне 10 кВ предусматривается измерение и учет электроэнергии аналогично стороне 35кВ.

#### 4 . 5 . В ы б о р Т С Н

Рассчитаем нагрузку собственных нужд ПС (таблица 13)

Таблица 13 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид Потребителя	Установленная мощность		Cosφ	Нагрузка	
	кВт × n	Всего		P <sub>уст</sub> , кВт	Q <sub>уст</sub> , кВАР
1	2	3	4	5	6
Охлаждение ТДТН-10000/110	1×2	2	0.85	2	1.24
Подогрев ВМТ-110	26.6×2	53.2	1	53.2	-
Подогрев С-35	5.3×7	37,1	1	37,1	-
Подогрев шкафов РЗА и СН	2×10	20	1	20	-
Отопление, освещение, вентиляция ОПУ	-	50	1	50	-
Отопление, освещение, вентиляция УТБ-АБ	-	80	1	80	-
Отопление, освещение, вентиляция УТБ-СВ	-	30	1	30	-
Освещение ОРУ	2×2	4	1	4	-
Освещение коридоров КРУН	-	1	1	1	-
Подзарядно-зарядный агрегат ВАЗП	-	23	0.8	23	17.25
Прочие	-	10	1	10	-
Итого				310.3	18.49

Расчетная мощность нагрузки вычисляется как

$$S_{РАСЧ} = k_C \cdot \sqrt{P^2_{УСТ} + Q^2_{УСТ}}, \quad (24)$$

где  $S_{РАСЧ}$  - расчетная мощность нагрузки, кВ·А;

$k_C=0,8$  – коэффициент спроса;

$P_{УСТ}$ ,  $Q_{УСТ}$  – установленная активная, реактивная мощность нагрузки СН.

$$S_{РАСЧ} = 0.8 \cdot \sqrt{310.3^2 + 18.49^2} = 248.68 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Расчетную мощность ТСН определяем как

$$S_P = \frac{S_{РАСЧ}}{K_{П}}, \quad (25)$$

где  $S_P$  - расчетная мощность ТСН;

$K_{П} = 1.4$  – коэффициент допустимой перегрузки трансформатора.

$$S_P = \frac{248.68}{1.4} = 178 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Принимаем два трансформатора ТМ-250/10 кВ·А.

## ВЫБОР ОПЕРАТИВНОГО ТОКА

### 5 . 1 . Назначение оперативного тока

Ко вторичным цепям относятся все устройства и соединяющие их электрические цепи, предназначенные для:

управления коммутационной аппаратурой, осуществления устройств блокировки, сигнализации и т. п.;

измерений электрических параметров (тока, напряжения, мощности, энергии, частоты и пр.) основных элементов электрооборудования или линии электропередачи;

контроля за заданным режимом работы и техническим состоянием оборудования; защиты электроустановок, отключающей поврежденное оборудование и сохраняющей в работе неповрежденное оборудование.

Для производства оперативных переключений с помощью выключателей, разъединителей, отделителей и других коммутационных и регулирующих аппаратов, а также для возможности работы устройств защиты и автоматики необходим вспомогательный источник энергии — источник оперативного тока, с помощью которого осуществляется воздействие на их исполнительные органы (электромагниты включения и отключения выключателей, электродвигатели приводного механизма регулирования частоты вращения турбин и приводов разъединителей и т. д.). Оперативный ток используется также для питания цепей звуковых и световых сигналов, привлекающих внимание оперативного персонала при возникновении аварий и каких-либо неисправностей, и для питания цепей световых сигналов положения коммутационных аппаратов. Оперативный, ток может быть постоянным, выпрямленным или переменным.

Оперативный ток используется для:

Управления коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, различными автоматическими, пусковыми и другими устройствами).

Управление аппаратом означает подачу команды на изменение его положения, т. е. на его включение или отключение. Команды на операции управления или регулирования подаются оперативным персоналом (вручную) или автоматическими устройствами. Соответственно различают управление ручное и автоматическое. На электростанциях и подстанциях обычно используют обе формы управления.

В первую очередь автоматизируют те процессы, где вслед за изменением состояния или режима Оборудования должна быстро (в течение секунд или долей секунды) последовать соответствующая операция управления или регулирования.

Это — АПВ линий, автоматический ввод резервного питания в системе СН, автоматическое пожаротушение трансформаторов и кабельных помещений и т. д.

Ручное управление может осуществляться в непосредственной близости от управляемого аппарата — местное управление или на расстоянии с помощью электрического командного сигнала — дистанционное управление и телеуправление. При дистанционном управлении командный сигнал формируется при воздействии вручную на орган управления — подаче команды ключом управления с поста управления и передается по индивидуальным проводам связи между постом управления и объектом на исполнительный орган — привод управляемого аппарата. Эту систему применяют для управления объектами, расположенными на сравнительно небольших расстояниях (десятки и сотни метров) от поста управления, например в пределах электростанции или подстанции.

Сигнализация положения должна выполняться для коммутационных аппаратов, имеющих дистанционное управление. Сигнализация осуществляется с помощью сигнальных ламп, установленных над ключом управления. Лампа, сигнализирующая включенное положение, имеет красный фильтр и устанавливается справа; отключенное положение сигнализирует лампа с зеленым фильтром, которая устанавливается слева. При несоответствии положения выключателя ранее поданной команде соответствующая лампа сигнализации положения переводится на прерывистый режим свечения — "мигание".

Сигнализация аварийного отключения коммутационных аппаратов при срабатывании релейной или технологической защиты элемента, а также при действии устройств автоматики (кроме тех, которые переключают коммутационные аппараты по заранее определенному режиму) обеспечивается действием центрального (для всех коммутационных аппаратов) звукового сигнала и индивидуального индикатора, в качестве которого используется мигание лампы сигнализации положения (световая сигнализация) либо указательное реле с ручным возвратом.

Схема управления выключателем определяется типом выключателя и его привода, конструктивными особенностями и специальными требованиями завода-изготовителя. При этом должны учитываться также схемы автоматики и защиты объекта, который коммутируется данным выключателем.

Масляные выключатели комплектуются электромагнитными, пневматическими или пружинными приводами.

Мощность электромагнита включения масляного выключателя с электромагнитным приводом выбрана, исходя из необходимости преодоления силы сжатия отключающих пружин выключателя; для отключения в качестве отключающего элемента используется маломощный электромагнит отключения, который только освобождает в приводе удерживающее приспособление (защелку), а отключение механизма выключателя происходит под действием предварительно сжатых отключающих пружин. Включение и отключение выключателя с пружинным приводом производится также под действием пружин, которые взводятся маломощным электродвигателем, а электромагниты

включения и отключения освобождают приспособления, удерживающие пружины.

### 5.2. Источники оперативного тока

Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН.

Кроме того, в качестве источников оперативного тока используют предварительно заряженные конденсаторы.

Источники оперативного тока должны быть в постоянной готовности к действию в любых режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий.

Постоянный оперативный ток применяется обычно на электростанциях и крупных подстанциях 110—220 кВ и выше. Переменный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже, а также на сравнительно небольших подстанциях 110—220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения и с выключателями с пружинными приводами на стороне среднего и низшего напряжений, при этом выключатели вводов и секционные 6—10 кВ могут быть электромагнитными приводами. Выпрямленный ток используется на подстанциях 35 кВ и ниже с выключателями, оборудованными электромагнитными приводами, а также на подстанциях 110—220 кВ с числом выключателей на стороне высшего напряжения не более двух с электромагнитным приводом либо не более трех с пружинным или пневматическим приводом.

В ряде случаев применяются схемы питания оперативных цепей с использованием различных источников тока. Так, например, при малой мощности аккумуляторных батарей цепи управления и защиты получают питание от источников постоянного тока, а электромагниты включения масляных выключателей — от выпрямительных устройств.

### 5.3. Источники постоянного тока

В электроустановках для питания оперативных цепей постоянного тока используют, как правило, кислотные аккумуляторные батареи (стационарные и переносные), а в отдельных случаях — щелочные. Наибольшее распространение имеют аккумуляторы типов СК и СН.

Аккумуляторы типа СК (стационарные, допускающие кратковременный режим разряда) размещаются в открытых сосудах.

Для аккумуляторов типа СК-16 и меньше используют стеклянные сосуды, аккумуляторы больших номеров размещают в деревянных, выложенных свинцом, и керамических сосудах.

Аккумуляторы типа СН (стационарные, с намазанными пластинами) размещаются в герметически закрытых сосудах. Благодаря этому их можно устанавливать в одном помещении с другим электрооборудованием. Эти аккумуляторы могут работать в режиме длительного (например, десятичасового) и кратковременного (вплоть до одноминутного) разряда. Кроме того, в электроустановках находят применение железоникелевые аккумуляторные батареи из элементов НЖ и ТНЖ.

Аккумуляторные батареи (АБ) являются независимыми (автономными) источниками тока. Они обеспечивают надежное питание оперативных цепей во всех режимах работы электроустановки, в том числе и во время аварий, когда исчезает напряжение переменного тока. Благодаря этому в наиболее ответственные периоды работы объекта в течение необходимого времени (0,5—2,0 ч) обеспечивается действие релейной защиты, автоматики и тому подобных устройств.

Из-за своей высокой стоимости и сложности в эксплуатации АБ устанавливают на наиболее важных объектах—электростанциях и больших подстанциях. На подстанциях 500 кВ и выше устанавливают по две батареи; на электростанциях общей мощностью свыше 200 МВт устанавливают по две и более аккумуляторные батареи.

Аккумуляторные батареи эксплуатируются в режимах постоянного подзаряда и заряда-разряда. На электростанциях и подстанциях наибольшее распространение получил режим постоянного подзаряда. В этом режиме питание нагрузки осуществляется от выпрямительных подзарядных устройств, которые включены в сеть переменного тока. Аккумуляторная батарея при этом нагрузки не несет, а сама потребляет некоторый ток для компенсации саморазряда. При появлении значительной кратковременной (1—2 с) нагрузки аккумуляторная батарея принимает ее на себя. Такая нагрузка может быть вызвана, например, включением масляных выключателей с электромагнитными приводами. Напряжение батареи поддерживается на заданном уровне регулятором подзарядного агрегата.

При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Продолжительность аварийного режима принимается для средств связи и телемеханики 1—2 ч, а остальных электроприемников оперативного тока — 0,5 ч.

Распределение постоянного тока, связь зарядных и подзарядно-зарядных агрегатов с аккумуляторной батареей осуществляются через ЩПТ, на котором размещаются коммутационная аппаратура и контрольно-измерительные приборы.

Расчет аккумуляторных батарей проведен в соответствии с /4/. Аккумуляторные батареи выбирают по необходимой емкости, уровням напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.



Таблица 14 – Расчетная нагрузка

Вид потребителя	Расчетная нагрузка, А	
	аварийный режим до 30 мин	наибольший толчковый ток (в конце разряда)
Постоянная нагрузка	10	10
Аварийное освещение	5	5
Привода выключателей	-	296
Расчетные величины	15	311

Количество элементов, присоединяемых к шинам в режиме постоянного подзаряда определяем как

$$n_0 = \frac{U_{ш}}{U_{ПЗ}}, \quad (26)$$

где  $n_0$  - число основных элементов в батарее;

$U_{ш}$  - напряжение на шинах, В ;

$U_{ПЗ}$  - напряжение на элементе в режиме подзаряда, В.

$$U_{ПЗ} = 2.15 \text{ В.}$$

$$n_0 = \frac{230}{2.15} = 108.$$

Типовой номер батареи выбирается по формуле

$$N \geq 1,05 \frac{I_{ав}}{j}, \quad (27)$$

где  $I_{ав}$  – ток в аварийном режиме по табл. 14;

$j = 24 \text{ А/Н}$  по кривой 1 на рис. 7.26 /4/.

Типовой номер АБ равен по формуле (26)

$$N = 1,05 \cdot \frac{15}{24} = 1.$$

Для выполнения условия (27) принимаем СК-8.

Проверим по максимальному толчковому току.

$$46 \cdot N \geq I_{т.маж}, \quad (28)$$

где 46 – коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку;

$I_{т.маж}$  – наибольший толчковый ток (по табл.14).

$$46 \cdot 8 = 368 > 311.$$

Проверим на отклонение напряжение при наибольшем толчковом токе по формуле

$$I_{P(N=1)} = \frac{I_{т.маж}}{N}. \quad (29)$$

$$I_{P(N=1)} = \frac{311}{8} = 38.8 \text{ А.}$$

По кривой 2 рис. 7.27 /4/ определяем напряжение на аккумуляторе ( $U_{ш}/U_{ном} = 90\%$ ). Если принять потерю напряжения в соединительном кабеле равной 5%, то напряжение на приводах будет 85%. По табл. 7.1 /4/ допустимое отклонение напряжения на электромагнитах включения составляет 80-110%, таким образом, принятые аккумуляторы обеспечивают необходимое напряжение.

Подзарядное устройство в нормальном режиме питает постоянно включенную нагрузку и подзаряжает батарею. Учитывая возможные разряды, ток подзаряда принимаем  $0,15 \cdot N$ , тогда ток подзаряда равен:

$$I_{пз} \geq 0,15 \cdot N + I_{п} = 0,15 \cdot 8 + 10 = 11,2 \text{ А,}$$

где  $I_{п}$  – ток постоянной нагрузки (по табл.14).

Напряжение подзаряда определяется:

$$U_{пз} = 2,2 \cdot n_0 = 2,2 \cdot 108 = 236 \text{ В.}$$

Выбираем подзарядное устройство ВА3П-380/260-40/80.

На подстанции установлены батареи GB1 (без дополнительных элементов), подзарядно-зарядные агрегаты VS1, VS2. Аккумуляторные батареи собраны из свинцовых кислотных аккумуляторов типа СК-8. Щит постоянного тока собран из комплектных панелей постоянного тока.

Подключение электроприемников и источников питания осуществляется через автоматические выключатели серий А3733С и АК63. Эти автоматические выключатели выполняют функции коммутационных аппаратов и защищают присоединения ЩПТ от КЗ. Щит оборудован устройствами мигающего света УМС, контроля изоляции УКИ и контроля уровня напряжения УКН.

В нормальном режиме постоянная нагрузка питается от подзарядного устройства, которое одновременно служит для подзаряда всей батареи. В этом режиме на шинах управления напряжение равно  $2,15 \cdot 108 = 232 \text{ В}$ . При разряде до 1,8 В на элемент напряжение снижается до 195 В. При заряде напряжение на каждом элементе поднимается до 2,35 В. Для того чтобы в этом случае напряжение на шинах управления не превышало допустимого значения 230-235 В, выполняется дополнительная отпайка от 100-го элемента.

В качестве источников выпрямленного тока применяются различного рода полупроводниковые выпрямительные устройства и специальные блоки питания.

Источники выпрямленного тока могут быть подразделены на три основные группы: источники для заряда и подзаряда; источники оперативного тока, питающие цепи управления, автоматики, защиты, а также аварийной и предупреждающей сигнализации и т. п.; источники, предназначенные для питания электромагнитов включения масляных выключателей.

К источникам выпрямленного тока следует также отнести предварительно заряженные конденсаторы, которые заряжаются через выпрямительные устройства, питаемые от источников переменного тока.

На ПС " Михайловка " в качестве подзарядно-зарядных агрегатов использованы полупроводниковые выпрямительные устройства типа ВА3П-380/260-40/80. Он состоит из следующих основных элементов: силового трансформатора, выпрямительного моста, блока управления тиристорами, блока обратной связи по

току и напряжению. Принцип работы агрегата основан на способности тиристорov изменять в широких пределах среднее значение выходного напряжения.

Этот агрегат питается от трехфазной сети СН напряжением 380/220 В. Его выходные параметры: номинальное выпрямленное напряжение 380—260 В, номинальный выпрямленный ток 40—80 А. Агрегат, собранный на полупроводниковых (кремниевых) элементах, предназначен для питания установок постоянного тока на подстанциях всех категорий и может быть применен для зарядки АБ, а также для формовки отдельных аккумуляторов. Потребляемая агрегатом мощность из сети переменного тока (стабилизация напряжения 260—380 В) 17 кВт, в режиме (стабилизация напряжения 220—260 В)—23 кВт. Коэффициент мощности устройства  $\cos \varphi$  равен 0,86; КПД— 90%.

## РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

### 6 . 1 . О б щ и е т р е б о в а н и я

Согласно ПУЭ /1/ электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

- а) автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы с помощью выключателей; если повреждение непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал;
- б) реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (например, перегрузку); в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения элемента.

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент.

#### Защита трансформаторов

Виды повреждений и ненормальные режимы работы трансформатора В процессе эксплуатации возможны повреждения в трансформаторах и на их соединениях с коммутационными аппаратами. Могут быть также опасные ненормальные режимы работы, не связанные с повреждением трансформатора или его соединений. Возможность повреждения и ненормальных режимов обуславливает необходимость установки на трансформаторах защитных устройств.

Основными видами повреждений являются многофазные и однофазные короткие замыкания в обмотках и на выводах трансформатора, а также "пожар стали" магнитопровода, /6/.

Однофазные повреждения бывают двух видов: на землю и между витками обмотки (витковые замыкания). Наиболее вероятны многофазные и однофазные короткие замыкания на выводах трансформаторов и однофазные витковые замыкания в обмотках. Значительно реже возникают многофазные короткие замыкания в обмотках. Для групп однофазных трансформаторов они вообще исключены. Защита от коротких замыканий выполняется с действием на отключение поврежденного трансформатора. Для ограничения размеров разрушений ее выполняют быстродействующей.

Замыкание одной фазы на землю опасно для обмоток, присоединенных к сетям с глухозаземленными нейтральными. В этом случае защита должна отключать трансформатор и при однофазных коротких замыканиях в его обмотках на землю.

В сетях с нейтральными, изолированными или заземленными через дугогасящие реакторы, защита от однофазных замыканий на землю с действием на отключение устанавливается на трансформаторе в том случае, если такая защита имеется в сети.

При витковых замыканиях в замкнувшихся витках возникает значительный ток, разрушающий изоляцию и магнитопровод трансформатора, потому такие повреждения должны отключаться быстродействующей защитой. Но использовать для этого токовые, дифференциальные или дистанционные защиты не представляется возможным. В самом деле, при малом числе замкнувшихся витков ток в поврежденной фазе со стороны питания может оказаться даже меньше значения номинального тока, а напряжение на выводах трансформатора практически не изменится.

Опасным внутренним повреждением является также "пожар стали" магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода, что ведет к увеличению потерь на перемагничивание и вихревые токи. Потери вызывают местный нагрев стали, ведущий к дальнейшему разрушению изоляции. Защиты, основанные на использовании электрических величин, на этот вид повреждения тоже не реагируют, поэтому возникает необходимость в применении специальной защиты от витковых замыканий и от "пожара стали". Для маслонаполненных трансформаторов такой защитой является газовая, основанная на использовании явлений газообразования. Образование газа является следствием разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги при витковых замыканиях или недопустимого нагрева при "пожаре стали". Электрическая дуга возникает и при многофазных коротких замыканиях в обмотках. Поэтому газовая защита является универсальной защитой от всех внутренних повреждений трансформатора.

Ненормальные режимы работы трансформаторов обусловлены внешними короткими замыканиями и перегрузками. В этих случаях в обмотках трансформатора появляются большие токи (сверхтоки). Особенно опасны токи,

проходящие при внешних коротких замыканиях; эти токи могут значительно превышать номинальный ток трансформатора. В случае длительного прохождения тока (что может быть при коротких замыканиях на шинах или при неотключившемся повреждении на отходящем от шин присоединении) возможны интенсивный нагрев изоляции обмоток и ее повреждение.

Вместе с этим при коротком замыкании понижается напряжение в сети. Поэтому на трансформаторе должна предусматриваться защита, отключающая его при появлении сверхтоков, обусловленных неотключившимся внешним коротким замыканием.

Перегрузка трансформаторов не влияет на работу системы электроснабжения в целом, так как она обычно не сопровождается снижением напряжения. Кроме того, сверхтоки перегрузки относительно невелики и их прохождение допустимо в течение некоторого времени, достаточного для того, чтобы персонал принял меры к разгрузке. В связи с этим защита трансформатора от перегрузки при наличии дежурного персонала должна выполняться с действием на сигнал. На подстанциях без дежурного персонала защита от перегрузки должна действовать на разгрузку или отключение.

К ненормальным режимам работы трансформаторов относится также недопустимое понижение уровня масла, которое может произойти, например, вследствие повреждения бака.

#### Требования ПУЭ по защите трансформаторов

Согласно /1/ п.3.2.51 для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними короткими замыканиями;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по условиям безопасности.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и более (п.3.2.53, /1/).

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

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле следует предусматривать отдельное газовое реле и реле давления.

Должна быть предусмотрена возможность перевода действия отключающего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения отдельной сигнализации от сигнального и отключающего элементов газового реле (различающейся характером сигнала).

Защита от понижения уровня масла должна быть выполнена также в виде отдельного реле уровня в расширителе трансформатора.

Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке, следует применять отдельное газовое реле.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений на трансформаторах мощностью 10 МВ·А и более должна быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса (например, насыщающиеся трансформаторы тока, тормозные обмотки).

Продольная дифференциальная защита должна быть выполнена так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами (п.3.2.54, п.3.2.55 /1/).

Допускается использование для дифференциальной защиты трансформаторов тока, встроенных в трансформатор, при наличии защиты, обеспечивающей отключение (с требуемым быстродействием) короткого замыкания в соединениях трансформатора со сборными шинами.

На дифференциальную и газовую защиты трансформаторов не должны возлагаться функции датчиков пуска установки пожаротушения. Пуск схемы пожаротушения должен осуществляться от специального устройства обнаружения пожара.

На понижающих трансформаторах мощностью 1 МВ·А и более в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными короткими замыканиями, должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него.

При выборе тока срабатывания максимальной токовой защиты необходимо учитывать возможные токи перегрузки при отключении параллельно работающих трансформаторов и ток самозапуска электродвигателей, питающихся от трансформаторов.

Защиту от токов, обусловленных внешними многофазными короткими замыканиями, на многообмоточных трансформаторах, присоединенных тремя и более выключателями, следует устанавливать со всех сторон трансформатора; допускается не устанавливать защиту на одной из сторон трансформатора, а выполнять ее со стороны основного питания так, чтобы она с меньшей выдержкой времени отключала выключатели с той стороны, на которой защита отсутствует (п.3.2.59, п.3.3.61, /1/).

На трансформаторах мощностью 0,4 МВ·А и более в зависимости от вероятности и значения возможной перегрузки следует предусматривать максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

Для подстанций без постоянного дежурного персонала допускается предусматривать действие этой защиты на автоматическую разгрузку или отключение (п.3.2.69, /1/).

#### Защита линий

##### Защита кабельных и воздушных линий 10 кВ

Согласно /1/ для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения. Защита должна быть выполнена одно-, двух-, или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;

селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности;

устройства контроля изоляции.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена с использованием трансформатора тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю.

Защита от однофазных замыканий на землю, действующая на отключение, должна отключать только элемент, питающий поврежденный участок; при этом в качестве резервной должна быть предусмотрена защита, выполняемая в виде защиты нулевой последовательности с выдержкой времени около 0.5 с, действующая на отключение всей электрически связанной сети – системы шин или питающего трансформатора.

##### Защита кабельных и воздушных линий 35 кВ

Согласно /1/ для линий в сетях 20-35 кВ с изолированной нейтралью должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном двухрелейном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения. В целях повышения чувствительности к повреждениям за трансформаторами с соединением обмоток звезда - треугольник допускается выполнение трехрелейной защиты.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должны быть установлены преимущественно ступенчатые защиты тока или ступенчатые защиты тока и напряжения, а если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или скорости отключения повреждения – дистанционная ступенчатая защита преимущественно с пуском по току. В последнем случае в качестве дополнительной защиты рекомендуется использовать токовую отсечку без выдержки времени.

На одиночных линиях, имеющих питание с двух и более сторон, рекомендуется применять те же защиты, что и на одиночных линиях с односторонним питанием, выполняя их при необходимости направленными, а дистанционные – с пуском от реле сопротивления. Защита устанавливается только с тех сторон, откуда может быть подано питание.

## 6.2. Расчет защит трансформатора

Исходя из выше изложенного устанавливаем на трансформаторе следующие виды защит:

дифференциальная токовая защита от повреждений на выводах и внутренних повреждениях;

газовая защита от витковых КЗ, понижения уровня масла;

максимальная токовая защита (МТЗ), с пуском напряжения или без него, от внешних КЗ;

токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) от КЗ на землю;

максимальная токовая защита (МТЗ) от перегрузок.

### 6.2.1. Дифференциальная токовая защита

Это защита с абсолютной селективностью, сравнивающая параметры тока с двух или более сторон электроустановки. Сравнение производится по модулю, по фазе, или по двум этим параметрам сразу.

Особенностью дифференциальной защиты трансформатора и основной трудностью, с которой приходится сталкиваться при ее выполнении, является неравенство нулю суммы МДС его обмоток. Поэтому в дифференциальной цепи защиты кроме токов небаланса всегда проходит и ток намагничивания защищаемого трансформатора. В установившемся режиме этот ток не превышает 1-2% номинального и практически не влияет на чувствительность и селективность защиты за исключением случаев работы трансформатора с напряжениями, превышающими номинальное, когда ток намагничивания может быть соизмеримым с токами срабатывания чувствительных дифференциальных защит, если они составляют 0,2-0,25 номинального. При подаче напряжения на трансформатор или восстановлении напряжения после отключения КЗ ток намагничивания резко возрастает.

Наибольший бросок тока намагничивания (БНТ) будет при подаче напряжения с начальной фазой, равной 0 или  $180^{\circ}$ . Появления аperiodической составляющей потока приводит к резкому увеличению тока намагничивания. В современных силовых трансформаторах с магнитопроводами из высококачественной



электротехнической стали амплитуда однополярного БНТ может достигать 6-8-кратных значений по отношению к номинальному току.

Форма БНТ зависит от группы соединений трансформаторов и разновременности включения его фаз. При этом могут создаваться условия, когда в двух фазах БНТ имеют одинаковые и встречно направленные апериодические составляющие. В этом случае БНТ будет периодическим. Амплитуды периодического БНТ существенно меньше, чем апериодического, но тем не менее могут превышать номинальный ток.

В настоящее время дифференциальная токовая защита трансформатора выполняется, в основном, на четырех типах реле РНТ-560, ДЗТ-11, ДЗТ-20, РСТ-15.

Следует отметить, что в соответствии с “Руководящими указаниями по релейной защите. Выпуск 13 А” /7/ использование дифференциальных защит трансформаторов, выполненных с реле серии РНТ-560, на проектируемых подстанциях не рекомендуется, поскольку на трансформаторах с РПН такие защиты в большинстве случаев не удовлетворяют требованиям чувствительности, регламентируемым ПУЭ, к тому же реле этой серии морально устарели. Поэтому не будем останавливаться на нем подробно, лишь отметим, что по конструкции и принципу действия оно схоже с реле серии ДЗТ-11.

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Реле серии РСТ-15 (реле статическое токовое) относится к аппаратуре релейной защиты, так называемого, нового поколения, созданное на базе операционных усилителей и предназначенное для замены реле серии РНТ-565. Принцип действия и характеристики реле этой серии описаны в пп 10.1. данной ПЗ.

Дифференциальное реле тока РСТ-15 применяется в качестве измерительных органов дифференциальной защиты понижающих трансформаторов и мощных электродвигателей.

По своим техническим данным реле РСТ-15 лучше выпускаемых электромеханических реле серии РНТ-565, но, к сожалению, область применения этого реле ограничивается объектами, для которых не требуется автоматически загрублять защиту при близких внешних КЗ, то есть когда не требуется реле с тормозными характеристиками.

Дифференциальная токовая защита типа ДЗТ-21, обладает высокой чувствительностью, достаточной для отключения повреждений, сопровождающихся токами, в защите, меньшими номинальных. Принцип действия и характеристики этого реле описаны в пп 10.1. данной ПЗ.

Согласно “Руководящим указаниям по релейной защите. Выпуск 13 А” /7/ защиту типа ДЗТ-21 целесообразно применять, в первую очередь, для защиты мощных, дорогостоящих трансформаторов и автотрансформаторов и в случае, когда защита типа ДЗТ-11 не проходит по чувствительности.

Трансформатор ТДТН-10000/110 не относится к классу мощных, поэтому использование реле ДЗТ-21 будет экономически необоснованно, к тому же есть примеры ложной работы этой защиты в Амурской энергосистеме.

Реле серии ДЗТ-11, в настоящее время, хотя и считается устаревшим, так как выполнены на электромеханической элементной базе, широко применяются для дифзащиты трансформаторов различных классов. Это обусловлено простотой их конструкции, надежностью в работе и обеспечением необходимой чувствительности, в соответствии с требованиями ПУЭ.

Принцип действия основан на искусственном увеличении тока срабатывания защиты при внешнем КЗ, то есть изменяется уставка срабатывания реле.

Реле ДЗТ-11 характеризуется наличием одной тормозной обмотки в насыщающемся трансформаторе тока (НТТ) реле, что дает возможность обеспечить торможение от тока в одном комплекте трансформаторов тока. Характеристика срабатывания реле при наличии торможения неоднозначна и зависит от угла между рабочими и тормозными токами в НТТ.

Использование тормозной обмотки дает возможность не отстраивать минимальный ток срабатывания защиты от токов небаланса при таких внешних повреждениях, когда имеется торможение, поскольку недействие защиты в этих случаях обеспечивается торможением. Указанное обуславливает большую чувствительность защиты. Недействие защиты при таких внешних КЗ, когда торможение отсутствует, а также при включении ненагруженного трансформатора под напряжение, обеспечивается выбором минимального тока срабатывания защиты из двух условий (31) и (32) (выбирается большее значение).

Отстройка от расчетного максимального первичного тока небаланса при переходном режиме внешних КЗ, определяемого с учетом влияния НТТ реле, и при токе качаний:

$$I_{C.3} \geq k_{OTC} \cdot I_{НБ.РАСЧ}, \quad (31)$$

где  $I_{C.3}$  – первичный ток срабатывания защиты;  
 $k_{OTC}$  – коэффициент отстройки, учитывающий погрешности реле, ошибки расчета и необходимый запас, принимается равным 1.5;

$I_{НБ.РАСЧ}$  - расчетный максимальный первичный ток а небаланса, определяется по формуле (33).

Отстройка от броска намагничивающего тока при включении ненагруженного трансформатора под напряжение:

$$I_{C.3} \geq k \cdot k_{ВЫГ} \cdot I_{НОМ}, \quad (32)$$

где  $k$  – коэффициент, используемый при отстройке защиты от броска намагничивающего тока, в грубо ориентировочных расчетах принимается равным 1.2-1.5;

$k_{ВЫГ}$  – коэффициент выгоды, представляющий

собой отношение электромагнитной мощности автотрансформатора к его проходной мощности, для трансформаторов принимается 1.0;

$I_{НОМ}$  – номинальный ток, соответствующий номинальному напряжению среднего ответвления устройства РПН и номинальной мощности трансформатора.

$$I_{НБ.РАСЧ} = I'_{НБ.РАСЧ} + I''_{НБ.РАСЧ} + I'''_{НБ.РАСЧ}, \quad (33)$$

где  $I'_{НБ.РАСЧ}$  – составляющая, обусловленная погрешностью трансформаторов тока, определяется по формуле (34);

$I''_{НБ.РАСЧ}$  – составляющая, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора, определяется по формуле (35);

$I'''_{НБ.РАСЧ}$  – составляющая, обусловленная неточностью установки на НТТ реле расчетных чисел витков для неосновных сторон определяется по формуле (36).

$$I'_{НБ.РАСЧ} = k_{ПЕР} \cdot k_{ОДН} \cdot \varepsilon \cdot I_{К МАХ}, \quad (34)$$

где  $k_{ПЕР}$  – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие апериодической составляющей тока);

$k_{ОДН}$  – коэффициент однотипности трансформатора тока;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности трансформатора тока, соответствующее установившемуся режиму КЗ или качаний;

$I_{К МАХ}$  – периодическая составляющая тока, проходящего через защищаемую зону при расчетном внешнем металлическом КЗ на стороне, где рассматривается повреждение.

$$I''_{НБ.РАСЧ} = (\Delta U_{\alpha} \cdot k_{ТОК,\alpha} + \Delta U_{\beta} \cdot k_{ТОК,\beta}) \cdot I_{К МАХ}, \quad (35)$$

где  $\Delta U_{\alpha}$  и  $\Delta U_{\beta}$  – относительные погрешности, обусловленные регулированием напряжения на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемые равными половине используемого диапазона регулирования на соответствующей стороне;

$k_{ТОК,\alpha}$  и  $k_{ТОК,\beta}$  – коэффициенты токораспределения, равные отношению слагающих тока расчетного внешнего КЗ, проходящих на сторонах, где производится регулирование напряжения, к току на стороне, где рассматривается КЗ.

$$I'''_{НБ.РАСЧ} = ((w_{IРАСЧ} + w_I) \cdot k_{ТОК I} / w_{IРАСЧ} \pm (w_{IРАСЧ} + w_{II}) \cdot k_{ТОК II} / w_{IРАСЧ}) \times I_{К МАХ}, \quad (36)$$

где  $w_{IРАСЧ}$  и  $w_{IIРАСЧ}$  – расчетные числа витков обмоток НТТ реле для неосновных сторон, определяемые по условию баланса МДС при внешних КЗ;

$w_I$  и  $w_{II}$  – принятые (целые) числа витков обмоток НТТ реле для соответствующих неосновных сторон;

$k_{ТОК I}$  и  $k_{ТОК II}$  – коэффициенты токораспределения, равные отношению слагающих тока расчетного внешнего КЗ, проходящих на сторонах, где используется соответственно числа витков  $w_I$  и  $w_{II}$  обмоток НТТ реле, к току на стороне, где рассматривается КЗ.

Использование знака “+” или “-“ в (36) определяется направлением составляющих тока КЗ: при одинаковом направлении составляющих тока (например к защищаемому трансформатору) используется знак “+”, при противоположном - знак “-“.

Исходя из выше изложенного устанавливаем дифференциальную токовую защиту на реле ДЗТ-11.

#### 6.2.1.1. Расчет дифференциальной токовой защиты трансформатора

Расчет проводим в соответствии с рекомендациями “Руководящих указаний по релейной защите. Выпуск 13 Б” /8/.

Схема внутренних соединений реле ДЗТ-11 и схема соединений трансформаторов тока при включении тормозной обмотки на сумму циркулирующих токов плеч защиты питаемых сторон 35 и 10 кВ показана на рисунке 4.

Принципиальная схема включения реле типа ДЗТ-11

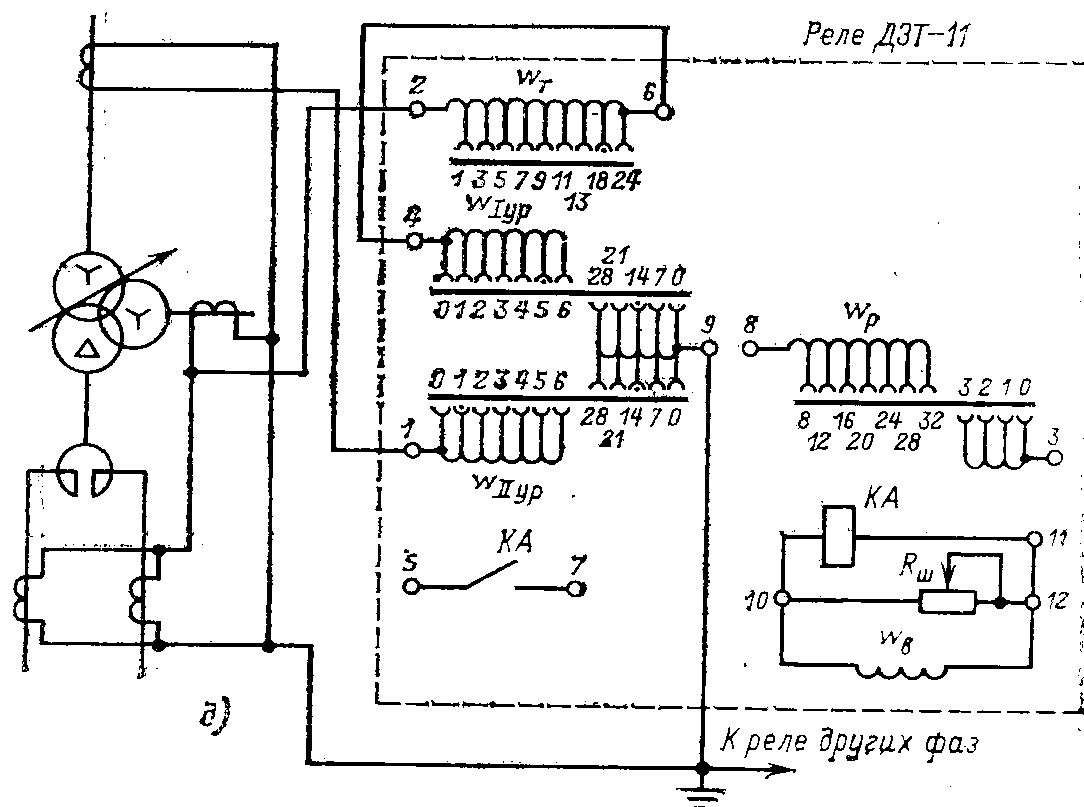


Рис.4

Расчет защиты проводится в следующем порядке:

Определяются первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора соответствующие его номинальной мощности. По этим токам определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты, исходя из коэффициентов трансформации трансформаторов тока  $k_I$  и коэффициентов схемы  $k_{СХ}$ . Расчет сведен в таблицу 14.

В соответствии с рекомендациями /8/ п.3.1.5 тормозную обмотку включаем на сумму токов трансформаторов тока, установленных на сторонах среднего и низкого напряжений трансформатора (см. рис. 4).

Согласно /8/ п.3.2.3 минимальный ток срабатывания защиты в этом случае определяется по условию (32), так как используется реле с тормозной обмоткой:

$$I_{С.з} = 1.5 \cdot 50.2 = 75.31 \text{ А.}$$

За основную сторону принимаем сторону 110 кВ, хотя и сторону с меньшим вторичным током.

Определяем числа витков рабочей обмотки НТТ реле для основной стороны 110 кВ и для других сторон 35 и 10 кВ, исходя из значения минимального тока срабатывания защиты. Расчеты сведем в таблицу 15 и 16.

Таблица 15 – Вторичный ток в плечах защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны		
		110 кВ	35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} U_{НОМ}}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 50.2$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 38.5} = 150$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 525$
Схема соединения трансформаторов тока	-	$\Delta$	$\Delta$	Y
Коэффициент схемы	$k_{сх}$	$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$n_I$	100/5	300/5	600/5
Тип трансформатора тока	-	ТВТ-110-I-100/5	ТВ-35-III-300/5	ТЛМ-10-600/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{НОМВ} = \frac{I_{НОМ} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{50.2 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 4.52$	$\frac{150 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 4.33$	$\frac{525 \cdot 1}{600/5} = 4.375$

Таблица 16 – Расчет числа витков обмоток реле

Наименование величин	Обозначение и метод определения	Числовое значение
срабатывания реле на основной стороне, А	$I_{C.P.OCH} = \frac{I_{C3} \cdot k_{CX}}{n_{II10}}$	$\frac{75.31 \cdot \sqrt{3}}{100/5} = 6.52$
число витков обмотки НТТ реле для основной стороны: - расчетное - принятое	$w_{OCH.PACЧ} = \frac{F_{C.P}}{I_{C.P.OCH}}$ $w_{OCH} = w_{PAB}$	$\frac{100}{6.52} = 15.34$ 15
число витков рабочей обмотки НТТ реле для стороны 35 кВ: - расчетное - принятое	$w_{I.PACЧ} = w_{OCH} \cdot \frac{I_{OCH.B}}{I_{IB}}$ $w_I = w_{yp I}$	$15 \cdot \frac{4.52}{4.33} = 15.66$ 16
число витков рабочей обмотки НТТ реле для стороны 10 кВ: - расчетное - принятое	$w_{II.PACЧ} = w_{OCH} \cdot \frac{I_{OCH.B}}{I_{IIB}}$ $w_{II} = w_{yp II}$	$15 \cdot \frac{4.52}{4.375} = 15.5$ 16

Выбираем необходимое число витков тормозной обмотки НТТ реле. Для этого рассматриваем внешнее короткое замыкание между тремя фазами в максимальном режиме работы системы. При включении тормозной обмотки на сумму токов трансформаторов тока, установленных на сторонах среднего и низкого напряжений, расчетным является короткое замыкание на стороне низкого напряжения при параллельной работе трансформаторов. Исходя из полученных значений токов (см. табл. 3) определяем первичный ток небаланса по формулам (33-36) и необходимое число витков тормозной обмотки, при этом приведем токи КЗ к напряжению питания.

Первичный ток небаланса:

$$I_{НБ.РАСЧ} = |1.0 \cdot 1.0 \cdot 0.1 \cdot 536 + (0.16 + 0.05) \cdot 536| + \left| \frac{15.66 - 16}{15.66} \cdot 536 + \frac{15.5 - 16}{15.5} \cdot 536 \right| = 195.2 \text{ А.}$$

Необходимое число витков тормозной обмотки определяем как:

$$w_{ТОРМ} = \frac{k_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} \cdot w_{II.PACЧ}}{I_{KMAX}^{(3)} \cdot tg\alpha}, \quad (37)$$

где  $k_{ОТС} = 1.5$ ;

$tg\alpha = 0.75$  (п.3.1.6. /7/).

$$w_{ТОРМ} = \frac{1.5 \cdot 195.2 \cdot 15.5}{536 \cdot 0.75} = 11.29.$$

Принимаем ближайшее большее число витков  $w_{ТОРМ} = 18$ .

Минимальный коэффициент чувствительности при коротком замыкании в зоне защиты (торможение отсутствует) определяем как

$$k_{\text{ч.МІN}} = \frac{0,87 \cdot I_{\text{К.МІN}}}{I_{\text{С.З.МІN}}}, \quad (38)$$

При питании со стороны 110 кВ:

$$k_{\text{ч.МІN}} = \frac{0,87 \cdot 233,56}{75,31} = 2,7 > 2,$$

То есть защита, выполненная с реле серии ДЗТ-11, обеспечивает необходимый по ПУЭ, коэффициент чувствительности при питании со стороны 110 кВ.

Необходимо проверить коэффициент чувствительности защиты при питании со стороны 35 кВ. Для этого приводим двухфазный ток КЗ на стороне 10 кВ (см.табл.3) к напряжению питания через коэффициент трансформации силового трансформатора:

$$I_{\text{К.МІN}}^{(2)} = 2,99 \cdot \frac{11}{38,5} = 854,3 \text{ А.}$$

Определяем минимальный ток срабатывания реле:

$$I_{\text{С.Р.}} = \frac{854,3 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{300} = 24,66 \text{ А.}$$

Определяем минимальный коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч.МІN}} = \frac{I_{\text{С.Р.}}}{I_{\text{С.Р.ОСН}}} = \frac{24,66}{6,52} = 3,78 > 2,$$

То есть защита, выполненная с реле серии ДЗТ-11, обеспечивает требуемый ПУЭ коэффициент чувствительности при питании со стороны 35 кВ.

### 6.2.2. Газовая защита трансформатора

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или на отключение. Существует три вида конструкции газового реле - поплавковые, лопостные и чашечные.

Опыт эксплуатации реле с поплавками выявил ряд их конструктивных недостатков, приводящих к излишней работе при внешних КЗ и ложной работе при вибрациях некоторых трансформаторов, внешними вибрациями и повреждении герметичности поплавков. В реле с лопастью нижний поплавок заменен специальной поворачивающейся пластиной. Более совершенное реле РГЧЗ-66 с чашкообразными элементами 1 и 2 (рис. 9, б).

Основным элементом газовой защиты является газовое реле КSG, устанавливаемое в маслопроводе между баком и расширителем (рис. 9, а).



## Установка реле газовой защиты трансформатора

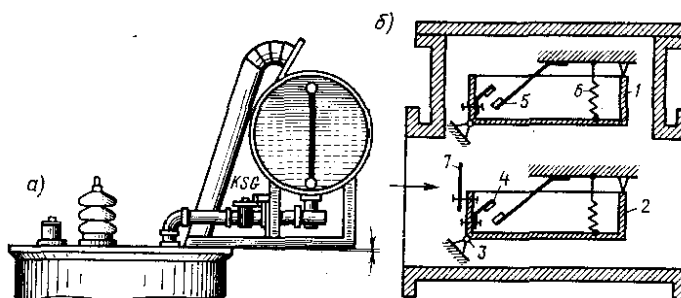


Рис. 5

Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек. В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть поворачивается и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора, если скорость движения масла и газов достигает определенного значения, установленного на реле. Предусмотрены три уставки срабатывания отключающего элемента по скорости потока масла: 0,6 - 0,9; 1,2 м/с. При этом время срабатывания реле составляет  $t_{с.р.} = 0,05 \dots 0,5$  с. Уставка по скорости потока масла определяется мощностью и характером охлаждения трансформатора.

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения, а также способность защищать трансформатор при недопустимом понижении уровня масла по любым причинам. Наряду с этим защита имеет ряд существенных недостатков, основной из которых - не реагирование ее на повреждения, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Защита может подействовать ложно при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др. Возможны также ложные срабатывания защиты на трансформаторах, установленных в районах, подверженных землетрясениям. В таких случаях допускается возможность перевода действия отключающего элемента на сигнал. В связи с этим газовую

защиту нельзя использовать в качестве единственной защиты трансформатора от внутренних повреждений /6/.

Необходимо также отметить, что начальная стадия виткового замыкания может и не сопровождаться появлением дуги и газообразованием. В таком случае газовая защита не действует, и витковые замыкания в трансформаторе могут длительно оставаться незамеченными. Можно создать защиту, позволяющую обнаружить витковые замыкания в начальной стадии и при отсутствии газообразования. Одна из таких защит основана на изменении пространственного распределения поля рассеяния обмоток.

На трансформаторе ТДТН-10000/110 и его устройстве РПН типа РС-4/200 используется газовое реле соответственно типа РГЧЗ-66 и RS-1000.

### 6.2.3. Максимальная токовая защита трансформатора

На трансформаторах наряду с защитами, действующими при повреждении в трансформаторе и его соединениях, предусматриваются резервные защиты для действия при внешних коротких замыканиях в случае отказа защит или выключателей смежных элементов. Одновременно они являются основными защитами шин, на которые работает трансформатор, если на шинах отсутствует собственная защита. В качестве защит от внешних коротких замыканий применяются токовые защиты с выдержкой времени с включением реле на полные токи фаз и на их симметричные составляющие. Эти защиты реагируют и на внутренние короткие замыкания, поэтому могут использоваться как резервные или даже как основные защиты трансформаторов.

#### Расчет МТЗ трансформатора

Расчет проводим в соответствии с /8/ в следующем порядке.

Определяем номинальные токи трансформатора:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{ТР}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (39)$$

где  $U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение соответствующей стороны трансформатора, кВ.

Для стороны высокого напряжения:

$$I_{\text{НОМ.В}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52.49 \text{ А.}$$

Для стороны среднего напряжения:

$$I_{\text{НОМ.С}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164.96 \text{ А.}$$

Для стороны низкого напряжения:

$$I_{\text{НОМ.Н}} = \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577.35 \text{ А.}$$

По максимальным рабочим токам (см. табл.3) выбираем следующие трансформаторы тока (по таблицам 5.9, 5.10 /5/).

Для стороны высокого напряжения: выносные типа ТФЗМ-110Б-ІХЛ1,  $n_{\text{T}} = 100/5$ .

Для стороны среднего напряжения: встроенные в выключатель типа ТВ-35-Ш-300/5ХЛ,  $n_T = 150/5$ .

Для стороны низкого напряжения: ТЛМ-10-У3,  $n_T = 600/5$ .

Определяем ток срабатывания МТЗ:

$$I_{с.з.} = \frac{k_H \cdot k_{сам.}}{k_B} \cdot I_{р.мах}, \quad (40)$$

где  $I_{р.мах}$  – максимальный рабочий ток, А;

$k_H$  – коэффициент надежности, для реле типа РТ-40 принимается равным 1.2;

$k_{сам.}$  – коэффициент, учитывающий самозапуск заторможенных двигателей (принимается равным  $k_{с.з.} = 1.2-1.3$  – для сельскохозяйственной нагрузки);

$k_B$  – коэффициент возврата токового реле (для реле РТ-40 принимается равным 0.8).

Для стороны высокого напряжения:  $I_{с.з.} = \frac{1.2 \cdot 1.25}{0.8} \cdot 72.254 = 135.48 \text{ А.}$

Для стороны среднего напряжения:  $I_{с.з.} = \frac{1.2 \cdot 1.25}{0.8} \cdot 104.75 = 196.41 \text{ А.}$

Для стороны низкого напряжения:  $I_{с.з.} = \frac{1.2 \cdot 1.25}{0.8} \cdot 431.3 = 808.69 \text{ А.}$

Проверяем чувствительность МТЗ.

Чувствительность МТЗ проверяется по минимальному току короткого замыкания в месте установки защиты:

$$k_{ч} = \frac{0,87 \cdot I_{к\ min}^3}{I_{с.з.}}, \quad (41)$$

Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности МТЗ должен быть не менее 1,5 для основной зоны защиты и не менее 1,2 – для резервной.

Для стороны высокого напряжения:

$$k_{ч\ осн} = \frac{1090}{135.48} = 8.05 > 1.5;$$

при коротком замыкании на стороне среднего напряжения:

$$k_{ч.рез} = \frac{295.61}{135.48} = 2.182 > 1.2;$$

при коротком замыкании на стороне низкого напряжения:

$$k_{ч.рез} = \frac{202.3}{135.48} = 1.493 > 1.2.$$

Для стороны среднего напряжения:

$$k_{ч.осн} = \frac{883}{196.41} = 4.496 > 1.5.$$

Для стороны низкого напряжения:

$$k_{\text{ч.осн}} = \frac{2115}{808.69} = 2.615 > 1.5.$$

Проверяем чувствительность МТЗ при питании по стороне 35 кВ.

Для стороны среднего напряжения:

$$k_{\text{ч.осн}} = \frac{1490}{196.41} = 7.586 > 1.5;$$

при коротком замыкании на стороне низкого напряжения:

$$k_{\text{ч.РЕЗ}} = \frac{854.3}{196.41} = 4.35 > 1.2.$$

Для стороны низкого напряжения:

$$k_{\text{ч.осн}} = \frac{2990}{808.69} = 3.697 > 1.5.$$

Таким образом МТЗ применимо, так как проходит по чувствительности. При срабатывании защита действует на стороне среднего и низкого напряжения на отключение своего выключателя, на стороне высокого напряжения – всех выключателей трансформатора.

Определяем ток срабатывания реле. Все обмотки трансформаторов защиты соединены в звезду  $k_{\text{СХ}}=1$ .

Для стороны высокого напряжения:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{135.48 \cdot 1 \cdot 5}{100} = 6.774 \text{ А},$$

принимаем реле РТ-40/10.

Для стороны среднего напряжения:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{196.41 \cdot 1 \cdot 5}{150} = 6.547 \text{ А},$$

принимаем реле РТ-40/10.

Для стороны низкого напряжения:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{808.69 \cdot 1 \cdot 5}{600} = 6.74 \text{ А},$$

принимаем реле РТ-40/10.

На многообмоточных трансформаторах максимальная токовая защита должна обеспечить отключение только того выключателя, со стороны которого происходит короткое замыкание. На трехобмоточном трансформаторе это достигается путем установки отдельных защит с каждой стороны и соблюдения следующего порядка при выборе выдержек времени:

для низкой стороны:

$$t_{\text{с.з.}} = 1.0 + 0.5 = 1.5 \text{ с};$$

для средней стороны:

$$t_{\text{с.з.}} = 1.5 + 0.5 = 2.0 \text{ с};$$

для высокой стороны:

$$t_{\text{с.з.}} = 2.0 + 0.5 = 2.5 \text{ с}.$$

Принимаем реле времени РВ-133, оперативный ток – постоянный, уставка по времени 0.5-9 с.

#### 6.2.4. Токовая защита нулевой последовательности

Одноступенчатая ненаправленная токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю устанавливается на стороне высшего напряжения в нейтрали трехобмоточных трансформаторов при наличии питания с других сторон трансформатора. Защита предназначена для резервирования отключения замыканий на землю на шинах 110 кВ, а также для резервирования основных защит трансформатора.

В случае, когда один из трансформаторов, установленных на подстанции, может работать с разземленной нейтралью, с целью исключения возникновения недопустимого режима работы трансформатора с изолированной нейтралью на выделившиеся шины или участок сети 110 кВ с замыканием на землю одной из фазы, защита трансформатора с заземленной нейтралью выполняется действующей: с первой выдержкой времени – на отключение выключателя 110 кВ трансформатора с разземленной нейтралью, затем со второй выдержкой времени – на отключение выключателя 110 кВ защищаемого трансформатора и затем на выходные промежуточные реле защиты трансформатора.

В случае, когда оба трансформатора подстанции работают всегда с заземленными нейтралью, цепь действующая с первой выдержкой времени на отключение выключателя другого трансформатора, не используется.

6.2.4.1. Расчет ТЗНП выполняется в соответствии с /8/.  
Первичный ток срабатывания защиты определяется как:

$$I_{0с.з} = k_{отс} \cdot I_{0нб} = 0.5 \cdot I_{ном.тр}, \quad (42)$$

где  $I_{0нб}$  – ток небаланса в нулевом проводе трансформатора тока в установившемся режиме при рассматриваемых внешних КЗ между тремя фазами, А;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1.25;

$I_{ном.тр}$  – номинальный ток силового трансформатора, А.

$$I_{0с.з} = 0.5 \cdot 52.5 = 26.24 \text{ А.}$$

Чувствительность реле тока защиты определяется по формуле

$$k_{ч} = \frac{3I_{0з}}{I_{0с.з}}, \quad (43)$$

где  $3I_{0з}$  – утроенный ток нулевой последовательности в месте установки защиты при металлическом КЗ на землю одной фазы в расчетной точке в режиме, обуславливающем наименьшее значение этого тока.

$$k_{ч} = \frac{3 \cdot 890}{26.25} = 101.7 > 1.2.$$

Таким образом ТЗНП проходит по чувствительности.

Время срабатывания защиты принимаем  $t_{с.з} = 0.5$  с.

Принимаем реле времени РВ-133, оперативный ток – постоянный, уставка по времени 0.5-9 с.

#### 6.2.5. Максимальная токовая защита от перегрузки

Режим перегрузки обычно бывает симметричным. Поэтому токовые защиты от перегрузок выполняются на реле тока, включенным на ток одной фазы. Защиты работают с выдержкой времени, большей выдержек времени защит от КЗ, на сигнал.

Защита от перегрузки трехобмоточного трансформатора с односторонним питанием устанавливается со сторон высшего и низшего напряжений.

Защита от перегрузки трехобмоточного трансформатора с двусторонним питанием выполняется с использованием трех реле, устанавливаемых со сторон высшего, среднего и низшего напряжений трансформатора в предположении, что возможна передача мощности со стороны среднего напряжения одновременно на стороны высшего и низшего напряжений.

Для защит от перегрузки всех сторон трехобмоточного трансформатора предусмотрено одно общее реле времени /7/. Защита действует на сигнал с выдержкой времени 9 с.

6.2.5.1. Расчет защиты от перегрузки выполнен согласно /8/.

Ток срабатывания реле тока защиты от перегрузки (действующей на сигнал) определяется по /8/, (10.1).

$$I_{с.з} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} I_{НОМ.ТР} , \quad (44)$$

где  $I_{НОМ.ТР}$  – номинальный ток обмотки трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемое реле;

$k_{отс}$  – коэффициент отстройки принимается равным 1.05;

$k_{в}$  – коэффициент возврата реле равный 0.8.

Для стороны высокого напряжения:  $I_{с.з.} = \frac{1.05}{0.8} \cdot 52.486 = 68.89 \text{ А.}$

Для стороны среднего напряжения:  $I_{с.з.} = \frac{1.05}{0.8} \cdot 164.96 = 216.51 \text{ А.}$

Для стороны низкого напряжения:  $I_{с.з.} = \frac{1.05}{0.8} \cdot 577.35 = 757.77 \text{ А.}$

Определяем ток срабатывания реле. Все обмотки трансформаторов защиты соединены в звезду  $k_{сх}=1$ .

Для стороны высокого напряжения:

$$I_{с.р.} = \frac{68.89 \cdot 1 \cdot 5}{100} = 3.445 \text{ А,}$$

принимаем реле РТ-40/6.

Для стороны среднего напряжения:

$$I_{с.р.} = \frac{216.51 \cdot 1 \cdot 5}{150} = 7.217 \text{ А,}$$

принимаем реле РТ-40/10.

Для стороны низкого напряжения:

$$I_{с.р.} = \frac{757.77 \cdot 1 \cdot 5}{600} = 6.315 \text{ А,}$$

принимаем реле РТ-40/10.

Время срабатывания защиты от перегрузок:  $t_{с.з} = 9$  с.

Принимаем реле времени РВ-133, оперативный ток – постоянный, уставка по времени 0.5-9 с.

#### 6.2.6. Технологическая автоматика трансформатора

В силовом трансформаторе ТДТН применяется принудительное дутьевое охлаждения масляных радиаторов воздухом, увеличивающее теплоотдачу на 40 %. В системе дутьевого охлаждения каждый радиатор обдувается двумя вентиляторами.

Включение и отключение вентиляторов дутья могут производиться в ручную и автоматически в зависимости от температуры масла или тока нагрузки.

Автоматическое включение дутья по температуре производится от контактов манометрического термометра ТЕМ-100, установленного на баке трансформатора при достижении температуры верхних слоев масла  $+55^{\circ}\text{C}$ . Отключение дутьевых вентиляторов происходит после снижения температуры верхних слоев масла до  $+50^{\circ}\text{C}$ . Питание электродвигателей устройств охлаждения трансформатора должно быть выполнено от двух источников.

На баке трансформатора установлено два манометрических термометра ТСМ-100.

Один из них служит для включения дутьевых вентиляторов, как описано выше, другой имеет уставку по температуре  $+95^{\circ}\text{C}$ . При достижении температуры масла до этого значения, на ГЩУ поступает сигнал и загорается световое табло, что свидетельствует о том, что температура масла, как охладителя для обмоток и стали, высока и трансформатор требуется разгрузить по мощности.

### Р а с ч е т з а щ и т о т х о д я щ и х л и н и й

#### 6.3.1. Расчет защит линий 10 кВ

Исходя из изложенного в п.6.1.2.1. данной ПЗ устанавливаем на отходящих линиях 10 кВ двухступенчатую токовую защиту от между фазных КЗ первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки (основная защита), а вторая – в виде МТЗ (резервная защита).

По максимальным рабочим токам отходящих от шин 10 кВ линий выбираем трансформаторы тока (табл.5.9 /5/) типа ТЛМ-10У3,  $n_T = 100/5$ .

Расчет токовой отсечки.

Токовая отсечка (ТО) действует без выдержки времени. В зону защиты ТО входит часть защищаемого присоединения. ТО отстраивается от максимального тока КЗ в конце защищаемого участка или от утроенного рабочего тока.

Ток срабатывания ТО определяется как

$$I_{с.о} = k_H \cdot I_{к.макс}, \quad (45)$$

где  $k_H = 1.2$ ;

$I_{к.макс}$  – максимальный ток КЗ в конце защищаемого участка, кА.

$$I_{с.о} = 3 \cdot I_{лр.макс}, \quad (46)$$

где  $I_{Л.Р.МАХ}$  – максимальный рабочий ток линии, А.

$$I_{C.O} = 3 \cdot 30.81 = 92.43 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты определяется выражением

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K.MIN}}{I_{C.O}}, \quad (47)$$

где  $I_{K.MIN}$  – ток, протекающий через защиту, в минимальном режиме при КЗ на шинах установки защиты, А.

$$k_{\text{ч}} = \frac{2115}{92.43} = 22.88 > 2.$$

Таким образом защита проходит по чувствительности.

Ток срабатывания реле определяем:

$$I_{C.P.} = \frac{92.43 \cdot 1 \cdot 5}{100} = 4.62 \text{ А,}$$

принимаем реле РТ-40/6.

Расчет МТЗ.

МТЗ является резервной защитой в зоны ее действия должны входить защищаемые присоединения полностью и часть резервируемых присоединений.

Расчет сводится к определению предельного значения контрольного тока и проверки чувствительности.

Ток срабатывания защиты определяем по формуле (40).

$$I_{C.З.} = \frac{1.2 \cdot 1.25}{0.8} \cdot 30.81 = 57.77 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты определяем по формуле (41).

$$k_{\text{ч}} = \frac{2115}{57.77} = 36.61 > 1.5.$$

Защита проходит по чувствительности.

Ток срабатывания реле:

$$I_{C.P.} = \frac{57.77 \cdot 1 \cdot 5}{100} = 2.89 \text{ А,}$$

принимаем реле РТ-40/6.

Время срабатывания МТЗ определяется при известных уставках линий сети 10 кВ.

### 6.3.2. Расчет защиты линии 35 кВ

Исходя из изложенного в п.6.1.2.2. данной ПЗ устанавливаем на отходящей линии 35 кВ двухступенчатую токовую защиту от между фазных КЗ первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки (основная защита), а вторая – в виде МТЗ (резервная защита).

По максимальному рабочему току линии выбираем трансформатор ток, встроенный в выключатель (табл. 5.10, /5/) типа ТВ-35-II-300/5ХЛ,  $n_T = 150/5$ .

Расчет токовой отсечки.

Токовая отсечка (ТО) действует без выдержки времени. В зону защиты ТО входит часть защищаемого присоединения. ТО отстраивается от максимального тока КЗ



в конце защищаемого участка или от утроенного рабочего тока. Коэффициент чувствительности, согласно ПУЭ должен быть не менее 2.

Ток срабатывания ТО определяем по формуле (46).

$$I_{C.O} = 3 \cdot 104.75 = 314.25 \text{ А.}$$

Чувствительность защиты определяем по формуле (47)

$$k_{\text{ч}} = \frac{883}{314.25} = 2.81 > 2.$$

Таким образом защита проходит по чувствительности.

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{314.25 \cdot 1 \cdot 5}{150} = 10.475 \text{ А,}$$

принимаем реле РТ-40/20.

Расчет МТЗ.

МТЗ является резервной защитой в зоны ее действия должны входить защищаемые присоединения полностью и часть резервируемых присоединений.

Расчет сводится к определению предельного значения контрольного тока и проверки чувствительности в основной и резервной зонах. Согласно ПУЭ коэффициент чувствительности защиты должен быть не менее 1.5 в основной зоне и не менее 1.2 – в резервной.

Ток срабатывания МТЗ линии "Михайловка-Орловка" выбираем большим из выражений (40) и (48).

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{Л1}} = k_{\text{Н}} \cdot I_{\text{с.о.}}^{\text{Л2}}, \quad (48)$$

где  $k_{\text{Н}} = 1.1$ ;

$I_{\text{с.з.}}^{\text{Л1}}$ - ток срабатывания МТЗ линии "Михайловка-Орловка", А.

$I_{\text{с.о.}}^{\text{Л2}}$ - ток срабатывания ТО линии "Орловка-Луговая", А, по (46).

$$I_{\text{с.о.}}^{\text{Л2}} = 3 \cdot 53.61 = 160.83 \text{ А.}$$

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{Л1}} = \frac{1.1 \cdot 1.25}{0.8} \cdot 104.75 = 180.04 \text{ А.}$$

$$I_{\text{с.з.}}^{\text{Л1}} = 1.1 \cdot 160.83 = 176.913 \text{ А.}$$

Принимаем ток срабатывания МТЗ 180.04 А.

Чувствительность защиты определяем по формуле (41).

$$k_{\text{ч.осн}} = \frac{702.35}{180.04} = 3.9 > 1.5.$$

$$k_{\text{ч.рез}} = \frac{567.14}{180.04} = 3.15 > 1.2.$$

Чувствительность защиты соответствует требованиям ПУЭ.

Ток срабатывания реле:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{180.04 \cdot 1 \cdot 5}{150} = 6 \text{ А,}$$

принимаем реле РТ-40/10.

Основным способом обеспечения селективности является согласование выдержек времени. За ступень селективности принимаем время равное 0.5 с.

Время срабатывания МТЗ линии "Михайловка-Орловка" отстраивается от времени срабатывания МТЗ линии "Орловка-Луговая":

$$t^{Л2}_{с.з.} = 0.5 \text{ с};$$

$$t^{Л1}_{с.з.} = t^{Л2}_{с.з.} + \Delta t = 0.5 + 0.5 = 1 \text{ с}.$$

Принимаем реле времени РВ-133, оперативный ток – постоянный, уставка по времени 0.5-9 с.

Защита находится на панелях типа ЭПЗ 1651-91, причем защиты действующих линий размещаем на разных панелях. Панель обеспечивает 3-ступенчатую токовую защиту при многофазных замыканиях с помощью токовой отсечки и МТЗ. На панели имеются устройства двукратного АПВ (реле типа РПВ 02).

#### О п и с а н и е т е х н о л о г и ч е с к и х

#### у с т р о й с т в з а щ и т и а в т о м а т и к и н а П С

Устройство АПВ должны предусматриваться для быстрого восстановления потребителей или межсистемных и внутрисистемных связей путем автоматического включения выключателей, отключенных устройствами релейной защиты.

Должно предусматриваться автоматическое повторное включение на воздушных и смешанных линиях всех типов напряжением выше 1 кВ (п. 3.2.2, /1/).

Устройство АПВ должны быть выполнены так, чтобы они не действовали при: отключении выключателя персоналом дистанционно или при помощи телеуправления;

автоматическом отключении от релейной защиты непосредственно после включения персоналом дистанционно или при помощи телеуправления; отключении выключателя защитой от внутренних повреждений трансформаторов(п. 3.3.3, /1/).

Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточиванию электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса (п. 3.3.31, /1/).

Устройство АВР, как правило, должно обеспечивать возможность его действия при исчезновении напряжения на шинах питаемого элемента, вызванном любой причиной, в том числе КЗ на этих шинах(п. 3.3.32, /1/).

При выполнении АВР должна учитываться недопустимость его действия на включение потребителей, отключенных устройствами АЧР. С этой целью должны применяться специальные мероприятия (например блокировка по частоте).

В связи с выше перечисленным на подстанции предусматривается следующий объем автоматизации:

АВР на секционных выключателях 35, 10 кВ;

- АВР на шинах 0.4 кВ собственных нужд;

АПВ на линиях 10 и 35 кВ.

## НАДЕЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ

### 7 . 1 . О б щ и е п о л о ж е н и я

Под надежностью понимается свойство системы выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации. Надежность системы обеспечивается такими ее свойствами элементов, как работоспособность, безотказность, ремонтпригодность, долговечность. В настоящее время в энергетике наибольшее распространение получили так называемые элементные методы оценки надежности систем, которые исходят из предположения, что система состоит из самостоятельных (в смысле анализа надежности) элементов, при этом функциональные зависимости между параметрами режимов отдельных элементов системы рассматриваются приближенно. Считается, что отказ системы в выполнении заданных функций наступает в результате отказа элементов, отказов противоаварийной автоматики. Разделение на "элемент" и "систему" носит условный характер. При анализе надежности схемы подстанции выключатель представляется как система, вероятность отказа которой состоит из вероятности отказа разъединителей, вероятности отказа самого выключателя в статическом состоянии, вероятности отказа выключателя в оперативном состоянии, вероятности отказа смежных с выключателем элементов, вероятности отказа релейной защиты и автоматики, вероятности отказа выключателя при оперативных переключениях.

Показатели надежности элементов энергосистем предназначены для сравнительных расчетов и оценок надежности энергосистем, электрических станций, электрических сетей, систем электроснабжения потребителей и узлов нагрузки, сравнительной оценки уровня надежности электроустановок и линий электропередачи в различных схемах и условиях эксплуатации, определения целесообразности и эффективности мероприятий и средств повышения надежности и совершенствования системы планово-предупредительных ремонтов, нормирования резервов оборудования, материалов, запасных частей /9/.

В качестве основных показателей надежности приняты:

параметр потока отказов  $\omega$ , 1/год;

среднее время восстановления  $T_B$ , ч;

продолжительность ремонтов (планового, текущего капитального)  $T_P$ , ч;

частота ремонтов (планового, капитального, текущего)  $\mu$ , 1/год.

Для линий электропередач используются также показатели надежности:

среднее число преднамеренных отключений  $\mu$ , 1/год;

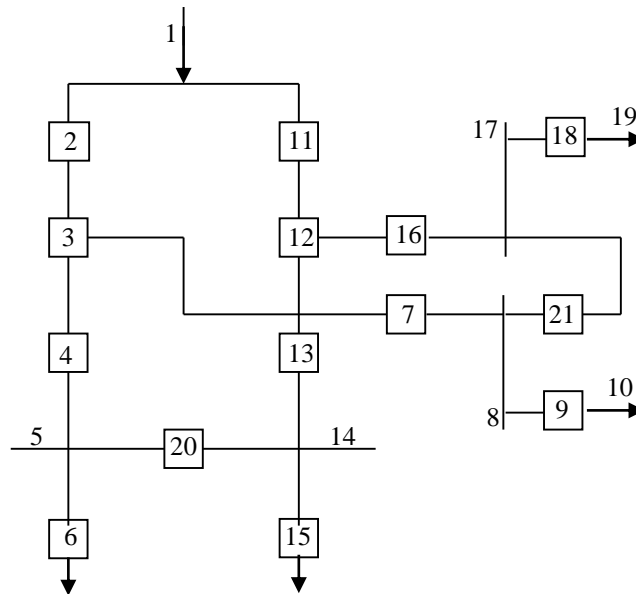
среднее время простоя при преднамеренных отключениях  $T_P$ , ч.

Для выключателей:

$a_{оп}$ ,  $a_k$  – относительная частота отказов выключателя при оперативных переключениях и КЗ соответственно.

7.2. Расчет надежности ПС  
Составляем электрическую схему замещения ПС Михайловка рис. 6.

Электрическая схема замещения ПС Михайловка



Исходные  
для расчета  
надежности  
подстанции  
(стр.487, /5/)

данные

Рис. 6

сведены в таблицу 16 и таблицу 17.

Таблица 16 - Показатели надежности

Элемент	U <sub>НОМ</sub> , кВ	ω, 1/год	T <sub>В</sub> , ч	μ, 1/год	T <sub>Р</sub> , ч
Трансформатор		0.014	70	0.75	28
Сборные шины	35	0.02	7	0.166	4
	10	0.03	7	0.166	5
ВЛ	110	0.66	11	1.6	15.5
	35	0.72	10	1.2	15
Выключатели	110	0.016	40	0.14	23
	35	0.02	25	0.141	9
	10	0.009	20	0.14	10
Разъединители	110	0.01	11	0.166	8
	35	0.01	6	0.166	6
	10	0.01	7	0.166	4

Таблица 17. Относительная частота отказов выключателей

Элемент	U <sub>НОМ</sub> , кВ	a <sub>оп</sub>	a <sub>к</sub>
Выключатель	110	0.006	0.013
	35	0.005	0.005
	10	0.003	0.002

Определяем вероятности отказа и вероятности безотказной работы каждого элемента схемы замещения.

Вероятность отказа определяем как

$$q = \frac{\omega \cdot T_B}{8760}, \quad (48)$$

Вероятность безотказной работы определяем как

$$p = 1 - q, \quad (49)$$

Для трансформатора:

$$q_{3,12} = \frac{0.014 \cdot 70}{8760} = 0.000112 ; p_{3,12} = 1 - 0.000112 = 0.999888 .$$

Для сборных шин 35 кВ:

$$q_{8,17} = \frac{0.02 \cdot 25}{8760} = 0.000016 ; p_{8,17} = 1 - 0.000016 = 0.999984 .$$

Для сборных шин 10 кВ:

$$q_{5,14} = \frac{0.03 \cdot 7 \cdot 14}{8760} = 0.000336 ; p_{5,14} = 1 - 0.000336 = 0.999664 .$$

Для ВЛ 110 кВ:

$$q_1 = \frac{0.66 \cdot 11 \cdot 30}{8760 \cdot 100} = 0.000246 ; p_1 = 1 - 0.000246 = 0.999754 .$$

Для ВЛ 35 кВ:

$$q_{10,19} = \frac{0.72 \cdot 10 \cdot 20.5}{8760 \cdot 100} = 0.0001685 ; p_{10,19} = 1 - 0.0001685 = 0.9998315 .$$

Для разъединителей 110 кВ:

$$q_p = \frac{0.01 \cdot 11}{8760} = 0.0000126 ; p_p = 1 - 0.0000126 = 0.9999874 .$$

Для разъединителей 35 кВ:

$$q_p = \frac{0.01 \cdot 6}{8760} = 0.00000685 ; p_p = 1 - 0.00000685 = 0.99999315 .$$

Для разъединителей 10 кВ:

$$q_p = \frac{0.01 \cdot 7}{8760} = 0.00000799 ; p_p = 1 - 0.00000799 = 0.99999201 .$$

Для выключателей вероятность отказа определяем как

$$q_v = q_{ст} + q_{оп} + q_{авт} + q_p, \quad (50)$$

где  $q_{ст}$  – вероятность отказа выключателя в статическом состоянии по (48);

$q_{оп}$  - вероятность отказа выключателя при оперативных переключениях по (51);

$q_{авт}$  - вероятность отказа выключателя при КЗ по (52);

$q_p$  – вероятность отказа разъединителей по (48).

$$q_{оп} = N \cdot a_{оп} \cdot q_{л}, \quad (51)$$

где  $N$  – число оперативных переключений.

$$q_{авт} = a_k(q_{дфз} + q_{г})q_{т}, \quad (52)$$

где  $q_{дфз}$  – вероятность отказа дифзащиты трансформатора, равная 0.022;

$q_{г}$  – вероятность отказа газовой защиты трансформатора, равная 0.003.

Для выключателей 110 кВ:

$$q_{2,11} = \frac{0.016 \cdot 40}{8760} + 0.006 \cdot 6 \cdot \frac{40}{8760} + 0.013 (0.022 + 0.003) 0.000112 +$$

$$+ 0.000249 (1 + 0.304)) + 2 \cdot 0.0000126 = 0.00026684 .$$

$$p_{2,11} = 1 - 0.00026684 = 0.9997332 .$$

**Для выключателей 35 кВ:**

$$q_{7,16} = \frac{0.02 \cdot 25}{8760} + 0.005 \cdot 6 \cdot \frac{25}{8760} + 0.005 (0.022 + 0.003) 0.000112 +$$

$$+ 0.000016)) + 2 \cdot 0.00000685 = 0.0001682 .$$

$$p_{7,16} = 1 - 0.0001682 = 0.9998318 .$$

$$q_9 = \frac{0.02 \cdot 25}{8760} + 0.005 \cdot 15 \cdot \frac{25}{8760} + 0.005 (0.000016 + 0.0001685 \times$$

$$\times (1 + 0.327)) + 2 \cdot 0.00000685 = 0.0002975 .$$

$$p_9 = 1 - 0.0002975 = 0.9997025 .$$

$$q_{18} = \frac{0.02 \cdot 25}{8760} + 0.005 \cdot 15 \cdot \frac{25}{8760} + 0.005 (0.000016 + 0.0002055 \times$$

$$\times (1 + 0.327)) + 2 \cdot 0.00000685 = 0.0002678 .$$

$$p_{18} = 1 - 0.0002678 = 0.9997322 .$$

**Для выключателей 10 кВ:**

$$q_{4,13} = \frac{0.009 \cdot 20}{8760} + 0.003 \cdot 6 \cdot \frac{20}{8760} + 0.002 (0.022 + 0.003) 0.000112 +$$

$$+ 7 \cdot 0.000024) + 2 \cdot 0.00000799 = 0.000078 .$$

$$p_{4,13} = 1 - 0.000078 = 0.999922 .$$

**Для линейных выключателей 10 кВ учитываем отказ только в стационарном состоянии:**

$$q_{6,15} = 7 \frac{0.009 \cdot 20}{8760} = 0.000144 .$$

$$p_{6,15} = 1 - 0.000144 = 0.999856 .$$

На рис.7 приведена схема замещения ПС с точки зрения надежности.

Электрическая схема замещения с точки зрения надежности

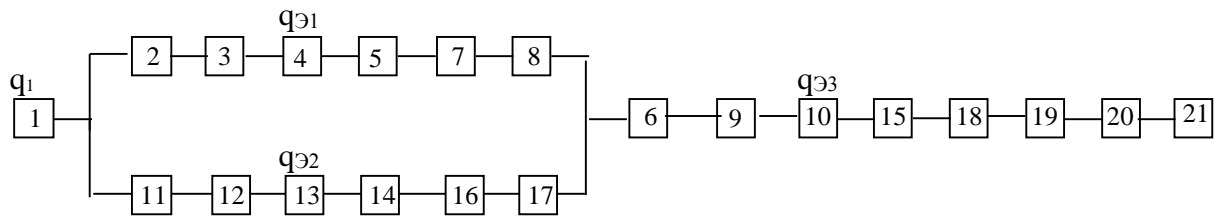


Рис. 7

Определяем вероятность отказа и вероятность безотказной работы схемы, состоящей из последовательно и параллельно соединенных элементов.

$$p_{э1} = p_2 p_3 p_4 p_5 p_7 p_8 = 0.9997332 \cdot 0.999888 \cdot 0.999922 \times \\ \times 0.999664 \cdot 0.9998318 \cdot 0.999984 = 0.9990234.$$

$$p_{э2} = p_{э1} = 0.9990234.$$

$$q_{э4} = (1 - 0.9990234)^2 = 0.0954 \cdot 10^{-5}.$$

$$p_c = p_1 p_{э4} p_6 p_9 p_{10} p_{15} p_{18} p_{19} p_{20} p_{21} = 0.999751 \cdot (1 - \\ - 0.0954 \cdot 10^{-5}) \cdot 0.999856 \cdot 0.9997025 \cdot 0.9998315 \cdot 0.999856 \times \\ \times 0.9997322 \cdot 0.9998315 \cdot 0.999943 \cdot 0.9999795 = 0.99848.$$

$$q_c = 1 - 0.99848 = 0.00152.$$

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности при этом вероятность отказа системы равна:

$$q_c = q(S/A_1 A_2 A_3 A_4) p(A_1) p(A_2) p(A_3) p(A_4) + q(S/A'_1 A_2 A_3 A_4) q(A_1) \times \\ \times p(A_2) p(A_3) p(A_4) + q(S/A_1 A'_2 A_3 A_4) p(A_1) q(A_2) p(A_3) p(A_4) + \\ + q(S/A_1 A_2 A'_3 A_4) p(A_1) p(A_2) q(A_3) p(A_4) + q(S/A_1 A_2 A_3 A'_4) p(A_1) \times \\ \times p(A_2) p(A_3) q(A_4) + q(S/A'_1 A'_2 A_3 A_4) q(A_1) q(A_2) p(A_3) p(A_4) + \\ + q(S/A'_1 A_2 A'_3 A_4) q(A_1) p(A_2) q(A_3) p(A_4) + q(S/A'_1 A_2 A_3 A'_4) q(A_1) \times \\ \times p(A_2) p(A_3) q(A_4) + q(S/A_1 A'_2 A'_3 A_4) p(A_1) q(A_2) q(A_3) p(A_4) + \\ + q(S/A_1 A_2 A'_3 A'_4) p(A_1) q(A_2) p(A_3) q(A_4) + q(S/A_1 A_2 A_3 A'_4) p(A_1) \times \\ \times p(A_2) q(A_3) q(A_4) + q(S/A_1 A'_2 A'_3 A_4) p(A_1) q(A_2) q(A_3) p(A_4) + \\ + q(S/A'_1 A'_2 A'_3 A_4) q(A_1) q(A_2) q(A_3) p(A_4) + (S/A'_1 A'_2 A_3 A'_4) q(A_1) \times \\ \times q(A_2) p(A_3) q(A_4) + q(S/A'_1 A_2 A'_3 A'_4) q(A_1) p(A_2) q(A_3) q(A_4) + \\ + q(S/A_1 A'_2 A'_3 A'_4) p(A_1) q(A_2) q(A_3) q(A_4) + q(S/A_1 A_2 A_3 A_4) p(A_1) \times \\ \times p(A_2) p(A_3) p(A_4) + q(S/A_1 A_2 A_3 A_4) p(A_1) p(A_2) p(A_3) p(A_4) + \\ + q(S/A'_1 A'_2 A'_3 A'_4) q(A_1) q(A_2) q(A_3) q(A_4). \quad (53)$$

где  $A_1, A_3$  – события, означающие успешную работу РЗ;

$A_2, A_4$  – события, означающие успешную работу АВР;

$A'_1, A'_3$  – отказ РЗ;

$A'_2, A'_4$  – отказ АВР.

$$A_1 = A_3 = 0.025.$$

$$A_2 = A_4 = 0.12.$$

$$q_c = 0.00152 \cdot (1 - 0.025)^2 (1 - 0.12)^2 + 0.5(0.0000045 + \\ + 0.000242 + 0.0068445 + 2(0.009438 + 0.050193 + 0.000033 +$$



$$+0.0001755)+ 4 \cdot 0.001287)=0.06708.$$

$$p_c = 1 - 0.06708 = 0.93292.$$

### 7.2.1. Расчет показателей надежности с учетом преднамеренных отключений элементов

Поток отказов для последовательно соединенных элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}}, \quad (54)$$

где  $\omega_{\text{пр.наиб}}$  - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$$\begin{aligned} \omega_2 = \omega_1 = & \frac{\omega_1 \cdot 1}{100} (1 + K_{\text{АПВ}}) + \omega_{\text{СТ2}} + 2\omega_{\text{P2}} + a_{\text{ОП}}N + a_{\text{АВТ}} \left( \frac{\omega_1 \cdot 1}{100} (1 + K_{\text{АПВ}}) + \omega_3 \right) + \\ & + \omega_3 + \omega_{\text{СТ2}} + 2\omega_{\text{P2}} + a_{\text{ОП}}N + a_{\text{АВТ2}} \left( \frac{\omega_1 \cdot 1}{100} (1 + K_{\text{АПВ}}) + \omega_3 \right) + \omega_{\text{СТ7}} + 2\omega_{\text{P7}} + \\ & + a_{\text{ОП}}N + a_{\text{АВТ4}} (\omega_3 + \omega_8) + \omega_{\text{СТ4}} + 7\omega_5 + 7\omega_6 + \omega_{\text{СТ7}} + a_{\text{ОП}}N + a_{\text{АВТ7}} (\omega_3 + \omega_8) + \\ & + \omega_{\text{СТ.НАИБ}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_1 = & 0.66 \cdot 30 / 100 (1 + 0.304) + 0.016 + 0.006 \cdot 6 + 2 \cdot 0.01 + 0.013 \times \\ & \times (0.66 \cdot 30 / 100 (1 + 0.304) + 0.014) + 0.014 + 0.016 + 2 \cdot 0.01 + 0.006 \times \\ & \times 6 + 0.013 (0.014 + 0.66 \cdot 30 / 100 (1 + 0.304)) + 0.02 + 2 \cdot 0.01 + 7 \times \\ & \times 0.005 + 0.005 (0.014 + 0.02) + 0.009 + 7 \cdot 0.03 + 7 \cdot 0.009 + 0.02 + \\ & + 2 \cdot 0.01 + 0.005 \cdot 6 + 0.005 (0.014 + 0.02) + 1.6 = 2.451 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_3 = & 14\omega_{\text{P6}} + 14\omega_{\text{P15}} + \omega_{10} + a_{\text{ОП9}}N + a_{\text{АВТ9}} \left( \frac{\omega_{10} \cdot 1}{100} (1 + K_{\text{АПВ}}) + \omega_8 \right) + \omega_{19} + \\ & + a_{\text{ОП18}}N + a_{\text{АВТ18}} \left( \frac{\omega_{19} \cdot 1}{100} + \omega_{17} \right) + 7\omega_{\text{СТ15}} + 7\omega_6 + \omega_{\text{СТ.НАИБ}} . \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \omega_3 = & 14 \cdot 0.01 + 14 \cdot 0.01 + 0.72 \cdot 20.5 / 100 + 0.005 \cdot 15 + 0.005 \times \\ & \times (0.72 \cdot 20.5 / 100 (1 + 0.304) + 0.014) + 0.72 \cdot 25.5 / 100 + \\ & + 0.005 \cdot 15 + 0.005 \times (0.72 \cdot 25.5 / 100 (1 + 0.304) + 0.014) + \\ & + 7 \cdot 0.009 + 7 \cdot 0.009 + 1.2 = 2.09. \end{aligned}$$

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим как:

$$\omega_{\text{II,III}} = \omega_{\text{II}} \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{III}} \cdot q_{\text{II}} + \omega_{\text{II}}^* \cdot q_{\text{прIII}} + \omega_{\text{III}}^* \cdot q_{\text{прII}}, \quad (55)$$

где  $q_{\text{пр}}$  - вероятность преднамеренного отключения цепочки.

$$\begin{aligned} \omega_{1,2} = & \omega_1 q_{\text{Э2}} + \omega_2 q_{\text{Э1}} + \omega_1^* q_{\text{пр2}} + \omega_2^* q_{\text{пр1}} = 2.451 \cdot 0.0009766 + \\ & + 2.451 \cdot 0.0009766 + 0.851 \cdot 28 \cdot 0.75 / 8760 + 0.851 \cdot 28 \times \\ & \times 0.75 / 8760 = 0.00886 \end{aligned}$$

Интенсивность отказа для системы

$$\omega_c = \omega_{1,2} + \omega_3 + \omega_{\text{Л}} = 0.00886 + 2.09 + 0.198 = 0.0497.$$

Фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного простоя другого

$$K_{\text{пр}} = 1 - e^{-t_{\text{пр}}/t_{\text{ср}}}, \quad (56)$$

Определяем среднее время восстановления каждой цепи

$$t_B = \frac{q_{II}}{w_{II}^*}, \text{ ч}, \quad (57)$$

$$t_{B1} = \frac{q_{II}}{w_{II}^*} = \frac{0.0009766}{0,851} = 10 \text{ ч},$$

$$t_{B1} = t_{B2} = 10 \text{ ч}.$$

$$K_{\text{пр}} = 1 - e^{-28/10} = 0.9362,$$

Средняя вероятность отказа системы:

$$K_{\text{ПС}} = q_C = q_1 q_2 + K_{\text{пр}1} q_{\text{пр}1} q_{\text{пр}2} + K_{\text{пр}2} q_{\text{пр}1} q_{\text{пр}2} \quad (58)$$

$$K_{\text{ПС}} = q_C = 0.0009766 \cdot 0.0009766 + 0.9362 \cdot 28 \cdot 0.75/8760 + 0.9362 \cdot 28 \cdot 0.75/8760 = 0.00015$$

Среднее время восстановления системы определяем как

$$t_{\text{вс}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{\omega_C} \quad (59)$$

$$t_{\text{вс}} = (0.00015/0.0497)8760 = 26.44 \text{ ч}.$$

Среднее время безотказной работы системы

$$T_C = \frac{1}{\omega_C}, \quad (60)$$

$$T_C = 1/0.0497 = 20.1 \text{ лет}.$$

Количество недоотпущенной электроэнергии потребителям, МВт·ч/год:

$$W_{\text{нед}} = q_C \cdot P_{\text{max}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (61)$$

где  $P_{\text{max}}$  - максимальная активная мощность, передаваемая через ПС, МВт;

$T_{\text{max}}$  - число часов использования максимума нагрузки, ч.

$$W_C = 0.00015 \cdot 13.82 \cdot 5000 = 10.365 \text{ МВт·ч/год}.$$

## 8. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

### 8.1. Безопасность проекта

Здоровье и безопасность условий труда работников, обслуживающих электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

В соответствии с требованиями для обеспечения нормальных условий труда предусматривается /11/:

компоновка подстанции, обеспечивающая возможность применения при ремонтах и эксплуатационном обслуживании автокранов, телескопических вышек, инвентарных устройств и средств малой механизации;  
 рабочее и аварийное освещение;  
 отопление ОПУ;  
 электромагнитная блокировка коммутационных аппаратов, исключающая ошибочные действия персонала при оперативных переключениях;  
 заземление корпусов аппаратов;  
 устройство путей перекатки трансформаторов, облегчающих монтаж тяжеловесного оборудования;  
 ограждение территории подстанции;  
 выгораживание подъездов к ОПУ;  
 грозозащита подстанции а также защита оборудования от волн перенапряжений;  
 обеспечение нормируемых ПУЭ габаритов;  
 устройство подъездов к подстанции;  
 телефонизация и радиофикация подстанции;  
 санитарно-бытовые помещения, а также сети канализации и водопровода.

#### 8.1.1. Заземление подстанции

Заземление какой-либо части электрической установки – это преднамеренное соединение ее с заземляющим устройством с целью сохранения на ней достаточно низкого потенциала и обеспечения нормальной работы системы или ее элементов в выбранном режиме. Различают три вида заземлений: рабочее, защитное (для обеспечения безопасности людей) и заземление молниезащиты /1/.

Рабочее заземление сети – это соединение с землей некоторых точек сети (нейтрали обмоток силовых трансформаторов и генераторов и др.) со следующей целью: снижение уровня изоляции элементов электроустановки, эффективная защита сети разрядниками от атмосферных перенапряжений, снижение коммутационных перенапряжений, упрощение релейной защиты от однофазных КЗ и т.д. /1/

Защитное заземление – это заземление всех металлических частей установки, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Защитное заземление выполняется для того, чтобы повысить безопасность эксплуатации, уменьшить вероятность поражения людей электрическим током в процессе эксплуатации электрических установок /1/.

Заземление молниезащиты предназначено для отвода в землю тока молнии и атмосферных индуцированных перенапряжений от молниеотвода, защитных тросов и разрядников и для снижения потенциалов отдельных частей установки по отношению к земле.

Рабочее и защитное заземление должны выполнять свое назначение в течение всего года, заземление грозозащиты – только в грозовой период /1/.

Так как системы заземления различного назначения в пределах установки практически не могут быть выполнены изолированными друг от друга и должны иметь при замыкании на землю одинаковый потенциал, то все они объединяются между собой в общую систему заземления подстанции. При объединении уменьшаются суммарное сопротивление заземления и общие затраты на заземляющие устройства /1/.

Однако заземление молниезащиты отдельно стоящих молниеотвода, тросов, разрядников, находящихся за оградой объекта, желательно выполнять по возможности сосредоточенными и обособленными от подстанционных заземлений, чтобы предотвратить занос высоких потенциалов на общую систему заземления, на корпуса каркасы и опорные конструкции оборудования.

Согласно ПУЭ заземляющее устройство, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0.5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории подстанции следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединять их между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0.5-0.7 м от поверхности земли и на расстоянии 0.8-1.0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение этого расстояния до 1.5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены одна к другой, а расстояние между фундаментами или основаниями двух рядов не превышало 3.0 м /1/.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0.5-0.7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4.0; 5.0; 6.0; 7.5; 9.0; 11.0; 13.5; 16.0 и 20.0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать  $6 \times 6 \text{ м}^2$  /1/.

Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, так, чтобы они образовывали замкнутый контур.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, должно обеспечивать в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированных. Сопротивление заземляющего устройства при этом определяется по допустимому напряжению на заземляющем устройстве и току замыкания на землю. При определении значения допустимого напряжения прикосновения в качестве расчетного времени воздействия следует принимать сумму времени действия защиты и полного времени отключения

выключателя. При этом определения допустимых значений напряжений прикосновения у рабочих мест, где при производстве оперативных переключениях могут возникнуть КЗ на конструкции, доступные для прикосновения производящему переключения персоналу, следует принимать время действия резервной защиты, а для остальной территории – основной /1/. Внешнюю ограду подстанции не рекомендуется присоединять к заземляющему устройству. Если от электроустановки отходят ВЛ 110 кВ и выше, то ограду следует заземлить с помощью вертикальных заземлителей длиной 2-3 м, установленных у стоек ограды по всему ее периметру через 20-50 м /1/. Расчет по допустимому сопротивлению приводит к неоправданному перерасходу проводникового материала и трудозатрат при сооружении заземляющих устройств для подстанций небольшой площади, не имеющих естественных заземлителей. Опыт эксплуатации РУ 110 кВ и выше позволяет перейти к нормированию напряжения прикосновения, а не величины сопротивления заземлителя /4/.

Расчет проводим в соответствии с /4/ в следующем порядке:

Определяем напряжение на заземлителе

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{k_{\text{п}}}, \quad (62)$$

где  $U_{\text{пр.доп}}$  - наибольшее допустимое напряжение прикосновения, В;

$k_{\text{п}}$  – коэффициент напряжения прикосновения определяется по формуле (63).

$$k_{\text{п}} = \frac{M \beta}{\left( \frac{l_{\text{в}} l_{\text{г}}}{a \sqrt{S}} \right)^{0.45}}, \quad (63)$$

где  $l_{\text{в}}$  – длина вертикального заземлителя, м;

$l_{\text{г}}$  – длина горизонтальных заземлителей, м;

$a$  – расстояние между вертикальными заземлителями, м;

$S$  – площадь заземляющего устройства, м<sup>2</sup>;

$M$  – параметр, зависящий от коэффициента сезонности, определяется по /4/ стр. 598;

$\beta$  - коэффициент, определяемый по сопротивлению тела человека и сопротивлению растекания тока от ступней по (64).

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}, \quad (64)$$

где  $R_{\text{ч}}$  - сопротивление тела человека, принимают 1000 Ом;

$R_{\text{с}}$  - сопротивление растекания тока от ступней, определяется по (65).

$$R_{\text{с}} = 1.5 \cdot \rho_1, \quad (65)$$

Определяем предельно-допустимое сопротивление

заземляющего устройства

$$R_{з, доп} = \frac{U_3}{I_3}, \quad (66)$$

где  $I_3$  – ток, стекающий с заземлителя проектируемого заземляющего устройства при однофазном КЗ, приближенно принимается равным току однофазного КЗ, А.

Определяем общее сопротивление сложного заземлителя, преобразованного в расчетную модель

$$R_3 = A \frac{\rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_T + L_B}, \quad (67)$$

где  $\rho_3$  – эквивалентное удельное сопротивление земли, Ом·м, определяется по таблице 7.6, /4/;

$L_B$  – общая длина вертикальных заземлителей, м, определяется по (68);

$A$  – коэффициент определяется по (69) или (70).

$$L_B = l n_B, \quad (68)$$

где  $n_B$  – число вертикальных заземлителей по периметру контура, определяется по (71).

$$\text{При } 0 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0.1$$

$$A = 0.444 - 0.84 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (69)$$

где  $t$  – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя, м.

$$\text{При } 0.1 \leq \frac{l_B + t}{\sqrt{S}} \leq 0.5:$$

$$A = 0.385 - 0.25 \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}. \quad (70)$$

$$n = \frac{4 \sqrt{S}}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}. \quad (71)$$

Полученное значение  $U_3$  сравнивают с предельно-допустимым  $U_{з, доп}$ . Заземлитель выполнен в виде сетки. Удельное сопротивление верхнего слоя грунта равно 56.2 Ом·м.

Во второй климатической зоне коэффициент сезонности ( $\psi$ ) равен 2.1, тогда удельное сопротивление нижнего слоя грунта будет равно

$$\rho_2 = \frac{56.2}{2.1} = 26.762 \text{ Ом.}$$

Контур заземляющей сетки расположен с выходом за границы оборудования, чтобы человек при прикосновении к оборудованию не мог находиться за пределами заземления.

Площадь, используемая под заземлитель определяем по плану подстанции.

$$S = 65.3 \times 36.2 = 2381.96 \text{ м}^2.$$

Принимаем расстояние между горизонтальными и вертикальными заземлителями допустимое ПУЭ – 20 м. Длину вертикальных электродов берём равную 5 метров и диаметром 12 мм. Диаметр горизонтальных электродов принимаем 10 мм.

Глубину залегания заземлителей принимаем 0.7 м.

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1.5 \cdot 56.2} = 0.922.$$

Общая длина горизонтальных полос в сетке

$$L_{\Gamma} = 65.8 \cdot 36.2 / 20 + 36.2 \cdot 65.8 / 20 = 238.196 \text{ м.}$$

$$36.2 / 20 = 3.29, \text{ принимаем } 3.$$

$$65.8 / 20 = 1.81, \text{ принимаем } 2.$$

Уточняем величину  $L_{\Gamma}$

$$L_{\Gamma} = 65.8 \cdot 2 + 36.6 \cdot 2 = 269.8 \text{ м.}$$

Коэффициент прикосновения

$$k_{\Pi} = \frac{0.621 \cdot 0.922}{\left( \frac{5 \cdot 269.8}{20 \sqrt{2381.96}} \right)^{0.45}} = 0.495.$$

Определяем наибольшее допустимое напряжение прикосновения по /4/ стр. 596, при длительности воздействия 0.2 с (время отключения выключателя),  $U_{\text{пр.доп}} = 400 \text{ В}$ . При длительности воздействия 0.7 с (время срабатывания резервной защиты и время отключения выключателя),  $U_{\text{пр.доп}} = 130 \text{ В}$ .

Напряжение на заземлители

$$U_3 = 400 / 0.495 = 808.1 \text{ В.}$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную квадратную модель со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{65.8 \cdot 36.2} = 48.81 \text{ м.}$$

Число ячеек по стороне квадрата

$$m = 269.8 / (2 \cdot 48.81) = 1.764, \text{ принимаем } 2.$$

Длина полос в расчетной модели

$$L'_{\Gamma} = 2 \cdot 48.81 (2+1) = 292.86 \text{ м.}$$

Длина сторон ячейки

$$b = 48.81 / 2 = 24.405 \text{ м.}$$

Число вертикальных заземлителей по периметру контура

$$n_{\text{В}} = 48.81 \cdot 4 / 20 = 9.76, \text{ принимаем } 10.$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = 5 \cdot 10 = 50 \text{ м.}$$

Относительная глубина

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = (5+0.7)/48.81 = 0.117,$$

тогда по (69):

$$A = 0.444 - 0.84 \cdot 0.117 = 0.346.$$

По таблице 7.6 /4/ для  $\rho_1/\rho_2 = 2.1$ ;  $a/l_B = 4$ ;

$(h_1-t)/l_B = 0.26$  определяем  $\rho_{\Sigma}/\rho_2 = 1.15$ ,  $\rho_{\Sigma} = 30.78 \text{ Ом}\cdot\text{м}$ .

Общее сопротивление сложного заземлителя

$$R_{\Sigma} = 0.346 \frac{30.78}{48.81} + \frac{30.78}{292.86 + 50} = 0.308 \text{ Ом},$$

Напряжение прикосновения

$$U_{\text{ПР}} = 0.495 \cdot 890 \cdot 0.308 = 136 \text{ В},$$

$U_{\text{ПР}} < U_{\text{ПР.доп}}$ , так как  $136 < 400$ , требования ПУЭ удовлетворены.

На рисунке 8 представлена расчетная модель для расчета сложных заземлителей.

На рисунке 9 представлено заземляющее устройство подстанции.



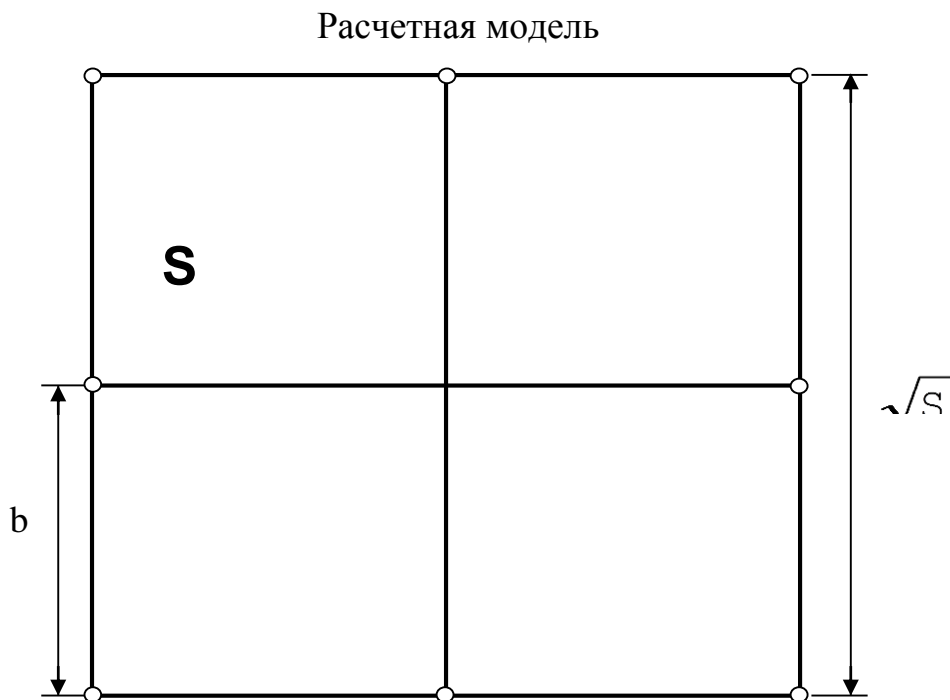


Рис.8

Заземляющее устройство подстанции (рис.9) выполнено в соответствии с требованиями ПУЭ. Поэтому число горизонтальных заземлителей в нем больше чем в расчетной модели. Общая длина горизонтальных полос в сетке  $L_{\Gamma} = 560.6$  м. Число вертикальных заземлителей по периметру контура  $n_{\text{в}} = 10$ . Общая длина вертикальных заземлителей  $L_{\text{в}} = 50$  м. Исходя из этого можно сделать вывод, что заземляющее устройство подстанции будет удовлетворять требования ПУЭ по напряжению прикосновения.

## Заземляющее устройство подстанции

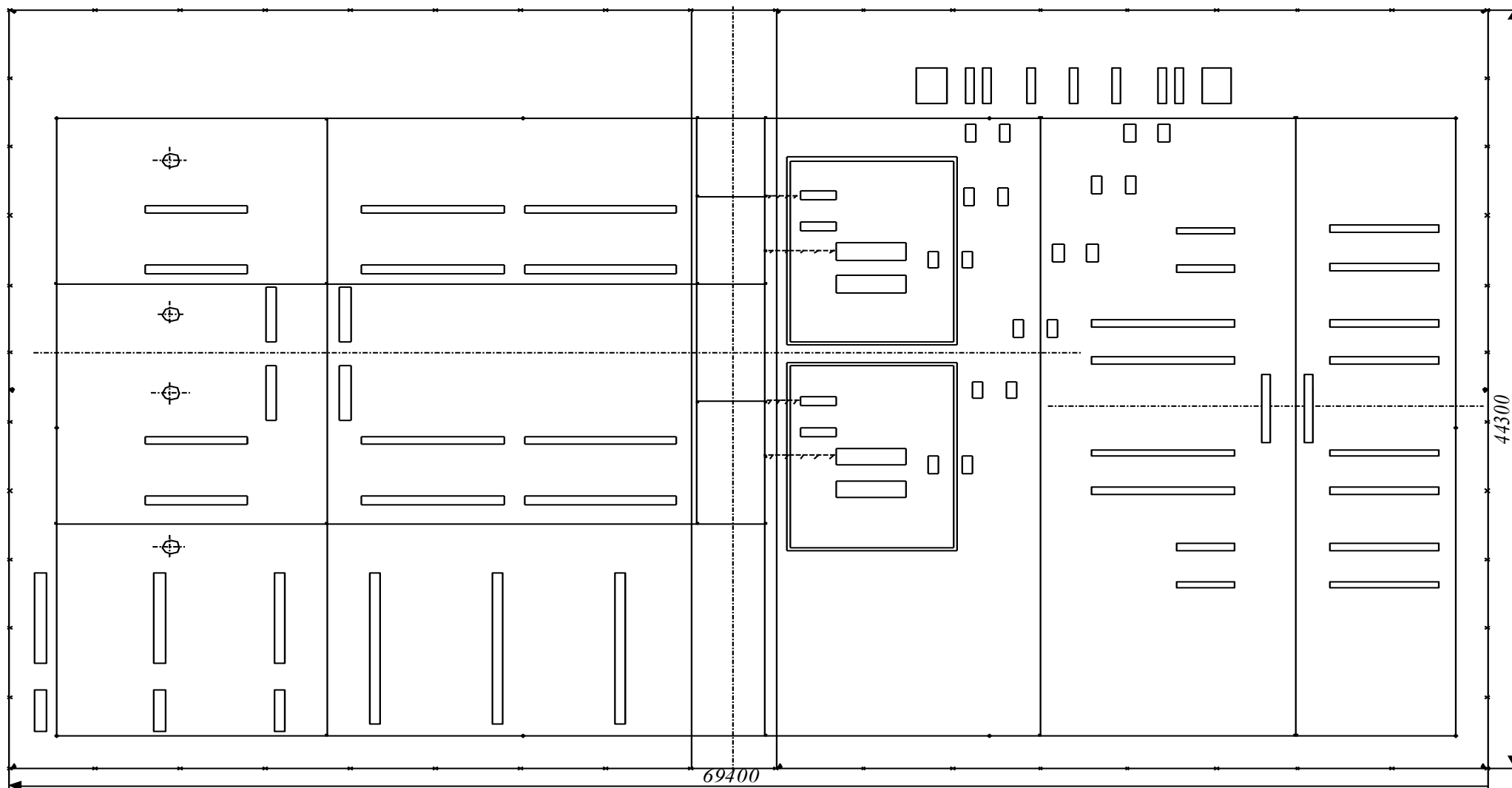


Рис . 9

## 8.2. Экологичность проекта

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников, закрытых маслоотводов и закрытого маслосборника.

Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения гидрантами за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформатора выполняются из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечений с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра.

Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды от гидрантов. Принимается маслосборник емкостью 10 м<sup>3</sup>. Специальные мероприятия по шумозащите проектом не предусматриваются, так как для ПС с трансформаторами мощностью менее 40 МВ·А санитарные разрывы зоны вредного шумового воздействия не нормируются, к тому же ПС находится за пределами села.

Предусматривается срезка плодородного слоя толщиной 0,3 м и отвозка его на расстояние 2 км. Часть срезанного грунта остается для озеленения ПС.

В проекте учтены требования Основ земельного законодательства Российской Федерации.

Земля, отводимая в постоянное пользование под ПС должна быть восстановлена путем освоения новых земель. Затраты на освоение земли, взамен изымаемой в постоянное пользование и средства на возмещение убытков землепользователями учтены сметой на строительство ПС.

## 8.3. Чрезвычайные ситуации

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причинами воспламенения могут быть электрические искры, дуги, короткие замыкания и перегрузка проводов, неисправности электрических машин и аппаратов, а также грозовые перенапряжения, молния.

Чтобы избежать последних причин пожара на подстанции сооружается молниезащита.

### 8.3.1. Молниезащита подстанции

Одним из важных условий бесперебойной работы подстанции является обеспечение надежной грозозащиты зданий, сооружений и электрооборудования подстанции.

Правильно выполненная молниезащита надежно защищает объект и тем самым значительно повышает его эксплуатационные показатели. В то же время дополнительные затраты на устройство молниезащиты по сравнению с общими затратами на строительство подстанции, как правило, весьма незначительны (не более 0.2%). Необходимость молниезащиты различных сооружений и установок связана с тем, что при ударах молнии на них оказываются определенные

воздействие, представляющее опасность как для самих сооружений и так и для находящихся в них людей. Аварийное отключение подстанции высокого напряжения приводит к длительному перерыву в электроснабжении потребителей и к большому народнохозяйственному ущербу. Поэтому к молниезащите подстанций предъявляются жесткие требования.

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний.

Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми и тросовыми молниеотводами.

Подстанция располагается в районе с грозовой деятельностью 45 грозовых часов в год - согласно /10/ подлежит обязательной молниезащите.

### 8.3.2. Расчет молниезащиты подстанции

Для защиты подстанции от прямых попаданий молнии используем отдельностоящие стержневые молниеотводы.

Необходимо защитить шинные (высота 6,5 м) и линейные (высота 11,35 м) порталы молниеотводами, так как высота остальных элементов подстанции значительно ниже и они попадут в зону защиты молниеотводов. Ставим три молниеотвода один из которых размещаем на опоре питающей ВЛ 110 кВ, а два других - на опорах ВЛ 35 кВ.

Зоны защиты молниеотводов рассчитываем как рассчитываются многократные молниеотводы, по /10/.

Расчет проводим в соответствии с /10/ по формулам:

Радиус зоны защиты на земле определяем как

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot h) \cdot h, \quad (72)$$

где  $h$  - высота молниеотвода, м.

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта определяем как

$$r_x = (1.1 - 0.002 \cdot h) \left( h - \frac{h_x}{0.85} \right), \quad (73)$$

где  $h_x$  - высота защищаемого для объекта, м.

Минимальную высоту зоны защиты двух молниеотводов при  $L \leq h$  определяем как

$$h_{\min} = h_0, \quad (74)$$

где  $h_0 = 0.85 \cdot h$ ;

$L$  – расстояние между молниеотводами, м.

Минимальную высоту зоны защиты двух молниеотводов при  $L \geq h$ , определяем как

$$h_{\min} = h_0 - (0.17 + 0.0003 \cdot h)(L - h). \quad (75)$$

Наименьшую ширину защищаемой зоны на высоте защищаемого объекта, при  $0 \leq h_x \leq 2 \cdot h/3$ , определяем как

$$b_x = 3(h_0 - 1.25h_x), \quad (76)$$

Наименьшую ширину защищаемой зоны на высоте защищаемого объекта, при  $h_x > 2 \cdot h/3$ , определяем как

$$b_x = 1.5(h_0 - h_x), \quad (77)$$

Определяем радиус зоны защиты на земле по (64):

для молниеотвода на опоре ВЛ 110 кВ

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 28.5) \cdot 28.5 = 29.73 \text{ м};$$

для молниеотводов на опорах ВЛ 35 кВ

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 26.5) \cdot 26.5 = 27.75 \text{ м}.$$

Находим радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта ( $h_x = 11.5$  м) по (65):

для молниеотвода на опоре ВЛ 110 кВ

$$r_x = (1.1 - 0.002 \cdot 28.5) \left( 28.5 - \frac{11.5}{0.85} \right) = 15.6 \text{ м};$$

для молниеотводов на опорах ВЛ 35 кВ

$$r_x = (1.1 - 0.002 \cdot 26.5) \left( 26.5 - \frac{11.5}{0.85} \right) = 13.58 \text{ м}.$$

Находим минимальную высоту зоны защиты двух молниеотводов, установленных на опорах ВЛ 35 кВ по (74):

$$h_{\min} = 0.85 \cdot 26.5 = 22.53 \text{ м}.$$

Находим минимальную высоту зоны защиты двух молниеотводов, установленных на опорах ВЛ 35 кВ по (75):

$$h_{\min} = 0.85 \cdot 26.5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 26.5) \cdot (79.5 - 26.5) = 13.1 \text{ м}.$$

Находим наименьшую ширину защищаемой зоны на высоте защищаемого объекта 11.5 м ( $L=79.5$  м) по (76):

$$b_x = 3(0.85 \cdot 26.5 - 1.25 \cdot 11.5) = 24.5 \text{ м}.$$

Находим наименьшую ширину защищаемой зоны на высоте защищаемого объекта 6.5 м ( $L=79.5$  м) по (76):

$$b_x = 3(0.85 \cdot 26.5 - 1.25 \cdot 6.5) = 43.22 \text{ м}.$$

Молниезащита ПС приведена на рис.10.

### 8.3.3. Порядок тушения пожара на энергообъекте

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться "Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций" и /12/.

- 1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.
- 2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.
- 3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.
- 4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.
- 5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.
- 6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.
- 7) 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).
- 8) 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.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения

трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

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 (ОУ-5, ОУ-8) или углекислотные-бромэтиловые (ОУБ-3, ОУБ-7) огнетушители, а также распыленную воду.

В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Помещение аккумуляторной ОПУ относится к взрывоопасным класса В-1а в период формовки батарей и заряда их после ремонта.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

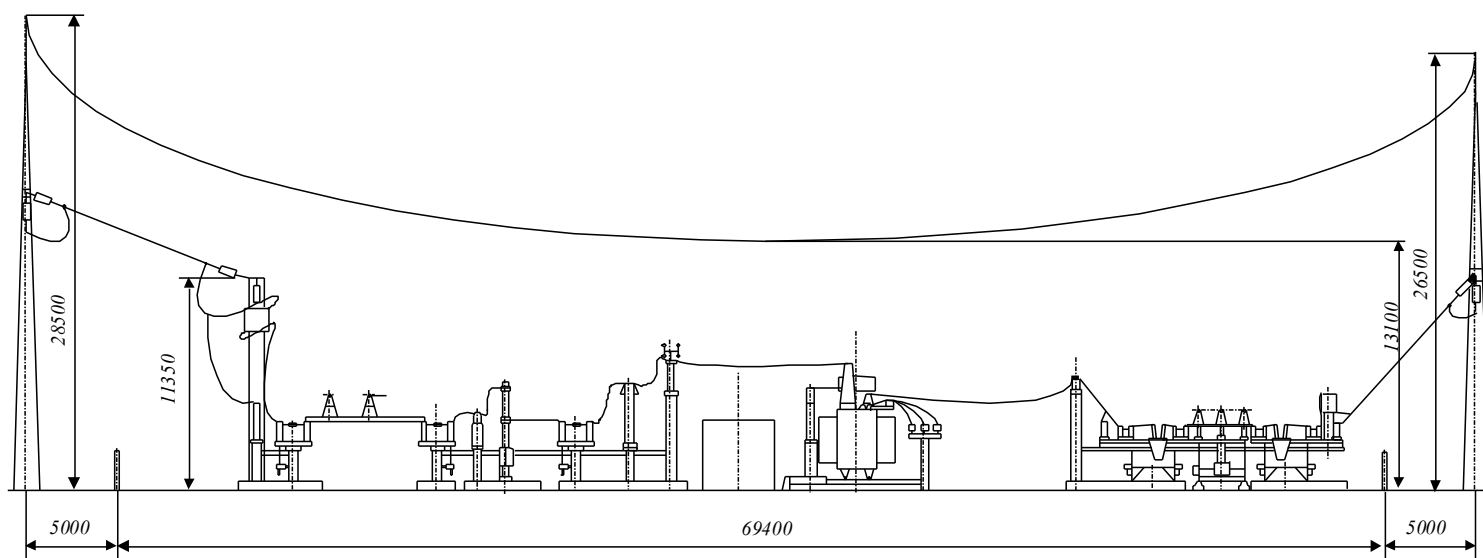


Рис. 10

## 9. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ

Методика расчета экономического ущерба от нарушений в работе МТ-34-70-001-95 энергетического оборудования.

Методика устанавливает цели, принципы и порядок определения технико-экономических последствий (далее - экономического ущерба) от технологических нарушений на энергопредприятиях.

Действие методики распространяется на энергопредприятия электроэнергетической отрасли (электростанции, энергосистемы, электрические и тепловые сети) независимо от организационно-правовой формы и форм собственности.

### 9.1. Общие положения

В условиях рыночных отношений важное значение приобретает качество учета и анализа экономического ущерба от технологических нарушений на энергопредприятиях, так как величина ущерба может существенно повлиять на экономические показатели (себестоимость продукции, прибыль и рентабельность) деятельности этих предприятий.

Согласно "Инструкции по расследованию и учету технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем" (РД-34.20.801-93) технологические нарушения в зависимости от характера и тяжести последствий подразделяются на аварии, технологические и функциональные отказы. При составлении акта расследования технологического нарушения необходимо указывать величину экономического ущерба, нанесенного этим нарушением.



Настоящая методика предназначена для получения оперативной оценки экономического ущерба от технологических нарушений за время работы комиссии по расследованию аварий и отказов.

В основу методики положены следующие основные принципы: последствия, возникающие при технологических нарушениях, могут существенно отличаться в зависимости от типа энергопредприятия, выполняемых им функций, времени нарушения, наличия и величины резервов, вида поставляемой продукции (работ, услуг) и других факторов. Отсюда следует, что для определения величины экономического ущерба от технологического нарушения, необходимо выявить и проанализировать последствия нарушения для энергопредприятия, энергосистемы, потребителей и окружающей энергопредприятие среды; последствия от технологических нарушений могут носить социальный (последствия для людей), экологический (последствия для природной среды) и технико-экономический характер. В настоящей методике указанные выше последствия выражаются в денежной форме. В этой связи социальные и экологические последствия от технологических нарушений учитываются отдельными составляющими экономического ущерба в виде соответствующих выплат и платежей на возмещение социального и экологического ущерба; ущерб, наносимый потребителям энергии в случае технологического нарушения, приводящего к прекращению или ограничению энергоснабжения, учитывается отдельной составляющей экономического ущерба в виде платежей на возмещение убытков потребителям согласно условиям в коммерческих договорах, заключенных между энергоснабжающими организациями и потребителями энергии;

для оперативного определения экономического ущерба от технологического нарушения в настоящей методике в качестве исходных данных используются периодически контролируемые (ежемесячные) показатели работы электростанций, энергосистем, электрических и тепловых сетей.

## 9.2. Определение экономического ущерба от технологических нарушений

Определение экономического ущерба от технологических нарушений в эксплуатации осуществляется с целью определения экономических потерь энергопредприятиями, решения вопросов имущественного и других видов страхования от последствий технологических нарушений, а также для решения других эксплуатационных технико-экономических задач, использующих в качестве исходной информации характеристики экономического ущерба. Учет и результаты последующего статистического анализа экономического ущерба от технологических нарушений за ряд лет эксплуатации могут быть использованы в качестве одного из факторов для принятия решений по: технико-экономическому обоснованию нормативов аварийных запасов ресурсов (материалов, запасных частей и оборудования), а также схем размещения аварийных запасов;

технико-экономическому обоснованию периодичности, схем и методов выполнения ремонтного обслуживания, а также затрат на ремонты и техническое обслуживание;

технико-экономическому обоснованию проектов и планов модернизации и реконструкции энергопредприятий;

технико-экономическому обоснованию мероприятий по экологической и социальной безопасности энергопредприятий при технологических нарушениях.

### 9.2.1. Порядок расчета экономического ущерба

Экономический ущерб ( $Y$ ) от технологического нарушения в общем случае представляется в виде суммы составляющих:

$$Y = \sum Y_i - S_{\text{ВОЗ}}, \quad (78)$$

где  $Y_1$  - безвозвратные потери средств производства, руб;

$Y_2$  - затраты на ремонтно-восстановительные работы, руб;

$Y_3$  - потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода), руб;

$Y_4$  - потери от ухудшения технологических параметров, руб;

$Y_5$  - возмещение убытков потребителям, руб;

$Y_6$  - возмещение экологического ущерба, руб;

$Y_7$  - возмещение социального ущерба, руб;

$S_{\text{ВОЗ}}$  - возвратные суммы от сторонних виновных организаций (строительно-монтажных, ремонтных, проектных организаций, а также заводов-изготовителей оборудования) по рекламациям, от реализации материалов и частей поврежденных сооружений и оборудования и др.

В зависимости от типа энергопредприятия и вида технологического нарушения часть составляющих в (70) может отсутствовать или ими можно пренебречь из-за их незначительности.

Ниже даются рекомендации по определению каждой составляющей экономического ущерба на энергопредприятиях, осуществляющих выработку, передачу и распределение электрической энергии.

Безвозвратные потери средств производства.

Устанавливаются при расследовании технологического нарушения путем оценки стоимости безвозвратных потерь оборудования и сооружений (ликвидная стоимость поврежденного оборудования и сооружений), материалов, топлива и др.:

$$Y_1 = S_{O_i} + S_{M_j} + S_{T_k} + S_{\text{ПР}}, \quad (79)$$

где  $S_{O_i}$  - остаточная балансовая стоимость  $i$ -го не подлежащего восстановлению оборудования или сооружения, руб.;

$S_{M_j}$  - стоимость потерь  $j$ -го вида материалов, руб.;

$S_{T_k}$  - стоимость потерь  $k$ -го вида топлива, руб.;

$S_{\text{ПР}}$  - прочие потери, включая затраты на локализацию технологического нарушения, тушение пожара, проведение спасательных работ и др, руб.

Затраты на ремонтно-восстановительные работы.

Устанавливаются на основе двух смет:

$$Y_2 = S_{\text{РЕМ}} + S_{\text{НАЛ}}, \quad (80)$$

где  $S_{\text{РЕМ}}$  - сметная стоимость ремонтных работ, руб.;

$S_{\text{НАЛ}}$  - сметная стоимость наладочных работ, руб.

В сметной стоимости ремонтных работ учитываются следующие затраты:

$$S_{\text{РЕМ}} = S_{\text{ДЕМ}} + S_{\text{М}} + S_{\text{Р}} + S_{\text{ТР}} + S_{\text{П}}, \quad (81)$$

где  $S_{\text{ДЕМ}}$  - стоимость демонтажа поврежденного оборудования и сооружений, руб.;

$S_{\text{М}}$  - стоимость запасных частей и материалов для производства ремонтно-восстановительных работ, руб.;

$S_{\text{Р}}$  - стоимость ремонтных, строительных и монтажных работ, выполняемых специализированными организациями и хозяйственным способом, руб.;  $S_{\text{ТР}}$  - транспортные расходы, руб.;

$S_{\text{П}}$  - прочие затраты, руб.

В сметной стоимости наладочных работ учитываются затраты на выполнение работ, включающих в себя испытания и наладку оборудования, доведение технологического процесса до номинального режима, а также расходы топлива и материалов на пуски и остановки энергетического оборудования.

Потери из-за снижения производственных возможностей по выпуску продукции (упущенная выгода).

Рассматриваемая составляющая экономического ущерба учитывает потери прибыли из-за снижения объема производимой энергии вследствие технологического нарушения. Порядок расчета упущенной выгоды зависит от типа энергопредприятия.

Для энергосистемы определение упущенной выгоды производится в том случае, если в результате технологического нарушения существенно изменились сальдо-перетоки электроэнергии и произошло отключение или ограничение электроснабжения потребителей.

Согласно "Правилам пользования электрической энергией" недоотпущенная потребителю электрическая энергия определяется как разность между среднесуточным потреблением электроэнергии за ближайший подобный период с нормальным электроснабжением (рабочий, выходной день), предшествующий ограничению или отключению, и фактическим потреблением за период, в котором имел место недоотпуск электроэнергии потребителю, т.е.

$$W_{\text{НО}i}(T_i) = [W_{\text{СП}i} - W_{\text{Ф}i}(k)] + [W_{\text{СП}i} - W_{\text{СП}i}(l)], \quad (82)$$

где  $W_{\text{НО}i}(T_i)$  - недоотпуск электроэнергии  $i$ -му потребителю за период ограничения или отключения электроснабжения ( $T_i$ ), включающий в себя  $n$  рабочих дней и  $m$  выходных дней, кВт.ч;

$W_{CPi}$  - среднесуточное потребление электроэнергии  $i$ -м потребителем в рабочие дни с нормальным электроснабжением, кВт.ч;

$W_{CPi}$  - то же, но в выходные дни, кВт.ч;

$W_{\Phi i}(k)$  - фактическое потребление электроэнергии  $i$ -м потребителем в  $k$ -ый рабочий день, приходящийся на период ограничения или отключения электроснабжения, кВт.ч;

$W_{CPi}(l)$  - то же, но в  $l$ -ый выходной день.

Упущенная выгода приближенно определяется по формуле:

$$U_3 = W_{HOi}(T_i) \cdot (C_i - s_{TCP}), \quad (83)$$

где  $C_i$  - средняя цена 1 кВт.ч электроэнергии для  $i$ -го потребителя, руб;

$s_{TCP}$  - расчетная топливная составляющая средней себестоимости 1 кВт.ч отпускаемой потребителям электроэнергии в энергосистеме, определенная на период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение, руб.

Ущерб от ухудшения технологических параметров.

Рассматриваемая составляющая экономического ущерба определяется при технологических нарушениях в энергосистеме, если они приводят к необходимости ввода резерва генерирующей мощности взамен выбывшей мощности и (или) к существенным изменениям режима работы электрической сети. В практике эксплуатации это может случиться при выходе из работы основных элементов энергосистемы (системообразующих линий электропередачи, межсистемных связей, крупных блоков электростанций, мощных трансформаторов и автотрансформаторов) с каскадным развитием аварии. Ущерб происходит в случае увеличения удельных расходов и цены условного топлива на замещающем оборудовании, увеличения потерь электроэнергии в электрической сети, отклонения параметров послеаварийного режима от параметров, рассчитанных для нормального режима. Строгий учет всех изменений параметров послеаварийного режима связан с проведением большого объема расчетов. Ниже даются рекомендации для получения приближенной оценки составляющей ущерба от ухудшения технологических параметров с приемлемой для практики точностью.

Наиболее часто встречается технологическое нарушение, когда аварийно выходит из работы часть рабочей мощности на какой-либо электростанции энергосистемы и приходится срочно вводить из резерва генерирующую мощность на другой электростанции, причем экономические характеристики (себестоимость 1 кВт.ч, удельный расход условного топлива и цена на используемое топливо) замещающего оборудования хуже по сравнению с выбывшим из работы оборудованием.

При допущении о том, что ввод замещающей мощности не приводит к существенному изменению режима работы электрической сети и можно пренебречь увеличением потерь электроэнергии в электрической сети и изменением других параметров режима, составляющая экономического ущерба от ухудшения технологических параметров в основном определяется разностью

топливных составляющих себестоимости производства электроэнергии на аварийно выбывшем и замещающем оборудовании, т.е.

$$Y'_4 = (b_2 \cdot Ц_2 - b_1 \cdot Ц_1) \cdot W_2 + S_{\text{ПУСК}}, \quad (84)$$

где  $b_1$  - удельный расход условного топлива на отпущенный кВт.ч на аварийно выбывшем оборудовании при соответствующей нагрузке;

$b_2$  - то же, но на замещающем оборудовании;

$Ц_1$  - цена условного топлива на электростанции с аварийно выбывшем оборудованием в рассматриваемом периоде, руб.;

$Ц_2$  - то же, но на электростанции с замещающим оборудованием, руб.;

$W_2$  - количество электроэнергии, отпущенное замещающим оборудованием, кВт.ч;

$S_{\text{ПУСК}}$  - затраты на пуск резервного оборудования (если затраты на пуск учтены в стоимости топлива, сжигаемого на замещающем оборудовании, исходя из фактических удельных расходов, то  $S_{\text{ПУСК}} = 0$ ).

При выходе из работы основного оборудования на длительное время и существенном изменении режима работы электрической сети требуется учитывать увеличение потерь электроэнергии в электрической сети в составляющей экономического ущерба от ухудшения технологических параметров. Приближенная оценка ущерба от увеличения потерь электроэнергии в электрической сети может быть вычислена по формуле:

$$Y''_4 = (dW_{\text{ФАК}} - dW_{\text{РАС}} \cdot W_{\text{ФАК}}/W_{\text{РАС}}) \cdot G_{\text{ЗАМ}}, \quad (85)$$

где  $dW_{\text{ФАК}}$ ,  $W_{\text{ФАК}}$  - соответственно фактические потери электроэнергии в электрической сети и фактическое количество электроэнергии, отпущенной с шин собственных электростанций системы, совместно с количеством покупной электроэнергии за период (месяц года), в котором произошло технологическое нарушение;

$dW_{\text{РАС}}$ ,  $W_{\text{РАС}}$  - соответственно расчетные потери электроэнергии в электрической сети и расчетное количество электроэнергии, отпущенной с шин собственных электростанций системы, совместно с количеством покупной электроэнергии за тот же период;

$G_{\text{ЗАМ}}$  - топливная составляющая себестоимости 1 кВт.ч на наименее экономичной электростанции в энергосистеме в рассматриваемом периоде.

Предполагается, что в энергосистеме ежемесячно ведется учет потерь электроэнергии в электрических сетях. Отсюда следует, что величину фактических потерь электроэнергии в электрических сетях можно установить лишь по окончании месяца.

Очевидно, что в более общем случае может потребоваться учет обеих составляющих ущерба, определяемых формулами (84) и (85).

Возмещение убытков потребителям.

Возмещение убытков потребителям вследствие отключения или ограничения электроснабжения определяется в соответствии с условиями коммерческих договоров между энергоснабжающими организациями и потребителями электрической энергии:

$$Y_5 = S_{Эi}, \quad (86)$$

где  $S_{Эi}$  - сумма платежа, подлежащая выплате  $i$ -му потребителю электроэнергии, руб.

Возмещение экологического ущерба.

Возмещение экологического ущерба включает в себя платежи и (или) проведение работ по устранению экологических последствий от технологических нарушений.

Величина  $Y_6$  принимается по факту предъявленных со стороны местных или федеральных природоохранных органов претензий, которые подлежат удовлетворению в соответствии с действующим законодательством:

$$Y_6 = S_{ШТ} + S_{РАБ}, \quad (87)$$

где  $S_{ШТ}$  - сумма платежей за экологические последствия от технологического нарушения, руб.;

$S_{РАБ}$  - стоимость работ, выполняемых энергопредприятием, для устранения экологических последствий от технологического нарушения, руб.

Возмещение социального ущерба.

Социальные последствия от технологического нарушения характеризуются числом жертв и числом человек, получивших травмы и заболевания. Возмещение социального ущерба предполагает возможные выплаты в соответствии с законодательством о социальной защите людей.

### 9.3. Расчет экономического ущерба на ПС

Технологические нарушения на подстанциях подразделяют на: аварийные, технологические, функциональные.

Аварией является:

выход из строя источников жизнеобеспечения технологического энергопроизводства, пожар подстанции, если он привел к групповому к групповому несчастному случаю, вынужденному простоем оборудования на срок 25 суток и более и (или) ограничению на такой же срок пропускной способности межсистемных линий электропередач;

повреждение силового трансформатора, синхронного компенсатора или шунтирующего реактора, если оно привело к ограничению передачи электрической энергии на срок 25 суток и более.

Технологическим отказом является:

вынужденное отключение или ограничение работоспособности оборудования, повреждение зданий и сооружений подстанции, приведшие к нарушению технологии передачи электроэнергии потребителям, если они не содержат признаков аварии;

повреждение системы шин подстанции, силового трансформатора, а синхронного компенсатора, реактора в сети напряжением 110 кВ и выше приведшее к непредусмотренному договорными условиями обесточению объектов народного хозяйства и нарушению договорных обязательств по отношению к потребителям.

Функциональным отказом является:

неправильное действие защит автоматики, а так же ошибочные действия персонала, если они не привели к обесточению потребителей;  
вынужденное отключение оборудования из-за недопустимых отклонений параметров технического состояния, если это не вызвало нарушения технологии энергопроизводства;

вынужденное отключение источников питания потребителей электрической энергии, если оно не содержит признаков аварии или технологического отказа.

Рассмотрим реальный функциональный отказ, который может произойти на проектируемой подстанции после ввода ее в работу.

В период зимнего максимума на ПС произошло технологическое нарушение, приведшее к повреждению трансформатора напряжения фаз “А” типа ЗНОМ-35.

Разрушение трансформатора напряжения произошло в результате пробоя изоляции в месте выхода гибкого выхода из обмотки, возникшего вследствие понижения уровня масла ниже отвода обмотки трансформатора. До возникновения нарушения силовые трансформаторы работали отдельно на шины 10 кВ и параллельно на шины 35 кВ. Защита от повреждения изоляции отключила выключатели 35 кВ. Чтобы отключить разъединитель, через который поврежденный ТН подключен к шинам, оперативному персоналу понадобилось 30 минут. В результате чего недоотпуск электроэнергии потребителям составил 3175 кВт·час.

Необходимо определить затраты на ремонтно-восстановительные работы, упущенную выгоду и общий ущерб. Данные для расчета экономического ущерба были взяты в “Справочнике структурных показателей для формирования свободных цен часть V. Ремонт электрооборудования” /13/ и в “Справочнике структурных показателей для формирования свободных цен часть VIII, /14/.

Ремонт и ремонтно-наладочные работы”.

Данные для расчета экономического ущерба с учетом районного-дальневосточного коэффициента, равный 1.6 и рыночного, равный 0.28:

стоимость демонтажа  $S_{ДЕМ} = 216.19$  руб;

стоимость материалов, израсходованных при производстве ремонтных работ на трансформаторе тока  $S_M = 3000$  руб;

стоимость ремонтных работ  $S_P = 143.5$  руб;

транспортные расходы при ремонте  $S_{ТР} = 120$  руб;

прочие расходы  $S_{П} = 0$  руб;

наладочные работы  $S_{НАЛ} = 0$  руб;

Расчет экономического ущерба.

Безвозвратные потери средств производства.

Так как безвозвратных потерь оборудования, сооружений, материалов и топлива в результате технологического нарушения не установлено, принимаем  $У_1 = 0$  руб.

Затраты на ремонтно-восстановительные работы.

Согласно формуле (80) затраты определяются:

$$Y_2 = S_{\text{РЕМ}} + S_{\text{НАЛ}} = S_{\text{ДЕМ}} + S_{\text{М}} + S_{\text{Р}} + S_{\text{ТР}} + S_{\text{П}} + S_{\text{НАЛ}} = \\ = 216.19 + 3000 + 143.5 + 120 + 0 + 0 = 3482.69 \text{ руб.}$$

Упущенная выгода определяется по формуле (83).

$$Y_3 = 3175 \cdot (0.36 - 0.16) = 635 \text{ руб,}$$

где 0.36 – средний отпускной тариф 1 кВт/ч  
электроэнергии, руб;

0.16 – топливная составляющая 1 кВт/ч  
электроэнергии, руб;

Возмещение экологического ущерба.

Так как экологические последствия от технологического нарушения отсутствовали, принимаем  $Y_6 = 0$ .

Возмещение социального ущерба.

При отсутствии социальных последствий от технологического нарушения принимается  $Y_7 = 0$ .

Общий экономический ущерб ( $Y$ ) от технологического нарушения определяем по формуле (78).

$$Y = 0 + 3482.69 + 635 + 0 + 0 + 0 + 0 = 4117.69 \text{ руб.}$$

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте был предложен и рассчитан вариант проектирования подстанции “ Михайловка ”.

Схемы присоединения ПС к энергосистеме и питание потребителей приняты в соответствии с типовыми проектными решениями (схемы принципиальные электрические РУ напряжением 6-750 кВ подстанций), учитывая количество присоединений, приняты следующие принципиальные схемы распределительных устройств:

- |          |  |
|----------|--|
| 110 кВ - | № 110-4Н с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой со стороны линии.         |
| 35 кВ -  | № 35-9- одна рабочая, секционированная выключателем, система шин с оборудованием 4 линейных ячеек 35 кВ. |
| 10 кВ -  | 0-1-одна рабочая, секционированная выключателем, система шин с оборудованием 14 линейных ячеек 10 кВ.    |

Проектируемая ПС принята комплектной, блочной, типа КТПБ/м/-110-4Н/35-9С/10-2×10000-59-А-2-85ХЛ.

Проектируемая мощность силовых трансформаторов выбирается из условия допустимой аварийной перегрузки на 40 % на время максимума общей суточной продолжительностью не более 6 часов в течении 5 суток. При этом коэффициент начальной нагрузки трансформатора должен быть:  $K_{\text{нн}} \leq 0,93$ . Выбранные силовые трансформаторы удовлетворяют этому условию.

Расчет токов КЗ выполнен в именованных единицах.



Выбор основного электрооборудования произведен по классу напряжения и максимальному рабочему току и проверен на термическую и динамическую стойкость, также было учтено географическое расположение подстанции. Все оборудование выбрано для умеренного холодного климата.

Объем релейной защиты и автоматики выбран в соответствии с требованием ПУЭ. Расчет РЗ выполнен в соответствии с руководящими указаниями по релейной защите и требованиями ПУЭ.

Выбраны устройства РЗА на трансформаторе:

дифференциальная в трех релейном исполнении с реле ДЗТ-11; газовая защита на реле РГЧЗ-66; токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) от замыканий на землю; максимальная токовая защита от внешних КЗ; максимальная токовая защита от перегрузки на сторонах 110, 35, 10 кВ.

Заземляющее устройство рассчитано по условию требований к напряжению прикосновения. Напряжение прикосновения расчетной модели составило 136 В.

Защита ПС от прямых ударов молнии осуществляется при помощи трех стержневых молниеотводов, установленных на концевых опорах ВЛ 110 и 35 кВ.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок/ Минэнерго СССР. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 648 с.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации/М-во топлива и энергетики РФ, РАО "ЕЭС России": РД 34.20.501-95. - 15-е изд., перераб. и доп. – М.: СПО ОРГРЭС, 1996.- 160 с.
3. Пособие по курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов: Учеб. пособие для студентов электроэнергет. спец. вузов, 2-е изд., перераб. и доп./ В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок.- М.: Высш. шк., 1990.-383 с.: ил.
4. Козулин В.С., Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
5. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. - 608 с.
6. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. Учебник для вузов. М., "Энергия", 1976 г. 560 с. с ил.
7. Руководящие указания по релейной защите: Вып. 13А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Схемы. – М.: Энергия, 1985. – 112 с.
8. Руководящие указания по релейной защите: Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110-500 кВ. Расчеты. – М.: Энергия, 1985. – 96 с.
9. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии/Под общей ред. профессоров МЭИ И.Н. Орлова и др. М.: Энергоатомиздат, 1988.
10. Гук Ю. Б., Кантан В. В., Петрова С. С. Проектирование электрической части станций и подстанций. Л.: Энергоатомиздат, 1985.
11. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1984.
12. Фетисов А.П. и др. Справочник по пожарной безопасности в электроустановках. – М.: Стройиздат, 1978.
13. Справочник структурных показателей для формирования свободных цен. Часть V. Ремонт электрооборудования. 1992.
14. Справочник структурных показателей для формирования свободных цен. Часть VIII. Ремонт и ремонтно-наладочные работы. 1992.
15. Линт Г. Э. Серийные реле защиты, выполненные на интегральных микросхемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. –112 с.: ил.