

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭПП
Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
« » 2014 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Релейная защита подстанции 110/10 кВ

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Жамангозов Г.А. ЭснУ -10
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Винер И.М., к.т.н., ген. директор ТОО «ПФ
Электросервис»
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Жакупов А.А. – к.э.н., профессор АУЭС
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Мананбаева С.Е. – старший преподаватель кафедры «ОТиОС»
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 10 » 06 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Винер И.М., к.т.н., ген. директор ТОО «ПФ Электросервис»
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Казанина И.В., к.т.н., доцент кафедры ЭПП
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Рецензент: Абатова А.М. - Инженер службы РЗА АМЭС филиал АО
«KEGOC»
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Жамангозов Г.А.

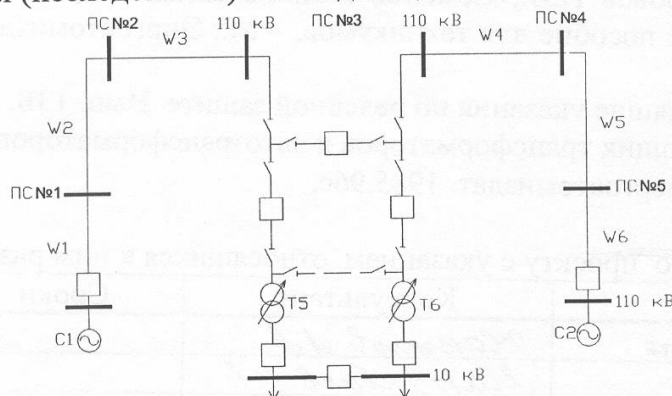
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расчет релейной защиты подстанции 110/10

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы «__» _____ 20__ г.

Исходные данные проекта, требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта



Мощность трансформаторов Т5 и Т6: 16 МВА

Мощность к.з. энергосистем С1 и С2: 500 и 400 МВА

Т а б л и ц а 1 - Исходные данные к выпускной работе:

Длина линии	Марка провода	Протекаемая мощность
Л1=15 км	АС-240	S1=35 МВА
Л2=20 км	АС-120	S2=20 МВА
Л3=10 км	АС-150	S3=25 МВА
Л4=8 км	АС-120	S4=20 МВА
Л5=20 км	АС-240	S5=35 МВА
Л6=12 км	АС-185	S6=30 МВА

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

- 1) Выбор схемы распределительных устройств
- 2) Расчет токов короткого замыкания
- 3) Выбор электрического оборудования
- 4) Проектирование релейной защиты автотрансформатора
- 5) Проектирование релейной защиты линии 110 кВ
- 6) Оценка воздействия электромагнитного поля
- 7) Технико-экономическое обоснование

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

Рекомендуемая основная литература:

1. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 800 с.
2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Расчеты.–М.: Энергоатомиздат. 1985.96с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Эконом. часть	Макунов А.А.		<i>fy</i>
БЖД	Маманбаев С.Е.		
Трассирование ЛВЛ	Викер У.М.		

Аңдатпа

Бұл дипломдық жоба кернеулігі «КРУЭ 110/10 кВ қосалқы станциясының релелік қорғанысын ЖДҚ терминалын пайдаланын есептеу» тақырыбы бойынша орындалған. Жобада қосалқы станциясының принципіалдық сұлбасы, трансформатордың қуаты және күштік қондырғылары тандалынған. Қосалқы станциясының элементтері мен 110 кВ кернеу жағындағы желілерге релелік қорғаныс және автоматика бойынша есептеу жасалынған. Сонымен қатар, экономика мен өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

Аннотация

Дипломный проект выполнен на тему «Расчёт релейной защита подстанции КРУЭ 110/10кВ с применением терминала ДЗЛ». В проекте приведены принципиальная схема подстанции, мощность трансформатора и выбрано силовое оборудование. Выполнены расчеты по релейной защите и автоматике элементов подстанции и линий со стороны 110 кВ. Также рассмотрены вопросы экономики и безопасной жизнедеятельности.

Annotation

The diploma project is executed on the theme "Calculation of relay protection substation switchgear 110/10kV using terminal DSL". In the project principle diagram of substation, transformer capacity of selected power equipment. Calculations of relay protection and automatic equipment of substation units and lines from 110 kV. Also considered are the questions of economy and safety in everyday life.

Содержание

Аннотация	
Содержание	
Введение	
Исходные данные к проекту	
1 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции	
1.1 Основные положения	
1.2 Выбор схемы РУ ВН	
1.3 Расчёт токов короткого замыкания	
1.4 Выбор электрического оборудования	
2 Проектирование релейной защиты элементов подстанции	
2.1 Релейная защита трансформатора подстанции	
2.2 Проектирование защиты линии	
3 Защита линии W3 с помощью терминала ДЗЛ SIPROTEC 7SD52	
3.1 Применение	
3.2 Функции	
3.3 Дифференциальная защита	
3.4 Расчёт продольной дифференциальной защиты	
4 Технико-экономическое обоснование строительства подстанции «Медеу» 110/10 кВ	
4.1 Общие исходные условия	
4.2 Сведения о подстанции	
4.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы	
4.4 Финансово-экономическая оценка проекта	
4.5 Расчет экономической эффективности вложенных средств и срока окупаемости	
4.6 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	
5 Безопасность жизнедеятельности	
5.1 Анализ условий труда оперативного персонала КРУЭ	
5.2 Разработка искусственного освещения	
5.3 Разработка вопросов электробезопасности	
Приложение А Расчет токов короткого замыкания	
Заключение	
Список литературы	

Введение

Темой выпускной работы является расчёт релейной защиты подстанции КРУЭ 110/10 кВ. На напряжении 110 кВ подстанции осуществляется связь между двумя энергосистемами, на напряжении 10 кВ подстанция питает нескольких потребителей. От шин 10 кВ проектируемой подстанции питаются РП 10 кВ, с которых осуществляется электроснабжение потребителей всех трех категорий.

В дипломном проекте рассматриваются следующие вопросы проектирования подстанции:

1) Выбор главной схемы электрических соединений подстанции и выбор электрооборудования.

2) Разработка релейной защиты трансформаторов подстанции и релейной защиты питающих линий 110 кВ.

3) В специальной части рассмотрено применение терминала ДЗЛ

4) В разделе «Экономика» рассмотрена экономическая и финансовая эффективность инвестиций в реконструкцию подстанции

5) В разделе «Безопасность жизнедеятельности» рассмотрены следующие вопросы:

а) анализ условий труда оперативного персонала КРУЭ;

б) разработка искусственного освещения;

в) разработка вопросов электробезопасности;

Требования выбора главной схемы электрических соединений, и устройств релейной защиты, вызывают необходимость охарактеризовать данную сеть. Принимается, что рассматриваемая транзитная подстанция имеет резерв по передаваемой мощности, а в перспективе - увеличение объема передаваемой электроэнергии на стороне высокого напряжения. Потребители сети 10 кВ характеризуются наличием всех категорий электроприёмников, кратковременное нарушение электропитания потребителей не приводит к нарушениям технологического процесса, что позволяет применять в указанной сети защиты с относительной селективностью.

Расчёт трансформатора, дистанционных и токовых защит линий 110 кВ произведён для цифровых терминалов Siemens.

При определении токов КЗ применялась программа Electronic Workbench. Используемые программой данные приведены в приложениях А.

Исходные данные к проекту

Исходные данные к дипломному проекту приведены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 - Исходные данные к выпускной работе:

Длина линии	Марка провода	Протекаемая мощность
Л1=15 км	АС-240	S1=35 МВА
Л2=20 км	АС-120	S2=20 МВА
Л3=10 км	АС-150	S3=25 МВА
Л4=8 км	АС-120	S4=20 МВА
Л5=20 км	АС-240	S5=35 МВА
Л6=12 км	АС-185	S6=30 МВА

Мощность трансформаторов Т5 и Т6: 16 МВА

Мощность к.з. энергосистем С1 и С2: 500 и 400 МВА

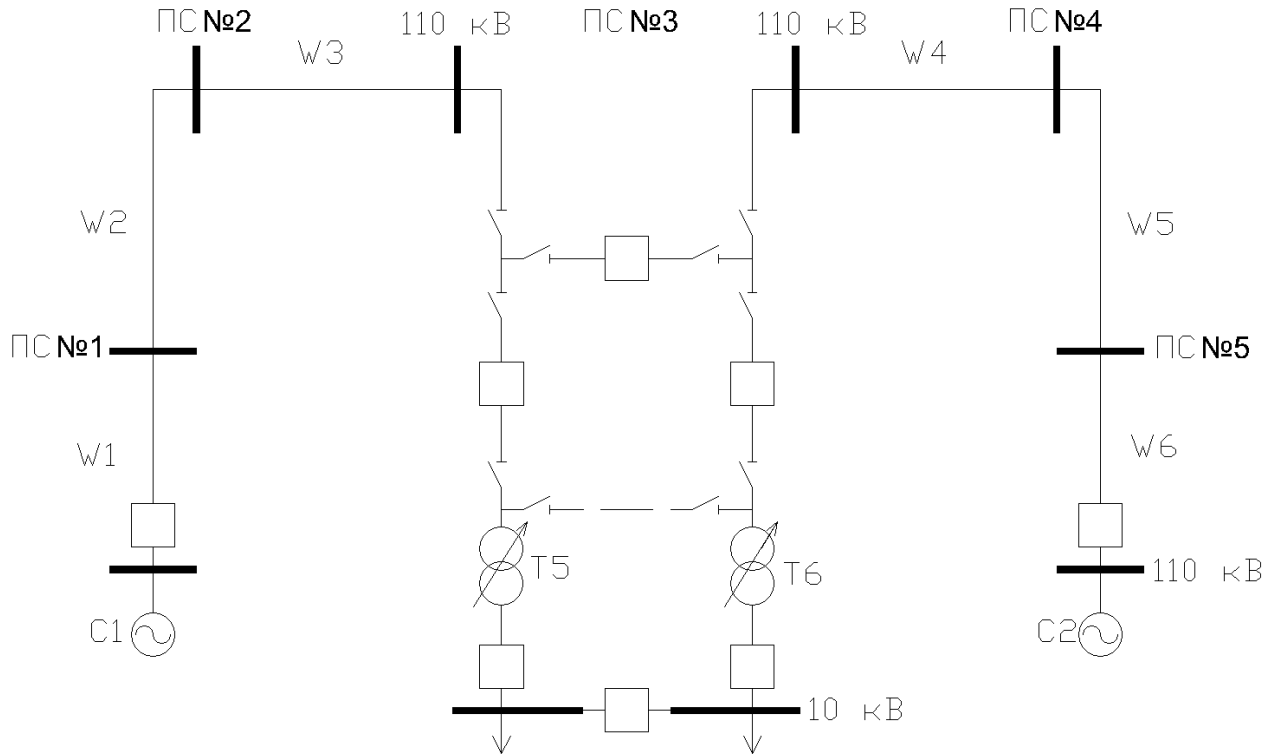


Рисунок 1 – Главная схема подстанции

1 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции

1.1 Основные положения

Электрическая часть подстанций имеет тесные функциональные связи с технической частью, конструктивные связи со строительной частью и в некоторой степени определяет технико-экономические характеристики всего объекта.

Выбор основных проектных решений по составу агрегатов, площадки строительства, схемы выдачи мощности в энергосистему, схемы присоединения подстанции к системе, охрана окружающей среды представляет собой комплексную задачу оптимизации и реализации алгоритма проектирования в целом.

Основное энергетическое оборудование подстанции всегда нужно стремиться выбирать однотипным. В данном проекте это относится к реакторам, трансформаторам, выключателям.

При этом предпочтение отдается освоенным и перспективным типам оборудования, рекомендуемым планирующими организациями вследствие значительного эффекта от массового применения.

Технологическая и электрическая части подстанции определяются ее ролью в энергосистеме.

Главная схема электрических соединений определяет основные качества электрической части подстанции. От главной схемы зависят:

- надежность транзита мощности;
- капитальные вложения;
- эксплуатационные издержки (включая потери электроэнергии);
- возможность ремонта электроустановок;
- удобство техобслуживания и безопасность персонала;
- рациональность размещения оборудования, возможности дальнейшего развития подстанции;
- гибкость коммутации при восстановлении функционирования после аварии.

Проектирование главной схемы подстанции осуществляется в ходе выполнения следующих процедур:

- выбора принципиальной схемы;
- выбора схем электрических соединений РУ всех напряжений
- выбора электрооборудования;
- выбора схемы резервирования питания собственных нужд.

1.2 Выбор схемы РУ ВН

Выбором принципиальной схемы подстанции принято называть выбор числа, типа и мощности силовых трансформаторов. При выборе числа транс-

форматоров должны быть учтены требования надёжности выдачи мощности в систему и электроснабжения потребителей с учётом особенностей проектируемой подстанции и требования ограничения токов КЗ.

Число трансформаторов определяется требованиями надёжности электроснабжения. Так, для электроснабжения потребителей I и II категорий, как правило, устанавливают два трансформатора (автотрансформатора). Установка большего числа трансформаторов допускается только при соответствующем технико-экономическом обосновании.

В случае установки двух трансформаторов на подстанции при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Мощность трансформатора при установке двух трансформаторов на подстанции выбирается по условию:

$$S_{\text{ном}} \geq 0,7S_{\text{max}} . \quad (1.1)$$

Трансформаторы и автотрансформаторы с ВН до 500 кВ включительно по возможности выбираются трехфазными, при наличии РУ трёх напряжений, если среднее напряжение 110 кВ и выше, целесообразно использование автотрансформаторов.

В нормальных условиях мощность силовых трансформаторов должна обеспечивать питание всех приемников электроэнергии. Выбор мощности силовых трансформаторов следует осуществлять с учетом экономически целесообразного режима их работы.

Установка на подстанции двух трансформаторов, работающих отдельно, обеспечивает надёжность систем электроснабжения в том случае, если при аварии одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор полностью или с некоторым ограничением обеспечит потребную мощность нагрузки. Обеспечение потребной мощности может осуществляться как путем использования номинальной мощности трансформаторов, так и вследствие их перегрузочной способности.

Выбор трансформаторов производят по их нагрузке. Номинальная мощность трансформаторов определяется наибольшей полной мощностью $S_{\text{нб}}$, передаваемой по наиболее нагруженной обмотке трансформатора.

В данном проекте выбираются два двухобмоточный трансформатора типа ТДН-16000/110 (номинальная мощность одного трансформатора составляет 16 МВ·А).

1.2.1 Общие требования

Выбор схемы РУ начинается с рассмотрения технически возможных и экономически целесообразных вариантов.

В соответствии с "Нормами технологического проектирования подстанций с высшим напряжением 35-750 кВ", главная схема электрических соедине-

ний выбирается с использованием типовых схем РУ. Нетиповые схемы могут быть применены только при наличии ТЭО.

При выборе электрических схем РУ должны обеспечиваться следующие требования:

- повреждения выключателя или сборных шин не должны приводить к потере транзита мощности или двух цепей двухцепной линии;

- ремонт сборных шин или выключателя, как правило не должен приводить к отключению одноцепной линии;

- отказ выключателя не должен приводить к потере мощности, превышающей мощность аварийного резерва системы;

- желательно, чтобы отказ секционного выключателя не привел к отключению всего РУ;

- количество отключаемых присоединений, особенно однородных, при различных повреждениях, сопровождающихся отказом выключателя, а также отказом одного выключателя во время ремонта других должно быть наименьшим; 1

- при производстве режимных переключений, выводе в ремонт оборудования отключении поврежденного участка в аварийных режимах, необходимо наименьшее количество и наименьшая сложность операций с выключателями и разъединителями;

- возможность поэтапного развития РУ с переходом от одного типа к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей.

Проектирование (выбор) схемы РУ начинают с рассмотрения технически возможных и целесообразных вариантов. Далее, на основании анализа и сопоставления схем выбирают наиболее полно удовлетворяющую данным требованиям схему.

К основным требованиям, по которым оценивают возможность применения данной схемы, относятся:

- надежность;

- простота и оперативная гибкость;

- возможность расширения.

1.2.2 Выбор электрической схемы РУ 110 кВ

При небольшом количестве присоединений на стороне 35-220 кВ применяют упрощенные схемы, в которых обычно отсутствуют сборные шины, число выключателей – минимальное. Упрощенные схемы позволяют уменьшить расход электрооборудования, строительных материалов, снизить стоимость распределительного устройства, ускорить его монтаж. Такие схемы получили большое распространение на подстанциях.

В качестве РУ ВН рассматриваются схемы мостика (рисунок 1.1) и схема четырехугольника (рисунок 1.2).

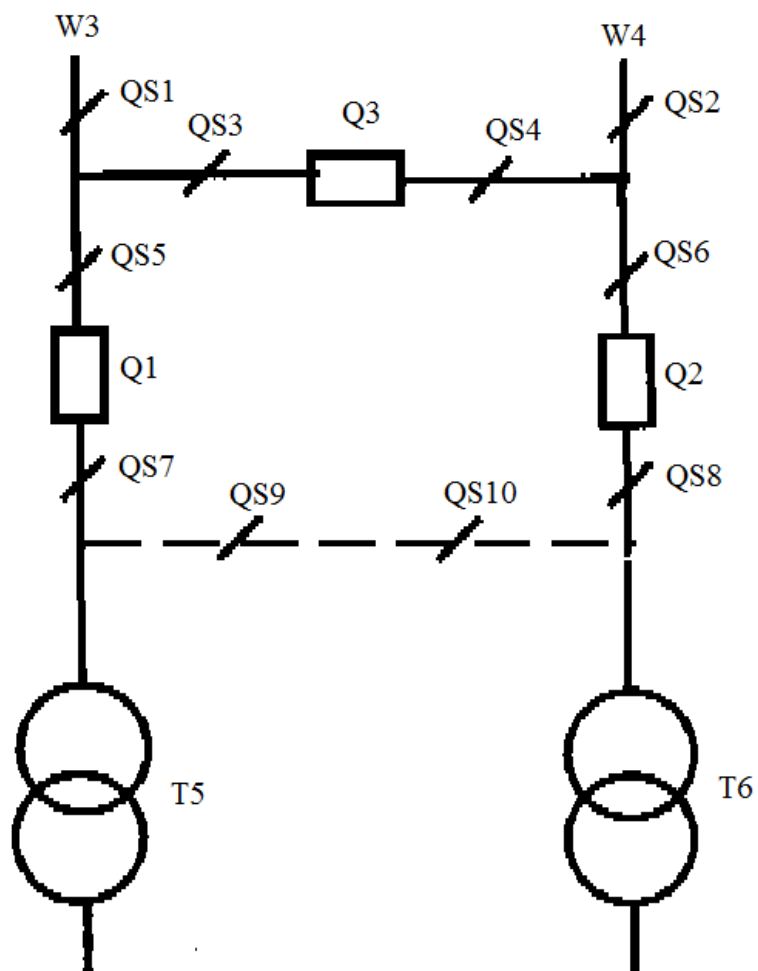


Рисунок 1.1 – Схема моста РУ ВН

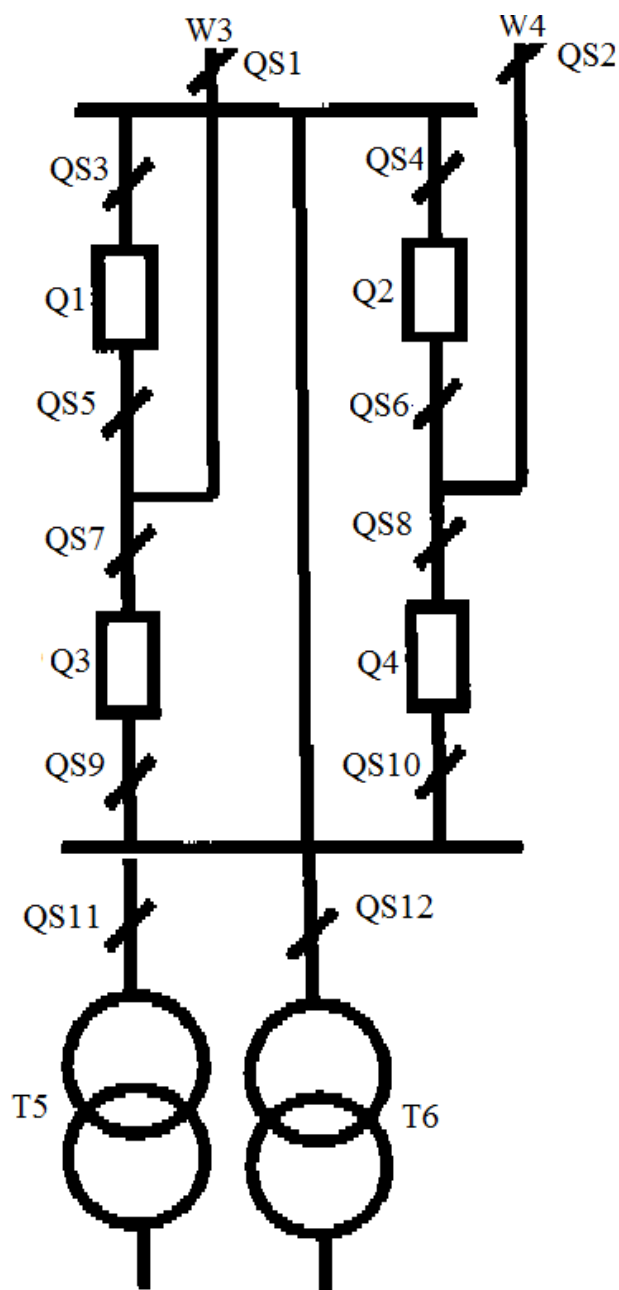


Рисунок 1.2 – Схема соединения в четырехугольник

Вариант схемы мостика.

Схема мостика относится к упрощенной схеме без сборных шин. Выключатели могут быть расположены со стороны трансформаторов и со стороны линий 110 кВ в зависимости от того, вероятность повреждения, какого элемента больше. Вероятность повреждения протяженной линии 110 кВ значительно больше вероятности повреждения трансформатора, поэтому выключатели устанавливаются со стороны линии.

В схеме для четырех присоединений устанавливается три выключателя. Нормально выключатель Q3 на перемычке между двумя линиями (в мостике) включен. При повреждении на линии W3 отключается выключатель Q1, транс-

форматоры Т5 и Т6 остаются в работе, связь с энергосистемой осуществляется по линии W4. При повреждении в трансформаторе Т5 отключается выключатель со стороны 10 кВ и выключатели Q1 и Q3. В этом случае линия W3 оказалась отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика.

Если учесть, что аварийное отключение трансформаторов бывает редко, то с таким недостатком схемы можно мириться, тем более что после отключения Q1 и Q3, при необходимости вывода в ремонт поврежденного трансформатора отключают разъединитель QS7 и включают Q1 и Q3, восстанавливая работу линии W3. Основным достоинством схемы является экономичность (три выключателя на четыре присоединения) и простота.

Вариант схемы четырехугольника.

Схема четырехугольника относится к схеме кольцевого типа. Особенности схем кольцевого типа заключаются в следующем:

- 1) схема представляет собой кольцо или несколько связанных между собой колец с ответвлениями к источникам энергии и нагрузкам;
- 2) отключение каждой ветви (каждого присоединения) производится двумя и даже тремя выключателями;
- 3) отключение любого выключателя для ремонта не нарушает работы ветвей, хотя нормальное состояние схемы при этом нарушается;
- 4) при повреждениях в пределах РУ или внешних КЗ и отказах выключателей отключение всего устройства практически исключено;
- 5) разъединители используются только по своему прямому назначению для изоляции поврежденных частей РУ.

Сборные шины (этот термин следует понимать здесь условно) замкнуты в кольцо и секционированы с помощью выключателей по числу присоединений. На ответвлениях от сборных шин предусмотрены только разъединители.

Внешнее замыкание в любом присоединении отключается двумя выключателями. При этом кольцо размыкается, но все ветви, кроме поврежденной, остаются в работе. После такого отключения поврежденную ветвь следует изолировать с помощью линейного разъединителя и включить выключатели, чтобы кольцо не оставалось разомкнутым. Замыкание в выключателе или отказ выключателя при внешнем замыкании связаны с отключением двух присоединений.

На рисунке 1.2 представлена схема четырехугольника (квадрата). Эта схема экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов. Схема обладает высокой надежностью.

Как было сказано выше, надежность схемы значительно снижается в режиме разомкнутого кольца, поэтому после отключения релейной защитой линии или трансформатора необходимо отключить разъединитель в данной цепи и включить отключившиеся выключатели. Например, при устойчивом повреждении линия W3 будет отключена выключателями Q1 и Q2. Необходимо от-

ключить разъединитель QS1, а затем включить Q1 и Q2. Разъединители QS1, QS4, QS11, QS12 могут быть снабжены дистанционным приводом, что позволит полностью автоматизировать схему. Возможна установка в этих цепях отделителей.

Достоинством всех кольцевых схем является использование разъединителей только для ремонтных работ. Количество операций разъединителями в таких схемах невелико. К недостаткам кольцевых схем следует отнести более сложный выбор трансформаторов тока, выключателей и разъединителей, установленных в кольце, так как в зависимости от режима работы схемы ток, протекающий по аппаратам, меняется. Например, при ревизии Q1 в цепи Q2 ток возрастает вдвое. Релейная защита также должна быть выбрана с учетом всех возможных режимов при выводе в ревизию выключателей кольца.

Таким образом, по результатам сопоставления вариантов схема мостика является наиболее простой и недорогой. Схема четырехугольника имеет на один выключатель больше и является более дорогой.

Выбранный вариант схемы РУ ВН – 5АН - мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

1.2.3 Выбор схемы РУ НН

Выбираем схему с одной системой сборных шин

К достоинствам данной схемы можно отнести следующее:

- Простота
- Наглядность
- Экономичность
- Достаточно высокая надежность

Однако данная схема обладает и рядом недостатков.

При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта.

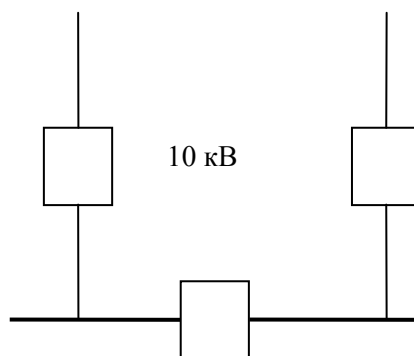


Рисунок 1.3 - Схема РУ НН

1.2.4 Выбор схемы питания собственных нужд

Установки собственных нужд являются важными элементами электрических станций и подстанций. Повреждения в системе собственных нужд (СН)

неоднократно приводили к нарушению работы подстанции в целом и развитию аварий в энергосистеме.

Выбор схем собственных нужд электроустановок производится с учетом состава и характеристик электроприемников, мощности приводных механизмов, требований к надежности электроснабжения отдельных групп потребителей. На двухтрансформаторных подстанциях устанавливаются два трансформатора собственных нужд со скрытым резервом. Так как на проектируемой подстанции предполагается наличие независимого источника оперативного тока (аккумуляторной батареи) трансформаторы собственных нужд подключаются к сборным шинам РУ 10 кВ через предохранители.

Каждый трансформатор собственных нужд выбирается по полной нагрузке собственных нужд, так как при повреждении одного из них оставшийся в работе должен обеспечивать электропитание всех потребителей.

Номинальная мощность трансформатора СН составляет 1-2% от номинальной мощности трансформатора.

Выбираем 2 трансформатора СН типа ТСЗ-250/10 с $S_{НОМ} = 250$ кВА.

1.3 Расчет токов короткого замыкания

1.3.1 Общие положения

Для выбора коммутационных аппаратов, шин, кабелей, токоограничивающих реакторов и т. п., а также для расчета уставок срабатывания релейной защиты необходимо знать токи КЗ. Для выбора оборудования достаточно определить ток трехфазного КЗ в месте повреждения, а в некоторых случаях и распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту. При расчете определяется периодическая составляющая тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет апериодической составляющей производят приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе. Расчет токов короткого замыкания ведется методом симметричных составляющих.

Для расчета токов КЗ составляется схема замещения, и рассчитываются ее параметры. Для этого все без исключения элементы схемы заменяются соответствующими электрическими сопротивлениями, а для источников питания, кроме того указываются значения ЭДС

При расчетах принимается ряд допущений. Не учитываются:

- сдвиг по фазе ЭДС источников питания и изменение частоты вращения синхронных генераторов;
- токи намагничивания автотрансформаторов и трансформаторов;
- не учитываются токи нагрузки;
- емкостные токи воздушных линий напряжением ниже 330 кВ и кабельных линий до 110 кВ включительно.

- значения прямой и обратной последовательностей приняты равными, т.е. трехфазная сеть принимается симметричной, или сопротивления фаз равными друг другу.

1.3.2 Расчет токов короткого замыкания

Расчеты токов КЗ необходимы:

- для сопоставления, оценки и выбора главных схем электрических станций и подстанций;
- выбора и проверки электрических аппаратов и проводников;
- проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;
- определения влияния токов нулевой последовательности линий электропередачи на линии связи;
- проектирования заземляющих устройств.

Расчет сопротивлений элементов сети проведены в именованных единицах.

Результаты расчётов сведены в приложение А.

1.4 Выбор электрического оборудования

Все электрические аппараты, токоведущие части и изоляторы на станциях и подстанциях должны быть выбраны по условиям длительной работы и проверены по условиям короткого замыкания в соответствии с указаниями «Правил устройств электроустановок» и «Руководящих указаний по расчету токов коротких замыканий, выбору и проверке аппаратов и проводников по условиям короткого замыкания».

Выбор аппаратов и проводников для проектируемой установки начинаются определения по заданной электрической схеме расчётных условий, а именно: расчётных рабочих токов присоединений, расчётных токов короткого замыкания и т.д.

Расчетные величины сопоставляют с соответствующими номинальными параметрами аппаратов и проводников, выбираемых по каталогам и справочникам.

Необходимые для выбора оборудования значения токов нагрузки и токов короткого замыкания, найдены в приложении А и сведены в таблицы 1.1 и 1.2.

Таблица 1.1 - Значения номинальных токов

Точка КЗ	I_H, A
ВН	117
НН	1293

Таблица 1.2 - Значения токов короткого замыкания

Точка КЗ	I_n , кА	i_y , кА
К1	2,81	7,26
К2	6,62	17,13

1.4.1 Выбор ячеек КРУЭ

Отличительной чертой распределительных устройств с элегазовой изоляцией является высокая степень гибкости, которая достигается благодаря использованию модульной конструкции. При этом компоненты монтируются в соответствии с их функциональным и техническим назначением внутри газонаполненных корпусов отдельно или в комбинированном виде. Рассмотрены на стороне 110 кВ КРУЭ двух фирм SIEMENS и ABB.

а) Выбор выключателей 110 кВ

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}},$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}},$$

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}},$$

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{п,0}}.$$

Таблица 1.3 - Выключатель, входящий в состав КРУЭ 8DN8 фирмы SIEMENS

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{\text{ном}}, \text{кВ} = 123$	$U_{\text{ном.сети}}, \text{кВ} = 110$
$I_{\text{ном}}, \text{А} = 2500$	$I_{\text{раб}}, \text{А} = 117$
$I_{\text{дин}}, \text{кА} = 100$	$I_{\text{уд}}, \text{кА} = 7,26$
$I_{\text{отк}}, \text{кА} = 40$	$I_n, \text{кА} = 2,81$
$I^2_{\text{мер}} \cdot t_{\text{мер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 24$

Таблица 1.4 - Выключатель, входящий в состав КРУЭ ELK-0 фирмы ABB

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{\text{ном}}, \text{кВ} = 110$	$U_{\text{ном.сети}}, \text{кВ} = 110$
$I_{\text{ном}}, \text{А} = 1250$	$I_{\text{раб}}, \text{А} = 117$
$I_{\text{дин}}, \text{кА} = 80$	$I_{\text{уд}}, \text{кА} = 7,26$
$I_{\text{отк}}, \text{кА} = 40$	$I_n, \text{кА} = 2,81$
$I^2_{\text{мер}} \cdot t_{\text{мер}}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 24$

б) Выбор разъединителей 110 кВ

Выбор разъединителей производится по следующим условиям

$$U_{\text{ном}} > U_{\text{уст.ном}},$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.нб}},$$

$$i_{дин} \geq i_{уд},$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B.$$

Таблица 1.5 - Разъединитель, входящий в состав КРУЭ 8DN8 фирмы SIEMENS.

Параметры разъединителя	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ} = 123$	$U_{номсети}, \text{кВ} = 110$
$I_{ном}, \text{А} = 2500$	$I_{раб}, \text{А} = 117$
$I_{дин}, \text{кА} = 100$	$I_{уд}, \text{кА} = 7,26$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 24$

Таблица 1.6 - Разъединитель, входящий в состав КРУЭ ELK-0 фирмы АВВ

Параметры разъединителя	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ} = 110$	$U_{номсети}, \text{кВ} = 110$
$I_{ном}, \text{А} = 1250$	$I_{раб}, \text{А} = 117$
$I_{дин}, \text{кА} = 80$	$I_{уд}, \text{кА} = 7,26$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 4800$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 24$

Выбираем КРУЭ ELK-0 фирмы АВВ.

1.4.2 Выбор аппаратов на стороне 10 кВ

В КРУ 10 кВ устанавливаем вакуумные выключатели фирмы SIEMENS типа 3АН5 135-6

Таблица 1.7 - Выбор выключателя 10 кВ

Параметры выключателя	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ} = 12$	$U_{номсети}, \text{кВ} = 10$
$I_{ном}, \text{А} = 2500$	$I_{раб}, \text{А} = 1293$
$I_{дин}, \text{кА} = 80$	$I_{уд}, \text{кА} = 17,13$
$I_{отк}, \text{кА} = 31,5$	$I_n, \text{кА} = 6,62$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 2977$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 131$

Данный выключатель удовлетворяет всем условиям.

Для РУ 10 кВ выбираем разъединитель типа P10 фирмы AREVA

Таблица 1.8 - Выбор разъединителей 10 кВ

Параметры разъединителя	Расчетные значения
$U_{ном}, \text{кВ} = 10$	$U_{номсети}, \text{кВ} = 10$
$I_{ном}, \text{А} = 2500$	$I_{раб}, \text{А} = 1293$
$I_{дин}, \text{кА} = 51$	$I_{уд}, \text{кА} = 17,13$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер}, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 1200$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с} = 131$

1.4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения (ТН)

Выбор измерительных трансформаторов напряжения производится по следующим условиям:

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ.НОМ},$$

$$S_{2НОМ} \geq S_{2РАСЧ.}$$

Для РУ 10 кВ выбираем ТН типа НАМИ – 10 – 66УЗ

1.4.4 Выбор плавкого предохранителя в цепи трансформатора собственных нужд

Для защиты ТСН используются кварцевые предохранители типа ПКТ которые имеют неограниченную отключающую способность и отличаются от обычных кварцевых предохранителей материалом плавкой вставки.

$$I_{раб.нб} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 17 А.$$

Выбираем предохранитель ПКТ101-6-20-40УЗ с

$$I_{НОМ} = 20 А > I_{раб.нб},$$

$$I_{откл.НОМ} = 20 кА > I_{кз} = 6,62 кА.$$

Также на ПС в цепи измерительных трансформаторов напряжения устанавливаются предохранители типа ПКН-001-10УЗ.

1.4.5 Выбор ограничителей перенапряжения (ОПН)

Для защиты изоляции РУ и трансформаторов от атмосферных перенапряжений выбираем следующие ОПН:

На стороне ВН ЗЕР2 192 – 2PL3;

На стороне НН ЗЕК5 100 – QBA.

1.4.6 Выбор измерительных трансформаторов тока

Выбор производится на основе выполнения следующих расчетных условий:

$$U_{НОМ} > U_{НОМ.СЕТИ},$$

$$I_{НОМ} > I_{УТЯЖ},$$

$$I_{СКВ} > I_{УД.МАКС}.$$

Параметры измерительных трансформаторов тока и расчетные значения сведен в таблицы 1.9, 1.10.

В качестве трансформаторов тока, устанавливаемых на РУ 110 кВ, выбираем трансформаторы тока типа ТВ – 110 – 200/5

Таблица 1.9 – Измерительные трансформаторы тока на стороне 110 кВ

Параметры трансформатора		Расчетные значения	
$U_{НОМ}$, кВ	110	$U_{НОМ.СЕТИ}$, кВ	110
$I_{НОМ}$, А	200	$I_{УТЯЖ}$, А	117
$I_{СКВ}$, кА	20	$I_{УД.МАКС.}$, кА	7,26

На низкой стороне выбираем трансформаторы тока типа ТВТ – 10 - 2000/5.

Таблица 1.10 – Измерительные трансформаторы тока на стороне 10 кВ

Параметры трансформатора		Расчетные значения	
$U_{НОМ}$, кВ	10	$U_{НОМ.СЕТИ}$, кВ	10
$I_{НОМ}$, А	2000	$I_{УТЯЖ}$, А	1293
$I_{СКВ}$, кА	30	$I_{УД.МАКС.}$, кА	17,13

Для проверки трансформаторов тока воспользуемся программой «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П., г. Псков.

Дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием терминала цифровой релейной защиты фирмы «SIEMENS» 7UT613. Мощность энергопотребления данного терминала составляет 12 В·А, сопротивление данного терминала составляет:

$$R=S/I^2, \quad (1.1)$$

где I – вторичный ток трансформатора тока.

Тогда, определим сопротивление цифрового терминала: $12/5^2=0,48$ Ом. Трансформатор тока, соединенный с цифровым терминалом, подключен по схеме полной звезды. Общая длина соединительного кабеля составляет 60 м, сечение кабеля – 4 мм^2 , тип кабеля – медный. Используя эти данные, проведем проверку трансформатора тока на нагрузочную способность.

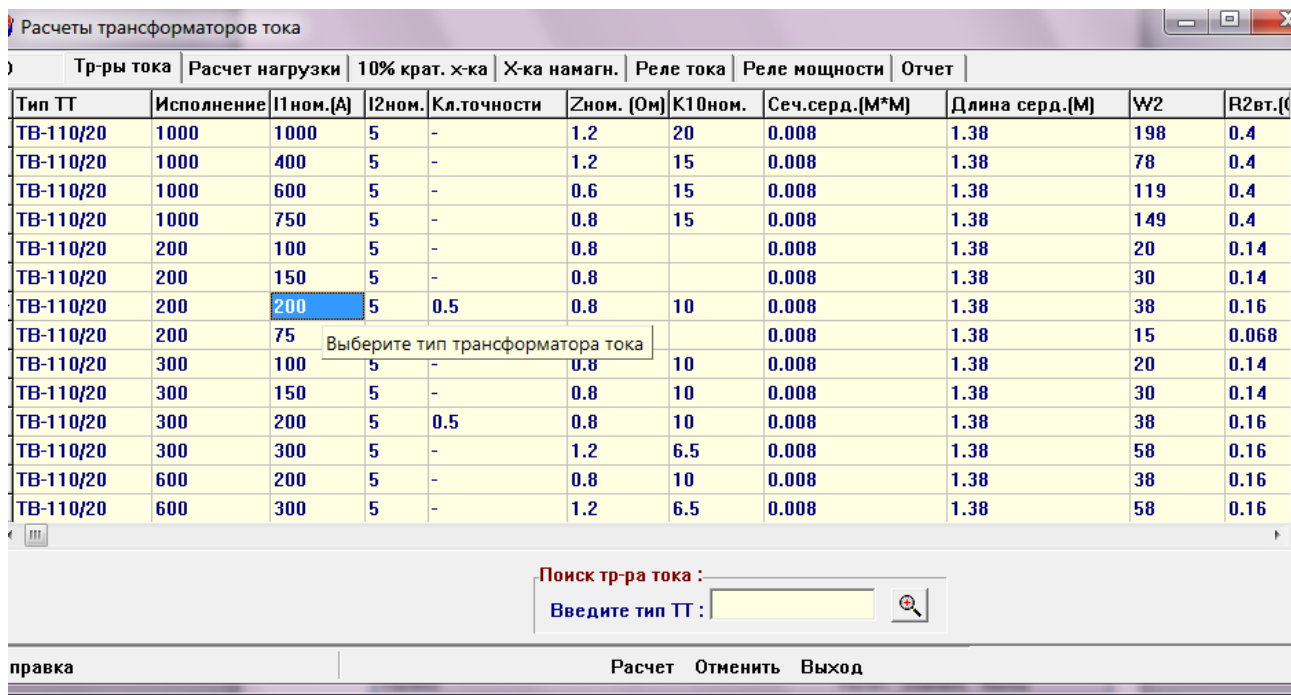


Рисунок 1.4 – Выбор трансформатора тока ТВ-110 - 200/5

Выбран трансформатор тока типа ТВ-110 - 200/5. Далее произведем расчет его нагрузки и расчет погрешности. Расчеты представлены на рисунках 1.5, 1.6.

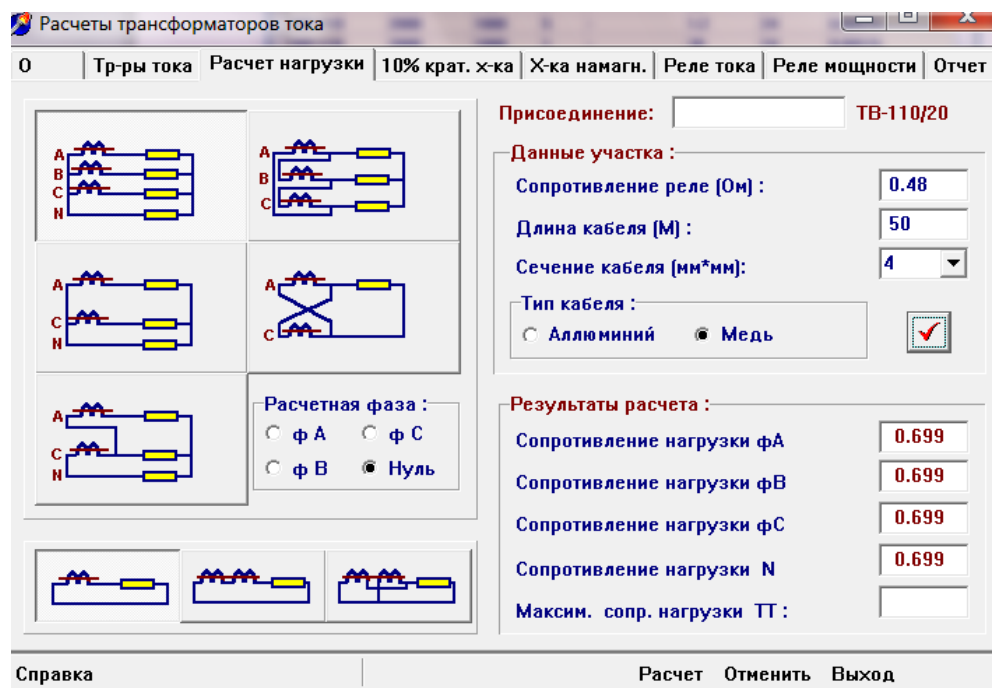


Рисунок 1.5 – Расчёт нагрузки трансформатора тока типа ТВ-110 - 200/5

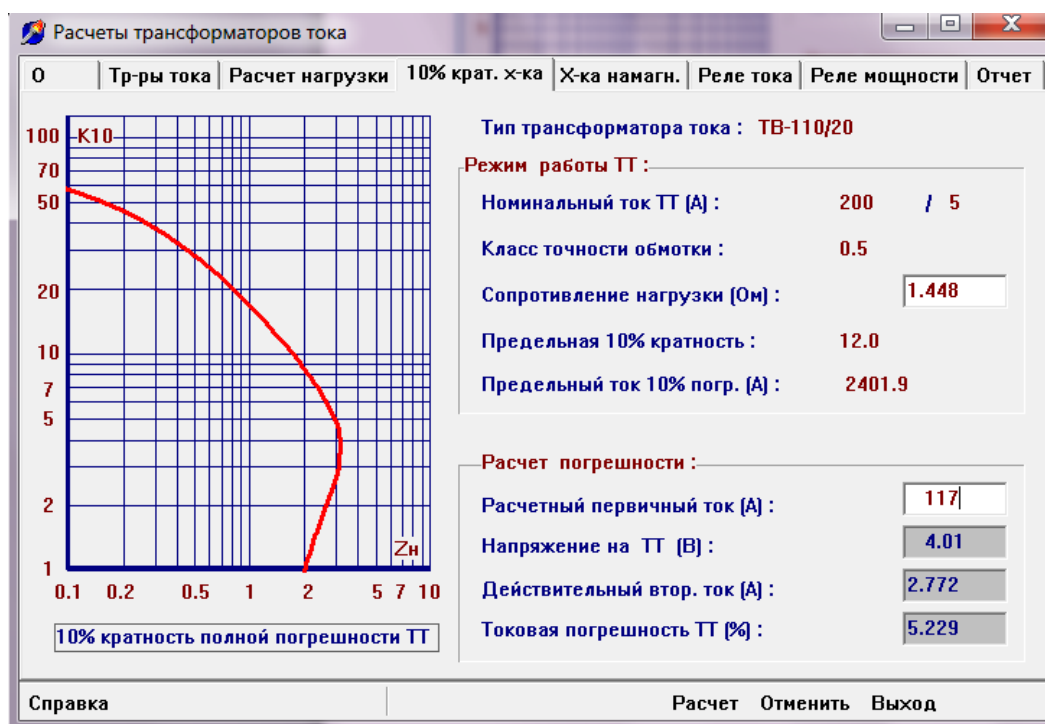


Рисунок 1.6 – Расчёт погрешности трансформатора тока типа ТВ-110 - 200/5

Из результатов расчёта можно сделать выбор, что выбранный трансформатор полностью удовлетворяет требованию по 10% погрешности.

Аналогично проведены проверки трансформаторов тока на стороне 110 кВ и на стороне 10 кВ (рисунки 1.7, 1.8, 1.9)

Расчеты трансформаторов тока

0 Тр-ры тока | Расчет нагрузки | 10% крат. х-ка | X-ка намагн. | Реле тока | Реле мощности | Отчет

Тип ТТ	Исполнение	I1ном.(А)	I2ном.	Кл.точности	Zном. (Ом)	K10ном.	Сеч.серд.(М*М)
TBH-330	600	400	1	-	30	25	0.00945
TBT-10	12000	12000	5	-	1.2	24	0.00315
TBT-10	400	400	5	-	1.2		0.00108
TBT-10	5000	5000	5	-	1.2	10	0.00081
TBT-10	6000	6000	5	-	1.2	12	0.00081
TBT-10/30	2000	1000	5	-	1.2	10	0.0015
TBT-10/30	2000	1500	5	-	1.2	14	0.0015
TBT-10/30	2000	2000	5	0.5	1.2	11	0.0015
TBT-10/30	2000	800	5	-	1.2	7	0.0015
TBT-10/30	4000	2000	5	-	1.2	11	0.0015
TBT-10/30	4000	3000	5	-	1.2	12	0.0012
TBT-10/50	5000	3000	5	-	1.2	16	0.0015
TBT-10/50	5000	4000	5	-	1.2	12	0.0015

Поиск тр-ра тока : _____
Введите тип ТТ : _____

Справка | Расчет | Отменить | Выход

Рисунок 1.7 – Выбор трансформатора тока TBT-10 – 2000/5

Расчеты трансформаторов тока

0 Тр-ры тока | Расчет нагрузки | 10% крат. х-ка | X-ка намагн. | Реле тока | Реле мощности | Отчет

Присоединение: TBT-10/30

Данные участка :

Сопротивление реле (Ом) : 0.48

Длина кабеля (М) : 50

Сечение кабеля (мм²мм) : 4 Введите

Тип кабеля : Алюминий Медь

Расчетная фаза : ф А ф С ф В Нуль

Результаты расчета :

Сопротивление нагрузки фА : 0.699

Сопротивление нагрузки фВ : 0.699

Сопротивление нагрузки фС : 0.699

Сопротивление нагрузки N : 0.699

Максим. сопр. нагрузки ТТ : 1.448

Справка | Расчет | Отменить | Выход

Рисунок 1.8 – Расчёт нагрузки трансформатора тока TBT-10 – 2000/5

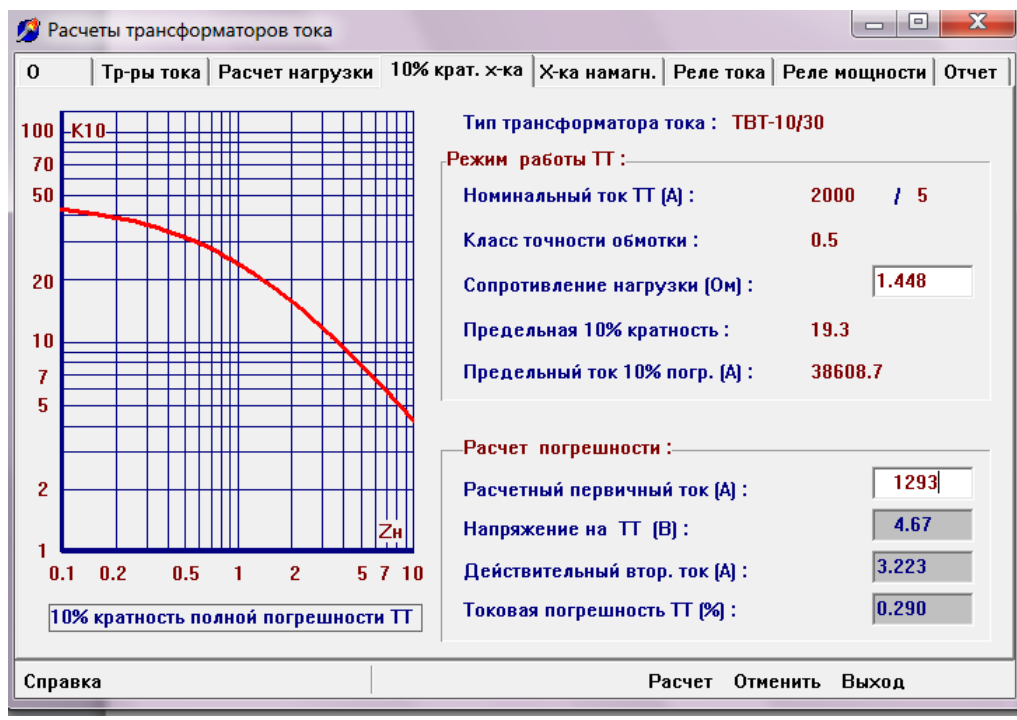


Рисунок 1.9 – Расчёт погрешности трансформатора тока ТВТ-10 – 2000/5

Из результатов расчёта можно сделать выбор, что выбранные трансформаторы тока удовлетворяет требованию по 10% погрешности.

2 Проектирование релейной защиты элементов подстанции

2.1 Релейная защита трансформатора подстанции

По требованиям ПУЭ все электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

- автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей. Если повреждение (например, замыкание на землю в сетях с изолированной нейтралью) непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал.

- реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы; 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.

Для трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 110 кВ в соответствии с ПУЭ 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 обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- "пожар стали" магнитопровода.

В связи с этим и в соответствии с проектируемой схемой подстанции на трансформаторе предусматриваются следующие защиты:

В качестве основных защит:

- продольная дифференциальная токовая защита трансформатора - защита от всех видов КЗ в обмотках и на выводах трансформатора, включая витковые замыкания в обмотках;

- газовая защита - защита от замыканий внутри бака трансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа.

В качестве резервных защит:

- максимальная токовая защита в однофазном исполнении от симметричных перегрузок трансформатора обмоток ВН и НН;

- двухступенчатые токовые защиты нулевой последовательности от КЗ на землю на стороне высшего напряжения;

- токовая направленная защита обратной последовательности от несимметричных внешних КЗ и максимальная токовая защита с пуском по напряжению от трехфазных КЗ;

- двухступенчатая дистанционная защита от многофазных КЗ - защита для обеспечения согласования защит от многофазных КЗ линий, подходящих к ПС, с защитой трансформаторов.

В том числе на стороне высшего напряжения предусматривается установка устройств резервирования отказов выключателей (УРОВ).

2.1.1 Описания функций терминалов основных и резервных защит трансформатора

Дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием терминала цифровой релейной защиты фирмы «SIEMENS» 7UT613, обладает высокой чувствительностью, достаточной для отключения повреждений, сопровождающихся токами в защите, меньшими номинальных.

Устройство дифференциальной защиты 7UT613 T5 осуществляет функции основных защит трансформатора – дифференциальной токовой защиты, резервной МТЗ и защиты от перегрузки.

Назначение внутренних функций устройства

87T - Продольная дифференциальная токовая защита, срабатывает при междуфазных и однофазных КЗ в зоне ограниченной трансформаторами тока. Защита действует на отключение всех выключателей трансформатора без выдержки времени, пуск УРОВ.

87N – Дифференциальная токовая защита от замыкания на землю, срабатывает при однофазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной трансформаторами тока.

Действует без выдержки времени – на отключение выключателей трансформатора, пуск УРОВ.

50, 51. Максимальная токовая защита имеет 3 ступени и используется как токовая защита от перегрузки ($I>$, $I>>$, 51) на стороне 110 кВ, на выводах общей обмотки трансформатора.

Устройство измерения аналоговых величин токов, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

FR. Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному (минимальному) перечню.

Переключение групп уставок защит устройства (с помощью клавиатуры устройства).

Устройство резервной защиты 7SA635 на стороне 110 кВ T5:

Назначение внутренних функций устройства:

21, 21N. Дистанционная направленная защита, имеет 5 ступеней по сопротивлению срабатывания при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемых зонах, имеющих полигональную характеристику, с автоматической блокировкой (выводом) действия, в случаях:

- неисправности, исчезновения и сигнализации одной или нескольких фаз цепей напряжения – для всех ступеней защиты;

Для второй (или третьей) ступени защиты выполняется автоматическое ускорение действия в течение заданного времени после включения выключателя трансформатора на шины без напряжения.

Каждая ступень действует с первой выдержкой времени: на отключение шиносоединительного выключателя, со второй выдержкой времени – на отключение выключателя 110 кВ трансформатора пуск АПВ и пуск УРОВ.

50N, 51N, 67N. Токовая направленная защита нулевой последовательности, имеет 4 ступени по току срабатывания при КЗ на землю в защищаемых зонах.

Для третьей (или четвертой) ступени защиты выполняется автоматическое ускорение действия в течение заданного времени после включения выключателя.

Каждая ступень действует с первой выдержкой времени: на отключение шиносоединительного выключателя, со второй выдержкой времени – на отключение выключателя 110 кВ автотрансформатора пуск АПВ и пуск УРОВ.

50, 51. Максимальная токовая защита (аварийная), имеет 3 ступени по току срабатывания при междофазных КЗ в защищаемых зонах. Вводится в действие автоматически в случае неисправности (исчезновении) цепей напряжения дистанционной защиты и автоматически выводится из действия при их восстановлении.

Каждая из ступеней действует с заданной выдержкой времени: на отключение выключателя, пуск АПВ и пуск УРОВ.

50BF. Устройство резервирования отказа выключателя, пускается при срабатывании защит на отключение выключателя автотрансформатора, с контролем наличия минимального тока в его цепи.

Действует с заданными независимыми выдержками времени в схему ДЗШ 110 кВ на отключение и запрет АПВ присоединений шин 110 кВ.

25. Устройство контроля наличия (отсутствия) и синхронизма напряжений системы шин 110 кВ и ввода 10 кВ трансформатора. Имеет заданные минимальные и /или максимальные уставки контролируемых параметров.

Действует:

- на блокирование (запрещение действия) оперативного включения выключателя трансформатора при отсутствии синхронизма напряжений;

- на блокирование (запрещение действия) АПВ выключателя трансформатора (при отсутствии заданных условий его срабатывания - контроль отсутствия напряжения ввода, контроль отсутствия напряжения шин, контроль наличия синхронизма напряжений).

79. Устройство автоматического повторного включения выключателя, имеет 1 или более циклов срабатывания, пускается по факту срабатывания защит трансформатора на отключение выключателя (за исключением УРОВ, защиты от внутренних повреждений трансформатора, газовой защиты), с провер-

кой его отключенного положения и наличия заданных условий срабатывания АПВ. Действует с заданной выдержкой времени на включение выключателя.

74ТС. Устройство контроля исправности цепей отключения выключателя. Действует на сигнал и блокирование автоматического повторного включения.

FR. Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных:

- фазные токи, ток нулевой последовательности;
- фазные напряжения, напряжение нулевой последовательности.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному перечню.

Устройство резервной защиты 7SJ635 на стороне 10 кВ T5:

Назначение внутренних функций устройства:

50, 51. Максимальная токовая защита на стороне 10 кВ имеет 3 ступени по току срабатывания при междуфазных КЗ в защищаемой зоне.

Действует с независимой выдержкой времени на отключение выключателя, блокирование его включения, пуск УРОВ.

50N, 51N. Максимальная токовая защита от замыканий на землю имеет 3 ступени по току срабатывания при однофазных КЗ в защищаемой зоне. В данном случае не используется.

Устройство измерения аналоговых величин токов, с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

FR. Регистратор аварийных событий. Фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному (минимальному) перечню. Переключение групп уставок защит устройства.

Для отстройки от броска намагничивающего тока при включении ненагруженного трансформатора под напряжение в защите используется принцип блокирования защиты при появлении токов второй гармоники.

Реле 7UT613 позволяет осуществлять торможение от арифметической суммы токов двух групп трансформаторов тока. При необходимости торможения от трех групп трансформаторов тока используется дополнительное торможение.

Тормозная характеристика реле состоит из горизонтального и наклонного участков, что улучшает чувствительность защиты к КЗ в защищаемой зоне при прохождении сквозного тока нагрузки.

Используемые в защите трансформаторы тока должны удовлетворять кривым предельной кратности при протекании через них тока внешнего КЗ. Вторичные обмотки трансформаторов тока следует соединять в звезду. Так как

компенсация сдвига фаз происходит в самом устройстве математически, то задается только группа соединения трансформатора.

Для обеспечения надежности и уменьшения времени действия реле при больших кратностях токов КЗ в защищаемой зоне, когда может наступить насыщение трансформаторов тока (особенно при наличии апериодической составляющей), а во вторичном токе появятся длительные паузы, предусмотрена дифференциальная токовая отсечка.

Если нейтраль трансформатора заземлена, то это отражается на обеих сторонах системы: высшего и низшего напряжений. Поскольку нейтраль общая, то нулевая последовательность обеих сторон системы объединяется. В случае замыкания на землю, распределение токов замыкания двусмысленно и не может быть учтено на основе свойств трансформатора без дальнейшего рассмотрения.

Для дифференциальной защиты ток нулевой последовательности исключается. Это достигается применением матриц исключаящих ток нулевой последовательности. Уменьшение чувствительности из-за исключения тока нулевой последовательности не может быть компенсировано учетом тока, протекающего в нейтрали. Этот ток не может быть привязан ни к одной из фаз трансформатора, ни к одной из его сторон.

2.1.2 Расчет дифференциальной токовой отсечки и дифференциальной токовой защиты

Тип трансформатора: ТДН-16000.

Номинальная мощность: $S_{ном} = 16$ МВА.

Номинальное напряжение стороны ВН: $U_{ном} = 115$ кВ.

Номинальное напряжение стороны НН: $U_{ном} = 10,5$ кВ.

Схема соединения: Y_0/Δ .

Система регулирования:

Количество положений: 19;

Шаг регулирования: 1,77 %.

Напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующее минимально возможному положению: $U_{к(-PO)} = 9,8$ %.

Напряжение короткого замыкания трансформатора соответствующее максимально возможному положению: $U_{к(+PO)} = 11,71$ %.

Потери короткого замыкания: $\Delta P_{кз} = 85$ кВт.

Типы трансформаторов тока:

сторона ВН: $K_{ТТ1} = 150/5$;

сторона НН: $K_{ТТ2} = 1500/5$.

Выбор номинальных токов измерительных каналов

Расчетное максимальное значение тока в измерительном канале стороны ВН:

$$I_{\max ПТН 1} = \sqrt{2} \cdot k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot \frac{I_{к 110}}{K_{ТТ1}} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 2 \cdot \frac{2807}{\frac{150}{5}} = 264,6 \text{ А.} \quad (2.1)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, для стороны ВН принимается равным 1;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока), принимается равным 2;

I_{k110} – периодическая составляющая максимального фазного тока КЗ (как правило, трехфазное металлическое КЗ) внутри защищаемой зоны (при $t = 0$), принимается равной $I_{k110}^{(3)}$;

$K_{ТТ1}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока на стороне ВН.

Ближайшее наибольшее допустимое значение тока измерительного канала 500 А, поэтому для стороны ВН выставляем измерительные каналы с номинальным током 5 А.

Расчетное максимальное значение тока в измерительном канале стороны НН:

$$I_{\max \text{ ПТН } 2} = \sqrt{2} \cdot k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot \frac{I_{k10}}{K_{ТТ1}} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 2 \cdot \frac{6619}{\frac{1500}{5}} = 62,4 \text{ А.} \quad (2.2)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, для стороны НН принимается равным 1,3;

$k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока), принимается равным 2;

I_{k10} – периодическая составляющая максимального фазного тока КЗ (как правило, трехфазное металлическое КЗ) внутри защищаемой зоны (при $t = 0$), принимается равной $I_{k10}^{(3)}$;

$K_{ТТ2}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока на стороне ВН.

Ближайшее наибольшее допустимое значение тока измерительного канала 130 А, поэтому для стороны НН выставляем измерительные каналы с номинальным током 1 А.

Расчет дифференциальной токовой отсечки

а) Расчет максимального тока торможения при внешнем КЗ

Ток трехфазного КЗ в точке К2 в максимальном режиме работы системы (приведен к стороне ВН, схема замещения для расчета токов КЗ приведена на рисунок 2.1):

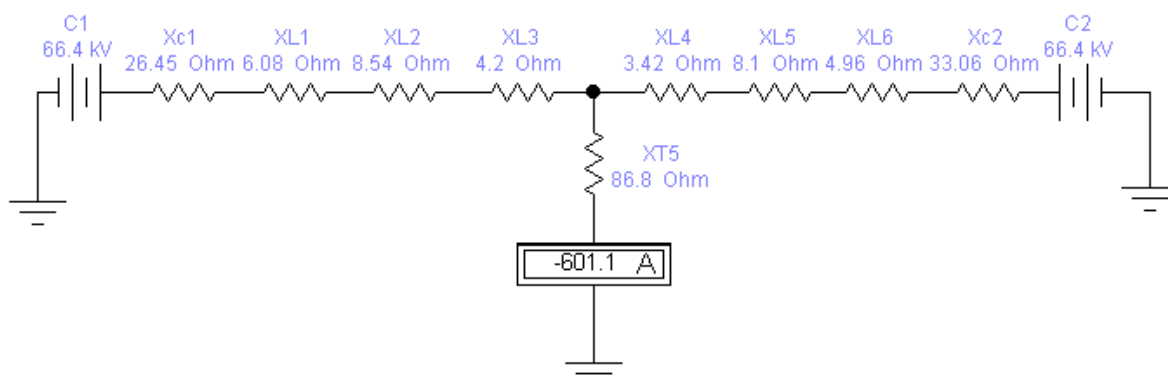


Рисунок 2.1 - Ток трехфазного КЗ в точке К2 приведен к стороне ВН

$$I_{k \max}^{(3)} = 601 \text{ A.}$$

б) Расчет номинальных токов трансформатора

Номинальный ток трансформатора при отсутствии данных может быть рассчитан по следующему выражению:

$$I_{\text{НОМ } i} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ } i}}, \quad (2.3)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{НОМ } i}$ – номинальное напряжение трансформатора i -ой стороны.

Номинальный ток трансформатора стороны ВН:

$$I_{\text{НОМ.тр } 1} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,33 \text{ A,}$$

Номинальный ток трансформатора стороны НН:

$$I_{\text{НОМ.тр } 2} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880 \text{ A.}$$

в) Выбор тока срабатывания ДТО

Ток срабатывания ДТО выбирается из двух условий отстройки: от небаланса при максимальном сквозном токе через трансформатор и от броска тока намагничивания силового трансформатора.

Ток срабатывания ДТО по условию отстройки от тока небаланса максимального тока внешнего КЗ:

$$I_{\text{ДТО}} = K_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + U_{\text{рег}} + k_{\text{выр}}) \cdot \frac{I_{k \max}}{I_{\text{НОМ.тр } 1}} = 1,2 \cdot \left(2 \cdot 0,1 + 9 \cdot \frac{1,77}{100} + 0,05 \cdot \right) \cdot \frac{601,1}{80,33} = 3,67 \text{ A.} \quad (2.4)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, 1,2;
 $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий возможное насыщение трансформаторов тока в переходном режиме, принять 2;
 ε – полная погрешность трансформаторов тока, 0,1;
 $U_{рег}$ – относительное значение погрешности, обусловленное наличием регулятора напряжения, принимается равным половине используемого диапазона регулирования;
 $k_{выр}$ – относительное значение погрешности выравнивания токов плеч, 0,05;
 $I_{k\ max}$ – действующее значение максимального сквозного тока внешнего трехфазного КЗ в установившемся режиме;
 $I_{ном.тр\ 1}$ – номинальный ток трансформатора стороны ВН.

По условию отстройки от броска тока намагничивания ток срабатывания ДТО $4I_{ном.тр\ 1} = 4 \cdot 2,67 = 10,97\ A$.

Из двух условий выбирается наибольшее значение тока срабатывания. Таким образом, расчетным условием для выбора тока срабатывания ДТО является условие отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора: $I_{ДТО} = 10,97\ A$.

Расчет дифференциальной токовой защиты с торможением

Группа грубых уставок

а) Выбор начального тока срабатывания ДЗТ

Относительное значение расчетного тока небаланса, соответствующего току начала торможения $0,5I_{ном}$, без учета РПН:

$$I_{нб\ расч} = 0,5 \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + U_{рег} + k_{выр}) = 0,5 \cdot \left(1 \cdot 0,05 + 9 \cdot \frac{1,77}{100} + 0,05\right) = 0,13 \quad (2.5)$$

где $k_{пер}$ – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока). Поскольку ток начала торможения ($0,5I_{ном}$) значительно меньше максимального сквозного тока, $k_{пер} = 1$;

ε – полная погрешность трансформаторов тока в расчетном режиме (ток торможения равен $0,5I_{ном}$), $\varepsilon = 0,05$;

$U_{рег}$ – относительное значение погрешности, обусловленное наличием регулятора напряжения, принимается равным половине используемого диапазона регулирования при блокировке учета реального коэффициента трансформации по текущему положению РПН;

$k_{выр}$ – относительное значение погрешности выравнивания токов плеч, $k_{выр} = 0,05$;

Начальный ток срабатывания ДЗТ без учета РПН:

$$I_{\text{ДЗТ нач}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч}} = 1,2 \cdot 0,13 = 0,16 \quad (2.6)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,2$.

Наименьшая уставка по начальному току ДЗТ 0,2, то $I_{\text{ДЗТ нач}}$ без учета РПН принимаем 0,2.

б) Выбор коэффициента торможения второго участка характеристики ДЗТ

Относительное значение расчетного тока небаланса, соответствующего току торможения $1,5I_{\text{ном}}$, без учета РПН:

$$I_{\text{нб расч}} = 1,5 \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + U_{\text{рег}} + k_{\text{выр}}) = 1,5 \cdot \left(2 \cdot 0,1 + 9 \cdot \frac{1,77}{100} + 0,05 \right) = 0,614$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм 2}}$ без учета РПН:

$$K_{\text{торм 2}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч}} - I_{\text{ДЗТ нач}} = 1,2 \cdot 0,614 - 0,2 = 0,54 \quad (2.7)$$

в) Выбор коэффициента торможения третьего участка характеристики ДЗТ

Выбор коэффициента торможения третьего участка тормозной характеристики выбирается по условию отстройки от тока небаланса при максимальном внешнем сквозном токе.

Ток срабатывания ДЗТ на третьем участке отстраивается от тока небаланса при максимальном сквозном токе внешнего КЗ, аналогично ДТО, то

$$I_{\text{ДЗТ 3}} = I_{\text{ДТО}} = 3,67$$

где $I_{\text{ДТО}}$ – ток срабатывания ДТО по условию отстройки от тока небаланса максимального сквозного тока внешнего КЗ.

Тормозной ток при максимальном внешнем КЗ (при условии, что отношение тока КЗ к номинальному току трансформатора тока не превышает номинальной предельной кратности)

$$I_{k \text{ торм}} = (1 - k_{\text{ап}} \cdot \varepsilon) \cdot \frac{I_{k \text{ max}}^{(3)}}{I_{\text{ном.тр 1}}} = (1 - 2,5 \cdot 0,1) \cdot \frac{601,1}{80,33} = 5,61 \quad (2.8)$$

где $k_{\text{ап}}$ - коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей в токе КЗ в переходном режиме, 2,5;

ε - полная погрешность трансформаторов тока, 0,1;

$I_{k \text{ max}}^{(3)}$ - максимальный сквозной ток внешнего КЗ в точке К1;

$I_{\text{ном.тр 1}}$ - номинальный ток трансформатора стороны ВН.

Ток срабатывания ДЗТ при тормозном токе $1,5I_{\text{ном}}$

$$I_{ДЗТ 2} = K_{\text{торм } 2} \cdot (I_{\text{торм } 2} - I_{\text{торм } 1}) + I_{ДЗТ \text{ нач}} = 0,54 \cdot (1,5 - 0,5) + 0,2 = 0,74 \quad (2.9)$$

где $K_{\text{торм } 2}$ - коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики;

$I_{\text{торм } 2}$ - тормозной ток второго излома тормозной характеристики, 1,5;

$I_{\text{торм } 1}$ - тормозной ток первого излома тормозной характеристики, 0,5;

$I_{ДЗТ \text{ нач}}$ - начальный ток срабатывания ДЗТ.

Коэффициент торможения на третьем участке тормозной характеристики (округляем в большую сторону)

$$K_{\text{торм } 3} = \frac{I_{ДЗТ 3} - I_{ДЗТ 2}}{I_{k \text{ торм}} - I_{\text{торм } 2}} = \frac{3,67 - 0,74}{5,61 - 1,5} = 0,71 \quad (2.10)$$

где $I_{ДЗТ 3}$ - ток срабатывание ДЗТ при максимальном сквозном токе внешнего КЗ;

$I_{ДЗТ 2}$ - ток срабатывание ДЗТ при токе торможения $1,5I_{\text{ном}}$, 1;

$I_{k \text{ торм}}$ - тормозной ток ДЗТ при максимальном сквозном токе внешнего КЗ;

$I_{\text{торм } 2}$ - тормозной ток второго излома тормозной характеристики, 1,5.

Группа чувствительных уставок

а) Выбор начального тока срабатывания ДЗТ

Относительное значение расчетного тока небаланса, соответствующего току начала торможения ном $0,5I_{\text{ном}}$, с учетом РПН:

$$I_{\text{нб расч}} = 0,5 \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + U_{\text{рег}} + k_{\text{выр}}) = 0,5 \cdot \left(1 \cdot 0,05 + 3 \cdot \frac{1,77}{100} + 0,05 \right) = 0,077$$

где $k_{\text{пер}}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока). Поскольку ток начала торможения ($0,5I_{\text{ном}}$) значительно меньше максимального сквозного тока, $k_{\text{пер}} = 1$;

ε - полная погрешность трансформаторов тока в расчетном режиме (ток торможения равен $0,5I_{\text{ном}}$), $\varepsilon = 0,05$;

$U_{\text{рег}}$ - относительное значение погрешности, обусловленное наличием регулятора напряжения, принимается равным половине используемого диапазона регулирования при блокировке учета реального коэффициента трансформации по текущему положению РПН;

$k_{\text{выр}}$ - относительное значение погрешности выравнивания токов плеч, $k_{\text{выр}} = 0,05$;

Начальный ток срабатывания ДЗТ без учета РПН:

$$I_{\text{ДЗТ нач}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч}} = 1,2 \cdot 0,077 = 0,092$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, $K_{\text{отс}} = 1,2$.

Наименьшая уставка по начальному току ДЗТ 0,2, то $I_{\text{ДЗТ нач}}$ без учета РПН принимаем 0,2.

б) Выбор коэффициента торможения второго участка характеристики ДЗТ

Относительное значение расчетного тока небаланса, соответствующего току торможения $1,5I_{\text{ном}}$, без учета РПН:

$$I_{\text{нб расч}} = 1,5 \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + U_{\text{рег}} + k_{\text{выр}}) = 1,5 \cdot \left(2 \cdot 0,1 + 3 \cdot \frac{1,77}{100} + 0,05 \right) = 0,455$$

Коэффициент торможения $K_{\text{торм 2}}$ без учета РПН:

$$K_{\text{торм 2}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч}} - I_{\text{ДЗТ нач}} = 1,2 \cdot 0,455 - 0,2 = 0,4$$

в) Выбор коэффициента торможения третьего участка характеристики ДЗТ

Выбор коэффициента торможения третьего участка тормозной характеристики выбирается по условию отстройки от тока небаланса при максимальном внешнем сквозном токе.

Ток срабатывания ДЗТ при максимальном сквозном токе внешнего КЗ в точке К2:

$$I_{\text{ДЗТ 3}} = K_{\text{отс}} \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + U_{\text{рег}} + k_{\text{выр}}) \cdot \frac{I_{k \text{ max}}}{I_{\text{ном.тр 1}}} = 1,2 \cdot \left(2 \cdot 0,1 + 3 \cdot \frac{1,77}{100} + 0,05 \right) \cdot \frac{601,1}{80,33} = 2,72$$

Ток срабатывания ДЗТ при тормозном токе $1,5I_{\text{ном}}$

$$I_{\text{ДЗТ 2}} = K_{\text{торм 2}} \cdot (I_{\text{торм 2}} - I_{\text{торм 1}}) + I_{\text{ДЗТ нач}} = 0,4 \cdot (1,5 - 0,5) + 0,2 = 0,6$$

где $K_{\text{торм 2}}$ – коэффициент торможения на втором участке тормозной характеристики;

$I_{\text{торм 2}}$ – тормозной ток второго излома тормозной характеристики, 1,5;

$I_{\text{торм 1}}$ – тормозной ток первого излома тормозной характеристики, 0,5;

$I_{\text{ДЗТ нач}}$ – начальный ток срабатывания ДЗТ.

Коэффициент торможения на третьем участке тормозной характеристики;

$$K_{\text{торм } 3} = \frac{I_{\text{ДЗТ } 3} - I_{\text{ДЗТ } 2}}{I_{k \text{ торм}} - I_{\text{торм } 2}} = \frac{2,72 - 0,6}{5,61 - 1,5} = 0,52$$

где $I_{\text{ДЗТ } 3}$ – ток срабатывание ДЗТ при максимальном сквозном токе внешнего КЗ;

$I_{\text{ДЗТ } 2}$ – ток срабатывание ДЗТ при токе торможения $1,5I_{\text{ном}}$, 1;

$I_{k \text{ торм}}$ – тормозной ток ДЗТ при максимальном сквозном токе внешнего КЗ;

$I_{\text{торм } 2}$ – тормозной ток второго излома тормозной характеристики, 1,5.

Проверка чувствительности дифференциальной токовой защиты

а) Проверка чувствительности ДТО

Согласно руководящим указаниям по защите трансформаторов чувствительность ДТО не определяется, так как она является вспомогательным элементом, назначение которого – предотвращение недопустимого замедления или отказа срабатывания ДЗТ при больших кратностях тока.

В рассматриваемом случае расчетным по чувствительности является двухфазное КЗ на стороне 10 кВ в точке К2 относительно номинального тока стороны ВН

$$I_{k \text{ min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{601,1}{80,33} = 6,48$$

Коэффициент чувствительности ДТО равен

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{k \text{ min}}^{(2)}}{I_{\text{ДТО}}} = \frac{6,48}{10,97} = 0,591 < 2 \quad (2.11)$$

б) Проверка чувствительности ДЗТ

Коэффициент чувствительности ДЗТ равен

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{k \text{ min}}^{(2)}}{I_{\text{ДЗТ нач}}} = \frac{6,48}{0,2} = 32,4 > 2 \quad (2.12)$$

Таким образом, выбранный начальный ток срабатывания ДЗТ удовлетворяет требуемому ПУЭ коэффициенту чувствительности.

Ток, соответствующий границе срабатывания ДЗТ, $I_{\text{сч}}$ при рассматриваемом двухфазном КЗ через переходное сопротивление и учете токов нагрузки:

$$I_{сч} = I_{ДЗТ\ нач} + K_{торм\ 2}(I_{Тч} - I_{ТН}) \quad (2.13)$$

где $I_{Тч}$ - ток торможения, соответствующий граничному току срабатывания $I_{сч}$ ДЗТ;

$I_{ТН}$ - ток начала торможения, $0,5I_{ном}$.

Коэффициент наклона прямой КН (см. рисунок 3):

$$K_{КЗ} = \frac{I_k}{I_k/2-1} = \frac{6,48}{6,48/2-1} = 2,9. \quad (2.14)$$

Ток торможения $I_{Тч}$:

$$I_{Тч} = \frac{K_{КЗ} + 0,5 \cdot K_{торм\ 2} + I_{ДЗТ\ нач}}{K_{КЗ} - K_{торм\ 2}} = \frac{2,9 - 0,5 \cdot 0,54 + 0,2}{2,9 - 0,54} = 1,2. \quad (2.15)$$

Тогда

$$I_{сч} = 0,2 + 0,54 \cdot (1,2 - 0,5) = 0,58.$$

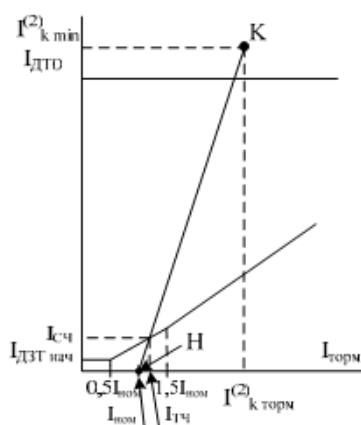


Рисунок 2.2 - К определению КН при КЗ через переходное сопротивление

С учетом переходного сопротивления для группы грубых уставок коэффициент чувствительности ДЗТ:

$$K_{ч} = \frac{I_k^{(2)\ min}}{I_{ДЗТ\ нач}} = \frac{6,48}{0,58} = 11,2 > 2 \quad (2.16)$$

Полученный коэффициент чувствительности ДЗТ для рассматриваемого КЗ с учетом переходного сопротивления в месте повреждения также удовлетворяет требованиям ПУЭ. Однако следует отметить, что при учете переходного

го сопротивления по сравнению со случаем металлического КЗ коэффициент чувствительности снизился почти в три раза.

Расчет блокировки ДЗТ

а) Расчет $K_{ИБП}$

Величина ИПБ $K_{ИБП}$ выбирается по условию срабатывания ИПБ при включении силового трансформатора на холостой ход и возникновении апериодического БТН.

$$K_{ИБП} = \frac{0,15 \cdot (1 + K_{Г})}{K_{отс}} = \frac{0,15 \cdot (1 + 0,2)}{1,1} = 0,16, \quad (2.17)$$

где $K_{Г}$ – коэффициент гармонических искажений, принимается равным 0,2 – 0,65;

$K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,1 – 1,5.

б) Расчет ТПБ

Активное сопротивление обмотки трансформатора:

$$R_{\text{ч}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз}} \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{1}{2} \cdot \frac{85 \cdot 115^2}{16^2} \cdot 10^{-3} = 2,2 \text{ Ом}, \quad (2.18)$$

где КЗ $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери КЗ, кВт;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение трансформатора, кВ;

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

Реактивное сопротивление обмотки трансформатора, с которой происходит включение

$$x_{\text{ч}} = x_{*T}^{(1)} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0,182 \cdot \frac{115^2}{16} = 150,43 \text{ Ом}, \quad (2.19)$$

где $x_{*T}^{(1)}$ – сопротивление трансформатора при однофазном включении под напряжение.

Постоянная затухания броска тока намагничивания при включении трансформатора:

$$\tau = \frac{x_C + x_B}{\omega \cdot (R_C + R_T)} = \frac{18,5 + 150,43}{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot (1,85 + 2,2)} = 0,133 \text{ с}, \quad (2.20)$$

где x_C – реактивное сопротивление питающей системы в максимальном режиме работы;

R_C – активное сопротивление питающей системы в максимальном режиме работы.

При отсутствии данных принимается $0,1x_c$.
 Длительность перекрестной блокировки:

$$T_{ПБ} = K_{ОТС} \cdot \tau \cdot \ln \left(\frac{K_B}{I_{ДЗТ \text{ нач}}} \right) = 1,15 \cdot 0,133 \cdot \ln \left(\frac{8}{0,2} \right) = 0,57 \text{ с}, \quad (2.21)$$

где K_B – кратность БТН, принимается равной $6 - 8I_{НОМ}$;
 $I_{ДЗТ \text{ нач}}$ – начальный ток срабатывания ДЗТ для группы грубых уставок;
 $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, принимается равным $1,15 - 1,3$;
 τ – постоянная затухания БТН.

Результаты расчета

Полученные сводим результаты в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Рекомендованные уставки для ввода в блок

Наименование уставки	Значение	
Номинальный ток ПТН на стороне ВН, А	5	
Номинальный ток ПТН на стороне НН, А	1	
ДТО		
Ток срабатывания ДТО $I_{ДТО}$	10,97	
ДЗТ		
	Грубые уставки	Чувствительные уставки
Начальное значение дифференциального тока срабатывания $I_{ДЗТ \text{ нач}}$	0,20	0,20
Коэффициент торможения второго участка тормозной характеристики $K_{\text{торм } 2}$	0,54	0,40
Коэффициент торможения второго участка тормозной характеристики $K_{\text{торм } 3}$	0,71	0,52
Коэффициент информационного признака блокировки ($I_{2Г}/I_{1Г}$)	0,16	
Наименование уставки	Значение	
Длительность перекрестной блокировки	0,57	

2.1.3 Газовая защита

1 Функции газовой защиты

Газовая защита (ГЗ) – это защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле, или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель. Для правильной работы ГЗ корпус трансформатора устанавливается с наклоном $1,5-2\%$ в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в

рассечку трубопровода от корпуса трансформатора к расширителю. Газовая защита абсолютно селективная и не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Газовая защита трансформатора выполняется двухступенчатой:

Первая ступень ГЗ срабатывает при незначительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал.

Вторая ступень ГЗ срабатывает при значительном выделении газа, понижении уровня масла в газовом реле, или при интенсивном движении потока масла из бака трансформатора в расширитель, и действует на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

Образующиеся при местном перегреве или при дуговом замыкании внутри бака трансформатора газы выталкивают масло из трубопровода и газового реле, а затем прорываются в расширитель, заполняя по пути газовое реле. При незначительном выделении газа, он через трубу заполняет верхнюю часть газового реле, а излишек проходит в расширитель. Таким образом, в газовом реле скапливается газ, который можно выпустить через кран, или набрать в специальную емкость и направить на анализ. Внутри объема, где скапливается газ, находится поплавков, который при появлении газа опускается и замыкает контакты, действующие на сигнал (сигнальный элемент газового реле). При срабатывании сигнализации, необходимо отключить трансформатор, взять пробы газа; состав газа, затем анализируется. Для отбора пробы газа реле оснащено специальным краном, а для наблюдения за количеством газа имеется специальное окно с делениями. Простейшим способом анализа является проверка газа на горючесть и цвет. Горючие газы образуются в масле под действием электрической дуги и свидетельствуют о ее появлении внутри бака трансформатора. Окрашивание газа происходит при горении твердой изоляции внутри трансформатора. Химический анализ дает более точные сведения о характере повреждения. Следует иметь в виду, что в газовом реле может оказаться и воздух, который был растворен в масле и начал выделяться после его нагрева. Инструкциями запрещается отбор газа на трансформаторе, находящемся под напряжением, из соображений безопасности – незначительное вначале повреждение может перерасти в большое повреждение с разрывом бака и пожаром, вследствие чего пострадает персонал, отбирающий пробу газа. Второй элемент (поплавков) газового реле расположен внутри реле прямо на пути потока масла из трубы в расширитель, он может опуститься под давлением масла при его выбросе или при заполнении реле газом. Для четкой работы при выбросе масла в современных реле поплавков дополнительно соединяется со специальной заслонкой.

Выброс масла или выделение сразу большого объема газа происходит при серьезном повреждении внутри бака, поэтому, вторая ступень ГЗ действует на отключение без выдержки времени. Отключающий элемент срабатывает также при отсутствии масла в газовом реле. Обычно это происходит при течи из бака, когда масло целиком ушло из расширителя и газового реле. Но существует и

другая возможность: между газовым реле и расширителем имеется кран, перекрывающий выход масла из расширителя.

2 Выбор газового реле

Газовая защита трансформаторов выполнена с использованием:

- одного газового реле типа РГТ-50, реагирующего на повреждения в кожухе трансформатора, сопровождающиеся выделением газа из бака в расширитель, с двумя контактами, действующими соответственно на отключение и на сигнал (возможен перевод отключающего контакта реле на сигнал);

- трех газовых реле типа РГТ-50, реагирующих на повреждения в контакторном объеме устройства РПН трансформатора, выполненных с помощью трех однофазных устройств типа РНОА, переключатели (избиратели) которых установлены в общем объеме кожуха трансформатора; в работе используется только контакт реле, действующий на отключение трансформатора и на отсечный клапан, который перекрывает маслопровод от расширителя к баку трансформатора (возможность перевода отключающего реле не предусмотрена, поскольку газовые реле отсека РПН должны действовать только на отключение).

Достоинствами газовой защиты являются:

1. Высокая чувствительность, позволяющая реагировать практически на все опасные повреждения внутри бака.

2. Весьма небольшое для неэлектрического принципа время срабатывания (0,1 – 0,15 с) при больших скоростях потока масла.

Защита имеет следующие недостатки:

1. Значительное время срабатывания при медленном газообразовании, что не позволяет отнести ее к быстродействующим.

2. Не реагирует на повреждения, возникающие вне бака, но в зоне между трансформатором и выключателями, поэтому она не может быть единственной защитой от внутренних повреждений.

3. При использовании защиты в районах с сильными землетрясениями, на установках, вблизи которых производят взрывные работы, и т. п. Могут возникнуть затруднения с выполнением ее действия на отключение.

Защиту временно переводят действием только на сигнал при доливке масла, включении трансформатора в работу после ремонта.

3 Выбор газового реле защиты переключателя РПН

Газовая защита РПН трансформатора выполнена на струйном реле и действует на отключение трансформатора при интенсивном движении потока масла из бака РПН в сторону расширителя.

Контакты переключателя РПН находятся в отделенном от бака трансформатора отсеке. Поскольку при переключении контактов дуга горит в масле, то масло постепенно разлагается с выделением газа и других компонентов. Это масло не смешивается с остальным маслом в баке и не ухудшает его качество. Бак РПН так же соединяется с расширителем (отдельный отсек) и в соединительной трубе устанавливается специальное реле, например, типа URF-25. Это реле называется струйным и работает только при выбросе масла. Реле не имеет крана для спуска воздуха (нормально в смотровом окошке может быть

воздух), и имеет только один отключающий элемент – заслонка вместо поплавка. Газ, выделяющийся при переключении контакторов, свободно выходит в расширитель и не вызывает срабатывания реле. Срабатывание реле вызывает выброс масла, происходящий при перекрытии внутри отсека РПН. При срабатывании струйного реле РПН в его смотровом окошке появляется красный сигнальный флажок. После срабатывания струйное реле остается в сработанном положении и должно возвращаться в исходное положение нажатием кнопки на реле. Реле снабжено также кнопкой опробования, нажав на которую можно отключить трансформатор. У струйных реле немецкого производства на корпусе имеется всего одна кнопка проверки исправности и возврата реле. Нажатие ее на . хода вызывает срабатывание реле, а нажатие до упора - возврат. Кнопка опробования исправности реле может использоваться для опробования отделителя и короткозамыкателя, и были случаи, когда после опробования, реле оставляли в сработанном состоянии и, при включении трансформатора, он сразу же отключался. Струйное реле РПН может так же работать при доливке масла в бак РПН снизу. Поэтому, при вводе трансформатора в работу, необходимо проверить не сработанное положение струйного реле РПН по отсутствию красного флажка в смотровом окошке реле.

2.1.4 Расчет резервных защит трансформатора Т5

В качестве резервной защиты трансформатора устанавливаем защиту от перегрузки, максимальную токовую защиту трансформатора (МТЗ).

- МТЗ Т5 на стороне ВН с пуском по напряжению

Предварительно была рассчитана МТЗ без пуска по напряжению. По условиям чувствительности она не прошла, поэтому рассчитываем МТЗ с пуском по напряжению.

Ток срабатывания МТЗ с пуском по напряжению отстраиваем от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз.} = \frac{K_{отс.}}{K_{воз.}} \cdot I_{ном.}; \quad I_{сз.} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 80,33 = 101,5A; \quad (2.22)$$

Напряжение срабатывания выбираем по условию обеспечения возврата реле после отключения внешнего КЗ по выражению:

$$U_{с.з.} \leq \frac{U_{раб.мин.}}{K_{отс} \cdot K_{воз.}}; \quad U_{с.з.} = \frac{0,8 \cdot 110}{1,2 \cdot 1,2} = 61,1кВ; \quad (2.23)$$

где $U_{раб.мин.}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ, принимаемый равным $0,8 \cdot U_{ном.}$;

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

$K_{в}$ – коэффициент возврата реле, принимаемый – 1,2;

А также по условию отстройки от напряжения самозапуска двигателей при наличии АПВ или АВР в соответствии с выражением:

$$U_{c.з.} \leq \frac{U_{сам.зап.}}{K_{отс}}; \quad U_{c.з.} = \frac{0,7 \cdot 110}{1,2} = 54,2 \text{ кВ}; \quad (2.24)$$

где $U_{сам.зап.}$ – междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР, принимаемый равным $0,7 \cdot U_{НОМ}$;

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

За расчетное принимается меньшее из полученных значений, т.е. $U_{c.з.} = 54,2 \text{ кВ}$;

Чувствительность защиты определяем при двухфазном коротком замыкании на стороне НН в минимальном режиме энергосистемы.

Сторона НН

$$K_q = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}}; \quad K_q = \frac{0,87 \cdot 2810}{101,5} = 24; \quad (2.25)$$

По ПУЭ коэффициент чувствительности при к.з. в конце зоны резервирования должен быть порядка 1,2. Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

Время срабатывания I ступени защиты определяется по согласованию с выдержками времени резервных дистанционных защит $t = 1,7 \text{ с}$.

- МТЗ Т5 на стороне НН

Ток срабатывания МТЗ отстраиваем от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз.} = 1,3 \cdot I_{НОМ.}; \quad I_{сз.} = 1,3 \cdot 880 = 1144 \text{ А}; \quad (2.26)$$

где $K_{отс.} = 1,3$ – коэффициент отстройки.

Чувствительность защиты определяем при двухфазном коротком замыкании на стороне НН Т5 в минимальном режиме энергосистемы.

$$K_q = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз}}; \quad K_q = \frac{0,87 \cdot 6619}{1144} = 5; \quad (2.27)$$

Защита срабатывает с выдержкой времени, $t = 0,5 \text{ с}$.

По ПУЭ коэффициент чувствительности при к.з. в конце зоны защиты должен быть порядка 1,5. Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

- *Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне ВН*

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток ВН выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс.} \cdot I_{ном.}}{K_{воз.}}; \quad I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 80,33}{0,95} = 88,79 A; \quad (2.28)$$

где $K_{отс.} = 1,05$ – коэффициент отстройки, равный 5% перегрузке Т5 сверх номинального;

$K_{воз.} = 0,95$ – коэффициент возврата реле.

- *Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне НН*

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток НН выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс.} \cdot I_{ном.}}{K_{воз.}}; \quad I_{сз} = \frac{1,05 \cdot 880}{0,95} = 972,6 A; \quad (2.29)$$

2.2 Проектирование защиты линии

Согласно заданию, требуется рассчитать защиты для одной из линий, все защиты рассчитаны для линии W3.

2.2.1 Описание функций терминалов основных и резервных защит линии

Роль основной защиты линии выполняет терминал ДЗЛ 7SD522. Основная защита рассмотрена специальной части диплома.

Устройство резервной защиты 7SA632 ВЛ 110 кВ

Назначение внутренних функций устройства:

21, 21N. *Дистанционная направленная защита*, имеет 5 ступеней по сопротивлению срабатывания при междуфазных и однофазных КЗ в защищаемых зонах, имеющих полигональную характеристику, с автоматической блокировкой (выводом) действия, в случаях:

— неисправности, исчезновения и сигнализации одной или нескольких фаз цепей напряжения – для всех ступеней защиты;

— качаний в высоковольтной сети – для заданных ступеней защиты (с разрешением их действия в случае возникновения КЗ).

Для второй (или третьей) ступени защиты выполняется автоматическое ускорение действия в течение заданного времени после включения выключателя автотрансформатора (линии) без напряжения.

Каждая ступень действует с заданной выдержкой времени: на отключение выключателя автотрансформатора (линии), пуск АПВ и пуск УРОВ.

Отдельная ступень защиты выполняется чувствительной при междуфазных и однофазных КЗ по всей длине линии и действует без выдержки времени: на пуск телесигнала для ускорения действия аналогичной ступени защиты на ВЛ 110 кВ;

50N, 51N, 67N. Токовая направленная защита нулевой последовательности, имеет 4 ступени по току срабатывания при КЗ на землю в защищаемых зонах.

Для третьей (или четвертой) ступени защиты выполняется автоматическое ускорение действия в течение заданного времени после включения выключателя.

Каждая ступень действует с заданной независимой выдержкой времени: на отключение выключателя автотрансформатора (линии), пуск АПВ и пуск УРОВ.

50, 51. Максимальная токовая защита (аварийная), имеет 2 ступени по току срабатывания при междуфазных КЗ в защищаемых зонах. Вводится в действие автоматически в случае неисправности (исчезновении) цепей напряжения дистанционной защиты и автоматически выводится из действия при их восстановлении.

Каждая из ступеней действует с заданной выдержкой времени: на отключение выключателя, пуск АПВ и пуск УРОВ.

50BF. Устройство резервирования отказа выключателя, пускается при срабатывании защит на отключение выключателя, с контролем наличия минимального тока в его цепи.

Действует с заданной независимой выдержкой времени: при пуске от защит линии – на отключение и запрет АПВ выключателя 110 кВ и пуск в.ч. сигнала на отключение и запрет АПВ выключателя линии W3.

25. Устройство контроля наличия (отсутствия) и синхронизма напряжений линии 110 кВ и напряжения на вводе 10 кВ трансформатора. Имеет заданные минимальные и /или максимальные уставки контролируемых параметров.

Действует:

— на блокирование (запрещение действия) оперативного включения выключателя при отсутствии синхронизма напряжений;

— на блокирование (запрещение действия) АПВ выключателя автотрансформатора при отсутствии заданных условий его срабатывания (контроль отсутствия напряжения линий, контроль отсутствия напряжения на вводе 10 кВ автотрансформатора, контроль наличия синхронизма напряжений).

79. Устройство автоматического повторного включения выключателя, имеет 1 или более циклов срабатывания, пускается по факту срабатывания защит ВЛ на отключение выключателя (за исключением УРОВ, дифзащиты и газовой защиты), с проверкой его отключенного положения и наличия заданных условий срабатывания АПВ. Действует с заданной выдержкой времени на включение выключателя.

74ТС. Устройство контроля исправности цепей отключения выключателя. Действует на сигнал и блокирование автоматического повторного включения.

FL. Указатель места повреждения линии, определяет первичное сопротивление (Ом) и расстояние (км; %) до места КЗ с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных.

FR. Регистратор аварийных событий, фиксирует с отображением на дисплее устройства и дистанционной передачей данных:

- фазные токи, ток нулевой последовательности;
- фазные напряжения, напряжение нулевой последовательности.

ER. Регистратор внутренних событий (устройства) для запоминания, отображения на дисплее устройства и дистанционной передачи событий срабатывания и неисправности внутренних функций и пусковых сигналов Бинарных входов по заданному перечню.

В комплексе 7SA632 для ликвидации КЗ на землю предусмотрена *отдельная токовая защита нулевой последовательности*, которая содержит:

- три ступени максимальной токовой защиты нулевой последовательности с независимыми характеристиками выдержек времени (UMZ–защита);
- ступень максимального тока нулевой последовательности с токозависимой характеристикой выдержки времени (AMZ–защита).

Эти четыре ступени независимы друг от друга и могут комбинироваться в любой последовательности. Если токозависимая ступень не требуется, то ее можно использовать как четвертую независимую ступень.

Любая ступень может быть установлена ненаправленной или направленной - "вперед" или "назад". Кроме этого, можно определить, должна ли защита от к.з. на землю функционировать вместе с логикой приема-передачи сигналов телеуправления и через какую ступень реализуется телеуправление. Если защита устанавливается на или рядом с трансформатором, то необходимо включить блокировку от броска тока намагничивания при включении. Также по дискретному входу возможна блокировка от внешнего критерия. При включении защищаемой линии на к.з. может быть введено незамедлительное отключение (ускорение) от любой ступени — одной или нескольких.

Блокировка от броска тока при включении.

Если устройство установлено на присоединении трансформатора или линии, которая заканчивается трансформатором, то при включении трансформатора с заземленной нейтралью в защите возникает ток нулевой последовательности, обусловленный броском тока намагничивания. Вследствие этого возможно излишнее срабатывание быстродействующих ступеней, параметр срабатывания которых лежит в пределах тока включения.

В 7SA632 токовая защита от к.з. на землю имеет 3 независимые ступени:

- ступень сверхтока $3I_{0>>>}$, $T3I_{0>>>}$;
- ступень высокого тока $3I_{0>>}$, $T3I_{0>>}$;
- ступень максимального тока $3I_{0>}$, $T3I_{0>}$,
- и 4-ю ступень максимального тока $3 I_{0P}$ с токозависимой выдержкой времени.

2.2.2 Расчет дистанционной защиты линии W3 110 кВ

Уставка срабатывания I ступени выбирается из условия отстройки от КЗ на шинах приемной подстанции.

$$z_{с.з.}^I = K_3 \cdot z_{ЛЗ}, \quad (2.30)$$

где $K_3=0,85$ – коэффициент запаса по избирательности, учитывающий погрешность защиты совместно с трансформаторами тока и напряжения;

$z_{ЛЗ}$ – полное сопротивление линии W3.

$$z_{с.з.}^I = 0,85 \cdot (2 + j4,2) = |1,7 + j3,57| = 3,95 \text{ Ом}$$

Первая ступень дистанционной защиты действует без выдержки времени.

Отстройка от КЗ на шинах подстанции в месте установки защиты не производится, т.к. все ступени защиты выполнены направленными.

Уставка срабатывания II ступени выбирается по условию согласования с дистанционными защитами смежных линий:

$$z_{с.з.}^{II} = K_3 \cdot z_{ЛЗ} + \frac{K'_3}{K_{\text{ток}}} \cdot z_{Л.см.}^{I(II)}, \quad (2.31)$$

где $K'_3=0,78$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых защит линий;

$K_{\text{ток}} = \frac{I_{з.выб.}}{I_{з.см.}}$ – коэффициент токораспределения, определяемый по трех-

фазному КЗ в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование, данные для его расчёта представлены на рисунке 2.3;

$I_{з.выб.}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока той защиты, для которой выбирается уставка;

$I_{з.см.}$ – ток, протекающий через трансформаторы тока смежной защиты, с которой производится согласование;

$z_{Л.см.}^{I(II)}$ – уставка срабатывания первой (или второй) ступени защиты смежной линии.

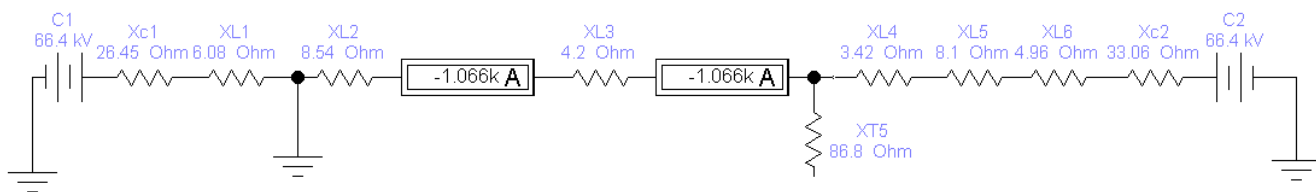


Рисунок 2.3 - Коэффициент токораспределения

$$z_{с.з.ЛЗ}^{\text{II}} = K_3 \cdot z_{ЛЗ} + \frac{K_3'}{K_{\text{ТОК}}} \cdot z_{Л2}^{\text{I}}, \quad (2.32)$$

$$K_{\text{ТОК}} = \frac{1066}{1066} = 1,$$

$$z_{с.з.ЛЗ}^{\text{II}} = (1,7 + j3,57) + \frac{0,78}{1} \cdot [0,85 \cdot (5 + j8,54)] = |5,315 + j9,86| = 11,2 \text{ Ом},$$

$$K_q^{\text{II}} = \frac{z_{с.з.ЛЗ}^{\text{II}}}{z_{ЛЗ}} > 1,25, \quad (2.33)$$

$$K_q^{\text{II}} = \frac{5,315 + j9,86}{2 + j4,2} = |2,4 - j0,12| = 2,4$$

следовательно, вторая ступень защиты проходит по чувствительности.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t=0,5$ с) больше выдержек времени тех ступеней защит, с которыми производится согласование:

$$t_{с.з.}^{\text{II}} = t_{с.з.см}^{\text{I(II)}} + \Delta t, \quad (2.34)$$

$$t_{с.з.}^{\text{II}} = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с}.$$

Уставка срабатывания третьей ступени защиты выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается либо по длительному допустимому току нагрева провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы, в последнем случае указывается $\cos\varphi$ нагрузки:

$$z_{с.з.ЛЗ}^{\text{III}} = \frac{U_{\text{min экспл.}}}{\sqrt{3} \cdot K_H \cdot K_B \cdot I_{\text{нагр.}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч.}} - \varphi_{\text{нагр.}})}, \quad (2.35)$$

где $U_{\text{min экспл.}}$ – минимальное эксплуатационное напряжение, равное $0,9U_{\text{ном}}$;

$K_H=1,2$ – коэффициент надежности;

$K_B=1,1$ – коэффициент возврата для реле сопротивления;

$\varphi_{\text{м.ч.}}=65 \div 80^\circ$ – угол максимальной чувствительности;

$\varphi_{\text{нагр.}} \leq 30 \div 45$ – угол сопротивления, обусловленного нагрузкой;
 $I_{\text{нагр.}}$ – максимальный ток нагрузки.

$$I_{\text{нагр.}} = \frac{S_{\text{линии}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (2.36)$$

$$I_{\text{нагр.}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 131,21 \text{ А},$$

$$z_{\text{с.з.ЛЗ}}^{\text{III}} = \frac{0,9 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 131,21 \cdot \cos(75^0 - 30^0)} = 471,45 \text{ Ом},$$

$$K_u^{\text{III}} = \frac{z_{\text{с.з.ЛЗ}}^{\text{III}}}{z_{\text{ЛЗ}}} > 1,25, \quad (2.37)$$

$$K_u^{\text{III}} = \frac{471,45}{2 + j4,2} = |43,57 - j91,5| = 101 > 1,25$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается на ступень селективности больше выдержки времени второй ступени смежной защиты (линии W2)

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з.}}^{\text{II}} + \Delta t, \quad (2.38)$$

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = 0,6 + 1 = 1,6 \text{ с.}$$

Уставки срабатывания реле сопротивления для различных ступеней определяются следующим образом:

$$z_{\text{с.р.}} = z_{\text{с.з.}} \cdot \frac{K_{\text{ТА}}}{K_{\text{ТВ}}}, \quad (2.39)$$

где $K_{\text{ТА}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока;
 $K_{\text{ТВ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

Уставка срабатывания реле сопротивления I ступени дистанционной защиты:

$$z_{\text{с.р.}}^{\text{I}} = 3,95 \cdot \frac{30}{1100} = 0,14 \text{ Ом};$$

где K_{TA} – коэффициент трансформации трансформатора ($I_{ном}=200$ А, $I_{втор}=5$ А):

$$K_{TA} = \frac{200}{5} = 40$$

K_{TV} – коэффициент трансформации трансформатора напряжения ($U_{ном}=110$ кВ, $U_{втор}=100$ В):

$$K_{TV} = \frac{110 \cdot 10^3}{100} = 1100$$

Уставка срабатывания реле сопротивления II ступени дистанционной защиты:

$$z_{с.р.}^{II} = 11,2 \cdot \frac{40}{1100} = 0,41 \text{ Ом}$$

Уставка срабатывания реле сопротивления III ступени дистанционной защиты:

$$z_{с.р.}^{III} = 471,45 \cdot \frac{40}{1100} = 17,14 \text{ Ом}$$

2.2.3 Токовая направленная защита нулевой последовательности от замыканий на землю линии W3

С целью повышения чувствительности разземляем нейтрали трансформаторов ПС№1 и ПС№2.

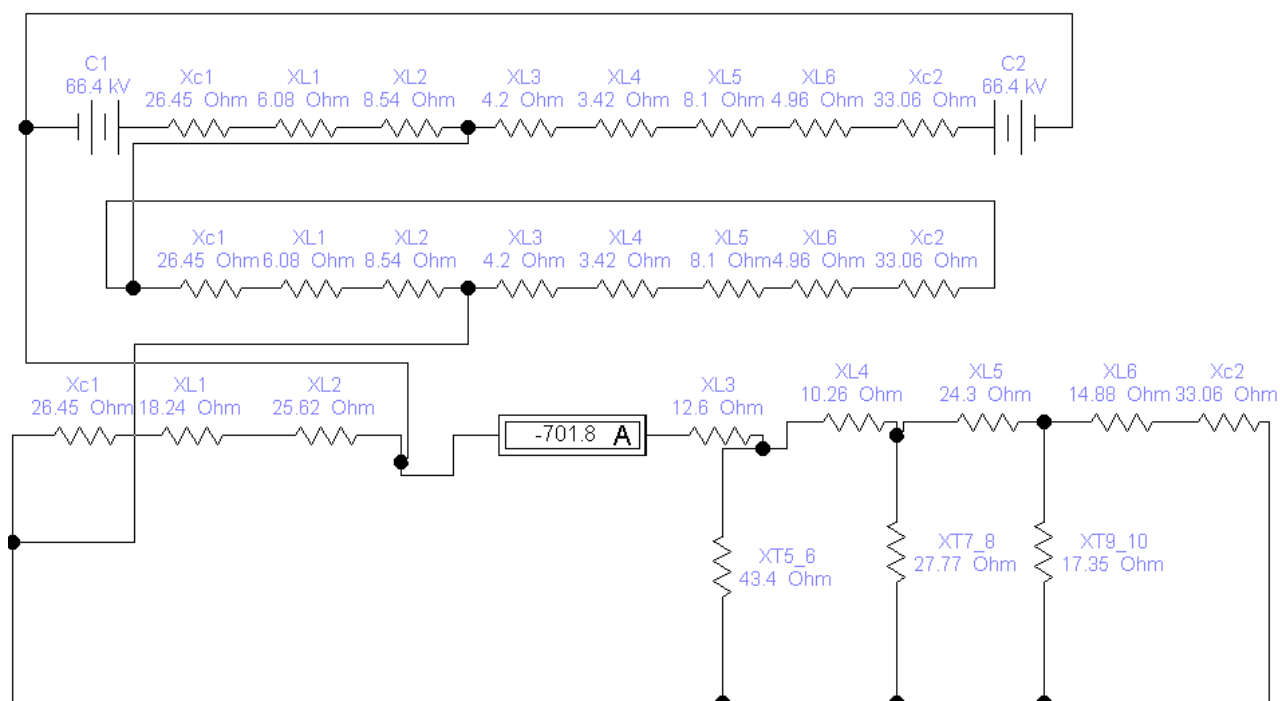


Рисунок 2.4 – Однофазное КЗ для расчёта 1й ступени ТЗНП

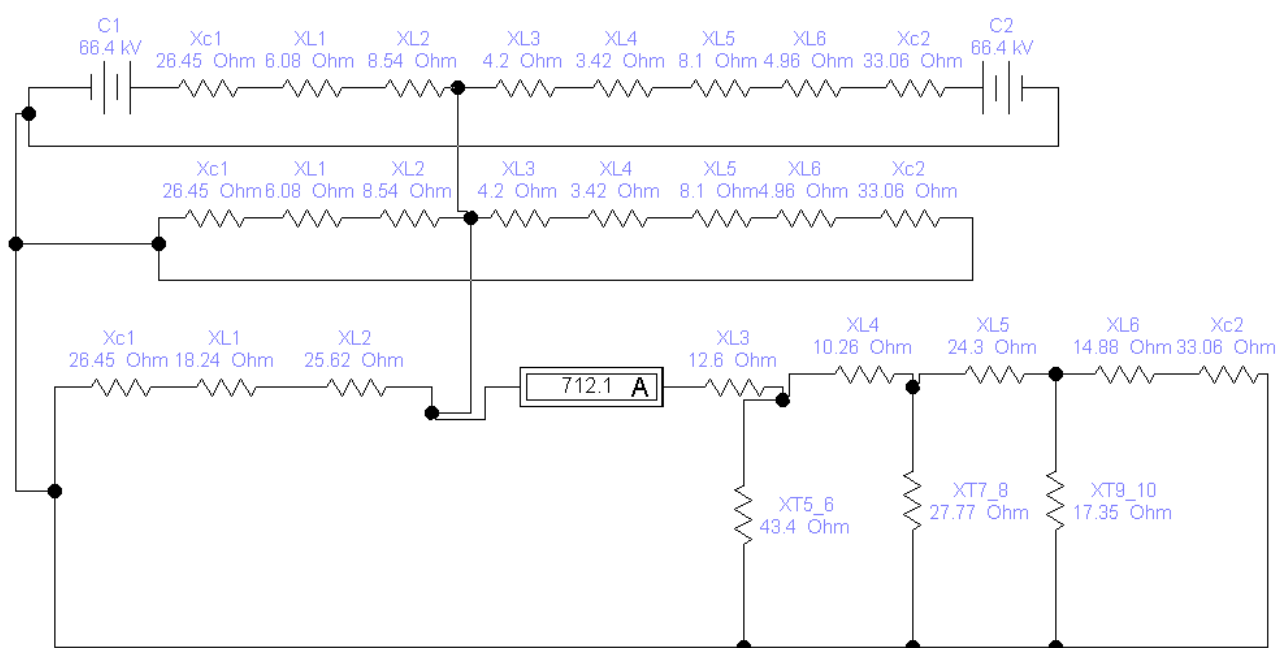


Рисунок 2.5 – Двухфазное КЗ для расчёта 1й ступени ТЗНП

Расчет уставок срабатывания.

Ток срабатывания отсечки первой ступени выбирается по следующему условию: выполняется отстройка от максимального тока $3I_0$, протекающего через защиту при КЗ за выключателем смежного участка (на шинах приемной подстанции). Ток КЗ на землю для первой ступени представлены на рисунках 2.4 и 2.5.

$$I_{сз}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_{0л3} \quad (2.40)$$

где K_H – коэффициент надежности по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической составляющей и необходимый запас;

$I_{0к2}$ – максимальный ток нулевой последовательности, протекающий по защищаемой линии при КЗ в узле №2.

$$I_{сз}^I = 1,3 \cdot 3 \cdot 712,1 = 2777 \text{ А}$$

Ток срабатывания защиты II ступени:

$$I_{сз}^{II} = K_H \cdot K_{ток} \cdot I_{сз}^{I(II)} \quad (2.41)$$

где K_H – коэффициент надежности по избирательности согласуемых линий;

$K_{ток} = 3 \cdot I_{0 з.выб} / 3 \cdot I_{0 з.см}$ – коэффициент токораспределения, определяемый по току $3I_0$ при однофазном замыкании в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

$3 \cdot I_{0 з.выб}$ – ток $3I_0$, протекающий через ТТ защиты, для которой выбирается уставка;

$3 \cdot I_{0 з.см}$ – ток $3I_0$, протекающий через ТТ защиты, с которой производится согласование;

$I_{сз}^{I(II)}$ – ток срабатывания защиты первой или второй ступени защиты смежной линии.

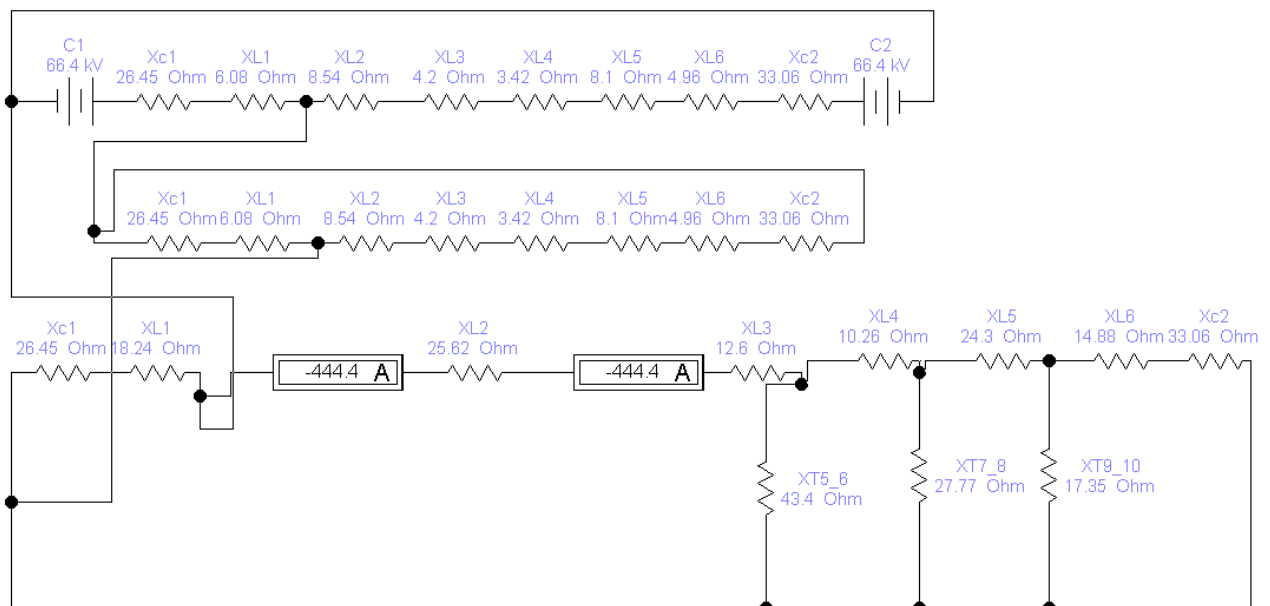


Рисунок 2.6 – Однофазное КЗ для расчёта 2й ступени ТЗНП

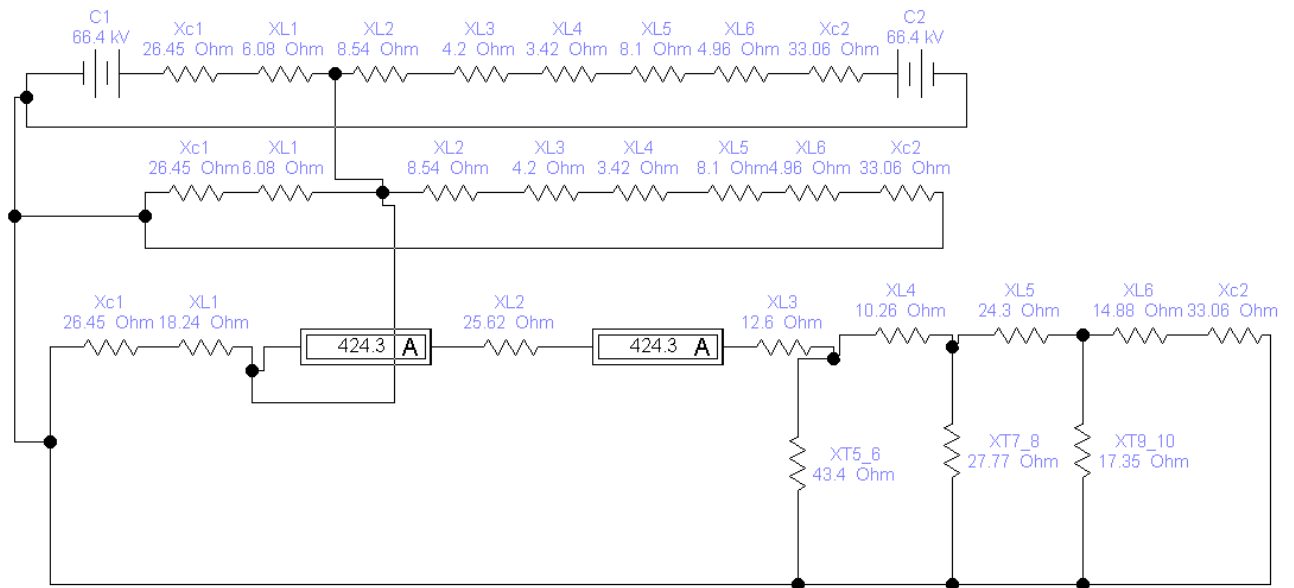


Рисунок 2.7 – Двухфазное КЗ для расчёта 2й ступени ТЗНП

Ток срабатывания первой ступени защиты линии W2 равен:

$$I_{сз\ Л2}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_{0K1} \quad (2.41)$$

$$I_{сз\ Л2}^I = 1,3 \cdot 3 \cdot 444,4 = 1733,16 \text{ A}$$

тогда ток срабатывания второй ступени защиты линии W3:

$$I_{сз}^{II} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1733,16 = 2079,8 \text{ A}$$

Чувствительность второй ступени защиты проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме.

$$K_q = \frac{I_{КЗ\ min}}{I_{сз\ Л03}^{II}} > 1,5 \quad (2.42)$$

$$K_q = \frac{701,8 \cdot 3}{2079,8} = 1,01 < 1,5$$

Вторая ступень защиты линии W3 по чувствительности не проходит, это означает, что вторая ступень ненадёжно защищает конец линии W2, поэтому переходим к выбору выдержки времени.

Выдержка времени второй ступени принимается равной ступени селективности: $t_{л3}^{II} = \Delta t$

$$\Delta t \approx 0,35 \div 0,5 \text{ с}$$

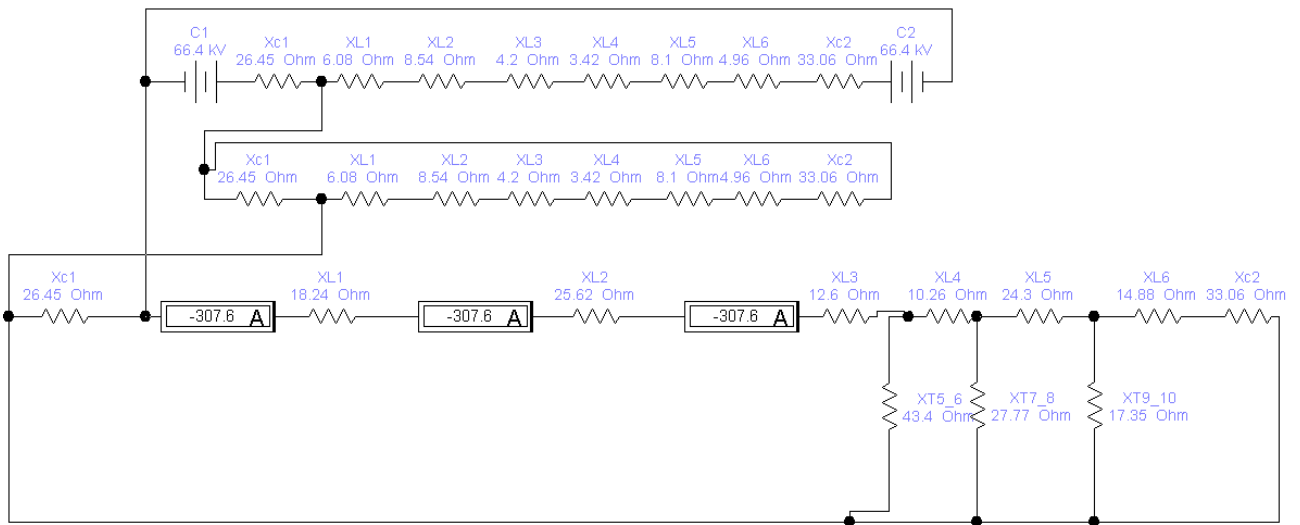


Рисунок 2.8 – Однофазное КЗ для расчёта 3й ступени ТЗНП

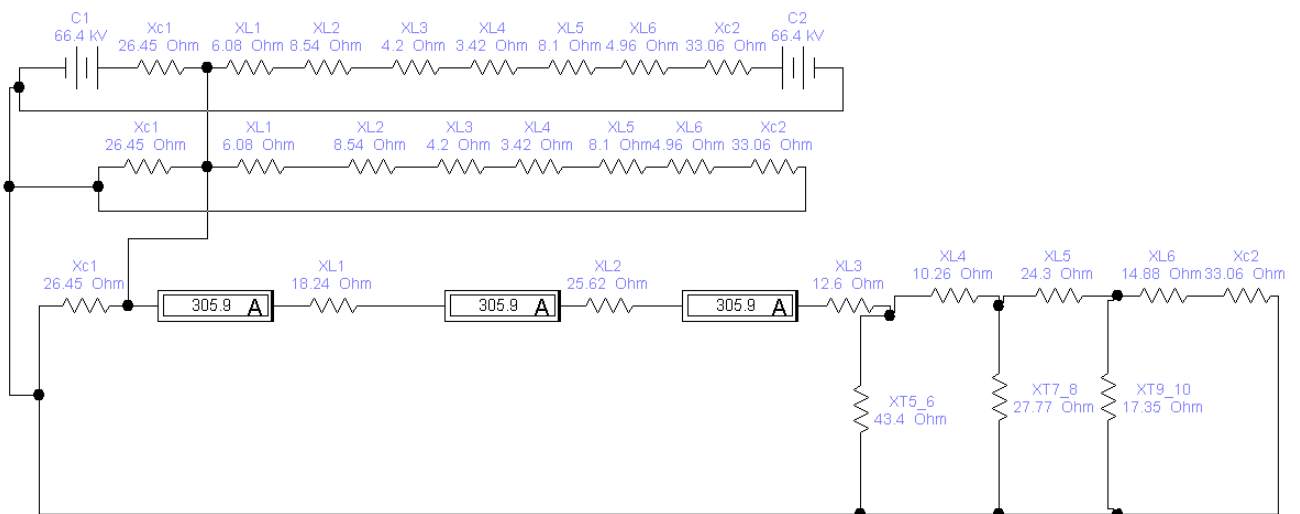


Рисунок 2.9 – Двухфазное КЗ для расчёта 3й ступени ТЗНП

Ток срабатывания первой ступени защиты линии W1 равен:

$$I_{сз\ Л1}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_{0К1} \quad (2.43)$$

$$I_{сз\ Л1}^I = 1,3 \cdot 3 \cdot 307,6 = 1199,64 \text{ А}$$

тогда ток срабатывания второй ступени защиты линии W3:

$$I_{сз}^{III} = 1,2 \cdot 1 \cdot 1199,64 = 1439,57 \text{ A},$$

Чувствительность второй ступени защиты проверяется при металлическом однофазном КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ min}}}{I_{\text{сз.ЛП03}}^{III}} > 1,5 \quad (2.44)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{701,8 \cdot 3}{1439,57} = 1,56 < 1,5$$

Третья ступень защиты линии W3 по чувствительности проходит, это означает, что третья ступень надёжно защищает конец линии W3, поэтому переходим к выбору выдержки времени.

Выдержка времени второй ступени принимается равной ступени селективности: $t_{\text{л3}}^{II} = \Delta t$; $\Delta t \approx 0,35 \div 0,5 \text{ с}$

Четвёртая ступень отстраивается от тока небаланса возникающего в фильтре $3 \cdot I_0$, к которому подключается ТЗНП. Наибольшее значение ток небаланса имеет про протекании тока трехфазного КЗ, точка КЗ берется за трансформатором на противоположенной подстанции.

В данном расчете точка КЗ за трансформатором ТЗ. Составлю схему замещения прямой последовательности для трехфазного КЗ, амперметр размещу в месте установки защиты линии W3. Схема собирается в программесимуляторе (рисунок 2.10).

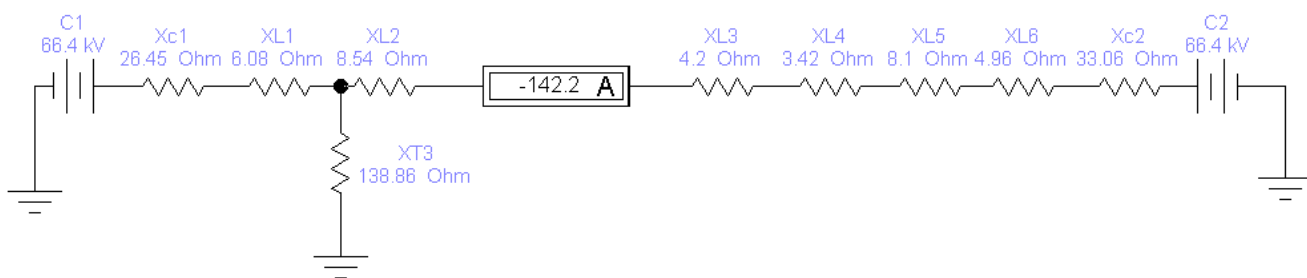


Рисунок 2.10 – Трёхфазное фазное КЗ для расчёта 4й ступени ТЗНП

$$I_{\text{Л3}}^{IV} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{НБ}} \quad (2.45)$$

где $K_{\text{н}} = 1,25$ – коэффициент надежности;

$I_{\text{НБ}}$ – ток небаланса

$$I_{\text{НБ}} = I_{\text{КЗ}} \cdot \varepsilon \cdot K_{\text{А}} \cdot K_{\text{ОДН}} = 142,2 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 7,11 \text{ A} \quad (2.46)$$

где $\varepsilon = 0,1$ – погрешность трансформаторов тока;
 $K_A = 1$ – коэффициент апериодической составляющей;
 $K_{ОДН} = 0,5$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока.

$$I_{ЛЗ}^{IV} = K_H \cdot I_{НБ} = 1,25 \cdot 7,11 = 8,89 \text{ A}$$

Коэффициент чувствительности

$$K_q = \frac{3 \cdot I_0^{(1)}}{I_{ЛЗ}^{II}} \quad (2.47)$$

где $I_0^{(1)}$ – ток, протекающий через комплект защиты при однофазном КЗ в конце зоны резервирования.

Третья ступень должна надежно чувствовать КЗ на землю в конце всех смежных линий, проверку производят по самой длинной смежной линий.

Самая длинная смежная линия W2 – 20 км. Составляется комплексная схема для однофазного КЗ в конце линии W2. Амперметр располагается в месте установки ТЗНП W3.

В результате моделирования получаем

$$I_0^{(1)} = 701,8 \text{ A} \quad 3 \cdot I_{0ЛЗ}^{(1)} = 2105,4 \text{ A} \quad (2.48)$$

$$K_q = \frac{3 \cdot I_0^{(1)}}{I_{ЛЗ}^{IV}} = \frac{2105}{8,89} = 237 > 1,2 \quad (2.49)$$

Чувствительность удовлетворительная.

Выдержку времени четвёртой ступени принимают по встречноступенчатому принципу (аналогично МТЗ) на ступень селективности больше выдержки времени третьей ступени смежной линии.

Расчет токов срабатывания реле ступеней ТЗНП

ТЗНП подключается к линии через фильтр $3 \cdot I_0$ собранный из трансформаторов тока, поэтому уставки срабатывания реле ТЗНП должны задаваться во вторичных токах.

$$i_{CP}^I = \frac{I_{ЛЗ}^I}{n_{ТА}} \quad (2.50)$$

где $n_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока

n_{TA} можно выбрать по заданному максимальному рабочему току линии $I_{РАБ.МАХ} = 131 \text{ A}$, выбираем $n_{TA} = \frac{200}{5} = 40$

$$i_{CP}^I = \frac{I_{ЛЗ}^I}{n_{TA}} = \frac{2856}{40} = 71,2 \text{ A}$$

$$i_{CP}^{II} = \frac{I_{ЛЗ}^{II}}{n_{TA}} = \frac{2079,8}{40} = 52 \text{ A}$$

$$i_{CP}^{III} = \frac{I_{ЛЗ}^{III}}{n_{TA}} = \frac{1439,57}{40} = 36 \text{ A}$$

$$i_{CP}^{IV} = \frac{I_{ЛЗ}^{IV}}{n_{TA}} = \frac{8,89}{40} = 0,29 \text{ A}$$

3 Защита линии W3 с помощью терминала ДЗЛ SIPROTEC 7SD52

3.1 Применение

Цифровая дифференциальная защита SIPROTEC® 7SD52 функционирует как селективная защита от коротких замыканий воздушных и кабельных линий с одно- и много-концевым вводом в радиальной, кольцевой или системе любой другой топологии любого уровня передачи. Тип заземления нейтралей системы не имеет значения, поскольку замеряемые величины сравниваются отдельно для каждой фазы.

Высокая чувствительность и отстройка от бросков тока позволяют применять терминал 7SD52 даже, если в защищаемой зоне находится силовой трансформатор (опция заказа), чья нейтраль изолирована или эффективна заземлена (опция заказа).

Основным преимуществом функции дифференциальной защиты является мгновенное отключение в случае короткого замыкания в любой точке введенной защищаемой зоны. Трансформаторы тока (ТТ) ограничивают защищаемую зону по концам по направлению к линии. Этот твердый предел является причиной идеальной селективности схем дифференциальной защиты.

Для системы дифференциальной защиты необходим терминал 7SD522 и выводы трансформаторов тока на всех концах защищаемой зоны. Трансформаторы напряжения не требуются, однако, они могут быть подсоединены с целью определения и индикации замеряемых величин (напряжений, мощности, коэффициента мощности).

Терминалы, расположенные по концам защищаемой зоны обмениваются информацией с помощью защитных интерфейсов данных, использующих специальные линии связи (обычно оптоволоконные кабели) или коммуникационные сети. Устройства типа 7SD522 могут быть использованы на защищаемом объ-

екте с двумя концами: кабелях, воздушных линиях или и того и другого, при наличии или отсутствии силового трансформатора (опция).

Правильная передача данных необходима для правильной работы системы защиты, что постоянно контролируется.

Распознавание коротких замыканий в защищаемой зоне - даже в случае небольшого тока или замыкания с большим сопротивлением - является основной функцией устройства. Поскольку измеряемые величины оцениваются отдельно для каждой фазы, то сложные многофазные повреждения также точно определяются. Защитная система устойчива к броскам токов силовых трансформаторов. При включении защищаемой линии на повреждение, сигнал на ее отключение может быть выдан без выдержки времени.

3.2 Функции

Цифровой терминал дифференциальной защиты SIPROTEC® 7SD52 включает в себя следующие функции:

Дифференциальная защита:

- защита от всех типов коротких замыканий в системе вне зависимости от типа заземления нейтралей;
- надежное различие между условиями перегрузки и коротких замыканий, даже в случае повреждений с большим сопротивлением и малыми токами;
- высокая чувствительность в условиях слабой нагруженности, высокая устойчивость к скачкам нагрузки и качаниям мощности;
- благодаря пофазным измерениям чувствительность срабатываний не зависит от типа повреждения;
- нечувствительность к броскам токов и зарядным токам — даже при наличии трансформаторов в защищаемой зоне — и высокочастотным переходными процессам;
- высокая устойчивость при различной насыщенности трансформатора тока;
- адаптивная стабилизация, которая получается автоматически на основе измеряемых величин и сконфигурированных данных трансформатора тока;
- небольшая зависимость от частоты благодаря частотному слежению;
- связь между терминалами с помощью определенных подключений (в основном оптоволоконных) или системы коммуникаций;
- связь возможна через ISDN-сети или двухпроводные телефонные подключения (приблизительно до 8 км или 4.8 миль);
- быстрое пофазное отключение даже слабых или нулевых вводов;
- устойчивый контроль линий связи и сигнализация с выдержкой времени при автоматической подрегулировке;
- автоматическая замена линий связи в случае их повреждения или нарушении передачи (для кольцевой топологии терминалов 7SD523);
- пофазное отключение (вместе с однофазным или однофазным и трехфазным АПВ) (заказная опция).

Внешнее прямое и удаленное отключения:

- отключение локального терминала от внешнего устройства через бинарный вход;

- отключение терминалов на удаленных концах от внутренних функций защиты или внешнего устройства через бинарный вход.

Передача информации (дополнительно):

- передача измеряемых величин от всех концов защищаемого объекта;
- передача до 4 быстрых команд на все удаленные концы защищаемого объекта;
- передача до 24 дополнительных бинарных сигналов на все удаленные концы защищаемого объекта.

Максимальная токовая защита с выдержкой времени (дополнительно):

- функция может использоваться как аварийная, в случае нарушения коммуникаций, или как разрывная или выполнять одновременно обе функции;
- отдельно для фазных токов и тока нулевой последовательности имеется максимум три ступени с независимой выдержкой времени (DT) и одна ступень с инверсной выдержкой времени (IDMT);
- для ступени с инверсной выдержкой времени можно использовать различные виды хаактеристических инверсных временных кривых в соответствии с определенными стандартами;
- блокировка, например при реверсивной блокировке любой из ступеней;
- при включении на повреждение возможно отключение без выдержки времени.

Быстродействующая защита максимального тока без выдержки времени при включении на повреждение:

- быстрое отключение любых повреждений по всей длине линии;
- может быть использована при ручном включении или при каждом включении выключателя;
- имеет интегрированную функцию определения подачи напряжения на линию.

Автоматическое повторное включение (дополнительно):

- АПВ возможно после однофазного, трехфазного или однофазного и трехфазного отключений;
- АПВ может быть однократным или многократным (до 8 попыток АПВ);
- отдельные времена для каждой попытки АПВ, произвольно без действия времени;
- отдельные времена обесточивания после однофазных и трехфазных отключений, для первых четырех циклов АПВ;
- адаптивное время: в этом случае только один терминал управляет циклами АПВ, в то время как АПВ на другом конце (концах) будет зависеть от одного управляющего терминала; возможно использование следующего критерия: распознавание возврата напряжения и/или передача команды на включение (“Удаленное включение”);
- АПВ произвольно управляется пуском защиты с различными временами обесточивания после однофазного, двухфазного и трехфазного пуска.

Функция резервирования отказа выключателя (дополнительно):

- с независимыми датчиками тока для контроля протекания тока отдельно в каждой фазе выключателя;
- с независимыми выдержками времени для однофазного и трехфазного отключений;
- инициация от любой внутренней отключающей функции;

- возможна инициация внешними отключающими функциями через бинарные входы;
- одноступенчатые или двухступенчатые выдержки времени;
- быстрый возврат и перерегулирование времен;
- возможна защита концевых повреждений и пофазный контроль.

Защита от термической перегрузки:

- имеет термическую характеристику тепловых потерь при протекании нагрузочных токов по защищаемому объекту;
- замеры абсолютных величин всех трех токов проводника;
- регулируемая тепловая и зависимая от тока сигнальная ступени.

Логические функции, определяемые пользователем:

- свободнопрограммируемые связи между внутренними и внешними сигналами для выполнения логических функций, определяемых пользователем;
- все простые логические функции;
- выдержки времени и опрос уставок измеряемых величин.

Ввод в работу; работа:

- индикация локальных и удаленных измеряемых величин, амплитуд и фазных отношений;
- индикация рассчитанных дифференциальных токов и токов торможения;
- индикация характеристических величин линий связи, таких как задержки времени передачи и готовность линий связи.

Функции контроля:

- контроль внутренних цепей измерения, напряжения питания, аппаратного и программного обеспечения, что приводит к увеличению надежности;
- контроль вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения с использованием суммирования и проверок симметрии;
- контроль связи с ведение статистики, демонстрирующей готовность к передаче телеграм;
- проверка состава уставок защит на всех концах линии: система процессора не запустится при несоответствии уставок, поскольку это может привести к нарушению работы системы дифференциальной защиты;
- контроль цепей отключения;
- проверка и сравнения локальных и удаленных измеряемых величин;
- контроль обрыва провода во вторичных цепях ТТ с быстрой пофазной блокировкой системы дифференциальной защиты для предотвращения нарушения ее работы.

Дополнительные функции:

- часы реального времени буферной батареи, которые могут быть синхронизированы с помощью сигнала синхронизации (например, от DCF77, IRIG В или GPS через спутниковый приемник), бинарного входа или системного интерфейса;
- автоатическая синхронизация по времени между терминалами на концах защищаемого объекта с помощью передачи защитных данных;
- хранение до 8 событий повреждения (повреждения энергосистемы), с реальными метками времени (с точностью до мс);
- хранение осциллограмм и передача данных по аналоговым и сконфигурованным пользователем путям бинарных сигналов с максимальным диапа-

зоном времени в 15 с, синхронизированных между устройствами системы дифференциальной защиты;

- статистика: счетчик команд на отключение включение, выдаваемых терминалом, запись токов повреждения и аккумулярование токов прерывания повреждения;

- функции помощи при вводе в эксплуатацию такие как проверки подключений и направлений, проверки интерфейсов и функции тестирования выключателя;

- “IBS-инструментарий” (устанавливается на ПК или ноутбуке) широко поддерживает процедуры тестирования и ввода в эксплуатацию: на экран могут быть выведены коммуникационная топология дифференциальной защиты и системы связи, векторные диаграммы всех токов и (при наличии) напряжений всех концов системы дифференциальной защиты.

3.3 Дифференциальная защита

3.3.1 Базовый принцип для защищаемой зоны с двумя концами

Дифференциальная защита основана на сравнении токов. Т.е. на том факте, что при нормальной работе по половинам линии L (Рисунок 3.1) протекает одинаковый ток i (пунктирная линия). Этот ток втекает в один конец рассматриваемой зоны и вытекает из другого. Разность токов является четким индикатором повреждения на данной линии. Если реальные коэффициенты трансформации ТТ по концам линии одинаковы, то вторичные обмотки ТТ1 и ТТ2 могут быть объединены в замкнутую вторичную цепь, по которой потечет вторичный ток I ; измерительный элемент M , подключенный в точке электрического баланса будет показывать ноль при нормальной работе.

При возникновении повреждения в зоне, ограниченной ТТ, ток $I_1 + I_2$ пропорциональный токам повреждения $i_1 + i_2$ потечет через измерительный элемент. В результате, простая цепь, показанная на Рисунке 3.1, сфункционирует надежное отключение от защиты, если ток повреждения, протекающий в защищаемой зоне, окажется достаточно большим, чтоб его почувствовал измерительный элемент M .

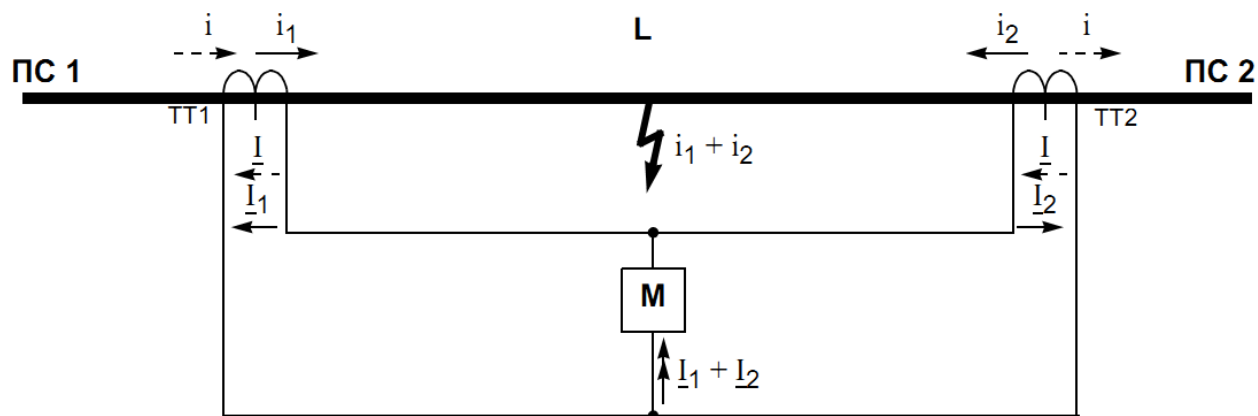


Рисунок 3.1 - Базовый принцип дифференциальной защиты для двухконцевой линии

3.3.2 Передача измеряемых величин

Если защищаемый объект группируется в одном месте — как в случае генераторов, трансформаторов, шин, то замеренные величины могут быть переданы немедленно. Однако это не так для линий, концы которых располагаются на некотором расстоянии от одной подстанции до другой. Соответственно необходимо убедиться, что замеряемые величины со всех концов всех линий были переданы в терминал в соответствующей форме. Тогда может быть проверено условие отключения для каждой линии и будет сфункционирована работа соответствующих выключателей.

Терминал 7SD52 передает измеренные величины как цифровые телеграммы через коммуникационные каналы. Для этого каждое устройство оборудовано хотя бы одним защитным интерфейсом данных.

На Рисунке 3.2 приведен пример для двухконцевой линии. Каждое устройство замеряет свой ток и посылает информацию о его значении и фазе на противоположный конец. Интерфейс для связи между защитными устройствами называется защитным интерфейсом данных. В результате, токи могут обрабатываться в каждом терминале.

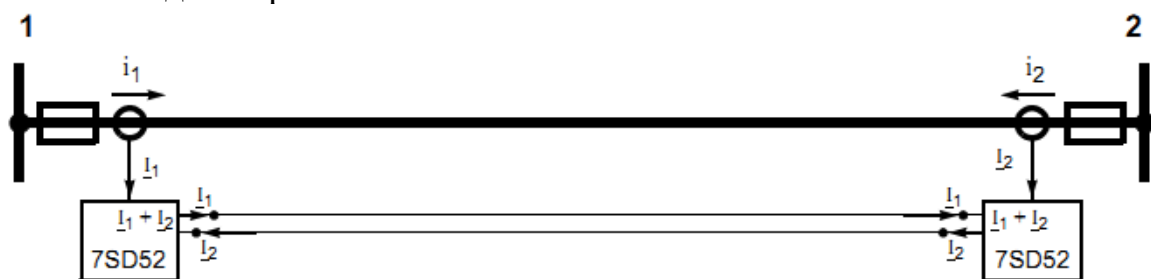


Рисунок 3.2 - Дифференциальная защита для двухконцевой линии

3.3.3 Синхронизация замеряемых величин

Терминалы замеряют свои токи не синхронно. Это означает, что каждый терминал измеряет, оцифровывает и обрабатывает токовые величины, полученные от ТТ, со своим собственным случайным импульсом процессора. Если надо сравнить токи двух или более концов линии, то их надо обрабатывать одновременно.

Все связанные терминалы обмениваются метками времени при каждой телеграмме. Терминал с индексом 1 работает как “мастер времени”, который задает базовое время. Другие терминалы вычисляют задержку по времени за счет передачи и пересылают свое время относительно мастера времени. При такой синхронизации равенство временному базису обеспечивается с точностью ± 0.5 мс.

Для достижения более точной синхронизации все токовые величины перед передачей от одного устройства другому снабжаются “меткой времени”. Эта метка времени показывает в какой момент времени актуален передаваемый ток. Поэтому передающие устройства могут вывести оптимальное синхронизирование токов на основе меток времени и собственного менеджмента времени, т.е. они могут сравнивать токи которые были замерены в один и тот же момент времени (с погрешностью <5 мс).

Периоды передачи контролируются устройствами с использованием меток времени и подтверждениями от получающих концов.

Частота измеряемых величин, которая является необходимой для сравнения комплексных векторов, непрерывно измеряется и, если это необходимо, корректируется для синхронного сравнения векторов. Если терминал подключен к ТН, и имеется хотя бы одно напряжение достаточного уровня, то частота рассчитывается из данного напряжения. Если нет, то для определения частоты используются измеряемые токи. Терминалы обмениваются частотами через линии связи, при таких условиях все терминалы работают с приблизительно одинаковой частотой.

3.3.4 Отстройка

Основным принципом действия дифференциальной защиты является то, что в нормальных условиях полная сумма всех токов, протекающих в защищаемой зоне, равна нулю. Это предварительное условие является верным только для первичных цепей и только в том случае, если токи, создаваемые емкостью линий или токи намагничивания трансформаторов и реакторов пренебрежимо малы.

Вторичные токи, попадающие в терминал через ТТ, несут погрешности вызванные частотными характеристиками ТТ и входными цепями терминала. Ошибки при передаче сигналов также могут способствовать появлению погрешностей. В результате этого полная сумма токов при нормальной работе системы не будет равна нулю. Следовательно дифференциальную защиту необходимо отстроить от этих погрешностей.

3.3.5 Зарядные токи

Из-за емкости трех фаз линии относительно земли и друг друга, зарядные токи протекают даже при нормальной работе и обеспечивают разность токов на концах защищаемой зоны. В кабельных линиях токи зарядной емкости вообще могут достигать значительных величин.

Зарядные токи не зависят от величины измеряемых токов. При нормальной работе их можно принять как постоянную величину в установившемся режиме, поскольку они определяются только напряжением и емкостью линии. Поэтому при выставлении уставки дифференциальной защиты от них можно отстроиться. То же самое относится и к токам намагничивания. Для отстройки от бросков токов намагничивания в терминале 7SD52 имеется отдельное свойство.

3.3.6 Погрешности трансформаторов тока

Для учета погрешностей ТТ, каждый терминал рассчитывает собственную величину DI . Она рассчитывается из данных ТТ и величин измеряемых токов. Данные трансформаторов были запараметрированы для каждого отдельного терминала в данных энергосистемы.

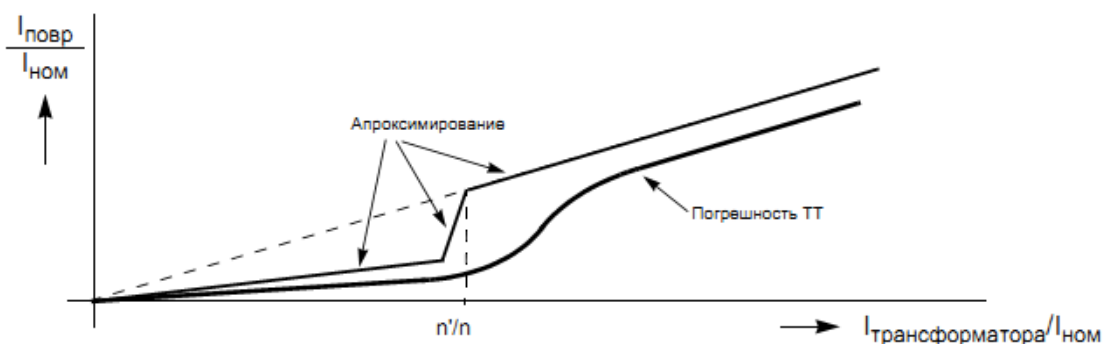


Рисунок 3.3 - Аппроксимация погрешностей трансформаторов тока

3.3.7 Другие влияющие факторы

Другие влияющие факторы, которые могут повлиять на работу терминала, такие как допущения аппаратного обеспечения, погрешности расчетов, разброс по времени или те, на которые влияет “качество” измеряемых величин, такие как гармоники или разброс частот, обычно учитываются устройством и их влияние автоматически уменьшается за счет отстроек. Во внимание принимаются допустимые колебания в передаче данных и периодах работы.

Разброс по времени возникает в результате остаточных погрешностей при синхронизации измеряемых величин, передаче данных и тому подобных событиях. Все эти моменты учитываются при использовании GPS-синхронизации и тогда они не влияют на увеличение величины при отстройке.

Если влияющий фактор не может быть определен — например, частота при отсутствии соответствующих измеряемых величин — погрешность измерения будет введена путем установки максимально возможного разброса. Для частоты это означает, что если она не может быть определена, то терминал будет использовать номинальную частоту. Но поскольку реальная частота может отличаться от номинальной в принятом диапазоне ($\pm 20\%$ от номинальной частоты), величина отстройки автоматически увеличится. Как только частота будет определена (макс. 100 мс), величина отстройки будет соответственно уменьшена. При работе это важно, если до повреждения в защищаемой зоне отсутствуют измеряемые величины, например, если линия, на которой были ТН, отключена. Поскольку в этот момент времени частота не известна, увеличенная величина отстройки будет активна до тех пор пока не будет определена реальная частота. Это может задержать отключение, до тех пор пока не будет превышен порог срабатывания, например, в случае очень маленьких токов.

Эти величины отстроек могут быть рассчитаны каждым терминалом из общей суммы возможных погрешностей и переданы на другие устройства. Каждый терминал рассчитывает эту общую сумму величин отстройки тем же способом, как и общую сумму токов (дифференциальных токов), и тем самым стабилизирует дифференциальные токи.

Благодаря величинам отстройки дифференциальная защита все время работает с максимальной чувствительностью, поскольку величины отстройки автоматически адаптируются к возможным погрешностям в динамике. Поэтому даже повреждения при больших сопротивлениях и в то же время больших токах нагрузки могут быть эффективно определены.

3.3.8 Отстройка от бросков тока

Если в защищаемой зоне находится силовой трансформатор, то при его

подключении возможны большие броски тока. Эти токи бросков втекают в защищаемую зону, но не вытекают из нее.

Бросок тока может достичь значения превышающего номинальный ток и характеризуется большой составляющей второй гармоники, которая обычно отсутствует в случае коротких замыканий. Если составляющая второй гармоники достигнет регулируемого порога дифференциального тока, то отключение будет предотвращено.

Бросок тока имеет верхний предел: если была превышена соответствующая (регулируемая) токовая величина, то она более не эффективна, поскольку превышение означает внутреннее короткое замыкание.

3.3.9 Оценка измеряемых величин

Оценка измеряемых величин применяется отдельно для каждой фазы. Отдельно оценивается остаточный ток.

Каждый терминал рассчитывает дифференциальный ток из общей суммы векторов тока, которые были сформированы на каждом конце защищаемой зоны и были переданы на другие концы. В идеале величина дифференциального тока равна току повреждения, который регистрируется системой дифференциальной защиты. При нормальной работе системы величина дифференциального тока меньше или приблизительно равна зарядному току.

Ток отстройки противодействует дифференциальному току. Эта полная погрешность из максимальных измеряемых погрешностей по концам защищаемой зоны рассчитывается из действительных измеряемых величин и установленных параметров энергосистемы. Поэтому наибольшая возможная величина погрешности ТТ в номинальном диапазоне и/или диапазоне токов короткого замыкания умножается на ток, протекающий на каждом из концов защищаемого объекта. Затем полная величина, включая внутренние измерительные погрешности, передается на другие концы. Это является объясняет, почему ток отстройки имеет порядок наибольшей возможной измерительной погрешности введенной системы дифференциальной защиты.

Характеристика срабатывания дифференциальной защиты (Рисунок 3.4) получается из характеристики ограничения $I_{diff} = I_{rest}$ (45° -кривая), ограничения находится ниже уставки $I-DIFF>$. Она получается из формулы

$$I_{rest} = I-DIFF> + \Sigma (\text{погрешности по току}) \quad (3.1)$$

Если рассчитанный дифференциальный ток превысит предел срабатывания и наибольшую возможную измерительную погрешность, то это означает внутреннее повреждение (заштрихованная область на рисунок 3.4).

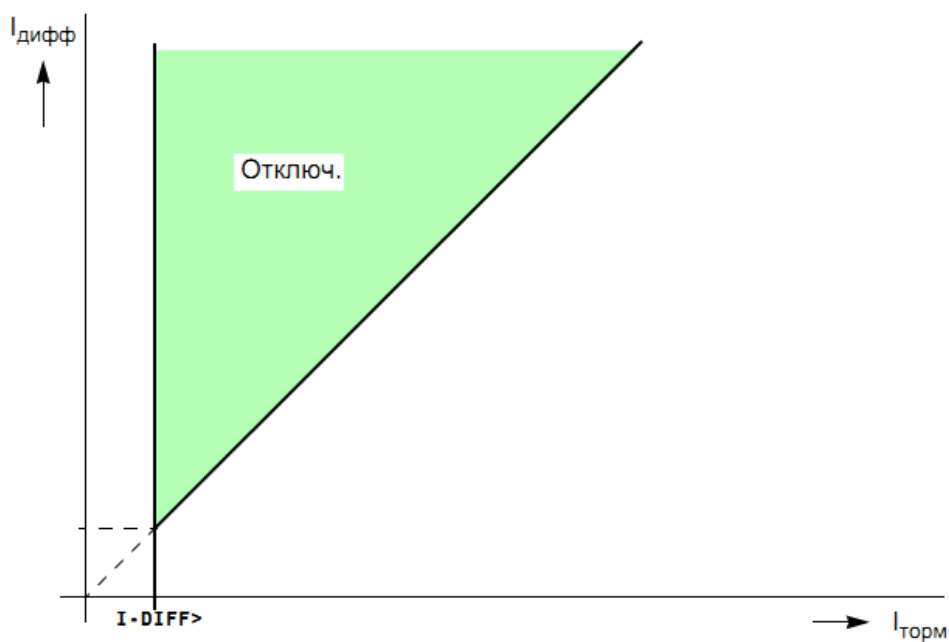


Рисунок 3.3 - Характеристика срабатывания дифференциальной защиты $I_{diff} >$

3.3.10 Мгновенное сравнение зарядов

Защитная функция сравнения зарядов является дифференциальной ступенью, к которой добавлено сравнение токов (настоящая дифференциальная защита). В случае повреждения с большим током, ею принимается решение о мгновенном отключении.

Защитная функция сравнения зарядов суммирует не комплексные токовые вектора по концам защищаемого объекта, а интегралы токов, рассчитанные по следующей формуле:

$$Q = \int_{t_1}^{t_2} i(t) dt \quad (3.2)$$

В нее включено время интегрирования от t_1 до t_2 , которое терминал 7SD52 определяет как четверть цикла переменного тока.

Рассчитанная величина заряда Q является скалярной величиной, которую можно быстрее определить и передать на противоположные концы чем векторную величину.

Заряды всех концов защищаемого объекта складываются тем же образом, что и векторные величины токов дифференциальной защиты. Поэтому полная сумма зарядов доступна терминалам на всех концах защищаемого объекта.

Разница зарядов появляется сразу после возникновения повреждения в защищаемой зоне. При больших токах повреждения, которые могут привести к повреждению ТТ, решение принимается до того, как это повреждение начнется.

Разница зарядов при внешнем повреждении в первый момент времени теоретически равна нулю. Защитная функция сравнения зарядов мгновенно

определяет внешнее повреждение и блокируется. Если начнутся повреждения одного или более ТТ, ограничивающих защищаемую зону, то вышеописанная функция остается заблокированной. Таким образом, исключается разница результатов. Обычно принимается, что произошло внутреннее повреждение ТТ только после расчета хотя бы одного интеграла ($1/4$ цикла) после начала повреждения.

Сравнение зарядов происходит пофазно. Поэтому внутренне повреждение (развитие повреждения) любой фазы после внешнего повреждения определяется мгновенно. Функциональное ограничение сравнения зарядов проявляется в случае, когда внутреннее повреждение (развитие повреждения) произошло в той же фазе, что и внешнее повреждение при соответствующем повреждении ТТ; в этом случае работает реальная дифференциальная защита.

Кроме того на сравнение зарядов влияют зарядные токи линий и шунтирующие токи трансформаторов (установившийся и переходный процессы), которые обеспечивают разницу зарядов. Поэтому функция сравнения зарядов является функцией дополняющей дифференциальную защиту, обеспечивая немедленное отключение при больших токах коротких замыканий.

3.3.11 Блокирование/Межблокирование

Дифференциальная защита может быть заблокирована через бинарный вход. Блокирование на одном конце защищаемого объекта распространяется на все концы через линии передачи (межблокирование). Если максимальная токовая защита сконфигурирована как быстродействующая функция, то все устройства автоматически переключатся на эту функцию.

3.3.12 Срабатывание дифференциальной защиты

На Рисунок 3.4 приведена логическая схема дифференциальной защиты. Пофазные ступени несут информацию только об одной фазе. Терминал предоставляет информацию о том, какая из ступеней сработала.

Как только дифференциальная защита определяет повреждение в защищаемой зоне, выдается сигнал “Diff. Gen. Flt.” (дифференциальная защита определила повреждение). Для самой дифференциальной защиты этот сигнал не актуален до тех пор, пока не появятся условия для отключения. Однако этот сигнал необходим для инициации внутренних или внешних вспомогательных функций (например, осциллографирования или АПВ).

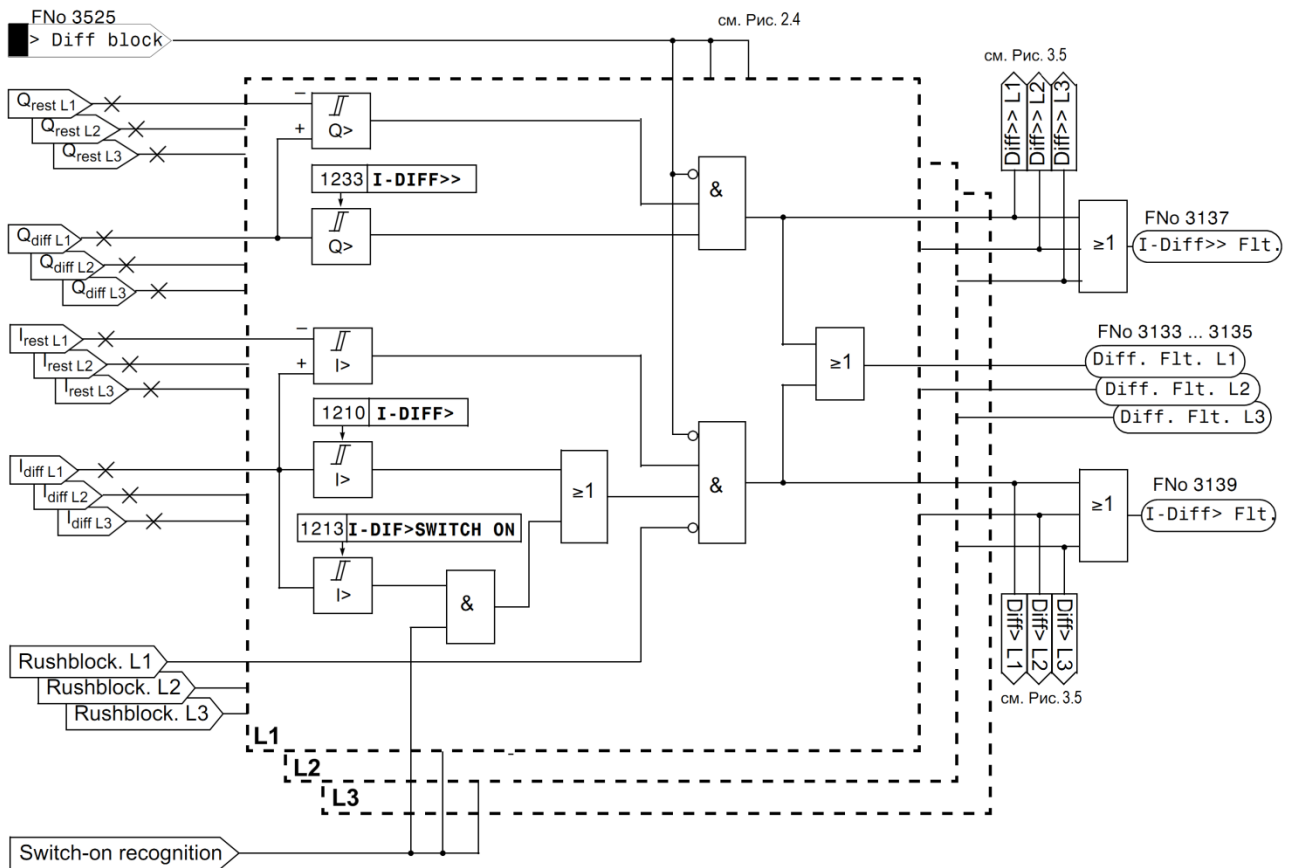


Рисунок 3.4 - Логическая схема дифференциальной защиты

3.3.13 Логика отключения дифференциальной защиты

Сигналы срабатывания, которые идентифицируют соответствующие ступени дифференциальной защиты могут быть удалены с выдержкой времени $T_{DELAY I-DIFF>}$. Независимо от этого условия однофазное срабатывание может быть заблокировано на короткое время при возникновении колебаний переходного процесса при однофазном замыкании на землю в резонансной системе.

Выходные сигналы отдельных ступеней в логике отключения комбинируются в выходные сигналы “Diff. Gen. TRIP”, “Diff TRIP 1p L1”, “Diff TRIP 1p L2”, “Diff TRIP 1p L3”, “Diff TRIP L123”. Информация от одной фазы означает, что возможно только однофазное отключение. Действительная генерация команд на отключение реле происходит в полной логике отключения терминала.

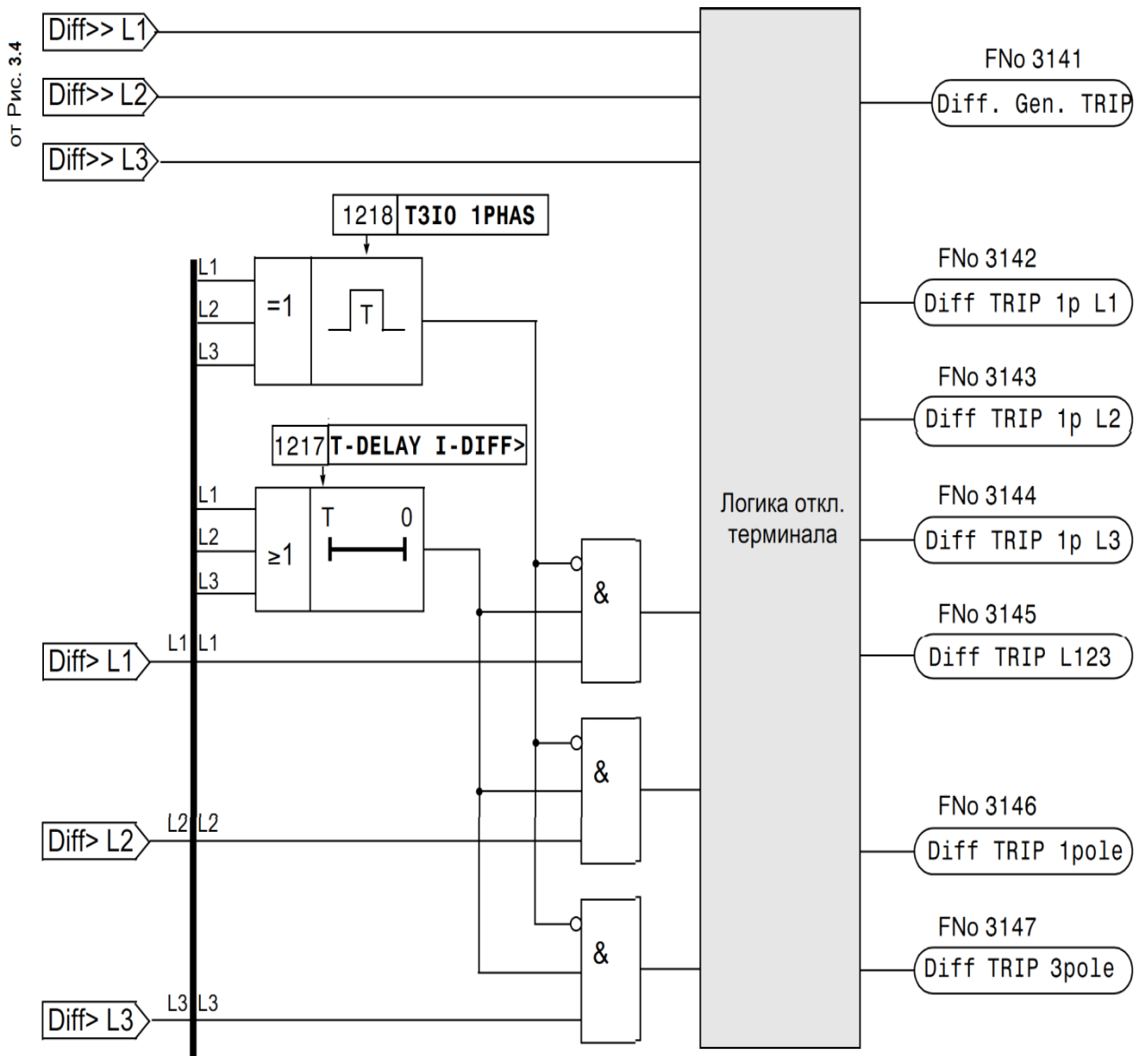


Рисунок 3.5 - Логика отключения дифференциальной защиты

3.4 Расчёт продольной дифференциальной защиты

В качестве примера произведён расчёт продольной дифференциальной защиты для линии W3, соединяющей ПС №2 с ПС №3. Расчёт уставок сведён в таблице 3.1

Т а б л и ц е 3.1 - расчёт продольной дифференциальной защиты для линии W3

Наименование защищаемой линии	I-DIFF> Величина срабатывания дифферен. тока. Адрес 1210	I-DIF>SWITCH ON - Величина срабатывания при включении. Адрес 1213	I-DIFF>> - Величина срабатывания ступени сравнения зарядов. Адрес 1233.
	<p>1. Отстройка от зарядного тока линии</p> $I_C = B_0 \cdot U_N \cdot f_N \cdot C'_B \cdot S$ <p>I_C - Рассчитываемый первичный зарядный ток в амперах. U_N - Первичное номинальное напряжение сети в кВ. f_N - Номинальная частота в Гц. C'_B - Рабочая емкость на единицу длины линии в нФ/км. S - Длина линии в км.</p> <p>2. Отстройка по номинальному току.</p>	I-DIF>SWITCH ON=3-4 I_C	I-DIFF>>=4 I_C Величина тока вводится по модулю. Перевод в величину заряда выполняется непосредственно самим терминалом.
ВЛ – 110 кВ ПС №2 - ПС №3 ПС №2 Nтт=200/5 Iнаг=131 А ПС №3 Nтт=200/5 Iнаг=131 А	<p>1. $I_C = 2,82 \cdot 10^{-6} \cdot 110 \cdot 50 \cdot 8,975 \cdot 10 = 1,39$ А I-DIFF> =2,5·I_C=2,5·I_C= 3,48 А</p> <p>2. ПС №2 I-DIFF> =0,15·Iн= =0,15·200= 30 А</p> <p>ПС №3 I-DIFF> =0,15·Iн= =0,15·200= 30 А</p> <p>Принято I-DIFF> = 30 А</p> <p>ПС №2 I-DIFF>вт.=0,25 А</p> <p>ПС №3 I-DIFF>вт.=0,25 А</p>	I-DIF>SWITCH ON = 4*1,39=5,56 А Не используется	I-DIF>SWITCH ON = 4*1,39= 5,56 А Не используется

4 Технико-экономическое обоснование строительства подстанции «Медеу» 110/10 кВ

4.1 Общие исходные условия

Целью разработки проекта строительства подстанции 110/10 кВ и прилегающих к ней сетей 110 и 10 кВ является развитие электрической сети города Алматы.

Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии потребителям данного района со стороны 10 Кв и транзита на стороне 110 кВ.

Проектируемую подстанцию и прилегающие к ней сети предполагается разместить среди населенных и курортных пунктов. Сооружение ЛЭП 110 кВ предполагается с использованием железобетонных опор, что обеспечивает максимальную индустриализацию строительства и позволяет сократить эксплуатационные расходы.

В ходе расчёта будут определены экономическая эффективность проекта, включающая в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельность инвестиций, норма прибыли, а также срок окупаемости данного проекта.

4.2 Сведения о подстанции

Подстанция принадлежит АО «АЖК». В настоящее время этот регион активно развивается и надежное его электроснабжение – первостепенная задача электросетевой компании. Основным назначением подстанции является внешнее электроснабжение спорткомплекса Медеу и горного курорта Шымбулак.

Подстанция «Медеу» на напряжении 110 кВ осуществляет связь между двумя энергосистемами, от шин 10 кВ осуществляется электроснабжение местных потребителей.

Подстанция «Медеу» является двухтрансформаторной, с мощностью трансформаторов по 16 МВ·А каждый. Оборудование установлено с учетом будущего роста энергопотребления данного региона.

4.3 Организация предприятия и трудовые ресурсы

Согласно «Руководству по составлению проекта производства работ для строительства подстанций» данная подстанция по степени сложности разработки ППР имеет классификацию «несложная».

Строительство подстанций требует координации усилий специалистов самого разного профиля. Для контроля качества строительных работ и координации деятельности субподрядчиков сегодня привлекаются инжиниринговые компании, берущие на себя весь комплекс работ по проектированию, согласованию и управлению строительством объекта. Такие компании обеспечивают качественное и своевременное выполнение работ. К проекту привлекаются специалисты высокой квалификации, способные предложить оптимальное инженерно-техническое решение, разработать проектную документацию и нанять ответственных субподрядчиков. Разработка проекта предполагает грамотное

составление бюджета и правовое сопровождение всех этапов работы. Немаловажную роль играет комплектовочная организация, отвечающая за качество приобретаемого оборудования и материалов и их доставку.

Организационная структура управления производством проектируемого энергообъекта принята цеховая.

Ремонт части оборудования, арматуры и токопроводов выполняется силами персонала подстанции, включаемого в штатное расписание. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

Строительство и эксплуатация рассматриваемых энергообъектов осуществляется за счет привлечения собственных средств организации и заемного капитала потенциальных инвесторов.

4.4 Финансово-экономическая оценка проекта

Для финансово-экономической оценки проекта необходимо произвести расчет экономической эффективности вложенных средств и срока окупаемости, рассчитать дисконтированную сумму капитальных вложений.

Капитальные вложения в проектирование включают в себя несколько составляющих: стоимость оборудования, монтажных работ и транспортных услуг. Кроме того учитываются затраты на строительство здания, сооружения и т.д. Общая сумма капитальных вложений (ΣK) рассчитывается по формуле:

$$\Sigma K = K_o + K_c + K_m + K_{пр}, \quad (4.1)$$

где K_o – капитальные вложения на приобретение оборудования, 53% от ΣK ;

K_c – капитальные вложения на строительные работы, 30 % от ΣK ;

K_m – капитальные вложения на монтажные и пуско-наладочные работы, 11% от ΣK ;

$K_{пр}$ – капитальные вложения на прочие расходы, 6% от ΣK .

Капиталовложения на приобретение оборудования для строительства понижающей подстанции 110/10кВ, с элегазовыми ячейками 110 кВ, по укрупненным данным ТОО «SIEMENS» составят около 3,510 млн. Евро.

Капиталовложения в подстанцию определяются по приведенным в справочнике укрупненным показателям стоимости суммированием следующих составляющих:

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы;
- компенсирующие устройства и реакторы;
- постоянная часть затрат.

Расчетная стоимость ячеек РУ должна учитывать стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗ и А, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ. Также дополнительно учитываются затраты на оборудование высокочастотной связи для линейных ячеек.

Расчетная стоимость трансформаторов должна включать затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ, строительные конструкции и строительные-монтажные работы.

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутривозрадных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Суммарные капитальные вложения на приобретение оборудования релейной защиты подстанции согласно формуле 4.1 составят:

$$\Sigma K = 150 + 300 + 60 + 3000 = 3\ 510 \text{ тыс. евро.}$$

Переведем данную сумму из евро в тенге по курсу Национального Банка РК на 11/04/2011 (1 евро=210 тенге).

$$\Sigma K = 3\ 510 \cdot 210 = 737\ 100\ 000 \text{ тенге.}$$

4.5 Расчет экономической эффективности вложенных средств и срока окупаемости

Загруженность подстанции определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов суммарной мощностью 32 МВА и коэффициента загрузки, который равен 0,7:

$$S_{\text{пот}} = 2 \cdot S_{\text{ном тр}} \cdot K_3 = 2 \cdot 16 \cdot 0,7 = 22,4 \text{ МВА} \quad (4.2)$$

Годовой объем потребления электроэнергии подстанции «Медеу», при планируемом количестве использования максимума загрузки в 6550 часов, составляет:

$$W_{\text{год}} = S_{\text{пот}} \cdot T_{\text{max}} = 22,4 \cdot 10^3 \cdot 6550 = 146\ 720 \text{ тыс кВА} \cdot \text{ч} \quad (4.3)$$

Для расчета срока окупаемости возводимой подстанции рассмотрим два способа получения прибыли:

А) оказание услуг по передаче электроэнергии (транзит через подстанцию);

Б) получение лицензии на покупку электроэнергии с целью ее перепродажи через торговые системы энергорынка (гарантирующий поставщик – АО «АЖК»).

4.5.1 Оказание услуг по передаче электроэнергии

Для определения получаемой прибыли с данного вида деятельности необходимо рассчитать тариф подстанции на транзит электроэнергии.

Для ПС основная составляющая издержек – амортизация, которую примем равной 40%. Найдя амортизацию, найдем и остальные издержки, равные 60%, к которым относятся:

- материалы на эксплуатацию (в эту статью включаются затраты, связанные с техническим обслуживанием энергооборудования и транспорта, материалы, инструменты, приспособления основного и вспомогательного производств, материалы на обеспечение санитарно-гигиенических требований и техники безопасности, поддержание зданий в рабочем состоянии, ГСМ);
 - энергия на хозяйственные нужды (обогрев помещений, монтерских пунктов, освещение всех зданий, помещений предприятия, ремонтных баз);
 - энергия на компенсацию технических потерь;
 - расходы на оплату труда (складываются из оплаты труда производственного и административного персонала);
 - износ основных средств;
 - ремонт (капитальные, текущие ремонты и техобслуживание оборудования, нуждающегося в данном виде ремонта согласно графику);
 - командировочные расходы (командировочные расходы для административного и производственного персонала);
 - канцелярские расходы;
 - охрана труда (любая компания нуждается в спецодежде, обуви и комплектах, необходимых по требованиям охраны труда);
 - поверка приборов (необходима поверка рабочих и исходных эталонов);
 - страхование от несчастных случаев (страхование в РК обязательно – выбирается только вид страхования);
 - переработка электроэнергии тяговыми подстанциями;
 - типографские расходы (эта статья складывается из закупки бланков различной отчетности и повседневного пользования (журналов, карточек, ведомостей, актов, инструкций, правил, заявок));
 - подготовка кадров (складывается из сумм договоров тех организаций, куда на повышение квалификации ездят работники компании);
 - расходы на экологию (эта статья содержит расходы, связанные с выбросами в атмосферу вредных веществ от использования ГСМ транспортом компании, с загрязнением среды твердо-бытовыми отходами и т.д.);
 - услуги связи (абонентская плата за телефон, оплата междугородних и международных переговоров, оплата высокочастотной связи);
 - расходы на коммунальные услуги (стоимость холодной воды и канализации, вывоз мусора, тепловая энергия);
 - налоговые платежи;
 - расходные материалы для вычислительной и оргтехники (сюда включается закупка картриджей, барабанов, тонеров, запчастей);
 - услуги банка (комиссионные за проведение зарплат, командировочных, операций с расчетными счетами и т.д. в размере установленного процента с сумм оборота);
 - услуги почтамта (за пересылку корреспонденции, писем, деловой переписки и др. почтамт согласно договору выставляет счет).

Нормы амортизации примем равными 3%, тогда амортизация ПС составит:

$$\sum Z_{\text{ам}} = H_0 \cdot \sum K = 737\,100 \cdot 0,03 = 22\,113 \text{ тыс. тенге} \quad (4.4)$$

Тогда полные затраты составят:

$$\sum Z = 22\,113 \cdot 100/40 = 55\,282 \text{ тыс. тенге}$$

Тогда полная себестоимость составит:

$$S = \frac{\sum Z}{W_{\text{год}}} = \frac{55282 \cdot 10^3}{146\,720 \cdot 10^3} = 0,38 \text{ тенге/кВт}\cdot\text{ч} \quad (4.5)$$

Итоговый тариф за транзит электроэнергии через подстанцию с учетом доходности 10% вычисляется по формуле:

$$C_{\text{ПС}} = (S_{\text{ПС}} + 0,1S_{\text{ПС}}) = 1,1S_{\text{ПС}} = 0,38 \cdot 1,1 = 0,41 \text{ тенге/кВт}\cdot\text{ч} \quad (4.6)$$

Определим годовую прибыль за транзит через подстанцию за вычетом подоходного налога, который составляет 20%:

$$\sum \Pi_{\text{мп}} = W_{\text{год}} \cdot 0,1S_{\text{ПС}} \cdot 0,8 = 146\,720 \cdot 0,038 \cdot 0,8 = 4\,460 \text{ тыс. тенге} \quad (4.7)$$

С данной годовой прибылью срок окупаемости вложенных инвестиций составит более 150 лет, что является экономически нецелесообразно. Поэтому переходим к рассмотрению второго вида деятельности по получению прибыли.

4.5.2 Получение лицензии на покупку электроэнергии с целью ее перепродажи через торговые системы энергорынка

По данным на апрель 2011 года тариф на электроэнергию в Жамбыльской области составляет 13,13 тенге за кВт/ч. Рассмотрим механизм ценообразования на подстанции и его составляющие:

- покупка электроэнергии (4 тенге кВт/ч);
- тариф КЕГОС (0,94 тенге кВт/ч);
- тариф РЭК (3,3 тенге кВт/ч);
- собственный тариф подстанции (0,41 тенге кВт/ч).

Тогда исходная себестоимость электроэнергии на подстанции составит 8,65 тенге кВт/ч. При продаже потребителям электроэнергии по цене 9,95 тенге кВт/ч, АО получает прибыль в размере 1,3 тенге кВт/ч.

За вычетом подоходного налога годовая прибыль от данного вида деятельности составит:

$$\sum \Pi_{\text{кн}} = W_{\text{год}} \cdot 1,3 \cdot 0,8 = 146\,720 \cdot 1,3 \cdot 0,8 = 152\,589 \text{ тыс. тенге} \quad (4.8)$$

Суммарная прибыль предприятия от обоих видов деятельности составит:

$$\sum \Pi = \sum \Pi_{\text{кн}} + \sum \Pi_{\text{мп}} = 152\,589 + 4\,460 = 157\,049 \text{ тыс. тенге} \quad (4.9)$$

Определим срок окупаемости инвестиций от перечисленных видов деятельности.

4.6 Показатели финансово-экономической эффективности Инвестиций

Срок окупаемости инвестиций в текущих стоимостях (окупаемость в терминах текущих стоимостей, дисконтированный период окупаемости капиталовложений).

Общая формула для расчета окупаемости в терминах текущих стоимостей:

$$T_{\text{окТС}} = n, \text{ при котором } \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} > I_0, \quad (4.10)$$

где $T_{\text{окТС}}$ - срок окупаемости инвестиций в текущих стоимостях;

n - число периодов;

CF_t - приток денежных средств в период t ;

r - барьерная ставка (коэффициент дисконтирования);

I_0 - величина исходных инвестиций в нулевой период.

Видоизменяя понятие окупаемости, я могу получить два дополнительных инструмента анализа инвестиций. Так, показатель окупаемость в терминах текущих стоимостей (его будем кратко называть ТС-окупаемостью, также используемый при определении количества временных периодов, требуемых для возмещения инвестиционных расходов, принимает в расчет временную стоимость денег. В то время как при вычислении окупаемости просто суммируются ежегодные денежные поступления для определения того года, в котором они превзойдут первоначальные расходы денежных средств, при вычислении ТС-окупаемости суммируются дисконтированные денежные поступления.

ТС-окупаемость - это показатель, оценивающий характерное время инвестиции, а именно определяющих, как быстро инвестиционные расходы будут возмещены доходами. Дисконтированный период окупаемости позволяет дать грубую оценку ликвидности проекта и приблизительно оценить риск. И наконец, ТС-индекс является более надежным, чем внутренний коэффициент окупаемости (IRR), показателем в случаях, когда необходим сравнительный анализ целесообразности инвестиций.

Произведем расчет.

Размер инвестиций: 737 100 тыс. тенге.

Доходы от инвестиций

в первом году – 157 049 тыс. тенге;

во втором году(+3%) – 161 760,5 тыс. тенге;

в третьем году(+5%) – 164 901,5 тыс. тенге;

в четвертом году (+7%) – 168 042,4 тыс. тенге;

в пятом году(+10%) – 172 753,9 тыс. тенге;

в шестом году(+8%) – 169 612,9 тыс. тенге;

в седьмом году(+5%) – 164 901,5 тыс. тенге.

Размер барьерной ставки: 11%.

Пересчитаем денежные потоки в вид текущих стоимостей:

$$PV1 = 115\,743 / (1 + 0,11) = 141\,485,6 \text{ тыс. тенге;}$$

$$PV2 = 119\,215,3 / (1 + 0,11)^2 = 131\,288,4 \text{ тыс. тенге;}$$

$$PV3 = 121\,530,2 / (1 + 0,11)^3 = 120\,574,5 \text{ тыс. тенге;}$$

$$PV4 = 123\,845 / (1 + 0,11)^4 = 110\,694,8 \text{ тыс. тенге;}$$

$$PV5 = 127\,317,3 / (1 + 0,11)^5 = 102\,521 \text{ тыс. тенге;}$$

$$PV6 = 125\,002,4 / (1 + 0,11)^6 = 90\,682 \text{ тыс. тенге;}$$

$$PV7 = 121\,530,2 / (1 + 0,11)^7 = 79\,426,2 \text{ тыс. тенге.}$$

Определим период по истечении которого инвестиция окупается.

$$PV_{\Sigma} = 141485,6 + 131288,4 + 120574,5 + 110694,8 + 102521 + 90682 + \\ + 79426,2 = 776672,5 \text{ тыс. тенге.}$$

Сумма дисконтированных доходов за 7 лет составляет 776 672,5 тенге, что больше начальных инвестиций, это значит, что возмещение первоначальных расходов произойдет раньше 7 лет.

Если предположить что приток денежных средств поступает равномерно в течении всего периода (по умолчанию предполагается что денежные средства поступают в конце периода), то можно вычислить остаток от седьмого года.

$$\text{Остаток} = (1 - (776\,672,5 - 737\,100) / 79426,2) = 0,5 \text{ года.}$$

Период окупаемости в текущих стоимостях равен 6,5 годам.

Технико – экономическое обоснование строительства подстанции «Медеу» показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 737 100 тыс. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 6,5 года, т.е. строительство подстанции можно считать экономически целесообразным. Данный период окупаемости будет достигнут благодаря перепродажи электроэнергии через торговые системы энергорынка.

5 Безопасность жизнедеятельности

5.1 Анализ условий труда оперативного персонала КРУЭ

Распределительное устройство в металлическом корпусе с элегазовой изоляцией обеспечивает высокую степень безопасности во всех отношениях. Однако привыкание персонала к эксплуатационной безопасности распределительного устройства не должно со временем перерасти в пренебрежение к требованиям техники безопасности.

Во время эксплуатации в принципе нет необходимости в контроле распределительного устройства. Все необходимые для эксплуатации РУ параметры находятся под постоянным контролем. Достижение предельных значений сигнализируется подачей оптических, а в некоторых случаях и акустических сигналов. В случае необходимости для защиты распределительного устройства срабатывают блокировки. Независимо от этого, во время эксплуатации необходимо проводить проверки световых индикаторов на дисплеях и цифровых сигнальных блоках.

Подстанция полностью автоматизирована, поэтому присутствие персонала на ней не обязательно. Управление энергообъектом будет осуществляться с удаленного диспетчерского пульта.

На подстанциях при выполнении разнообразных технологических процессов происходит поступление в воздух рабочих помещений различных вредных веществ. В одних случаях источником их является само технологическое оборудование, в других – вредные выделения образуются при выполнении технологических процессов.

Одним из эффективных средств, способствующих созданию в производственных помещениях нормальных метеорологических условий, удалению из них газов и паров, пыли, ликвидации образования взрывоопасных концентраций является промышленная вентиляция.

Работа вентиляционных систем должна создавать на постоянных рабочих местах, в рабочей и обслуживаемой зонах помещений метеорологические условия и чистоту воздушной среды, соответствующей санитарным нормам – СН 245-71 и ГОСТ 12. 1005-76 «Воздух рабочей зоны».

Согласно ГОСТу 12,1,005 – 88 «Общие санитарно – гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» выбираем IIa категорию работ для диспетчерской службы.

Даже при совершенной технологии и современном оборудовании не удастся полностью исключить попадание в воздух производственного помещения вредных веществ. В этих случаях для защиты людей используется система вентиляции (организованный и регулярный воздухообмен в производственном помещении, обеспечивающий создание благоприятных метеорологических условий и отвечающий требованиям технологического процесса).

Вентиляционные системы обеспечивают необходимые параметры микроклимата, а также заданный состав воздушной среды в производственных помещениях.

Показатели, характеризующие производственную среду рабочей зоны, относятся к санитарно - гигиеническим факторам.

Выбираем оптимальные и допустимые нормы параметров микроклимата по категории работ

Т а б л и ц а 5.1 - Оптимальные и допустимые нормы параметров микроклимата по категории работ

Период года	Категория работ	Температура		Относительная влажность		Скорость движения, м/с	
		Оптим.	Допуст	Оптим.	Допуст	Оптим.	Допуст
Холодный	Средней тяжести IIa	18 – 20	15 – 24	40 – 60	75	0,2	Не более 0,3
Теплый	Средней тяжести IIa	21 – 23	17 – 23	40 – 60	65	0,3	0,2 – 0,4

5.2 Разработка искусственного освещения

Рассчитываем общее освещение зала КРУЭ длиной 8,6 м, шириной 6,5 м, высотой 5 м. с побеленным потолком, светлыми стенами с незавешанными окнами. Разряд зрительной работы – IV, нормируемая освещенность – 200лк. Принимаем систему общего освещения люминесцентными лампами 2 группы ЛД мощностью 40 Вт, световой поток $\Phi_{л} = 3120$ лм. Коэффициенты отражения потолка, стен пола - $\rho_{пот\%} = 70$, $\rho_{ст\%} = 50$, $\rho_{пол\%} = 30$.

Расчетная высота подвеса – рабочая поверхность находится на высоте 1,2 м от пола, высота свеса ламп – 1 м, следовательно:

$$h = 5 - (1,2 + 1) = 2,8 \text{ м} \quad (5.1)$$

Наивыгоднейшее расстояние между рядами светильников определяется, как:

$$Z = \lambda \cdot h = 1,2 \cdot 2,8 = 3,36 \text{ м} \quad (5.2)$$

Принимаем 2 ряда светильников с расстоянием от стен длины по 2, ширины 1,3 м, между рядами по 2,5 м.

Определяем индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{6,5 \cdot 8,6}{2,8 \cdot (6,5 + 8,6)} = 1,322 \quad (5.3)$$

Коэффициент использования $\eta_0=56$;

Коэффициент запаса $K_3=1,5$.

Подставляем в формулу эти значения, определяем количество люминесцентных ламп

$$N = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{\Phi_l \cdot \eta} = \frac{200 \cdot 1,5 \cdot 55,9 \cdot 1,1}{3120 \cdot 0,56} \approx 10 \text{ светильников} \quad (5.4)$$

Принимаем 2 ряда светильников с расстоянием между рядами 2,5 м.

Размещаем в один ряд 5 одноламповых светильников PHILIPS TCS 054, располагаем светильники сплошным рядом (учитывая, что длина светильника 1213,6 мм).

Принимаем 10 ламп ЛД мощностью 40 Вт.

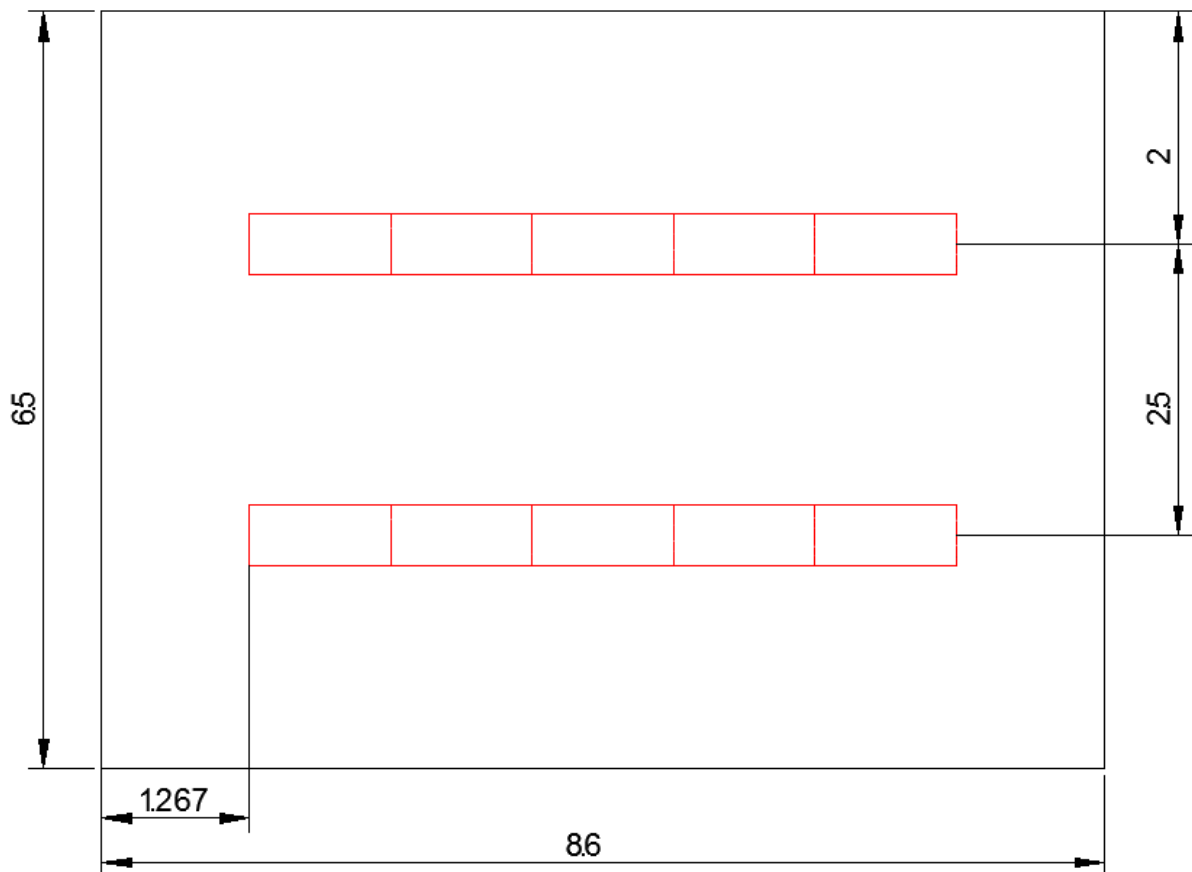


Рисунок 5.1 - схема расположения светильников.

5.3 Разработка вопросов электробезопасности

Защитное заземление является наиболее простой и в тоже время весьма эффективной мерой защиты от поражения током при появлении напряжения на металлических нетоковедущих частях.

Принцип действия защитного заземления основан на снижении до безопасных значений напряжений прикосновения и шага, обусловленных замыканием на корпус и другими причинами.

Заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением требований либо к сопротивлению, либо к напряжению прикосновения, а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве. Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ. Напряжение выше 10 кВ допускается на заземляющих устройствах, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановки. При напряжениях на заземляющем устройстве более 5 кВ и до 10 кВ должны быть предусмотрены меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса опасных потенциалов за пределы электроустановки.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, 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, занятой оборудованием, проложены продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединенные между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5 — 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,08 - 1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители проложены в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5 - 0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними увеличивается от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не превышают соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 16,0 и 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не превышают 6х6 м².

Горизонтальные заземлители проложены по краю территории, занимаемой заземляющим устройством, таким образом, что в совокупности они образуют замкнутый контур.

У входов и въездов на территории подстанции выравнивается потенциал путем установки двух вертикальных заземлителей у внешнего горизонтального заземлителя напротив входов и въездов. Длина вертикальных за-

землителей составляет 4 м, а расстояние между ними равно ширине входа или въезда.

Заземляющее устройство, которое выполнено с соблюдением требований, предъявляемых к напряжению прикосновения, обеспечивает в любое время года при стекании с него тока замыкания на землю значения напряжений прикосновения, не превышающие нормированных. Сопротивление заземляющего устройства при этом определено по допустимому напряжению на заземляющем устройстве и току замыкания на землю.

При определении значения допустимого напряжения прикосновения в качестве расчетного времени воздействия было принято сумма времени действия защиты и полного времени отключения выключателя.

Размещение продольных и поперечных горизонтальных заземлителей определялось требованиями ограничения напряжений прикосновения до нормированных значений и удобством присоединения заземляемого оборудования. Расстояние между продольными и поперечными горизонтальными искусственными заземлителями не превышает 30 м, а глубина их заложения в грунт составляет 0,3 м. У рабочих мест заземлители проложены на меньшей глубине, при этом данное выполнение не снижает удобства обслуживания электроустановки и срока службы заземлителей. Заземляющего устройства для соблюдения требований, предъявляемых к его сопротивлению и к напряжению прикосновения, выполнялось с соблюдением следующих условий:

заземляющие проводники, присоединяющие оборудование или конструкции к заземлителю, в земле прокладывались на глубине не менее 0,3 м;

вблизи мест расположения заземляемых нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей прокладывались продольные и поперечные горизонтальные заземлители в четырех направлениях.

При выходе заземляющего устройства за пределы ограждения электроустановки горизонтальные заземлители, находящиеся вне территории электроустановки, следует прокладывать на глубине не менее 1 м. Внешний контур заземляющего устройства при этом выполнялся в виде многоугольника с тупыми углами.

Ограда на электроустановках от которых отходят ВЛ 110 кВ, заземлена с помощью вертикальных заземлителей длиной 3 м, которые установлены у стоек ограды по всему периметру через 30 м.

Для исключения электрической связи внешней ограды с заземляющим устройством расстояние от ограды до элементов заземляющего устройства, расположенных вдоль нее с внутренней, с внешней или с обеих сторон, принято 2 м. Выходящие за пределы ограды горизонтальные заземлители, трубы и кабели с металлической оболочкой и другие металлические коммуникации проложены посередине между стойками ограды на глубине 0,5 м. В местах примыкания внешней ограды к зданиям и сооружениям, а также в местах примыкания к внешней ограде внутренних металлических ограждений выполнены кирпичные вставки длиной не менее 1 м.

При размещении электроприемников на внешней ограде их питание следует осуществляться через разделительные трансформаторы. Линия, соединяющая вторичную обмотку разделительного трансформатора с электроприемником, расположенным на ограде, изолирована от земли.

Во избежание выноса потенциала питания электропроводников, находящихся за пределами заземляющих устройств электроустановок выше 1 кВ сети с эффективно заземленной нейтралью, осуществляться от трансформатора с изолированной нейтралью на стороне до 1 кВ по кабельной линии, выполненной кабелем без металлической оболочки и без брони, или по ВЛ.

В результате расчета заземляющего устройства мы должны определить составные параметры заземления – число, размеры и порядок размещения заземлителей и заземляющих проводников, при которых напряжение прикосновения и шага в период замыкания фазы на заземленный корпус не превышает допустимых значений.

Подстанция является понижающей, имеет два трансформатора 110/10 кВ; для питания собственных нужд имеется трансформатор 10/0,4 кВ; распределительные устройства 110 кВ элегазовые ячейки, 10 кВ – закрытого типа. Территория подстанции занимает 900 м² (30х30 м). Ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 110 кВ – 2807 А. Климатическая зона III. Заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением 4*40 мм и вертикальных стержневых электродов длиной $l_b = 3$ м, диаметром $d = 12$ мм; глубина заложения электродов в землю $t = 0,8$ м. Грунт двухслойный, верхний слой – $\rho_1 = 69$ Ом*м, нижний слой – $\rho_2 = 38$ Ом*м. Мощность верхнего слоя земли $h_1 = 2,68$ м.

Глубина погружения электрода в землю – расстояние от поверхности земли до электрода $t_0 = 0,5$ м

Расчет контурного заземляющего устройства для РУ 110 кВ

Приведем исходные данные к расчетным

$$\rho_{1расч} = \rho_{1изм} \cdot \Psi = 69 \cdot 2 = 138 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (5.5)$$

где Ψ - коэффициент сезонности для слоя сезонных изменений в многослойной земле. $\Psi = 2$ - для III климатической зоны.

$$\rho_{2расч} = \rho_{2изм} = 38 \text{ Ом} \cdot \text{м}, \quad (5.6)$$

т.к. условная толщина слоя сезонных изменений в III климатической зоне $H = 1,8$ м, что меньше толщины верхнего слоя земли $h_1 = 2,68$ м.

Отношение ρ_1 / ρ_2 с учетом коэффициента сезонности:

$$\frac{\rho_{1расч}}{\rho_{2расч}} = \frac{\rho_{1изм} \cdot \Psi}{\rho_{2изм}} = \frac{138}{38} = 3,63 \quad (5.7)$$

Определим число вертикальных электродов:

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (5.8)$$

где S – площадь территории, занимаемой заземлителем, m^2 ;
 $a=4$ м – расстояние между вертикальными электродами в модели заземлителя;

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{30 \cdot 30}}{4} = 30 \quad (5.9)$$

Относительная длина верхней части вертикального электрода, т.е. части находящейся в верхнем слое земли, $l_{омн}$ определяется из выражения:

$$l_{омн} = (h + t_0) / l_г = (2,68 - 0,5) / 3 = 0,73 \text{ м} \quad (5.10)$$

Эквивалентное удельное сопротивление ρ_3 двухслойной земли для сплошного заземлителя в виде горизонтальной сетки с вертикальными электродами может быть определено также по формуле:

$$\rho_3 = \rho_2 (\rho_1 / \rho_2)^k \quad (5.11)$$

где показатель степени

$$k = 0,43 \cdot (l_{омн} + 0,272 \cdot \ln \cdot (a \cdot \sqrt{2} / l_г)), \quad (5.12)$$

$$k = 0,43 \cdot (0,73 + 0,272 \cdot \ln \cdot (4 \cdot \sqrt{2} / 3)) = 0,387,$$

$$\rho_3 = 38 \cdot (138 / 38)^{0,387} = 62,57 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определим сопротивление сплошного заземлителя, состоящего из контура вертикальных заземлителей, соединенных горизонтальными электродами и сетки, которая находится внутри контура:

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + n \cdot l_г}, \quad (5.13)$$

где

$$g = 2 \cdot h_1 / (\sqrt{S} + n \cdot l_e); \quad (5.14)$$

$$l_e = l_1 + l_2 \cdot \rho_1 / \rho_2; \quad (5.15)$$

где n – число вертикальных проводников;

L – общая длина проводников;

Значения l_1 и l_2 нанесены на рисунке 2

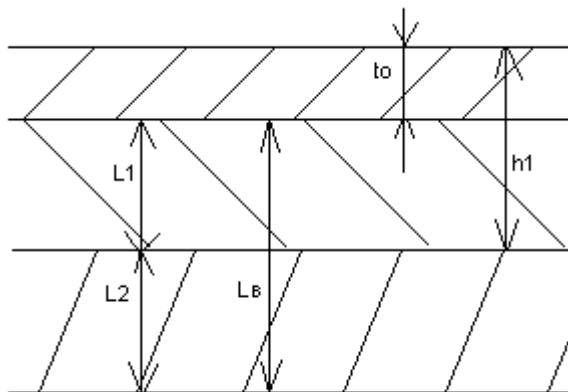


Рисунок 5.2 – Двухслойная модель земли

$$l_e = 2,18 + 2,18 \cdot 3,63 = 10,1 \text{ м},$$

$$g = 2 \cdot 2,68 / (\sqrt{900} + 32 \cdot 10,1) = 0,015,$$

$$L = 8 \cdot 30 + 8 \cdot 30 = 480 \text{ м},$$

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{38}{\sqrt{900}} \cdot \left(\frac{138}{38} \right)^{0,015} + \frac{138}{480 + 28 \cdot 3} = 0,81 \text{ Ом}.$$

Коэффициент напряжения прикосновения λ_1 может быть определен из следующего приближенного выражения для заземлителей типа сетки с равномерным распределением проводников и дополнительной с вертикальными проводниками.

$$\lambda_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_g \cdot L_r} \right)^{0,45}; \quad (5.16)$$

где $\lambda = P/N$ – расстояние между вертикальными проводниками, м;

P – периметр сетки, м;

$M=0,69$ - функция отношения ρ_1 / ρ_2

$$\lambda_1 = 0,69 \cdot \left(\frac{4 \cdot \sqrt{900}}{3 \cdot 480} \right)^{0,45} = 0,1556 .$$

Коэффициент снижения напряжения прикосновения, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли может быть определен по формуле:

$$\lambda_2 = \frac{R_h}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1}, \quad (5.17)$$

где ρ_1 - удельное сопротивление верхнего слоя земли;
 R_h - сопротивление тела человека.

$$\lambda_2 = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 138} = 0,829 .$$

Определяем напряжение прикосновения по формуле:

$$U_{np} = I_3 \cdot R_3 \cdot \lambda_1 \cdot \lambda_2 = 2807 \cdot 0,81 \cdot 0,1556 \cdot 0,829 = 293,28 \text{ В} \quad (5.18)$$

Допустимое напряжение при $t=0,15$ с с учетом АПВ, рекомендуемое время для расчета напряжения прикосновения и напряжения шага составляет 450 В.

Потенциал заземлителя:

$$\varphi_3 = 2807 \cdot 0,81 = 2273,6 \text{ В}$$

Напряжение:

$$U_{np \text{ max}} = \varphi_3 \cdot \lambda_1 = 2273,6 \cdot 0,155 = 352,4 \text{ В} \quad (5.19)$$

Из условия безопасности прикосновения человека к заземленным предметам в зоне ЗУ в эффективно заземленной сети

$$U_{np} = U_{np \text{ max}} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_C \leq U_{дон} \quad (5.20)$$

Имеем

$$I_h = U_{np \text{ max}} / (R_h + 1,5 \cdot \rho_C), \quad (5.21)$$

где I_h – ток через человека.

$$I_h = 352,4 / (1000 + 1,5 \cdot 138) = 0,292 \text{ A} \quad (5.22)$$

Проверим условие безопасности, где $U_{np.\dot{\omega}on} = 450 \text{ B}$, определяемое ГОСТ 12.1.038-82:

$$352,4 - 0,053 \cdot 1,5 \cdot 138 \leq 450; \quad 293,28 \leq 450$$

Условие выполняется.

Коэффициент напряжения шага для сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников (из справочных данных): $\beta_1 = 0,15$.

Определяем коэффициент β_2 - коэффициент снижения напряжения шага, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли:

$$\beta_2 = R_h / (R_h + 6 \cdot \rho_C) = 1000 / (1000 + 6 \cdot 138) = 0,547 \quad (5.23)$$

Определяем напряжение шага по формуле:

$$U_{III} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 2807 \cdot 0,81 \cdot 0,15 \cdot 0,547 = 186,55 \text{ B} \quad (5.24)$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока:

$$U_{III} = U_{1-2 \text{ max}} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_1 \leq U_{\dot{\omega}on} \quad (5.25)$$

где $U_{np.\dot{\omega}on} = 450 \text{ B}$ согласно ГОСТу для времени действия короткого замыкания с учетом АПВ $t=0,15\text{c}$.

$$U_{1-2 \text{ max}} = \varphi_3 \cdot \beta_1 = 2273,6 \cdot 0,15 = 341,04 \text{ B} \quad (5.26)$$

Ток через тело человека:

$$I_h = U_{1-2 \text{ max}} / (R_h + 6 \cdot \rho_C) = 341,04 / (1000 + 6 \cdot 138) = 0,186 \text{ A} \quad (5.27)$$

Проверим условие безопасности:

$$U_{1-2 \text{ max}} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_1 \leq U_{\dot{\omega}on}, \quad (5.28)$$

$$341,04 - 0,186 \cdot 6 \cdot 138 \leq 450; \quad 186,55 \leq 450.$$

Условие выполняется.

Рассмотрим возможность использования данного заземления по требованию R_3 .

$$R_3^I = \frac{U_{np \text{ доп}}}{I_3 \cdot \lambda_1 \cdot \lambda_2} = \frac{450}{2807 \cdot 0,155 \cdot 0,829} = 1,25 \text{ Ом};$$

$$R_3^{II} = \frac{U_{ш \text{ доп}}}{I_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{2807 \cdot 0,15 \cdot 0,547} = 1,95 \text{ Ом}$$

Полученное в результате расчетов сопротивление заземления $R_3 = 0,243 \text{ Ом}$ удовлетворяет как требованиям ПУЭ, так и указанным выше условиям, т.е.

$$R_3 < R_{3 \text{ ПУЭ}}, \quad R_3 < R_3^I, \quad R_3 < R_3^{II}$$

В результате проведенной работы было разработано заземляющее устройство для КРУЭ, размещенного на территории подстанции 110/10 кВ.

Были определены основные параметры заземляющих устройств, т.е. число, размеры, порядок расположения заземлителей.

Заземляющие устройства были проверены по условиям безопасности - нормированию напряжения прикосновения и шагового напряжения, а также по требованию R_3 .

Следовательно разработанные заземляющие устройства были выбраны правильно. Расчетная модель заземлителя представлена на рисунке 3.

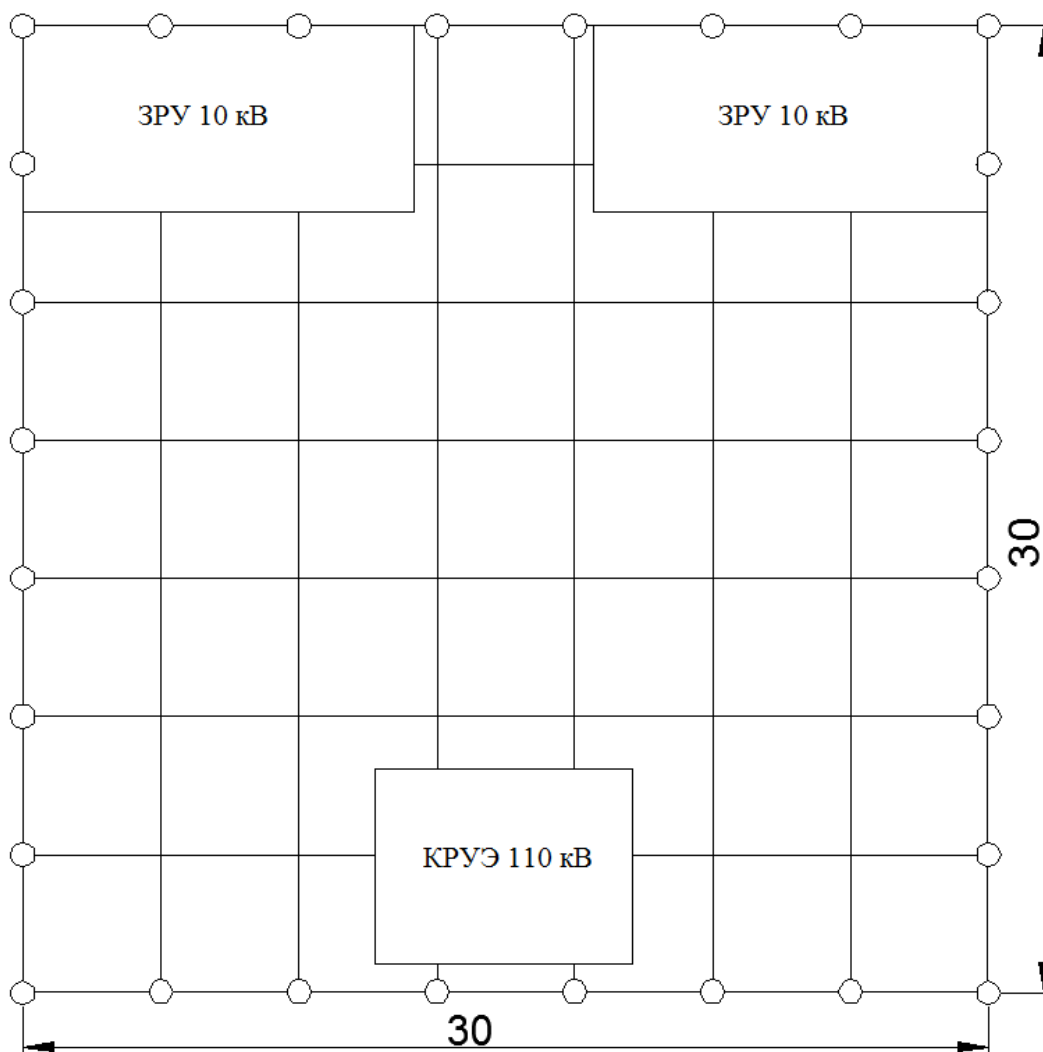


Рисунок 5.3 – Расчетная модель заземлителя

Заключение

В ходе выполнения дипломного проекта нами была спроектирована подстанции КРУЭ 110/10 кВ. Была выбрана схема питания подстанции посредством двух трансформаторов, мощностью по 16 МВА каждый.

В разделе «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» разработана главная электрическая схема подстанции выбраны ячейки КРУЭ фирмы АВВ и основное электрооборудование, устанавливаемое на проектируемой подстанции: выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения.

В разделе «Релейная защита элементов подстанции» рассчитаны основные защиты трансформатора, резервные защиты, установленные на трансформаторе.

В качестве защит трансформатора и линии 110 кВ были выбраны микропроцессорные блоки защиты фирмы «SIEMENS». По результатам проверки защит, установлено, что все защиты проходят по надежности и чувствительности.

Расчеты производились с помощью различных компьютерных программ: расчет токов короткого замыкания – при помощи программы «Electronics Workbench», чертежи начерчены в графической программе AutoCAD 2010.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» произведен анализ опасности анализ условий труда оперативного персонала КРУЭ, разработка искусственного освещения, разработка вопросов электробезопасности.

В экономической части дипломного проекта произведено технико-экономическое обоснование установки релейной защиты на подстанции. Для расчетов использовался современный метод оценки эффективности инвестиций, основанный на определении чистого дисконтированного дохода. Расчеты показали, что срок окупаемости проекта составляет 6,5 года.

В качестве специального вопроса была рассмотрена защита линии W3 с помощью терминала ДЗЛ.

Список литературы

- 1 Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энергоатомиздат, 1998.-800 с
- 2 Дьяков А.Ф., Платонов В.В Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 248 с.
- 3 Морозова Ю.А., Наяшкова Е.Ф. Выбор принципиальной схемы и схемы собственных нужд электрических станций и подстанций.
- 4 Неклепаев Б.И., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 608с.
- 5 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2000.-503с.
- 6 Овчинников В.В. Защита электрических сетей 0,4-35 кВ. Ч.1,Ч.2. –М.: Издательство редакции журнала «Энергетик» , 2002.
- 7 Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
- 8 Правила технической эксплуатации.
- 9 Рекомендации по выбору уставок устройств фирмы «SIEMENS». К.: МЭИТРУ, 2003г.
- 10 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648с.
- 11 Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и автоматики в сетях 110—750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.
- 12 Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500. Р кВ. Расчеты – М.: Энергия, 1980. – 88с.
- 13 Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г. М. Кнорринга. Л., «Энергия», 1976 – 384с.
- 14 Справочник по проектированию эл.снабж./Под ред. Барыбина Ю.Г. и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576с.
- 15 Справочник по проектированию электроэнергетических систем./Под ред. Рокотяна С.С., Шапиро И.М. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.
- 16 Шабад М.А. Расчеты РЗ и А распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003г. – 350с.
- 17 АВВ. GIS ELK-04 DEACE 102096 R
- 18 АВВ. GIS EXK-01 DEACE 101697 R
- 19 Siemens. Комплектные распреустройства с элегазовой изоляцией на напряжение до 145 кВ, 40 кА, 3150 А, Тип 8DN8

20 Siemens. SIPROTEC Дистанционная защита 7SA6 V4.61 и выше. Руководство по эксплуатации C53000-G1176-C156-5

21 Siemens. SIPROTEC Многофункциональная дифференциальная защита линии с количеством терминалов от 2 до 6 7SD52 Версия V4.1. Руководство по эксплуатации E50410-A0012-U501-A4-7691-1

22 Стандарт организации работы учебные. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию работ учебных. СТ НАО 56023-1910-01-2009 - Алматы: АИЭС, 2010. – 38с.

Приложение А

Расчет токов короткого замыкания

Токи КЗ необходимо знать для выбора коммутационных аппаратов, шин, кабелей, токоограничивающих реакторов и т.п. Для этого достаточно определить трехфазного КЗ в месте повреждения, а в некоторых случаях и распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к этому месту. При расчете определяют периодическую составляющую тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети. Учет аperiodической составляющей производят приближенно, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Для расчета токов КЗ составляем расчетную схему рассматриваемой установки и схему замещения.

При расчетах принимается ряд допущений. Не учитываются:

- активное сопротивление элементов системы;
- сдвиг по фазе ЭДС источников питания и изменение частоты вращения синхронных генераторов;
- токи намагничивания автотрансформаторов;
- емкостные токи воздушных линий напряжением ниже 330 кВ и кабельных линий до 110 кВ включительно.

Сопротивления систем, приведённых к стороне 110 кВ.

$$X_c = \frac{U_{cp}^2}{S_K^{(3)}}, \quad (A.1)$$

$$X_{c1} = \frac{115^2}{500} = 26,45 \text{ Ом},$$

$$X_{c2} = \frac{115^2}{400} = 33,06 \text{ Ом}$$

Сопротивления систем, приведённых к стороне 10 кВ.

$$X_{c1} = \frac{10,5^2}{500} = 0,22 \text{ Ом},$$

$$X_{c2} = \frac{10,5^2}{400} = 0,27 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивлений линий, приведённых к стороне 110 кВ.

$$X_{wn} = X_{ydn} \cdot L_n \cdot \frac{U_{cp.кз}^2}{U_{cp}^{(2)}} \quad (A.2)$$

Продолжение приложения А

$$X_{w1} = 0,405 \cdot 15 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 6,08 \text{ Ом},$$

$$X_{w2} = 0,427 \cdot 20 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 8,54 \text{ Ом},$$

$$X_{w3} = 0,42 \cdot 10 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 4,2 \text{ Ом},$$

$$X_{w4} = 0,427 \cdot 8 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 3,42 \text{ Ом},$$

$$X_{w5} = 0,405 \cdot 20 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 8,1 \text{ Ом},$$

$$X_{w6} = 0,413 \cdot 12 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 4,96 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивлений линий, приведённых к стороне 10 кВ.

$$X_{w1} = 0,405 \cdot 15 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,05 \text{ Ом},$$

$$X_{w2} = 0,427 \cdot 20 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,07 \text{ Ом},$$

$$X_{w3} = 0,42 \cdot 10 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,03 \text{ Ом},$$

$$X_{w4} = 0,427 \cdot 8 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,03 \text{ Ом},$$

$$X_{w5} = 0,405 \cdot 20 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,07 \text{ Ом},$$

$$X_{w6} = 0,413 \cdot 12 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} = 0,04 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивлений трансформатора, приведённых к стороне 110 кВ.

$$X_T = \frac{U_k \% U_{ном}^2}{100 S_{ном}}, \quad (\text{A.3})$$

$$X_T = \frac{10,5 \cdot 115^2}{16 \cdot 100} = 86,8 \text{ Ом}$$

Расчет сопротивлений трансформатора, приведённых к стороне 10 кВ

$$X_T = \frac{10,5 \cdot 10,5^2}{16 \cdot 100} = 0,72 \text{ Ом}$$

Токи КЗ рассчитываем с помощью программы Electronic Workbench.

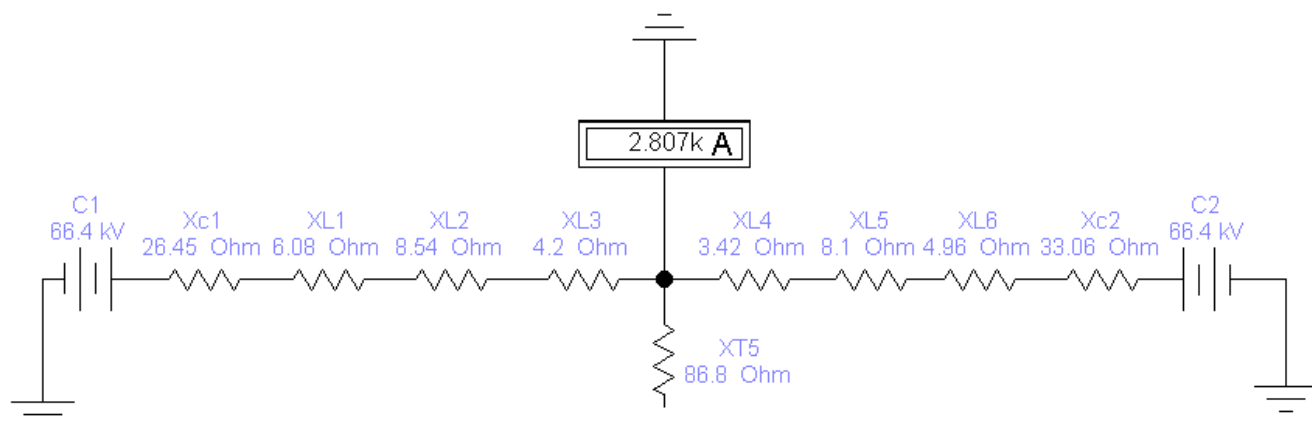


Рисунок А.1 - Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К1

$$\begin{aligned}
 I_K &= 2,807 \text{ кА}, \\
 i_y &= \sqrt{2} \cdot I_K \cdot 1,83, \\
 i_y &= \sqrt{2} \cdot 2,807 \cdot 1,83 = 7,26 \text{ кА}
 \end{aligned}
 \tag{A.4}$$

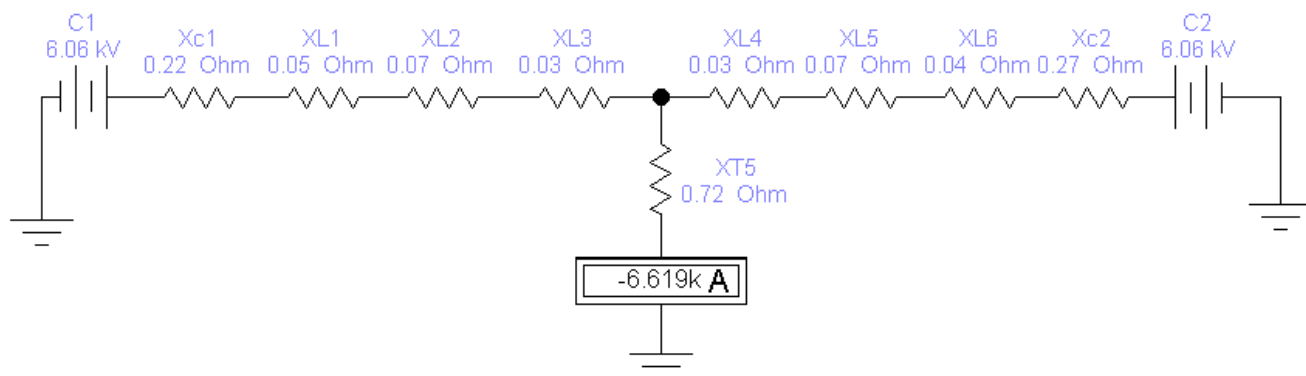


Рисунок А.2 - Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К2

$$\begin{aligned}
 I_K &= 6,619 \text{ кА} \\
 i_y &= \sqrt{2} \cdot 6,619 \cdot 1,83 = 17,13 \text{ кА}
 \end{aligned}$$

Значения токов нагрузки и токов короткого замыкания сведем в таблицы:

Т а б л и ц а А.1 - Значения номинальных токов

Точка КЗ	$I_n, \text{ А}$
ВН	117
НН	1293

Т а б л и ц а А.2 - Значения токов короткого замыкания

Точка КЗ	$I_n, \text{ кА}$	$i_y, \text{ кА}$
К1	2,81	7,26

K2	6,62	17,13
----	------	-------

