

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

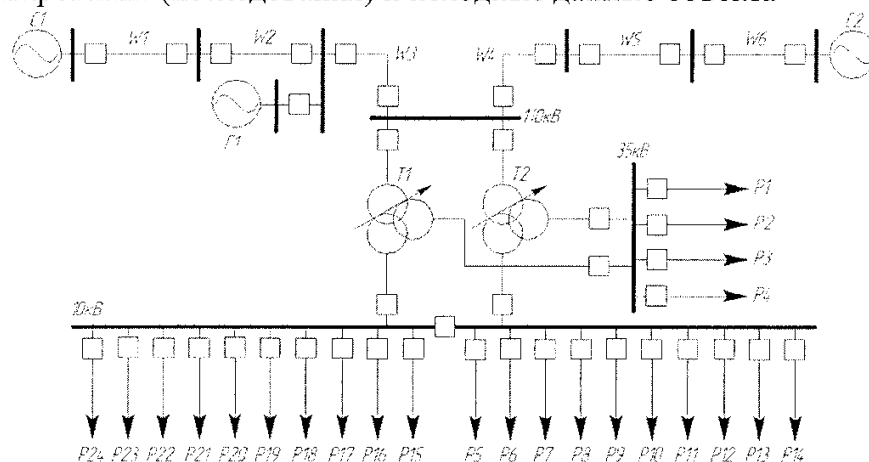
Студент Аетов Даурен Канатович
 (фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расчет релейной защиты подстанции «Тобол» 110/35/10 кВ Костанайэнерго

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

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

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта



Мощность трансформатора: $S_{ном} = 80$ МВА.

Мощности систем: $S_{кзс1} = 300$ МВА;

$S_{кзс2} = 250$ МВА.

Параметры линии:

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	$X_l, \text{ Ом}$	$R_l, \text{ Ом}$
Л1	65	АС-185	0,427	0,17
Л2	70	АС-185	0,427	0,17
Л3	50	АС-185	0,427	0,17
Л4	45	АС-185	0,427	0,17
Л5	65	АС-185	0,427	0,17
Л6	65	АС-185	0,427	0,17

Отмечены точки КЗ:

- К1 – однофазное стороне ВН (110 кВ);
- К2 – однофазное на стороне ВН (110 кВ);
- К3 – трёхфазное на стороне НН (10 кВ);
- К4 – Трёхфазное на стороне СН (35 кВ);
- К5 – Трёхфазное на стороне ВН (110 кВ).

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

- 1) Разработка главной электрической схемы
- 2) Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования
- 3) Проектирование релейной защиты элементов подстанции
- 4) Параметрирование и проверка РЗА силового трансформатора ПС 110/35/10 кВ
- 5) Технико-экономическое обоснование
- 6) Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) 5ВО71800.74.ЭЭ.14.Э3 – Главная электрическая схема подстанции «Тобол» 110/35/10кВ
- 2) 5ВО71800.74.ЭЭ.14.Э4 – Схема распределения устройств РЗА по ТА трансформатора Т1
- 3) 5ВО71800.74.ЭЭ.14.Э4 – Схема распределения устройств РЗА по ТА линии 110кВ
- 4) 5ВО71800.74.ЭЭ.14.Э4 – Бинарные входа и выхода терминала 7SA632
- 5) 5ВО71800.74.ЭЭ.14.Э4 – Схемы замещения подстанции «Тобол» 110/35/10.
- 6) 5ВО71800.74.ЭЭ.14.Э4 – Исследование коэф.чувствительности ТЗНП

Рекомендуемая основная литература:

1. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
2. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энргоатомиздат, 1998. – 800 с.
3. Шабад М.А. Расчеты РЗ и А распределительных сетей: Монография. – СПб.: ПЭИПК, 2003г. – 350с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
б/м/б	Семанова Т.С.	1.04-3.06.14	<i>Семанова Т.С.</i>
Экономический	Касимова И.И.	06.05-06.06.14	<i>Касимова И.И.</i>
Релейная З.А.	Борисов Д.	19.05-31.07.14	<i>Борисов Д.</i>

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Разработка набной схемы электрических соединений	28.10.2013	выполнено
2	Расчет токов короткого замыкания	12.11.2013	выполнено
3	Выбор электрических аппаратов	05.12.2013	выполнено
4	Проектирование релейной защиты трансформатора	20.01.2014	выполнено
5	Проектирование релейной защиты линии 110 кВ	20.02.2014	выполнено
6	Специальная часть исследования коэффициента чувствительности ТЗНП	28.03.2014	выполнено
7	Аккумуляционная часть	10.04.2014	выполнено
8	Безопасность электрических машин	22.04.2014	выполнено
9	Составление графического материала	15.05.2014	выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

Заведующий кафедрой _____ (Бакенов К.А.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ Башикиров М.В.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ Летов Д.К.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Андатпа

Бұл дипломдық жобада Қостанай облысындағы «Тобол» қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматикасы жасалды.

Алмастыру схемасының параметрлері мен релелік қорғаныс, электр құрал-жабдықтарын таңдауы жасалған және дипломдық жобаның басты бағыттарын растайтын графикалық бөлімдер орындалған.

Сонымен қатар, экономика мен өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

Аннотация

В данном дипломном проекте было разработана релейная защита и автоматизация подстанции «Тобол» в Костанайской области.

Составлена схема замещения сети, выбрано силовое оборудование, а также оборудование релейной защиты.

Выполнены графические части, подтверждающие основные направления дипломного проекта.

Также рассмотрены вопросы экономики и безопасности жизнедеятельности.

Annotation

This diploma is devoted to research of relay protection and automation of Kostanay region «Tobol» substation.

There are equivalent circuits projected and power and commutation equipment is chosen, as well as relay protection equipment.

Also graphic items are represented, which serve the proof of work's main directions.

Moreover, consideration is given to aspects of economic research and safety at work places.

Содержание

Перечень сокращений и обозначений	7
Введение	8
1 Исходные данные к проекту	9
2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции	10
2.1 Общие положения	10
2.2 Выбор схемы распределительных устройств подстанции	11
2.3 Расчет токов короткого замыкания	16
2.4 Выбор электрического оборудования	20
3 Проектирование релейной защиты трансформатора	28
3.1 Основные положения	28
3.2 Краткое описание терминала 7UT613	29
3.3 Расчет дифференциальной защиты трансформатора	34
3.4 Газовая защита трансформатора	38
3.5 Расчет резервных защит трансформатора	41
4 Проектирование релейной защиты системной линии 110 кВ	45
4.1 Общие положения	45
4.2 Краткое описание терминалов защиты линии	45
4.3 Расчет и анализ дистанционной защиты ВЛ 110 кВ	56
4.4 Специальная часть. Исследование коэффициента чувствительности ТЗНП	59
5 Экономическая часть	72
5.1 Общие положения	72
5.2 Расчет инвестиций в модернизацию подстанции	73

5.3	Расчет эксплуатационных издержек	74
5.4	Показатели экономической эффективности инвестиций	77
6	Безопасность жизнедеятельности	81
6.1	Анализ условий труда	81
6.2	Разработка мероприятий по улучшению условий труда	83
6.3	Разработка вопросов электробезопасности	90
	Заключение	92
	Список литературы	93

Перечень сокращений и обозначений

АПВ	- автоматическое повторное включение
АТ	- автотрансформатор
ВЛ	- воздушная линия
ВН	- высокое напряжение
ВЧ	- высокая частота
ГЗ	- газовая защита
ГТС	- газотурбинная станция
ДФЗ	- дифференциально-фазная защита
КЗ	- короткое замыкание
ЛЭП	- линия электропередач
МТЗ	- максимальная токовая защита
МЭС	- межсистемные электрические сети
НН	- низкое напряжение
ОПН	- ограничитель перенапряжения
ОРУ	- открытое распределительное устройство
ПС	- подстанция
ПУЭ	- правила устройства электроустановок
РЗ	- релейная защита
РПН	- регулирование под нагрузкой
РУ	- распределительное устройство
РЭК	- региональная электросетевая компания
СД	- синхронный двигатель
СН	- среднее напряжение
с.н.	- собственные нужды
ТЗНП	- токовая защита нулевой последовательности
ТЗОП	- токовая защита обратной последовательности

ТОО - товарищество с ограниченной ответственностью
ТТ - трансформатор тока
ТЭО - технико – экономическое обоснование
ТЭЦ - теплоэлектроцентраль
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя
ЭДС - электродвижущая сила
IRR - норма прибыли инвестиционного проекта
NPV - чистый приведенный доход
PP - срок окупаемости инвестиций

Введение

Для проектирования в данном дипломном проекте была выбрана подстанция «Тобол» 110/35/10. В настоящее время этот регион активно развивается и надежное его электроснабжение – первостепенная задача.

В дипломном проекте рассматриваются следующие вопросы проектирования подстанции:

1. Разработка главной схемы электрических соединений подстанции. В этом разделе производится выбор силового оборудования, расчет токов короткого замыкания, выбор современных коммутационных аппаратов фирмы Siemens, производится проверка трансформаторов тока на нагрузочную способность;

2. Проектирование релейной защиты трансформатора 110/35/10 кВ. В этом разделе производится расчет основных и резервных защит трансформатора 110/35/10 кВ, которые выполняются на цифровых терминалах фирмы Siemens. Приводится описание терминалов Siemens;

3. Проектирование релейной защиты системной линии 110 кВ. В этом разделе производится расчет основных и резервных защит ВЛ 110 кВ, которые выполняются на цифровых терминалах фирмы Siemens. Приводится описание терминалов Siemens;

4. Специальная часть. Исследование чувствительности токовой защиты нулевой последовательности. В этом разделе построены схемы замещения прямой, обратной, нулевой последовательности и проверены коэффициенты чувствительности;

5. Экономическая часть. В этом разделе производится определение капитальных вложений в строительство подстанции, а также анализ экономической эффективности инвестиций и их срока окупаемости;

6. Безопасность жизнедеятельности. В данном разделе была произведена разработка молниезащиты подстанции, а также приняты меры защиты персонала от поражения электрическим током.

Требования выбора главной схемы электрических соединений и устройств релейной защиты вызывают необходимость охарактеризовать данную сеть. 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.

В процессе выполнения данного дипломного проекта были использованы следующие программы: для расчета токов короткого замыкания и моделирования энергосистемы – Electronics Workbench; для выполнения рисунков, графиков, чертежей – Autodesk Autocad, Kompas LTD V12; для расчетов – Mathcad, Microsoft Excel; для проверки трансформаторов тока – программа «Справочник персонала РЗА» Кулешова В.П.

1 Исходные данные к дипломному проекту

Ниже приведенные исходные данные к дипломному проекту. На рисунке 1.1 представлена схема подстанции «Тобол» 110/35/10 кВ.

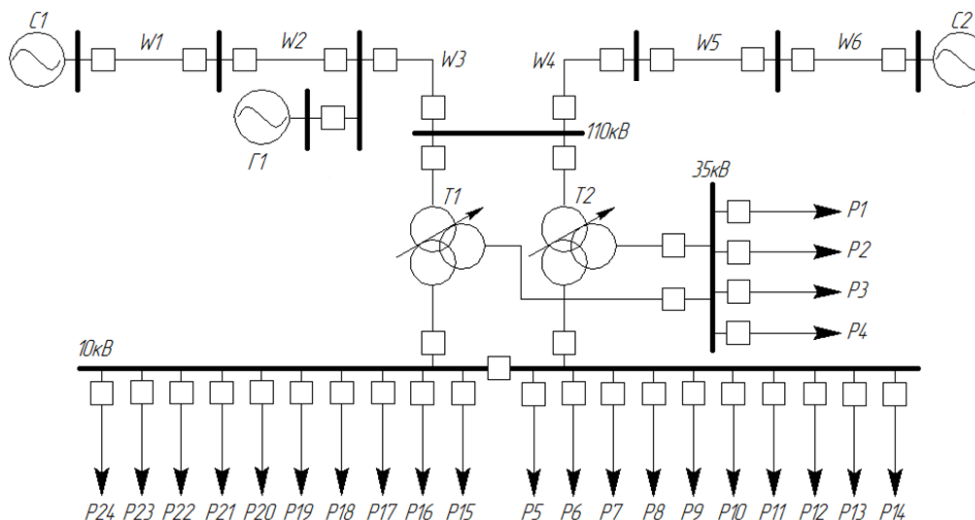


Рисунок 1.1 Исходная схема подстанции «Тобол»

Таблица 1.1 - Исходные данные ЛЭП и системы

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	$X_{\text{луд.}}$, Ом/км	$R_{\text{луд.}}$, Ом/км	X_0 , Ом/км
W1	65	АС-185	0,427	0,17	1,302
W2	70	АС-185	0,427	0,17	1,302
W3	50	АС-185	0,427	0,17	1,302
W4	45	АС-185	0,427	0,17	1,302
W5	65	АС-185	0,427	0,17	1,302
W6	65	АС-185	0,427	0,17	1,302

Таблица 1.2 - Данные потребителей

Потребитель	P1	P2	P3	P4	P5..P24
Нагрузка, МВт	12	12	12	12	2

Таблица 1.3- Номинальные параметры трансформатора ТДТН-80000/110/35/10

$S_{\text{ном}}$, МВ·А	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт		U_k , %			I_x , %
	ВН	СН	НН	холостого хода	короткого замыкания	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
80	115	38,5	11	102	390	10,5	17	6	0,6

Мощность системы: $S_{\text{кз.с1}} = 300 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, $S_{\text{кз.с2}} = 250 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, $S_{\text{Г1}} = 100 \text{ МВА}$

2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции

2.1 Общие положения

Схемы РУ ПС при конкретном проектировании разрабатываются на основании схем развития энергосистемы, схем электроснабжения района или объекта и других работ по развитию электрических сетей и должны:

- Обеспечивать коммутацию заданного числа высоковольтных линий (ВЛ), трансформаторов и автотрансформаторов (Т) и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития ПС;

- Обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных перетоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности и в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования.

- Учитывать требование секционирования сети и обеспечить работу РУ при расчетных значениях токов короткого замыкания;

- Обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы.

- Обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности.

- Схемы РУ должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт, осуществляемый:

- Для РУ напряжением до 220 кВ включительно, как правило, путем временного отключения присоединения (ВЛ или Т), в котором установлен выводимый для ремонта или обслуживания выключатель или другой аппарат, если это допустимо по условиям электроснабжения потребителей и обеспечения транзитных перетоков мощности; если отключение цепи недопустимо - переключением цепи на обходную систему шин или использованием схем с подключением присоединений более чем через один выключатель;

- Путем отключения присоединения на согласованное с потребителем время для установки, вместо выводимого в ремонт, подменного аппарата (например, в КРУЭ);

- Для РУ напряжением 330-750 кВ без отключения присоединений;

- Для аппаратов, подключенных непосредственно к ВЛ (или Т), - при отключенных ВЛ или Т (ВЧ-заградители, конденсаторы связи, ограничители перенапряжений и др.).

- Сравнение вариантов схем, намеченных к разработке на основании перечисленных требований, и их окончательный выбор производится на основании технико-экономических расчетов. Выбираются варианты,

обеспечивающие требуемую надежность, а затем из них выбирается более экономичный.

2.2 Выбор схемы распределительных устройств подстанции

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 2.1) и схема четырехугольника (рисунок 2.2).

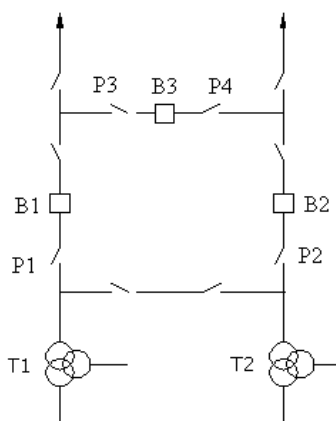


Рисунок 2.1 - Схема мостика РУ ВН

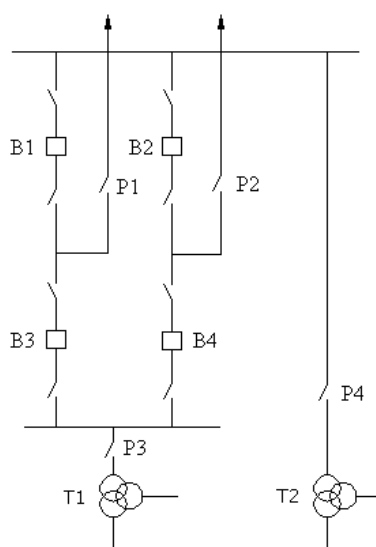


Рисунок 2.2 - Схема четырехугольника РУ ВН

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 ВЗ на перемычке между двумя линиями (в мостике) включен. При повреждении на линии Л1 отключается выключатель В1, трансформаторы Т1 и Т2 остаются в работе, связь с энергосистемой осуществляется по линии Л2. При повреждении в трансформаторе Т1 отключается выключатель со стороны 6 кВ и выключатели В1 и ВЗ. В этом случае линия Л1 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 В1 и ВЗ и при необходимости вывода в ремонт поврежденного трансформатора отключают разъединитель Р1 и включают В1 ВЗ, восстанавливая работу линии Л1. 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 2.2 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 Л1 будет отключена выключателями В1 и В2. Необходимо отключить разъединитель Р1, а затем включить В1 и В2. Разъединители Р1 — Р4 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 В1 в цепи В2 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 - схема мостика.

Выбор электрической схемы РУ 35 кВ.

Число присоединений равно пяти (два трансформатора, 3 линии 35кВ).

В качестве РУ среднего напряжения конкурирующими являются следующие схемы:

1) Одиночная секционированная система сборных шин (ОССШ), приведенная на рисунке 2.3;

2) Одиночная секционированная система сборных шин с обходной системой шин (рисунок 2.4).

Рассмотрение первого варианта (ОССШ без обходной системы шин). В данной схеме применяются шунтирующие разъединители Р1 и Р2, назначение которых заключается в шунтировании выводимых в ремонт выключателей Q1 и Q2.

Преимущества использования шунтирующего разъединителя:

- повышения надежности снабжения потребителей электроэнергией.
- при отсутствии разъединителя Р1 и при выведенном в ремонт выключателе Q1, секция получает питание от трансформатора Т2. При возникновении КЗ на секции 35 кВ перед секционным выключателем теряется часть потребителей.

Недостатки использования шунтирующего разъединителя:

- если происходит КЗ на секции шин перед секционным выключателем в момент, когда Q1 зашунтирован то отключается трансформатор Т1 от РЗ со всех сторон. Питание всей подстанции остается на трансформаторе Т2.
- если КЗ после секционного выключателя, теряются все потребители (зашунтирован Q1).

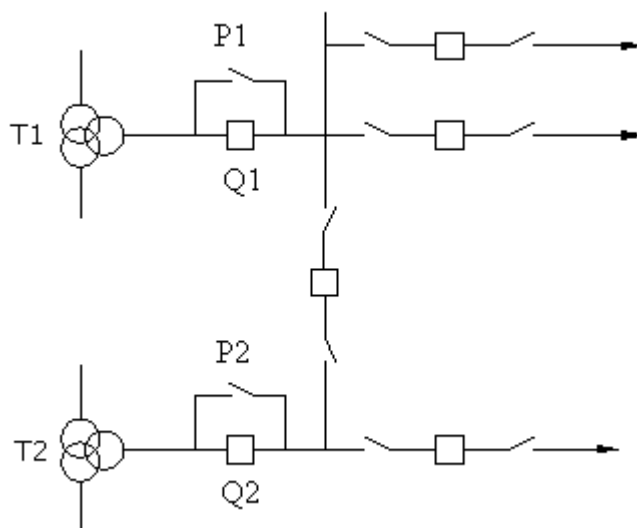


Рисунок 2.3 - Схема одиночной секционированной системы сборных шин

Рассмотрение второго варианта (ОССШ с обходной системы шин). Одиночная секционированная система сборных шин с обходной системой шин (рисунок 2.4) служит для создания условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы, применяется при напряжении 35 кВ и выше. Время ремонта выключателя на стороне 35 кВ не велико, к тому же есть резерв по стороне 35 кВ, но данная схема связана с увеличением затрат на обходную шину, обходной выключатель и разъединители.

Эта схема рекомендована к применению на стороне СН при $U_{СН}=35$ кВ и числе присоединений 12 и более. Ее выбор связан с увеличением затрат на сооружение, а также с увеличением вероятности аварии из-за неправильного действия обслуживающего персонала (из-за большого количества переключений).

На основании выше сказанного для РУ 35 кВ не применяется схема с обходной системой шин. Поэтому следует отказаться от данного варианта. Выбирается рабочая секционированная выключателем система шин.

Выбор схемы РУ 10 кВ.

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.

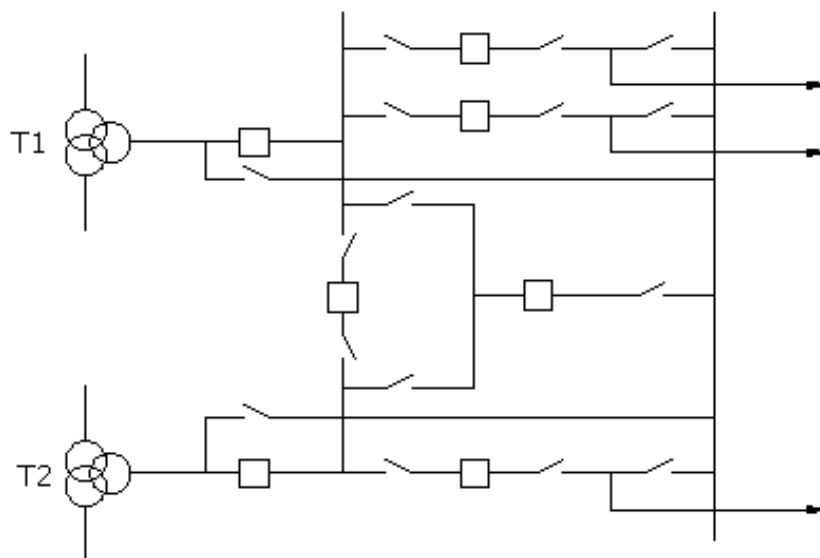


Рисунок 2.4 - Схема одиночной секционированной системы сборных шин с обходной системой шин

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.

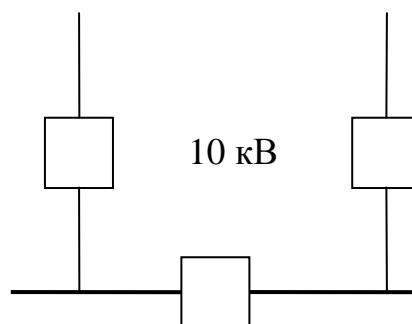


Рисунок 2.5 - Схема РУ НН

Выбор схемы питания собственных нужд.

Состав потребителей собственных нужд подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей собственных нужд на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они

присоединяются на стороне низкого напряжения и получают питание от понижающих трансформаторов.

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.

В качестве трансформаторов собственных нужд выбираются два трансформатора типа ТСЗ-630/10 по номинальной мощностью каждого 630 кВА.

2.3 Расчет токов короткого замыкания

Общие положения.

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, коммутационных аппаратов, шин, кабелей, токоограничивающих реакторов, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики. Для этого 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 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 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.

Однако поскольку КЗ в электрической цепи представляет собой сложный режим, сопровождающийся переходным процессом, в целях упрощения практических расчетов принят ряд допущений, которые, как показывают анализ осциллограмм и опыт эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики, незначительно сказываются на точности результатов расчетов.

К основным допущениям относятся:

- В электрической системе отсутствуют качания, т.е. не учитывается угол сдвига между ЭДС параллельно работающим генераторов;

- Отсутствует насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов, двигателей;
- Практически не учитывается емкостная проводимость линий электропередачи, за исключением линий напряжением выше 330 кВ значительной протяженности (>150 км);
- Не учитываются токи намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- Не учитываются активные сопротивления генераторов, трансформаторов, реакторов из-за их незначительной величины по сравнению с индуктивными сопротивлениями;
- Не учитывается незначительная несимметрия 3-х фазных электрических систем;
- Как правило, не учитывается влияние нагрузки в процессе КЗ.

Расчет токов короткого замыкания на высоком, среднем и низком сторонах напряжения.

Расчет токов КЗ проведем в системе относительных единиц.

Применение относительных (безразмерных) единиц позволяет быстро сопоставить результаты вычислений для различных точек системы. Подобная система единиц может применяться как в относительно номинальном варианте, где за основу принимаются параметры наиболее ответственного элемента (генератор, трансформатор), так и в относительно базисном варианте. В этом случае за основу принимаются две базисные единицы, остальные получаются из принятых. В качестве базисных величин принимаем мощность $S_б = 1000$ МВА и напряжение $U_б = 115$ кВ; 37 кВ; 10,5 кВ.

Формула для расчета базисного тока:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \text{ A} \quad (2.1)$$

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_б}{S_{кз}}, \text{ o.e.} \quad (2.2)$$

Сопротивление ЛЭП:

$$X_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_б}{U_{сн}^2}, \text{ o.e.} \quad (2.3)$$

Сопротивление трансформатора:

$$X_в = \frac{(U_{вн} + U_{вс} - U_{сн})}{200} \cdot \frac{S_б}{S_н}, \text{ o.e.} \quad (2.4)$$

$$X_c = \frac{(U_{вс} + U_{сн} - U_{вн})}{200} \cdot \frac{S_б}{S_н}, \text{ o.e.} \quad (2.5)$$

$$X_н = \frac{(U_{вн} + U_{сн} - U_{вс})}{200} \cdot \frac{S_б}{S_н}, \text{ o.e.} \quad (2.6)$$

Сопротивление генератора:

$$X_{\Gamma} = x_d'' \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (2.7)$$

Ток короткого замыкания:

$$I_K^{(3)} = \frac{E_{\mathcal{E}}}{x_{\mathcal{E}}} \cdot I_B, \text{ A} \quad (2.8)$$

Ударный ток

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)}, \text{ A} \quad (2.9)$$

Для простоты и удобства схему замещения с моделируем в программе Electronic Workbench (рисунок 2.6), а сопротивление элементов схемы замещения рассчитаем в Microsoft Excel и полученные результаты сведем в таблицу 2.1

Таблица 2.1 - Сопротивление элементов схемы замещения

	Элемент	о.е.
Сопротивления систем	X_{c1}	3,333
	X_{c2}	2,5
Сопротивления обмоток трансформатора	X_{TB}	1,151
	X_{TC}	0
	X_{TH}	1,706
Сопротивления ЛЭП	$X_{л1}$	1,291
	$X_{л2}$	1,614
	$X_{л3}$	1,937
	$X_{л4}$	2,26
	$X_{л5}$	1,614
	$X_{л6}$	1,937
Сопротивление генератора	X_{Γ}	3,25

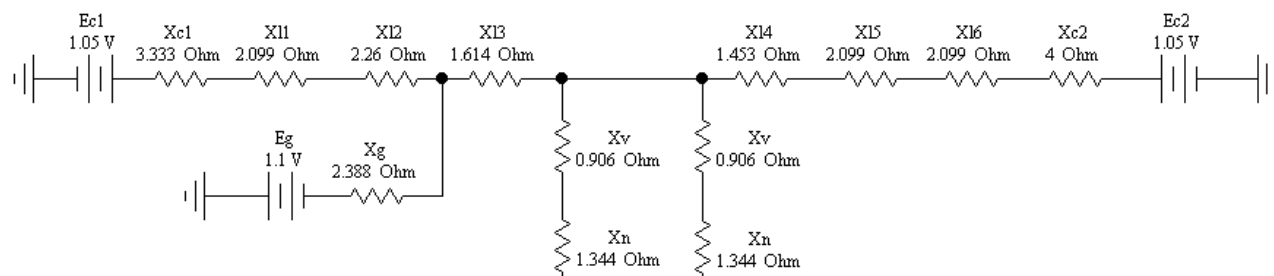


Рисунок 2.6 - Схема замещения

Для расчета трехфазного тока короткого замыкания используем с моделируемую в программе Electronic Workbench схему замещения.

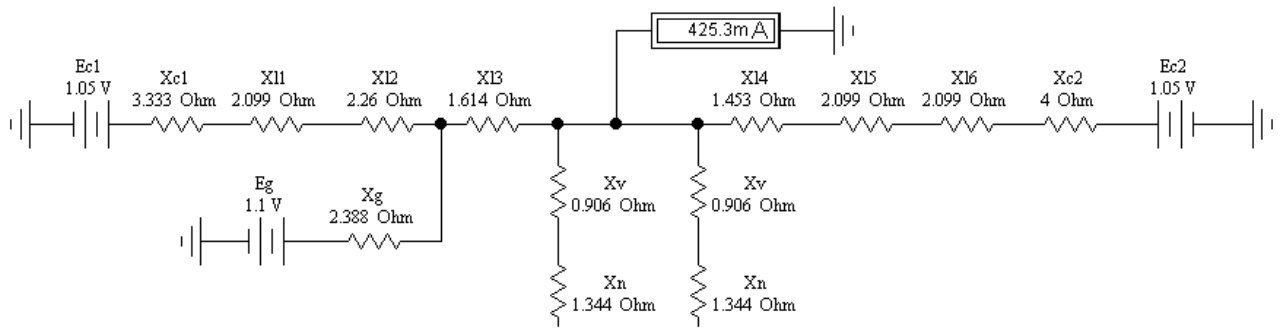


Рисунок 2.7 - Трехфазный ток на стороне 110 кВ

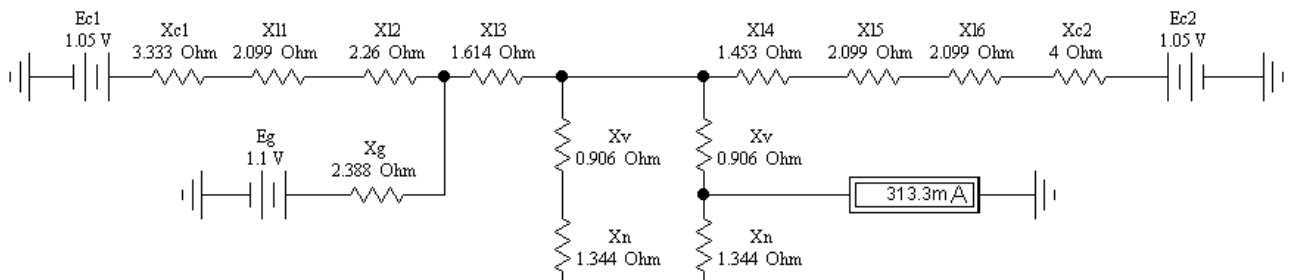


Рисунок 2.8 - Трехфазный ток на стороне 35 кВ

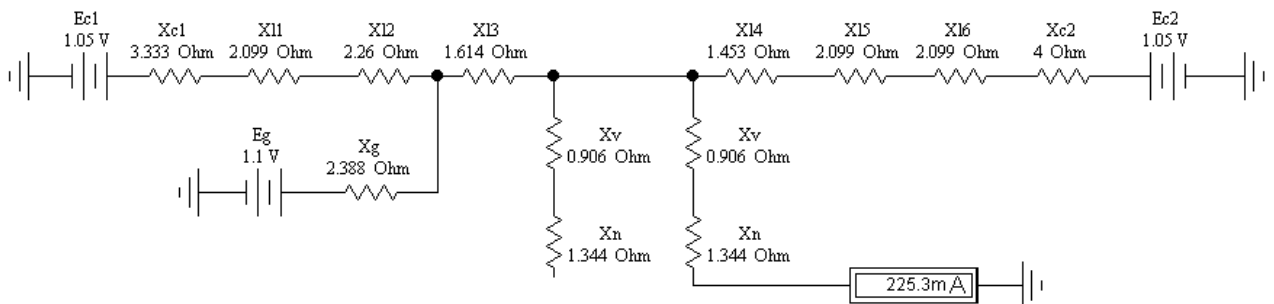


Рисунок 2.9 - Трехфазный ток на стороне 10 кВ

Полученные результаты сведем в таблицу 2.2

Таблица 2.2 - Трехфазные токи КЗ

Вид тока	I_B, A	$I_{K3}, o.e$	I_{K3}, A	i_v, A
Сторона 110 кВ	5020,4	0,425	2133,7	5431,44
Сторона 35 кВ	15604,1	0,313	4884,1	12432,84
Сторона 10 кВ	54985,7	0,225	12371,8	31493,41

2.4 Выбор электрического оборудования

Выбор выключателей.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, они служат для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- а) надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- б) быстрота действия, то есть наименьшее время отключения;
- в) пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, то есть быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- г) возможность пофазного управления для выключателей 110 кВ и выше;
- д) легкость ревизии и осмотра контактов;
- е) взрыво- и пожаробезопасность;
- з) удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ} \quad (2.10)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А} \quad (2.11)$$

$$I_{дин} \geq I_{уд}, \text{ А} \quad (2.12)$$

$$I_{отк} \geq I_n, \text{ А} \quad (2.13)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.14)$$

где $U_{уст. ном}$ - номинальное напряжение установленного оборудования;
 $I_{раб}$ - рабочий ток установленного оборудования, находится по формуле:

$$I_{раб} = \frac{S_{ном.об.м.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.}} \quad (2.15)$$

$S_{ном.об.м.тр.}$ - номинальная мощность обмотки трансформатора;

B_k - термическая стойкость выключателя, определяется по формуле:

$$B_k = I_n^2 \cdot (t_{откл} + t_A), \quad (2.16)$$

где I_n - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$t_{откл}$ - собственное время отключения выключателя;

t_A - собственное время срабатывания релейной защиты.

$I_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания, возьмем из таблицы 2.2.

$$\text{для РУ 110 кВ: } I_{раб.} = \frac{80 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 115 \text{ кВ}} = 401,6 \text{ А}; I_{уд.} = 5431,44 \text{ А};$$

$$\text{для РУ 35 кВ: } I_{раб.} = \frac{80 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 37 \text{ кВ}} = 1248,3 \text{ А}; I_{уд.} = 12432,84 \text{ А};$$

$$\text{для РУ 10 кВ: } I_{раб.} = \frac{80 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \text{ кВ}} = 4398,8 \text{ А}; I_{уд.} = 31493,41 \text{ А};$$

Расчетные параметры и параметры выключателей приведем в таблицах 2.3, 2.4 и 2.5

Таблица 2.3 - Выбор выключателя 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель 3AP1 DT (Siemens)	Выключатель 121PM63 (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 123 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 121 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 401,6 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А};$	$I_{ном.} = 1200 \text{ А}$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 5431,44 \text{ А};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 2133,67 \text{ А};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$	$I_{отк} = 20 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 2133,67^2 \cdot 1,5 = 4,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Для РУ 110 кВ выбираем выключатель 3AP1 DT фирмы Siemens, т.к. его параметры удовлетворяют всем требованиям и обладает высокой надежностью.

Силовые выключатели 3AP1 DT являются трехполосными автоматическими компрессионными выключателями открытого типа, в котором в качестве изоляционного и гасящего средства используется газ SF6.

Таблица 2.4 - Выбор выключателя 35 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель 3AF0143 (Siemens)	Выключатель OVB-VBF-40.5 (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 36 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 40,5 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 1248,3 \text{ А};$	$I_{ном.} = 1600 \text{ А};$	$I_{ном.} = 1600 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 12432,8 \text{ А};$	$I_{дин} = 62,5 \text{ кА};$	$I_{дин} = 80 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 4884,1 \text{ А};$	$I_{отк} = 25 \text{ кА};$	$I_{отк} = 25 \text{ кА};$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 4884,1^2 \cdot 1,5 =$ $= 23,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 =$ $= 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 =$ $= 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Для РУ 35 кВ выберем выключатель типа 3AF0143 фирмы SIEMENS ввиду его надежности и экономической выгоды.

Таблица 2.5 - Выбор выключателя 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель 3АНЗ-128-8 (Siemens)	Выключатель VD4-1240-25 (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 12 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 12 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 4398,8 \text{ А};$	$I_{ном.} = 8000 \text{ А};$	$I_{ном.} = 4000 \text{ А}$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 31493,4 \text{ А};$	$I_{дин} = 160 \text{ кА};$	$I_{дин} = 63 \text{ кА}$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 12371,8 \text{ А};$	$I_{отк} = 63 \text{ кА};$	$I_{отк} = 25 \text{ кА}$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 12371,8^2 \cdot 1,5 =$ $= 153,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 63^2 \cdot 3 =$ $= 11907 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

На РУ 10 кВ устанавливаем вакуумные выключатели фирмы Siemens типа 3АНЗ 128-8 ввиду его большей надежности и экономической выгоды

Вакуумные силовые выключатели (В-выключатели) Сименс 3АНЗ являются трехполюсными силовыми выключателями, устанавливаемыми в помещении, для номинального диапазона напряжений от 12 кВ до 36 кВ.

Вакуумный выключатель устанавливается в вертикальном положении относительно вакуумных прерывателей.

В нормальных условиях эксплуатации вакуумный выключатель не требует обслуживания в соответствии с положениями IEC60594 и VDE0670, часть 1000.

Выбор разъединителей.

Разъединители играют важную роль в схемах электроустановок, от надежности их работы зависит надежность работы всей электроустановки, поэтому к ним предъявляются следующие требования:

а) создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;

- б) электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ;
- в) исключение самопроизвольных отключений;
- г) четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ} \quad (2.17)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А} \quad (2.18)$$

$$I_{дин} \geq I_{уд}, \text{ А} \quad (2.19)$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (2.20)$$

Параметры разъединителей и расчетные параметры сведем в таблицы 2.6, 2.7 и 2.8

Таблица 2.6 - Выбор разъединителя 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Разъединитель SSBII-AM-123 (Siemens)	Разъединитель SDF-123 (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 123 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 123 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 316,3 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2500 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 5431,44 \text{ А};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$	$I_{дин} = 63,1 \text{ кА};$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_k$	$B_k = 2133,7^2 \cdot 1,5 =$ $= 4,55 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 =$ $= 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

На РУ 110 кВ выбираем разъединитель SSBII-AM-123 фирмы Siemens ввиду его экономической целесообразности.

Горизонтально-поворотный разъединитель SSBII-AM-123 состоит из главного ножа, двух опорных изоляционных колон, стальной секционированной рамы с опорными подшипниками и поворотными рычагами для крепления продольных и поворотных поперечных тяг, а также электродвигательного привода.

На РУ 35 кВ выбираем разъединитель D-BF4-072 фирмы Siemens ввиду его экономической целесообразности.

Таблица 2.7 - Выбор разъединителя 35 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Разъединитель D-BF4-072 (Siemens)	Разъединитель ЛТВ-72,5 (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 72,5 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 35 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.} = 983,06 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2500 \text{ А};$	$I_{ном.} = 3150 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 12432,84 \text{ А};$	$I_{дин} = 50 \text{ кА};$	$I_{дин} = 40 \text{ кА};$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}$	$B_{\kappa} = 4884,1^2 \cdot 1,5 =$ $= 23,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2980 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 31,5^2 \cdot 3 =$ $= 2980 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Выбор измерительного трансформатора тока.

Трансформаторы тока выбираются:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ}; \quad (2.21)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \text{ А}; \quad (2.22)$$

$$I_{сквоз} \geq I_{уд}, \text{ кА}; \quad (2.23)$$

$$r_{2номТА} \geq r_{2расч}, \text{ Ом}. \quad (2.24)$$

Определение расчетного сопротивления нагрузки вторичной обмотки:

$$r_{2расч} = r_{приб} + r_{пров} + r_{\kappa}, \text{ Ом}, \quad (2.25)$$

где r_{κ} - сопротивление контактов, в проекте принимается $r_{\kappa} = 0,05 \text{ Ом}$;

$r_{приб}$ - сопротивление токовых обмоток приборов;

$r_{пров} = \rho \cdot \frac{l}{F}$ - сопротивление проводов.

Потребляемая мощность терминалов Siemens (по каталогу):

$$S_{терминал} = 0,3 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Сопротивление терминала определим по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{терминал}}}{I_{2TA}^2}, \text{ Ом}, \quad (2.26)$$

где $I_{2TA} = 5 \text{ А}$ - вторичный ток трансформатора тока.

Следовательно:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,3}{5^2} = 0,012 \text{ Ом}.$$

Трансформатор тока, соединенный с цифровым терминалом, подключен по схеме полной звезды. Общая длина соединительного кабеля составляет $l = 60 \text{ м}$, сечение кабеля – $F = 2,5 \text{ мм}^2$, тип кабеля – медный, удельное сопротивление меди $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$.

Сопротивление провода определим по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l}{S}, \text{ Ом}; \quad (2.27)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,0175 \cdot \frac{60}{2,5} = 0,42 \text{ Ом}.$$

Расчетное сопротивление вторичной нагрузки найдем по формуле (2.25):

$$r_{2\text{расч}} = 0,42 + 0,012 + 0,05 = 0,482 \text{ Ом}.$$

В выводы установленного на подстанции трансформатора встроены ТТ типа ТВТ. Параметры измерительных трансформаторов тока и расчетные значения для проверки приведены в таблицах 2.8–2.10

На РУ 110 выберем трансформатор тока типа ТВТ-110-600/5.

Таблица 2.8 - Измерительный трансформатор тока ТВТ-110-600/5

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}$	$I_{\text{д\acute{a}а}} = 316,3 \text{ \AA}$	$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$
$I_{\text{сквоз}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{д\acute{o}а}} = 5572,03 \text{ \AA}$	$I_{\text{сквоз}} = 62 \text{ кА}$
$r_{2\text{номТА}} \geq r_{2\text{расч}}$	$r_{2\text{расч}} = 0,482 \text{ Ом}$	$r_{2\text{т\ddot{u}}} \text{ д\acute{a}} = 0,52 \hat{\text{н}}$

На РУ 35 выберем трансформатор тока типа ТФНД-35М-1500/5

Таблица 2.9 - Измерительный трансформатор тока ТФНД-35М-1500/5

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{\hat{m}} = 35 \hat{A}$	$U_{\hat{o}\hat{n}\hat{o}\hat{m}} = 35 \hat{A}$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{\hat{\delta}\hat{\alpha}\hat{\alpha}} = 983,06 \hat{A}$	$I_{\hat{m}} = 1500 \hat{A}$
$I_{сквоз} \geq I_{уд}$	$I_{\hat{o}\hat{\alpha}} = 11801,33 \hat{A}$	$I_{сквоз} = 62 \text{кА}$
$r_{2номТА} \geq r_{2расч}$	$r_{2\hat{\delta}\hat{\alpha}\hat{n}\hat{\alpha}} = 0,482 \hat{H}$	$r_{2\hat{m} \hat{o}\hat{A}} = 0,52 \hat{H}$

На РУ 10 в качестве трансформаторов тока выберем ТВТ-10-5000/5.

Таблица 2.10 - Измерительный трансформатор тока ТВТ-10-5000/5

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{ном} = 10 \text{кВ}$	$U_{уст.ном} = 10 \text{кВ}$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{\hat{\delta}\hat{\alpha}\hat{\alpha}} = 3464,1 \hat{A};$	$I_{\hat{m}} = 5000 \hat{A}$
$I_{сквоз} \geq I_{уд}$	$I_{\hat{o}\hat{\alpha}} = 28260,06 \hat{A}$	$I_{сквоз} = 80 \text{кА}$
$r_{2номТА} \geq r_{2расч}$	$r_{2расч} = 0,482 \text{Ом}$	$r_{2\hat{m} \hat{o}\hat{A}} = 0,6 \hat{H}$

Проверка трансформатора тока на нагрузочную способность.

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

Для большей наглядности вся последовательность операций по проверке представлена в виде рисунков. Проведем проверку на примере трансформатора тока типа ТФНД-35М-1500/5.

Расчет трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока По 10%K характеристике По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл [%]	K10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТФНД-35	800	5	Д	9.5		0.55	0.5	4
ТФНД-35	800	5	0.5	8		0.487	0	2.4
ТФНД-35	1500	5	Д	8		0.52	0.5	4
ТФНД-35	1500	5	0.5	7.5		0.487	0	2.4
ТФНД-35	1000	5	Д	9.5		0.65	0.5	4
ТФНД-35	1000	5	0.5	12		0.695	0	2.4
ТФНУД-35М	600	5	Р	30		0.45		0.8
ТФНУД-35М	600	5	0.5	14		0.47		1.2
ТФНД-35М	600	5	Р	30		0.45	0	0.8
ТФНД-35М	600	5	0.5	14		0.42	0	1.2
ТФНД-35М	800	5	Р	33		0.64	0.85	0.8
ТФНД-35М	800	5	0.5	16		0.53	0.4	1.2
ТФНД-35М	1000	5	Р	38		0.65	0.7	0.8
ТФНД-35М	1000	5	0.5	13		0.62	0	1.2
ТФНД-35М	1500	5	Р	33		0.52	0.4	0.8
ТФНД-35М	1500	5	0.5	15		0.48	0	1.2
ТФНД-35М	2000	5	Р	38		0.65	0.7	0.8
ТФНД-35М	2000	5	0.5	13		0.62	0	1.2
ТВ-35/10	150	5	-	5		0.05	0.23	1.2
ТВ-35/10	200	5	-	8	8	0.1	0.42	1.6

Поиск: Две обмотки ТТ включены последовательно

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок 2.10 - Выбор трансформатора тока на стороне 35 кВ

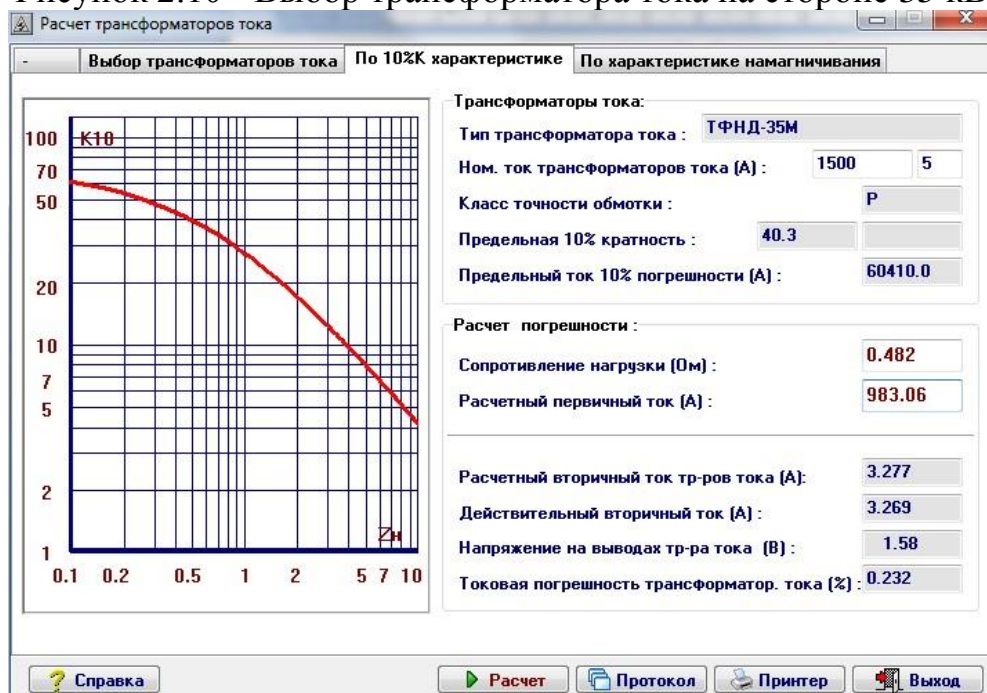


Рисунок 2.11 - Расчет погрешности ТФНД-35М-1500/5

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

Выбор измерительного трансформатора напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ}; \quad (2.28)$$

$$S_{2номTV} \geq S_{2расч}, \text{ Ом.} \quad (2.29)$$

Для РУ 110 кВ выбираем ТН типа НКФ-110-83У1;

Для РУ 35 кВ выбираем ТН типа ЗНОД-35-65У1;

Для РУ 10 кВ выбираем ТН типа НАМИ-10-66У3.

Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) для защиты электрооборудования подстанции.

Для защиты изоляции РУ и трансформаторов от атмосферных перенапряжений выбираем следующие ОПН по каталогу продукции фирмы Siemens.

На стороне ВН: ЗЕР1 123 – 1PL1;

На стороне СН: ЗЕР1 093 – 1PL1;

На стороне НН: ЗЕР1 012 – 1PL1.

3 Релейная защита трансформатора подстанции

3.1 Общее положение

Согласно ПУЭ для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- 1) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- 2) однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- 3) витковых замыканий в обмотках;
- 4) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- 5) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- 6) понижения уровня масла;
- 7) частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ;
- 8) однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Рекомендуется, кроме того, применение защиты от однофазных замыканий на землю на стороне 6-35 кВ автотрансформаторов с высшим напряжением 220 кВ и выше.

Газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла должна быть предусмотрена:

- для трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и более;
- для шунтирующих реакторов напряжением 500 кВ;

- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВ·А и более.

Должна быть предусмотрена блокировка, предотвращающая ложные срабатывания устройства КИВ при обрывах в цепях присоединения КИВ к выводам.

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 землю на сторонах высшего и среднего напряжений;

– 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, а также для дальнего резервирования в сетях среднего напряжения;

3.2 Краткое описание терминала 7UT613

Общее описание.

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

Терминал цифровой дифференциальной защиты SIPROTEC 7UT6 оборудован мощным микропроцессором. Это обеспечивает полную цифровую обработку всех функций, начиная с получения измеряемых величин и заканчивая выводом команд для выключателя и обменом данными с терминалами на других концах защищаемого объекта. На рисунке 3.1 приведена базовая структурная схема устройства 7UT613, на примере трансформатора.

Аналоговые входы "AI" преобразуют токи и напряжения, полученные от измерительных трансформаторов во внутренние сигналы терминала. Три

входа по току используются для подведения фазных токов на каждом из концов (= точка замера) трехфазного защищаемого объекта, однофазные входы (промежуточные входы IX) могут быть использованы для подведения любого желаемого тока, например, тока замыкания на землю между нейтралью обмотки трансформатора и землей. Один или два входа могут быть разработаны высокочувствительными, это позволит определить, например, небольшие токи утечки из бака силового трансформатора или реактора, или — при использовании внешнего последовательного сопротивления — однофазный вход может быть использован для получения напряжения (например, для защиты ячейки с реле, имеющим высокое сопротивление).

Версия устройства 7UT613 может быть снабжена 4 входами по напряжению. К 3 из них можно подвести фазные напряжения. К последнему, однофазному, входу по напряжению (промежуточный вход U4) подводится однофазное напряжение, которое может быть напряжением смещения (разомкнутый треугольник) или любым другим желаемым напряжением. Для дифференциальной защиты, конечно, не требуется никаких замеров напряжения. Однако, напряжения могут быть подведены к устройству для использования во встроенной защите от перевозбуждения, которая рассчитывает уровень индукции в силовых трансформаторах или шунтирующих реакторах. Подведение напряжения позволяет измерять, выводить на экран, передавать и контролировать напряжения и получаемые на его основе величины, такие как мощность, коэффициент мощности, индукция.

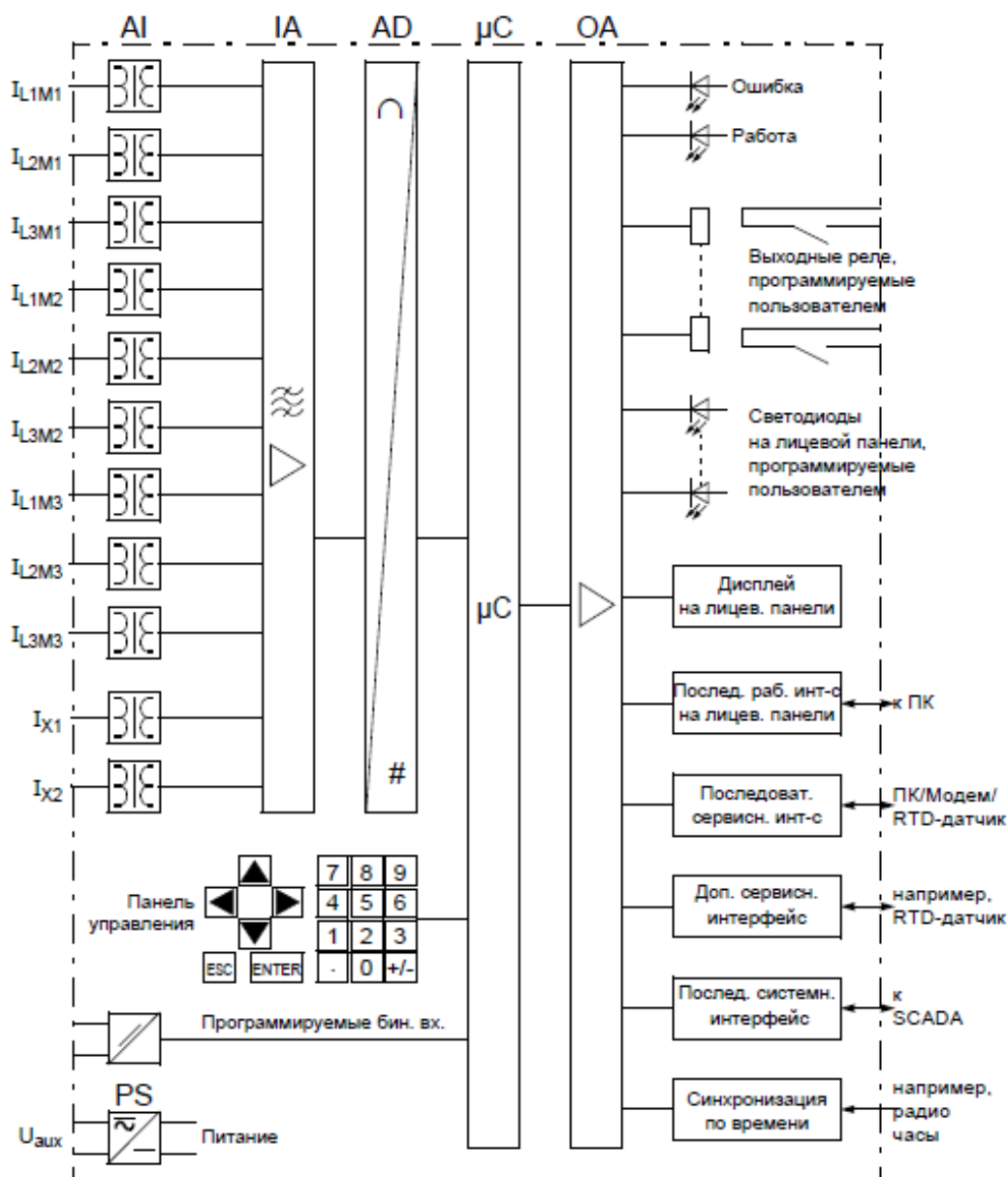


Рисунок 3.1 - Базовая структурная схема устройства 7UT613

Аналоговые сигналы поступают в группу входных усилителей "IA". Группа входных усилителей "IA" гарантирует наличие большого полного сопротивления для измеряемых сигналов и содержит фильтры, оптимизирующие сигналы в определенном диапазоне со скоростью зависящей от обработки сигналов.

Группа аналого-цифрового преобразователя "AD" содержит мультиплексор, аналого-цифровые преобразователи и модули памяти для передачи данных в систему микрокомпьютера "μC".

Отдельно от обработки измерительных величин система микрокомпьютера "μC" обеспечивает работу функций защиты и управления.

Система микрокомпьютера получает информацию извне, такую как удаленный ввод уставок или блокирование команд для защищаемых

элементов, с помощью бинарных входов. Система "μС" выдает информацию на внешнее оборудование через выходные контакты. В основном, эта информация включает в себя команды на отключение выключателей и внешнюю сигнализацию важных событий и условий.

Светодиоды (LEDs) и жидкокристаллический дисплей (ЖКД) на передней панели терминала отображают информацию, такую как цели, измеряемые величины, сообщения связанные с происходящими событиями или повреждениями, статус и функциональный статус терминала 7UT6.

Встроенное управление и цифровые клавиши в сочетании с ЖКД обеспечивают местное взаимодействие с терминалом 7UT6. С их помощью можно получить всю информацию о терминале: уставки функций защиты и контроля, рабочие сообщения и сообщения о повреждениях, и измеряемые величины.

Версия устройства 7UT61 имеет 4-линейный буквенно-цифровой дисплей на лицевой панели.

Внутренние функции 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 Т и на стороне 35 кВ.

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

Область применения.

Система цифровой дифференциальной защиты 7UT6 является быстрой и селективной защитой от коротких замыканий в трансформаторах всех уровней напряжения, во вращающихся машинах, в последовательных и шунтирующих реакторах, или на коротких линиях и минишинах с количеством отходящих линий от 2 до 5 (в зависимости от версии устройства). Так же, она может быть использована в качестве однофазной защиты шин с количеством отходящих линий от 9 до 12 (в зависимости от версии устройства). Можно выполнить индивидуальное конфигурирование, которое будет подходить для защищаемого объекта.

Устройство также может использоваться при двухфазных подключениях и в тяговых системах с номинальной частотой 16,7 Гц.

Основным преимуществом принципа действия дифференциальной защиты является мгновенное отключение в случае короткого замыканий в любой точке защищаемой зоны. Трансформаторы тока по концам сети ограничивают защищаемую зону. Этот твердый предел является причиной абсолютной селективности схемы дифференциальной защиты.

При использовании терминала в качестве защиты трансформатора, устройство обычно подключается к выводам трансформаторов тока, которые отделяют силовой трансформатор от энергосистемы. Смещение фаз и межсцепление токов, возникающее благодаря соединению обмоток трансформатора, обрабатываются в устройстве с помощью расчетных алгоритмов. Условия заземления нейтрали могут быть адаптированы по желанию пользователя, они автоматически учитываются в алгоритмах расчетов. Один или два дополнительных входа по току могут иметь большую чувствительность. Они могут быть использованы, например, для определения небольших токов утечки из бака трансформатора или реактора. Устройство имеет функции резервной максимальной токовой защиты с выдержкой времени для всех типов защищаемых объектов. Эти функции могут быть использованы для любой стороны или точки замера.

Термическая защита от перегрузки доступна при любом типе машины. Защита от несбалансированной нагрузки позволяет определять несимметричные токи. С ее помощью можно определить пофазные повреждения и токи обратной последовательности, которые особенно опасны для вращающихся машин. Защита от отказа выключателя проверяет реакцию одного выключателя после выдачи ему команды на отключение. Она может быть привязана к любой из сторон или точке замера защищаемого объекта.

Прибор имеет следующие технические характеристики:

- Мощная 32-битная микропроцессорная система
- Полная цифровая обработка измеряемых величин и управление, начиная с определения и оцифровывания величин, поступающих на аналоговые входы, и заканчивая выдачей команд на отключение выключателей.

- Полная и надежная гальваническая развязка между внутренними рабочими цепями терминала 7UT6 и внешними цепями измерения, управления и питания обеспечивается благодаря конструкции аналоговых входных трансформаторов, бинарных входов и выходов, и преобразователей постоянного и переменного токов.

- Терминал подходит для защиты трансформаторов, генераторов, двигателей, реакторов или небольших шин; так же возможно применение в качестве защиты коротких линий с множественными зажимами и силовых трансформаторов с множественными обмотками.

- Простое обслуживание устройства при помощи встроенной панели управления или подключенного персонального компьютера с программой DIGSI®.
- Характеристика отключения с током торможения.
- Торможение от броска тока намагничивания с использованием второй гармоники.
- Отстройка с использованием гармоник, обычной третьей или пятой, от токов погрешности при переходных процессах и в установившемся режиме, вызванных, например, перевозбуждением трансформаторов.
- Нечувствительность к кратковременному падению постоянного тока и насыщению трансформаторов тока.
- Высокая устойчивость к различному насыщению трансформатора тока.
- Мгновенное отключение при повреждениях с большим током.
- Независимость от условий заземления нейтрали(лей) силового трансформатора.
- Высокая устойчивость к различному насыщению трансформатора тока.
- Мгновенное отключение при повреждениях с большим током.
- Независимость от условий заземления нейтрали(лей) силового трансформатора.
- Высокая чувствительность к замыканиям на землю благодаря обработке тока нейтрали, заземленной обмотки трансформатора.
- Встроенная обработка групп соединения трансформатора.
- Встроенная обработка коэффициента трансформации, включая обработку различных номинальных токов обмоток трансформатора.
- Две ступени максимальной токовой защиты с независимыми выдержками времени для каждого из фазных токов и остаточного (утроенного тока нулевой последовательности) тока могут быть привязаны к любой стороне или точке замера защищаемого объекта.
- Дополнительная ступень максимальной токовой защиты с инверсной выдержкой времени для каждого из фазных токов и тока НИ.
- Возможен выбор различных характеристик инверсной выдержки времени в соответствии с различными стандартами, или использование характеристики, определенной пользователем.
- Все ступени могут быть скомбинированы по желанию пользователя; для фазных токов и тока НП могут быть выбраны различные характеристики.
- Имеется функция внешнего блокирования для любой желаемой ступени (например, для реверсивного блокирования).

3.3 Расчет дифференциальной токовой защиты трансформатора

В соответствии с указаниями по расчету дифференциальной защиты, выполненной на терминале 7UT613[7], расчет защиты производится в следующем порядке:

Расчет дифференциальной токовой защиты приведен в таблице 3.1

Таблица 3.1 - Исходные данные для расчета ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		115 кВ	37 кВ	10,5 кВ
Первичные токи защищаемого трансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	401,6	1248,3	4398,8
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	K_I	600/5	1500/5	5000/5
Схема соединения трансформаторов тока	$K_{сх} = 1$	Y	Y	Y
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_I}$	3,346	4,161	4,399

Расчет чувствительного органа.

1) Отстройка от расчетного первичного тока небаланса в режиме, соответствующем «началу торможения»:

$$I_{сз.мин} = K_{отс} \cdot I_{нб.торм.нач.п.} = 1,5 \cdot (I_{нб.торм.нач.п.}^I + I_{нб.торм.нач.п.}^{II}), \quad (3.1)$$

$$I_{нб.торм.нач.п.}^I = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{ном}, \quad (3.2)$$

$$I_{нб.торм.нач.п.}^{II} = (U_{\alpha} \cdot K_{ток\alpha} + U_{\beta} \cdot K_{ток\beta}) \cdot I_{ном}, \quad (3.3)$$

$$I_{сз.мин.отн.ед} = \frac{I_{сз.мин}}{I_{ном}}, \quad (3.4)$$

$$I_{нб.торм.нач.п.}^I = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 401,6 = 40,16 \text{ А};$$

$$I_{нб.торм.нач.п.}^{II} = 0,12 \cdot 401,6 = 48,19 \text{ А};$$

$$I_{сз.мин} = K_{отс} \cdot I_{нб.торм.нач.п.} = 1,5 \cdot (40,16 + 48,19) = 88,35 \text{ А};$$

$$I_{сз.мин.отн.ед} = \frac{88,35}{401,6} = 0,22 \text{ о.е.}$$

где, $I_{нб.торм.нач.п.}^I$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью трансформаторов тока;

$I_{нб.торм.нач.п.}^II$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью регулированием напряжения трансформатора;

$K_{отс.} = 1,5$ – коэффициент отстройки от макс. Тока небаланса;

$K_{одн.} = 0,5 \div 1$ – коэффициент однотипности, учитывающий различие в погрешности трансформаторов тока, образующих дифференциальную схему.

Для реле с торможением принимается $K_{одн.} = 1$;

$\varepsilon = 0,1$ – коэффициент, учитывающий погрешность в 10 % Т;

$K_{пер.} = 1$ – коэффициент, учитывающий переходной режим.

Отстройка от броска тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение или при восстановлении напряжения после отключения к.з., а также от переходных токов небаланса при внешних к.з.

$$I_{сз.мин} = K_{отс} \cdot I_{ном} \quad (3.5)$$

$$I_{сз.мин} = 0,2 \cdot 401,6 = 80,32 \text{ А.}$$

За расчетное значение $I_{сз.мин.}$ принимается большее из полученных значений:

$$I_{сз.мин} = 88,35 \text{ А,}$$

$$I_{сз.мин.отн.ед} = 0,22 \text{ о.е..}$$

Расчет коэффициента торможения (наклонная часть тормозной характеристики).

За расчетный для выбора $K_{торм.}$ принимается режим, при котором он получается максимальным.

$$K_{торм} = \frac{\Delta I_{дифф}}{\Delta I_{торм}} = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч.п.} - I_{сз.мин}}{\Sigma I_{торм.расч.п.} - I_{торм.нач.}} = tg \alpha, \quad (3.6)$$

где, $I_{нб.расч.п.}$ – относительный максимальный расчетный первичный ток небаланса при расчетном внешнем к.з., при котором $K_{торм}$ получается максимальным.

Составляющие тока небаланса рассчитываем для плеча 35 кВ

$$I_{нб.расч.пер.} = [K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + (U_{\alpha} \cdot K_{тока\alpha} + U_{\beta} \cdot K_{тока\beta})] \cdot I_{кз}, \quad (3.7)$$

$$I_{нб.расч.пер.} = [2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12] \cdot I_{кз},$$

$$I_{нб.расч.отн.} = I_{торм.расч.отн.1} + I_{торм.расч.отн.2} + I_{торм.расч.отн.3}, \quad (3.8)$$

где, $I_{торм.расч.отн.1}$, $I_{торм.расч.отн.2}$, $I_{торм.расч.отн.3}$ - относительные токи при расчетном внешнем к.з., подводимые к цепям торможения от всех плеч защиты защищаемого трансформатора.

$$K_{торм} = \frac{1,5 \cdot I_{нб.расч.отн.} - I_{сз.мин}}{\sum I_{торм.расч.отн.} - I_{торм.нач.отн.}}, \quad (3.9)$$

Таблица 3.2 - Расчет коэффициента торможения дифференциальной защиты трансформатора

Режим	Расчетная точка и вид КЗ	$I_{кз}$, А	$I_{нб.расч.отн.}$, о.е.	$\sum I_{торм.расч.п}$	$K_{ТОРМ}$
Опробование от сети 110	На вводе 35 кВ, 2-х ф. КЗ	$0,87 \cdot 4884 = 4249,08$	$\frac{0,32 \cdot 4249,08}{401,6} = 3,39$	$\frac{2 \cdot 4249,08}{401,9} = 21,14$	$\frac{1,5 \cdot 3,39 - 0,22}{21,14 - 1} = 0,242$
Опробование от сети 110	На вводе 10 кВ, 2-х ф. КЗ	$0,87 \cdot 12371,8 = 10763,47$	$\frac{0,32 \cdot 10763,47}{401,6} = 8,58$	$\frac{2 \cdot 10763,47}{401,6} = 53,6$	$\frac{1,5 \cdot 8,58 - 0,22}{53,6 - 1} = 0,24$

Коэффициент торможения примем $K_{ТОРМ} = 0,24$

Оценка чувствительности дифференциальной защиты.

Двухфазное КЗ на стороне 35 кВ:

$$I_{кз}^{(2)} = 4249,08;$$

а) Без учета торможения

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{ном} \cdot I_{сз.мин.отн.ед}}, \quad (3.10)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{4249,08}{1248,3 \cdot 0,22} = 15,47.$$

б) С учетом торможения током плеча 35 кВ трансформатора

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{НОМ}}}, \quad (3.11)$$

$$I_{\text{сз.торм.отн.}} = K_{\text{торм.}} \cdot (\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} - 1), \quad (3.12)$$

$$I_{\text{сз.отн.}} = I_{\text{сз.торм.отн.}} + I_{\text{сз.мин.отн.ед}}, \quad (3.13)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sum I_{\text{торм.расч.отн.}}}{I_{\text{сз.отн.}}}, \quad (3.14)$$

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{4249,08}{1248,3} = 3,4 \text{ о.е.},$$

$$I_{\text{сз.торм.отн.}} = 0,24 \cdot (4,1 - 1) = 0,744 \text{ о.е.},$$

$$I_{\text{сз.отн.}} = 0,744 + 0,22 = 0,964 \text{ о.е.},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3,4}{0,964} = 3,527 > 2.$$

Коэффициент чувствительности согласно ПУЭ должен быть не меньше 2, т.е. чувствительность дифференциальной защиты достаточна.

Таблица 3.3 - Расчет дифференциальной защиты трансформатора

№	Наименование	Значения
1	Отстройка от номинального тока трансформатора	$I_{\text{НОМ}} = 401,6 \text{ А}$
2	Подъем 1 (коэффициент торможения)	0,24
3	Значение срабатывания дифференциального тока $I_{\text{diff>}}$ (чувствительного органа)	253 А
4	Значение срабатывания дифференциального тока $I_{\text{diff>>}}$ (дифференциальная отсечка)	$5 \cdot I_{\text{НОМ}} = 2008 \text{ А}$

На рисунке 3.1 приведена тормозная характеристика дифференциальной защиты.

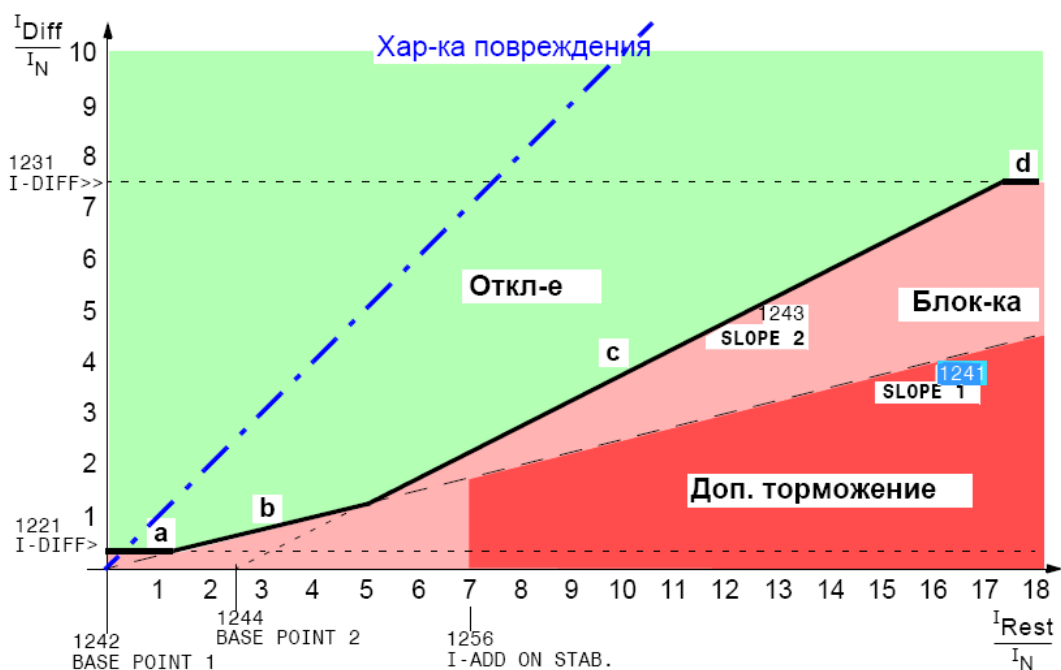


Рисунок 3.2 - Характеристика отключения дифференциальной защиты трансформатора на терминале 7UT613 (Siemens)

3.4 Газовая защита трансформатора

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.

Сверху на корпусе реле находятся кран для отбора проб газа и выпуска воздуха, и под защитным колпачком, - кнопка опробования исправности газового реле. Нажатие кнопки находит вызывает срабатывание сигнального контакта реле. Нажатие кнопки опробования до упора вызывает срабатывание отключающего контакта газового реле. Возврат реле происходит автоматически после освобождении кнопки опробования. Кнопку опробования ГЗ удобно использовать при опробовании работы короткозамыкателя и отделителя.

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.

Если этот кран оставить в закрытом состоянии, то при понижении температуры масла в трансформаторе уровень его понизится и масло уйдет из газового реле. Трансформатор отключится. Поэтому оперативный персонал обязан проверить положение крана перед включением трансформатора.

Новый трансформатор должен включаться с введенным на отключение сигнальным поплавком газовой защиты, который может сработать и при начинающемся повреждении трансформатора, до короткого замыкания в нем.

При включении нового трансформатора по мере его нагрева происходит выделение воздуха, растворенного в масле. Он заполняет газовое реле и его необходимо время от времени выпускать. Выводить действие отключающего элемента на отключение до прекращения выделения воздуха не разрешается. Струйный элемент газовой защиты имеет уставку срабатывания по скорости масла (диаметр отверстия в заслонке).

Величина уставки определяется по заводской инструкции и может корректироваться в зависимости от состояния трансформатора. Дело в том, что бросок масла происходит не только при повреждении внутри трансформатора, но и при внешних коротких замыканиях.

При КЗ динамическим воздействием тока обмотки трансформатора сжимаются и посылают толчком масло в расширитель. Сжатую препятствуют клинья, которые раскрепляют обмотку. Однако со временем клинья усыхают и деформируются, а витки обмотки получают возможность некоторого перемещения. При этом бросок масла становится сильнее и скорость потока масла увеличивается. В какой-то степени срабатывания газовой защиты можно избежать путем закругления уставки по скорости масла, если срабатывание газовой защиты происходит при толчке масла. Но лучше выполнить капитальный ремонт трансформатора с укреплением обмоток.

Газовая защита 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 контактов, 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 сработавшем состоянии и, при включении трансформатора, он сразу же отключался. Струйное реле РПН может так же сработать при доливке масла в бак РПН снизу. Поэтому, при вводе трансформатора в работу, необходимо проверить не сработавшее положение струйного реле РПН по отсутствию красного флажка в смотровом окошке реле.

3.5 Расчет резервных защит трансформатора

В качестве резервной защиты трансформатора устанавливаем:

- максимальная токовая защита (МТЗ) на ВН и НН;
- двухступенчатая токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) на ВН и СН;
- токовая защита обратной последовательности (ТЗОП);
- двухступенчатая дистанционная защита (ДЗ);
- защита от перегрузки.

По ПУЭ максимальная токовая защита на СН не устанавливается.

Расчет МТЗ на ВН с пуском по напряжению.

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

$$I_{сз.} = \frac{K_{отс.}}{K_{воз.}} \cdot I_{ном.} \quad (3.15)$$

$$I_{сз.} = \frac{1,2}{0,95} \cdot 401,6 = 507,28 \text{ А.}$$

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

$$U_{сз.} \leq \frac{U_{раб.мин}}{K_{отс.} \cdot K_{воз.}}, \quad (3.16)$$

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;

$K_{воз.} = 1,2$ – коэффициент возврата реле.

$$U_{сз.} = \frac{0,8 \cdot 115}{1,2 \cdot 1,2} = 63,89 \text{ кВ.}$$

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

$$U_{сз.} \leq \frac{U_{сам.зап.}}{K_{отс.}}, \quad (3.17)$$

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

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

$$U_{сз.} = \frac{0,7 \cdot 115}{1,2} = 67,08 \text{ кВ.}$$

За расчетное принимается меньшее из полученных значений, то есть $U_{сз.} = 63,89 \text{ кВ.}$

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

Сторона СН:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{II}}{I_{сз.}} \geq 1,5, \quad (3.18)$$

$$K_{ч} = \frac{4249,08}{507,28} = 8,376.$$

Чувствительность достаточна.

Сторона НН:

$$K_{ч} = \frac{10763,47}{507,28} = 21,218.$$

Чувствительность достаточна.

Расчет МТЗ Т на стороне НН. Устройство.

Ток срабатывания МТЗ отстраиваем от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз.} = K_{отс.} \cdot I_{ном.}, \quad (3.19)$$

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

$$I_{сз.} = 1,3 \cdot 4398,8 = 5718,44 \text{ А.}$$

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{10763,47}{5718,443} = 1,88.$$

Защита срабатывает без выдержки времени, $t = 0$ с.

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

Защита от перегрузки обмоток Т.

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

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{ном}}}{K_{\text{воз}}}. \quad (3.21)$$

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

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

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,05 \cdot 401,6}{0,95} = 443,874 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток СН выбирается по условию отстройки от номинального тока трансформатора, протекающего по общей обмотке, по формуле:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{номСН}}}{K_{\text{воз}}}, \quad (3.22)$$

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,05 \cdot 1248,35}{0,95} = 1379,6 \text{ А.}$$

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

$$I_{\text{сз}} = \frac{1,05 \cdot 4398,8}{0,95} = 4861,83 \text{ А.}$$

Охлаждение трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток ВН

$$I_{cs} = K_{отс} \cdot I_{ном} \quad (3.23)$$

где $K_{отс} = 0,8$ – коэффициент загрузки Т.

$$I_{cs} = 0,8 \cdot 401,6 = 321,28 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток СН выбирается по формуле

$$I_{cs} = K_{отс} \cdot (I_{ном.СН} - I_{ном.ВН}), \quad (3.24)$$

$$I_{cs} = 0,8 \cdot (1248,3 - 401,6) = 677,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток НН определяется по формуле:

$$I_{cs} = 0,8 \cdot 4398,8 = 3519,04 \text{ А.}$$

4 Релейная защита линий 110 кВ

4.1 Общие положения

Для линий в сетях 110-500 кВ с эффективно заземленной нейтралью согласно ПУЭ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от замыканий на землю и защита от неполнофазного режима.

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных КЗ. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивлений сети, т.е. являются минимальными. Основным преимуществом дистанционных защит по сравнению с токовыми защитами является независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени: все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем; все КЗ в пределах II зоны – с большим временем; КЗ в пределах III зоны отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами дистанционной защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II степеней) и пусковыми органами (реле III ступени). Отдельная ступень защиты выполняется ускоренной, это 3 ступень, передача может производиться по каналу связи или по оптоволокну, которое может быть выполнено в встроенном в грозозащитный трос или выполнено самонесущим кабелем.

4.2 Краткое описание терминалов защиты линии

Общие сведения.

Семейство SIPROTEC® 4 - это новейший ряд цифровых устройств защиты и управления с открытыми коммуникационными интерфейсами для дистанционного управления и дистанционной установки параметров, удобный интерфейс пользователя и очень гибкие функциональные возможности.

Устройства используют цифровую измерительную технику. Полностью цифровая обработка сигналов дает высокую точность измерений, а так же возможность регистрации гармоник и переходных процессов. Технологии цифрового фильтра и динамическая стабилизация измеряемых величин дают самый высокий коэффициент безопасности в определении решений защиты. Благодаря встроенным подпрограммам самоконтроля сбои устройства быстро обнаруживаются и распознаются. Поэтому возможность выхода из строя защиты во время повреждения в сети практически полностью исключена.

Устройства SIPROTEC® 4 полностью соответствуют требованиям современной технологии телекоммуникаций. Они имеют интерфейсы, которые позволяют осуществить интеграцию в системы управления верхнего

уровня, используют удобный способ задания параметров и возможность работы через локальный персональный компьютер или через модем.

Устройства SIPROTEC® 4 поддерживают открытые широко распространенные международные стандарты телекоммуникации:

- PROFIBUS FMS;
- Q PROFIBUS DP;
- IEC 60870-5-103;
- DNP3.0 Уровень 2;
- MODBUS ASCII/RTU.

Возможности синхронизации времени зависят от соответствующего протокола. Параметры задаются исключительно с помощью интерфейса установки параметров DIGSI© 4.

Панель управления устройства SIPROTEC® 4 проста в понимании и позволяет выполнять локальные операции управления, выполнять настройку отдельных параметров устройства, и отображать всю необходимую для работы информацию. В зависимости от типа устройства панель управления устройства оборудована либо графическим дисплеем, либо четырехстрочным дисплеем (рисунок 4.1).

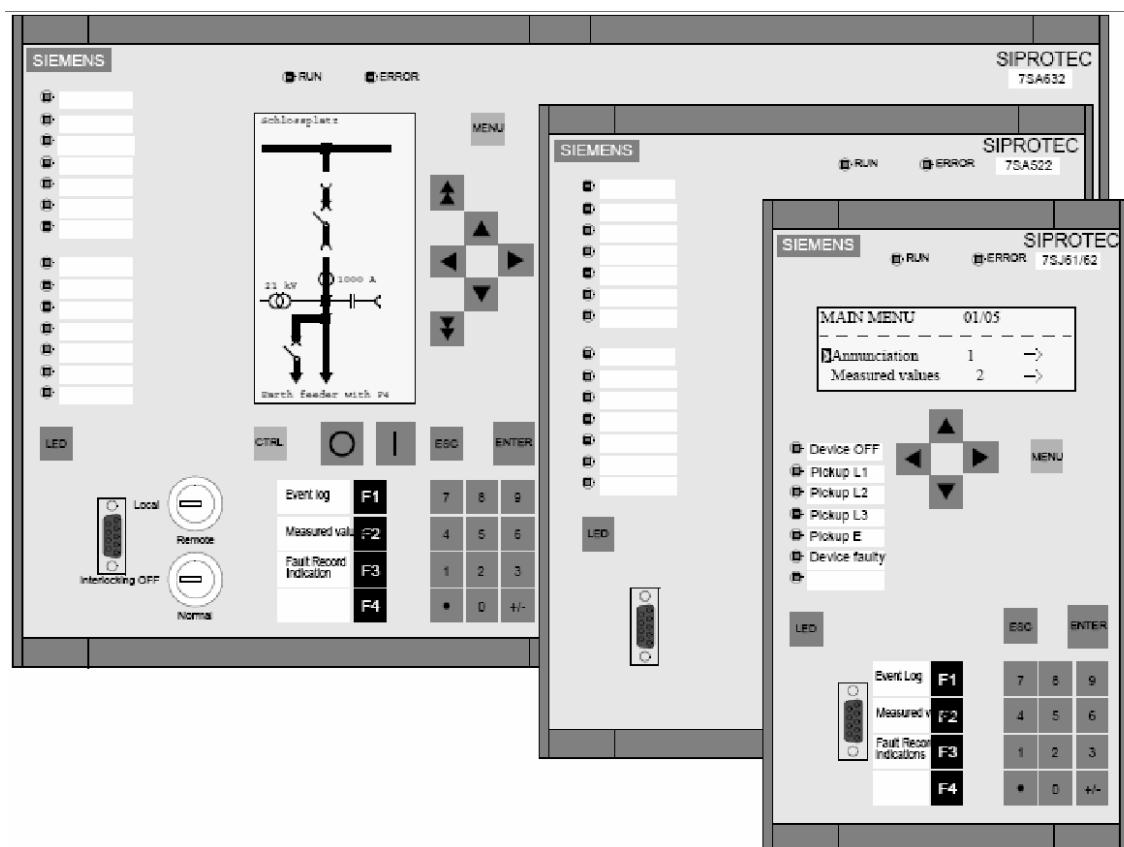


Рисунок 4.1 - Устройство SIPROTEC® 4, панель управления, типы
*Краткое описание терминала 7SA632.
Общие положения.*

Цифровое устройство дистанционной защиты SIPROTEC® 7SA6 оснащено высокопроизводительной микропроцессорной системой. Поэтому все функции устройства, начиная от измерений до выдачи команд на силовой выключатель, реализуются полностью цифровым методом. Рисунок 4.2 демонстрирует общую структуру устройства.

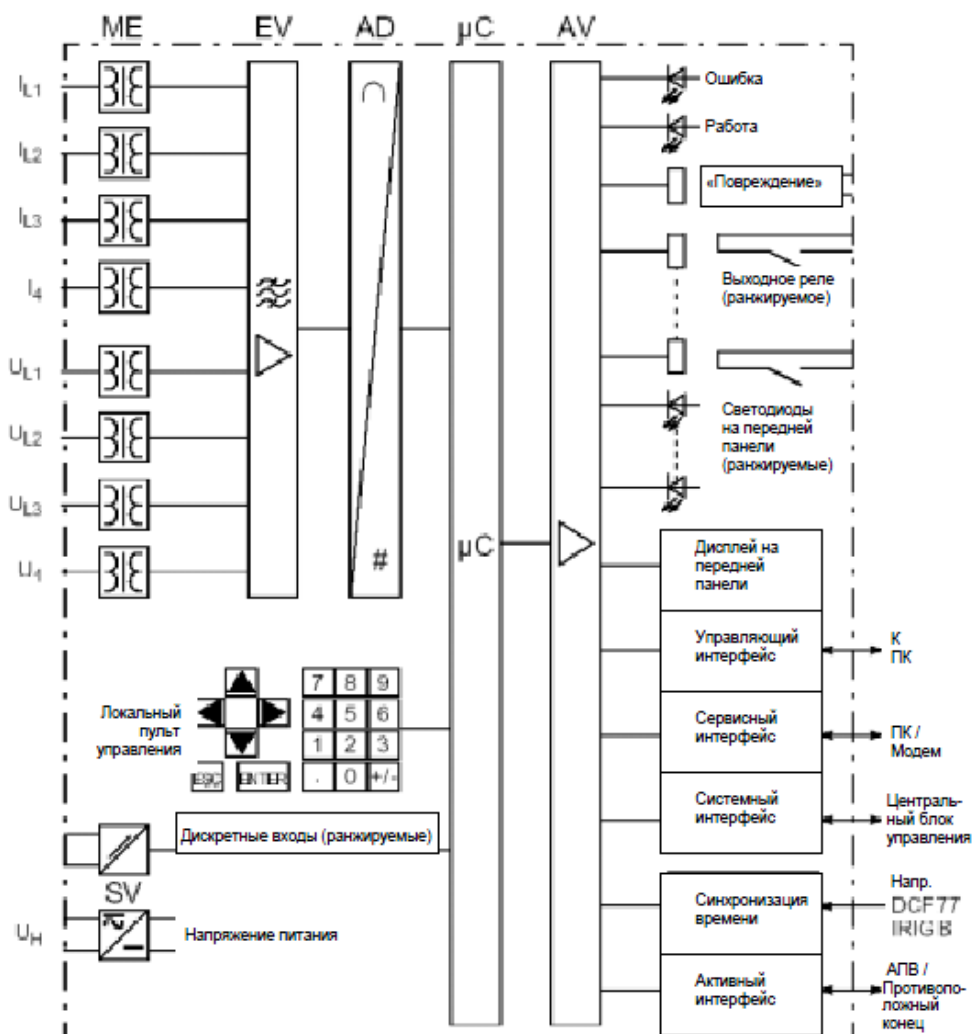


Рисунок 4.2 - Структура аппаратных средств устройства дистанционной защиты 7SA6

Измерительные входы ME преобразуют поступающие от трансформатора токи и напряжения и адаптируют их к уровню, на котором они обрабатываются в устройстве.

Устройство имеет 4 токовых входа и 4 входа напряжения. Три токовых входа предусмотрены для подачи фазных токов, а четвертый вход может путем изменения параметров использоваться для тока нулевой последовательности (тока нулевой точки трансформатора), тока нулевой последовательности параллельной линии (для компенсации влияния

параллельной линии) или тока нейтрали питающего трансформатора (для определения направления при замыканиях на землю).

Для каждого напряжения «фаза-земля» предусмотрен один вход напряжения. Еще один вход напряжения (U_4) может выборочно использоваться для ввода нулевого напряжения (е-п-напряжение разомкнутого треугольника), для напряжения сборных шин (для контроля синхронности и включения) и для любого другого напряжения (U_x) (при использовании защиты от перенапряжения). Аналоговые величины поступают в модуль входных усилителей EV.

Этот модуль обеспечивает высокоомную изоляцию входных величин и содержит фильтры, оптимизирующие дальнейшую обработку измеряемых величин относительно ширины полосы частот и скорости обработки (частоты дискретизации).

Блок аналого-цифрового преобразования (AD) включает в себя аналого-цифровой преобразователь (АЦП) и буфер памяти (накопитель) для ввода данных в микропроцессор.

В микропроцессорной системе μC наряду с обработкой измеряемых величин реализуются основные функции защиты и управления. Среди них следует выделить следующие:

- фильтрация и первичная обработка измеряемых величин,
- непрерывный контроль измеряемых величин,
- контроль условий срабатывания для отдельных функций устройства защиты,
- проверка граничных условий и временных ограничений.
- обработка сигналов для логических функций,
- формирование команд на отключение и включение.
- запоминание сообщений, данных о повреждениях и соответствующих значений измеряемых величин для анализа повреждений,
- управление операционной системой и такими функциями, как, например, хранение данных, часы реального времени, коммуникации, интерфейсы и т.д.

Информация выводится через выходной усилитель AV. Входная и выходная дискретная информация, поступает в микропроцессор и выводится из него через модули входных и выходных сигналов (входы и выходы).

Через дискретные входы в систему поступает информация от электроустановки (например, телесигналы) или от других устройств (например, команды блокировки). Выходной информацией являются, прежде всего, команды для коммутационных аппаратов и сообщения для телесигнализации важных событий и состояний.

Оптические индикаторы (LED-светодиоды) и дисплей на жидких кристаллах (LC) на передней панели выдают информацию о функционировании устройства и сообщения о событиях, состояниях и измеряемых величинах.

Встроенные управляющие и цифровые клавиши позволяют с помощью LC-дисплея осуществлять на месте обмен информацией с устройством. При этом можно запрашивать всю информацию об устройстве.

Через последовательный интерфейс управления на передней панели с помощью управляющей программы DISGI® 4 осуществляется связь с персональным компьютером, что делает возможным удобное управление всеми функциями устройства. Через последовательный сервисный интерфейс также можно установить связь с персональным компьютером (используя программу DISGI® 4). Это особенно удобно при жестком проводном соединении с ПК или при управлении через модем. Через последовательный системный интерфейс можно все данные из устройства передавать в центральное устройство обработки данных или в систему контроля и управления. В зависимости от характера использования эти интерфейсы могут иметь различные физические каналы передачи информации и разные протоколы.

Еще один интерфейс предусмотрен для синхронизации внутренних часов с использованием внешнего источника сигналов синхронизации.

Через дополнительные модули интерфейсов могут быть реализованы и другие коммуникационные протоколы.

Все описанные функциональные блоки снабжаются энергией от встроенного блока питания необходимой мощности на различных уровнях напряжения. Кратковременные прерывания напряжения питания, которые могут возникать при коротких замыканиях (КЗ) в цепях оперативного питания электроустановки, обычно компенсируются зарядовой емкостью конденсаторов блока питания.

Область применения.

Цифровое микропроцессорное устройство дистанционной защиты SIPROTEC® 7SA6 предназначено для выполнения селективной и быстродействующей защиты воздушных и кабельных линий с односторонним и многосторонним питанием в радиальных, кольцевых или смешанных сетях любого напряжения. Сетевая нейтраль может быть заземлена, компенсирована или изолирована.

Устройство реализует функции, которые обычно необходимы для защиты линии (присоединения) и поэтому допускает универсальное применение. Устройство может применяться также в качестве ступенчатой (по времени) резервной защиты для компенсационного защитного оборудования всех видов для линий, трансформаторов, генераторов, электромоторов и сборных шин всех уровней напряжения.

Основной функцией устройства является определение расстояния до места короткого замыкания посредством дистанционного измерения. Эти дистанционные измерительные приборы являются многосистемными, в особенности для комплексных многофазных повреждений. Различные способы срабатывания позволяют адаптировать устройство к различным условиям в сети и разнообразным запросам пользователей. Дистанционная

защита может быть дополнена функцией телеуправления с помощью различных методов передачи сигналов (для мгновенного отключения на всех 100% длины линии). Кроме того, возможна защита от КЗ на землю, которая может работать направленной или ненаправленной, а также дополняться функцией телеуправления.

При исчезновении измеряемого напряжения в случае неисправности во вторичных цепях (напр., отключение защитного автомата трансформатора напряжения или предохранителя) устройство автоматически переводится в аварийный режим с использованием функции максимальной токовой ступенчатой защиты до тех пор, пока не будет восстановлено измеряемое напряжение. Имеются три независимые от тока ступени (UMZ) и одна зависимая от тока AMZ-ступень, для которой имеется несколько характеристик срабатывания в соответствии с различными стандартами. Ступени могут комбинироваться произвольным образом. В альтернативном варианте максимальная токовая защита может эксплуатироваться как резервная, т.е. она функционирует независимо от дистанционной защиты и параллельно с ней.

Большинство функций защиты от короткого замыкания могут выполнять и однофазное отключение. Эти функции могут работать вместе с интегрированными в устройство средствами автоматического повторного включения АПВ (заказывается по желанию). Для АПВ на воздушных линиях возможны однофазный, трехфазный или одно- и трехфазный цикл или несколько последовательных циклов. До повторного включения после трехфазного отключения может быть проверена допустимость повторного включения путем контроля напряжения и / или синхронности (заказывается по желанию). Возможно также подключение внешнего устройства АПВ и/или контроля синхронности, также как и дублирование защиты с помощью одного или двух устройств АПВ.

Кроме упомянутых выше функций устройство реализует и другие защитные функции, такие, как например, обнаружение КЗ на землю (для сетей с изолированной нейтралью или компенсацией КЗ), многоступенчатая защита от высокого и низкого напряжения, защита от отказов силового выключателя, защита от влияния качаний мощности.

В качестве физических каналов передачи данных могут использоваться электрические или оптоволоконные линии связи. Передача данных осуществляется в соответствии с несколькими стандартными протоколами. Реализуется также связь устройства с системой контроля и управления.

Терминал имеет следующие технические характеристики:

- Высокопроизводительная 32-разрядная микропроцессорная система.
- Полностью цифровой метод обработки измеряемых величин и управления, начиная с аналого-цифрового преобразования измеряемых величин до выдачи команд на включение и выключение силового выключателя.

– Полное гальваническое и помехозащитное разделение внутренних цепей устройства от измерительных, управляющих и питающих цепей электроустановки с помощью встроенных измерительных трансформаторов, дискретных модулей входа и выхода и преобразователя постоянного или переменного напряжения. Полный набор функций, необходимый в обычных условиях для обеспечения защиты линии.

– Возможна передача данных в цифровой форме для различных методов телеуправления. Постоянный контроль неисправностей, прерываний или кратковременных колебаний в коммуникационной сети с автоматическим отслеживанием времени.

– Может быть реализована система дистанционной защиты для линий с тремя концами.

– Имеется возможность выбирать различные способы запуска устройства дистанционной защиты, что позволяет адаптировать его к разным условиям сети и потребностям пользователя. Полигональные характеристики срабатывания с отдельной настройкой вдоль оси X (дальность действия) или оси R (резерв сопротивления); для замыканий на землю отдельная R-настройка.

– Определение направления с использованием напряжений неповрежденных фаз и напряжений предшествующего режима («запоминаемых напряжений»), чем достигается динамически неограниченная чувствительность устройства при определении направления.

– Возможна компенсация влияния параллельной линии при КЗ на землю.

– Большое количество дополнительных функций.

Краткое описание терминала 7SJ635.

Общие положения.

SIPROTEC® 4 7SJ63 является цифровым, многофункциональным устройством защиты и управления, оснащенным мощной микропроцессорной системой. С ее помощью можно выполнять различные задачи от регистрации измеряемых величин, их полной цифровой обработки и до выдачи команд управления на выключатели и другое первичное оборудование, установленное в сети. На рисунке 4.3 представлена основная структурная схема устройства 7SJ63.

Измерительные входы (MI) преобразуют сигналы от измерительных преобразователей тока и напряжения до уровней, позволяющих производить их обработку внутри устройства 7SJ63.

Устройство содержит четыре входа по току. Три из них используются для измерения фазных токов, а применение четвертого входа зависит от заказанной модели устройства. Четвертый вход по току может использоваться для измерения тока нулевой последовательности, как остаточный фазных трансформаторов тока (I_n), или для тока нулевой последовательности от дополнительного трансформатора тока ($I_{Ns}/3 \cdot I_o$).

Последний используется в схеме чувствительной защиты от замыканий на землю (INs) или как поляризованный ток 3-й для определения направления повреждения.

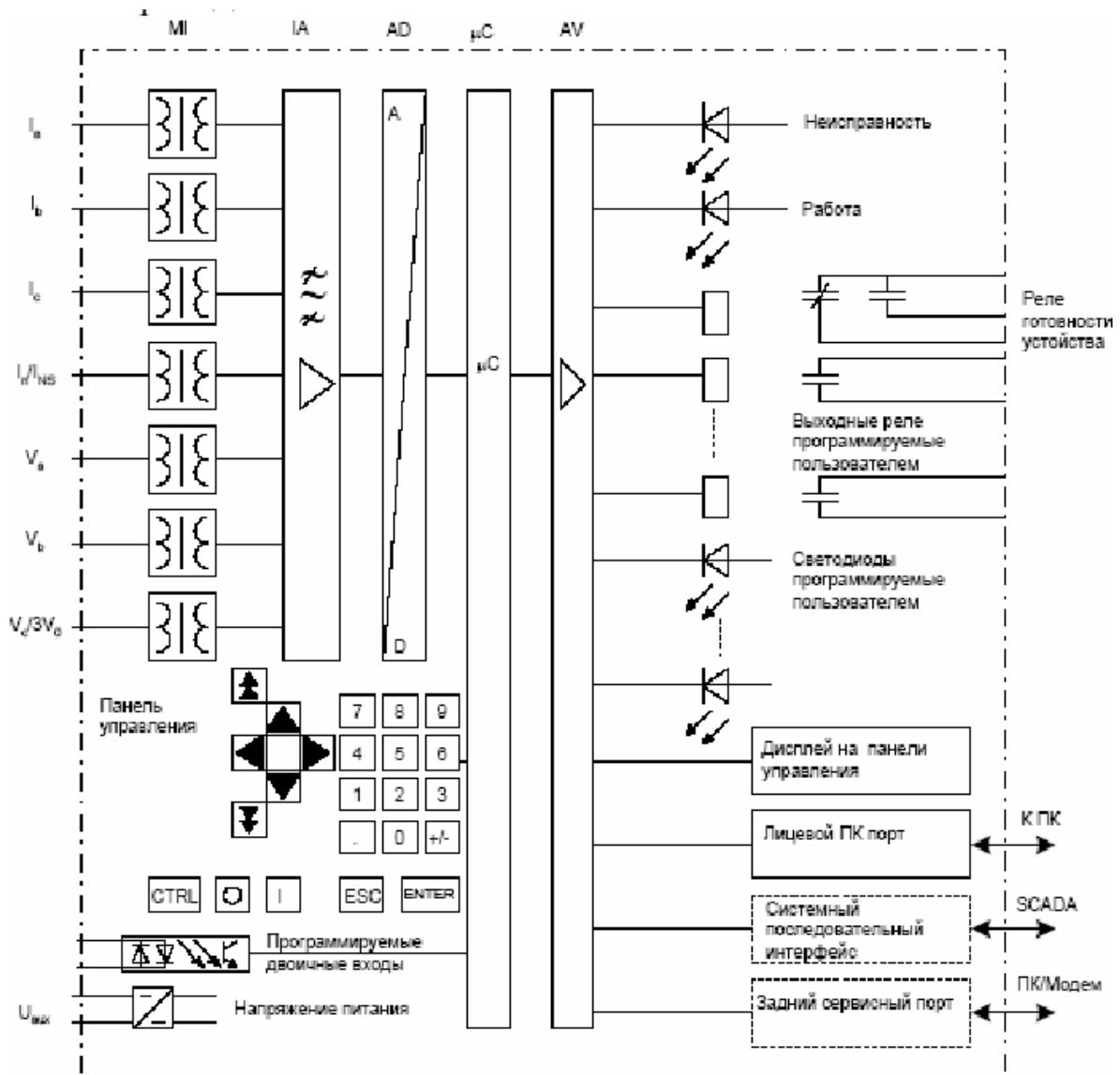


Рисунок 4.3 - Структурная схема аппаратного обеспечения цифрового устройства 7SJ63 (Максимальная конфигурация)

В устройстве 7SJ63 содержится три входа по напряжению. Они могут использоваться для измерения трех напряжений "фаза-земля" или напряжений "фаза-фаза" и напряжения $3 \cdot U_0$ (например, от трансформаторов напряжения с обмоткой открытй треугольник). Также в качестве $3 \cdot U_0$ может использоваться напряжение смещения. Аналоговые величины передаются затем на входные усилители (IA), которые снабжены высокоомными гасителями для аналоговых величин.

Текущие функции защиты и управления 7SJ63 обрабатываются в микропроцессорной системе (μC). Кроме того, μC контролирует измеряемые величины. В частности, μC выполняет:

- Фильтрацию и подготовку измеряемых величин;
- Непрерывный контроль измеряемых величин;
- Проверку условий срабатывания для отдельных ступеней и функций;
- Оценку предельных значений и последовательностей во времени;
- Контроль сигналов для логических функций;
- Выдачу команд отключения, включения и других команд управления;
- Передачу команд управления в коммутационные аппараты (выходные контакты);
- Регистрацию сообщений и данных о событиях, сигнализации, повреждениях, управляющих воздействиях, а также их передачу для дальнейшего анализа;
- Управление операционной системой и внутренними функциями (например, регистрация данных повреждения, часы реального времени, коммуникация, интерфейсы, т.д.).

С помощью двоичных входов μC получает внешнюю информацию о командах блокировки защитных ступеней, индикации положения выключателей, μC выдает команды на внешнее оборудование с помощью выходных контактов. Эти выходные команды в общем случае используются для управления выключателями или другим коммутационными аппаратами. Они могут также быть подключены к другим устройствам защиты, устройствам сигнализации, или внешнему передающему оборудованию для использования в сигнально-релейных схемах.

На лицевой панели устройства расположены светодиоды LED и экран дисплея LCD для отображения информации о состоянии сигнальных индикаторов, измеряемых величинах, сообщениях, связанных с событиями или повреждениями, а также о функциональном состоянии 7SJ63.

7SJ63 может питаться от напряжения постоянного тока в диапазоне от 24 В до 250 В. Устройство может также питаться от напряжения переменного тока 115 В. Кратковременные перерывы в подаче напряжения питания длительностью до 50 мс, которые могут быть вызваны коротким замыканием в цепях питания постоянным напряжением (подстанционная батарея) или большими колебаниями нагрузки, перекрываются конденсатором.

Область применения.

Цифровое многофункциональное реле SIPROTEC® 4 7SJ63 может использоваться в качестве устройства защиты, контроля и управления для распределительных и питающих линий электропередачи любого класса напряжения в сетях с различными режимами работы нейтрали (заземленных, заземленных через низкоомное сопротивление, незаземленных, с компенсированной нейтралью). Устройство может найти применение в радиальных и кольцевых сетях, для линий с односторонним или

многосторонним питанием. 7SJ63 содержит в себе также функции защиты двигателей применительно к асинхронным машинам любых размеров.

Устройство включает в себя все необходимые функции для защиты, контроля положений выключателя, а также для управления выключателями при непосредственном подключении к шинам или по полуторной схеме, следовательно, 7SJ63 может использоваться универсально. Оно может быть также использовано в качестве резервной защиты вместе с устройствами дифференциальной защиты линий, трансформаторов, генераторов, двигателей и систем шин всех классов напряжения.

Основной функцией 7SJ63 является ненаправленная максимальная токовая защита (50, 50N, 51, 51N). Защита состоит из четырех ступеней максимального тока с независимой временной характеристикой, две из которых предназначены для фазных токов и две (50 и 50N) для токов замыкания на землю. Если необходимо произвести быстрое отключение, то ступени могут использоваться в качестве токовой отсечки без выдержки времени. Также для двух фазных токов и для двух токов замыкания на землю (51 и 5 IN) могут использоваться ступени максимального тока с инверсной временной характеристикой. Кроме этого можно выбрать временную характеристику по ANSI или ИКС, или задать определяемую пользователем характеристическую кривую.

В зависимости от модели устройства ненаправленная максимальная токовая защита может быть дополнена направленной максимальной токовой защитой (67, 67N), защитой от отказа выключателя (50 BF) и чувствительной защитой от высокоомных замыканий на землю для заземленных через сопротивление сетей (50Ns, 67Ns).

Чувствительная защита от замыканий на землю может быть направленной или ненаправленной. Дополнительные функции включают в себя токовую защиту обратной последовательности (46), автоматику повторного включения (79), защиту от термических перегрузок (49), защиту от повышения напряжения (59), защиту от понижения напряжения (27), защиту от повышения/понижения частоты (81O/U). В качестве защиты двигателей могут быть использованы защита пусковых режимов двигателя (48), блокировка от многократного включения двигателей (66/88) и контроль уменьшения тока (37). Кроме этого в устройство 7SJ63 включен локатор для определения места повреждения.

Устройство 7SJ63 содержит функции управления и контроля, требуемые для функционирования подстанций среднего и высшего напряжений. В основе применения лежит надежное управление выключателями или коммутационным оборудованием, которое может быть произведено с помощью встроенной панели управления, системного интерфейса, двоичных входов, последовательного порта для подключения персонального компьютера с программой DIGSI 4.

4.3 Расчет дистанционной защиты ВЛ 110 кВ

Расчет можно произвести в относительных или именованных единицах. Используем метод именованных единиц. Для этого, все элементы схемы должны быть приведены к одному базисному напряжению, за базисное напряжение принимаем $U_{\text{баз}}=115$ кВ.

Фазное напряжение систем:

$$E_{c.\phi} = \frac{U_{c1} \cdot U_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср}}}; \quad (4.1)$$

$$E_{c.\phi} = \frac{115 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 115} = 66,39 \text{ кВ}$$

Сопротивления систем:

$$X_{c\text{max}} = \frac{U_{\text{баз}}^2}{S_{\text{квсmax}}}; \quad (4.2)$$

$$X_{c\text{min}} = \frac{U_{\text{баз}}^2}{S_{\text{квсmin}}}. \quad (4.3)$$

$$X_{c1\text{max}} = \frac{115^2}{300} = 44,08 \text{ Ом.}$$

$$X_{c1\text{min}} = \frac{115^2}{0,87 \cdot 300} = 50,67 \text{ Ом.}$$

$$X_{c2\text{max}} = \frac{115^2}{250} = 52,9 \text{ Ом.}$$

$$X_{c2\text{min}} = \frac{115^2}{0,87 \cdot 400} = 60,8 \text{ Ом.}$$

Напряжения подпиток:

$$E_{\text{ГЕН}} = (1,08 \div 1,13) \cdot U_{\phi\text{аз}}. \quad (4.4)$$

Принимаю $E_{\text{ГЕН}} = 73,03$ кВ,
Сопротивления генератора

$$X_{\text{ген}} = \frac{x_d'' \cdot U_{\text{ср}}^2 \cdot U_{\text{кз}}^2}{S_{\text{ном}} \cdot U_{\text{ср}}^2} \quad (4.5)$$

Рассчитаем :

$$X_{ГЕН} = \frac{0,191 \cdot 115^2}{100} = 25,26 \text{ Ом},$$

Сопротивления линий:

$$X_{л} = \frac{X_{уд} \cdot l \cdot U_{баз}^2}{U_{ср}^2} \quad (4.6)$$

Рассчитаем сопротивления линий по формуле и сведем их в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Сопротивления линий

Элемент	Длина, км	U, кВ	Xл, Ом
Л1	65	115	27,76
Л2	70	115	29,89
Л3	50	115	21,35
Л4	45	115	19,22
Л5	65	115	27,76
Л6	65	115	27,76

Расчет уставок I ступени дистанционной защиты.

Сопротивление первой ступени выбирается из условия отстройки от 3хфазного КЗ на шинах противоположной подстанции, в данном случае ток КЗ не рассчитывается, а используется сопротивление линии Л3.

Требования к первой ступени: обеспечение надежности селективного отключения всех видов КЗ на линии без выдержки времени

$$Z_{л3}^1 = \frac{Z_{л1}}{1+\beta+\delta}, \quad (4.7)$$

где $\beta = 0,05$ – коэффициент, который учитывает погрешность трансформаторов напряжения и реле сопротивления, $\delta=0,1$ – коэффициент, учитывающий погрешность расчетов первичных электрических величин.

$$Z_{л3}^1 = 0,85 \cdot 21,35 = 18,15 \text{ Ом}.$$

Первая ступень работает без выдержки времени.

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

Расчет уставок II ступени дистанционной защиты.

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

$$Z_{с.з.}^{II} = K_3 \cdot Z_{w1}^1 + \frac{K_3}{K_{ток}} \cdot Z_{л.с.м}^{I(II)}, \quad (4.8)$$

где $K_3=0,78$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых защит линий;

$K_{ток} = \frac{I_{з.выб}}{I_{з.с.м}}$ – коэффициент токораспределения, определяемый по трехфазному КЗ в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

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

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

$Z_{л.с.м}^{I(II)}$ – уставка срабатывания первой (или второй) ступени защиты смежной линии.

Для расчета $K_{ток}$ смоделируем линию 110 кВ в программе Electronics Workbench:

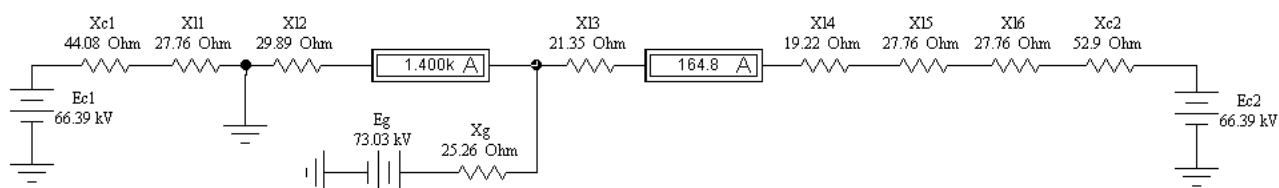


Рисунок 4.4 - Расчет коэффициента токораспределения

$$K_{ток} = \frac{30,57}{42,65} = 0,72.$$

$$Z_{с.з.}^{II} = 0,78 \cdot 18,15 + \frac{0,78}{0,72} \cdot 0,85 \cdot 29,89 = 41,68 \text{ Ом.}$$

$$K_ц = \frac{Z_{с.з.л2}^{II}}{Z_{л2}^1} > 1,25 \quad (4.9)$$

$$K_ц = \frac{41,68}{21,35} = 1,95 > 1,25 ,$$

т.е. вторая ступень защиты проходит по чувствительности.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t=0,3$ с) больше выдержек времени второй ступени линии Л2:

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.с.м}^{I(II)} + \Delta t \quad (4.10)$$

$$t_{с.з.}^{II} = 0,3 + 0,3 = 0,6 \text{ с.}$$

Расчет уставок III ступени дистанционной защиты.

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:

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{U_{\text{мин.экспл}}}{\sqrt{3} \cdot K_N \cdot K_B \cdot I_{\text{нагр.макс}} \cdot \cos(\varphi_{\text{м.ч}} - \varphi_{\text{нагр.}})}, \quad (4.11)$$

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

$K_N=1,2$ – коэффициент надежности;

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

$\varphi_{\text{м.ч}}=75^\circ$ – угол максимальной чувствительности;

$\varphi_{\text{нагр.}}=37^\circ$ – угол сопротивления, обусловленного нагрузкой;

$I_{\text{нагр.макс}}$ – максимальный ток нагрузки.

$$I_{\text{нагр.макс}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot 0,6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}} \quad (4.12)$$

$$I_{\text{нагр.макс}} = \frac{80 \cdot 0,6}{\sqrt{3} \cdot 115} = 240,98 \text{ А.}$$

$$Z_{с.з.}^{III} = \frac{0,9 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 240,98 \cdot \cos(75^\circ - 37^\circ)} = 238,39 \text{ Ом}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{Z_{с.з.12}^{III}}{Z_{12}^I} > 1,25 \quad (4.13)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{238,38}{21,35} = 11,16 > 1,25 .$$

Выдержка времени третьей ступени защиты выбирается на ступень селективности больше выдержки времени вторых ступеней защит, аналогично выбору выдержки времени второй ступени.

$$t_{с.з.}^{III} = t_{с.з.с.м}^{II} + \Delta t \quad (4.14)$$

$$t_{с.з.}^{III} = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

Уставки срабатывания реле сопротивления для различных ступеней определяются следующим образом:

$$Z_{ср} = Z_{с.з.} \cdot \frac{K_{ТА}}{K_{ТВ}} \quad (4.15)$$

где $K_{ТА}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока типа ТВТ 600/5;

$K_{ТВ}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения типа НКФ 110 · 10³/100.

Уставка срабатывания реле сопротивления I ступени дистанционной защиты:

$$Z_{ср}^I = 18,15 \cdot \frac{120}{1100} = 1,98 \text{ Ом.}$$

Уставка срабатывания реле сопротивления II ступени дистанционной защиты:

$$Z_{ср}^{II} = 41,68 \cdot \frac{120}{1100} = 4,55 \text{ Ом.}$$

Уставка срабатывания реле сопротивления III ступени дистанционной защиты:

$$Z_{ср}^{III} = 238,39 \cdot \frac{80}{1100} = 17,34 \text{ Ом.}$$

4.4 Исследование коэффициента чувствительности ТЗНП

Общие положения.

Для защиты электрических сетей с эффективно заземленной нейтралью от замыканий на землю применяют максимальные токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Эти защиты выполняют многоступенчатыми с органом направления мощности или без него (в данном случае при его наличии). В качестве токового органа защиты используется реле тока, которое включается на выход фильтра тока нулевой последовательности. В качестве такого фильтра часто используется нулевой провод трансформаторов тока, соединенных по схеме полной звезды. Для обеспечения абсолютной селективности защиты втора ступень выполняется ускоренной, по каналу связи.

Расчет параметров комплексной схемы.

ТЗНП рассчитывается по току $3I_0$, а для расчета нулевых токов необходимо применять комплексные схемы однофазного и двухфазного КЗ на землю. Комплексные схемы включают в себя схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Расчет можно провести в относительных или именованных единицах. Используем метод именованных единиц. Для этого, все элементы схемы должны быть приведены к одному базисному напряжению, за базисное напряжение принимаем $U_{БАЗ} = 115$ кВ. Расчет параметров схемы прямой последовательности приведен в приложении Б. Так как параметры для расчета сопротивлений обратной последовательности элементов сети не заданы, можно приравнять $X_{ПРЯМ.} = X_{ОБРАТ.}$ для всех элементов.

Схема замещения нулевой последовательности

$$X_{л1}^0 = \frac{X_{0у\delta} \cdot l \cdot U_{баз}^2}{U_{ср}^2} = \frac{1,3 \cdot 65 \cdot 115^2}{115^2} = 84,5 \text{ Ом};$$

$$X_{л2}^0 = \frac{X_{0у\delta} \cdot l \cdot U_{баз}^2}{U_{ср}^2} = \frac{1,3 \cdot 70 \cdot 115^2}{115^2} = 91 \text{ Ом};$$

$$X_{л3}^0 = \frac{X_{0у\delta} \cdot l \cdot U_{баз}^2}{U_{ср}^2} = \frac{1,3 \cdot 50 \cdot 115^2}{115} = 65 \text{ Ом};$$

$$X_{л4}^0 = \frac{X_{0у\delta} \cdot l \cdot U_{баз}^2}{U_{ср}^2} = \frac{1,3 \cdot 45 \cdot 115^2}{115^2} = 58,5 \text{ Ом};$$

$$X_{л5}^0 = \frac{X_{0у\delta} \cdot l \cdot U_{баз}^2}{U_{ср}^2} = \frac{1,3 \cdot 65 \cdot 115^2}{115^2} = 84,5 \text{ Ом},$$

$$X_{л6}^0 = \frac{X_{0у\delta} \cdot l \cdot U_{баз}^2}{U_{ср}^2} = \frac{1,3 \cdot 65 \cdot 115^2}{115^2} = 84,5 \text{ Ом},$$

где $U_{ср} = 115$ кВ – среднее напряжение линии.

Сопротивления нулевой последовательности трансформаторов равны сопротивлениям прямой последовательности $X_{0ТР.} = X_{ПРЯМ.ТР.}$ Нулевые сопротивления систем приравниваем прямой последовательности

$$X_{0C1.MAX} = X_{C1.MAX0} \quad (4.16)$$

$$X_{0C1.MIN} = X_{C1.MIN} \quad (4.17)$$

$$X_{0C2.MAX} = X_{C2.MAX} \quad (4.18)$$

$$X_{0C2.MIN} = X_{C2.MIN} \quad (4.19)$$

Выбор уставок I ступени.

Сопротивления ЛЭП, необходимые для расчетов токов короткого замыкания, сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Сопротивление линий прямой, обратной и нулевой последовательности для ЛЭП

Линия	Длина линии, км	U _{CP} , кВ	X _л , о.е.	X _{0л} , о.е.
Л1	65	115	27,76	84,5
Л2	70	115	29,89	91
Л3	50	115	21,35	65
Л4	45	115	19,22	58,5
Л5	65	115	27,76	84,5
Л6	65	115	27,76	84,5

Расчет токов КЗ нулевой последовательности смоделируем в программе Electronics Workbench (рисунки 4.5 и 4.6).

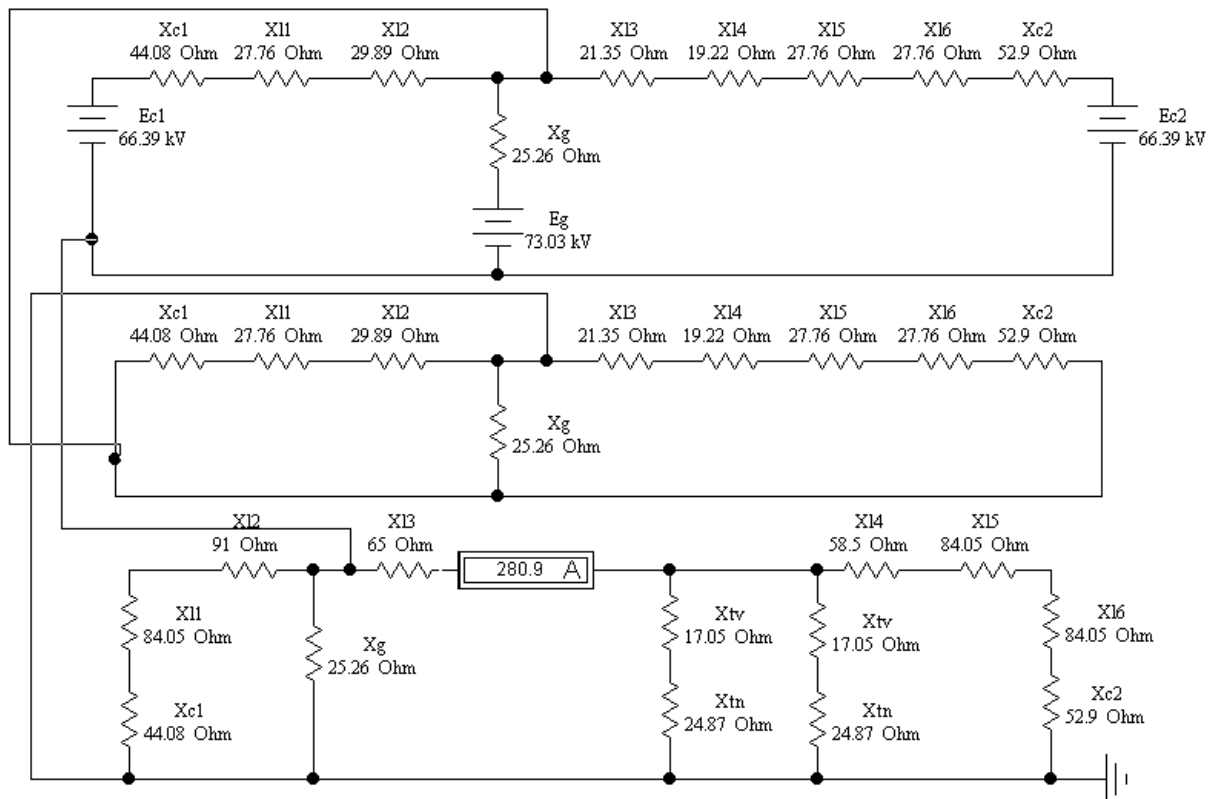


Рисунок 4.5 - Однофазное КЗ в конце защищаемой линии W2

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).

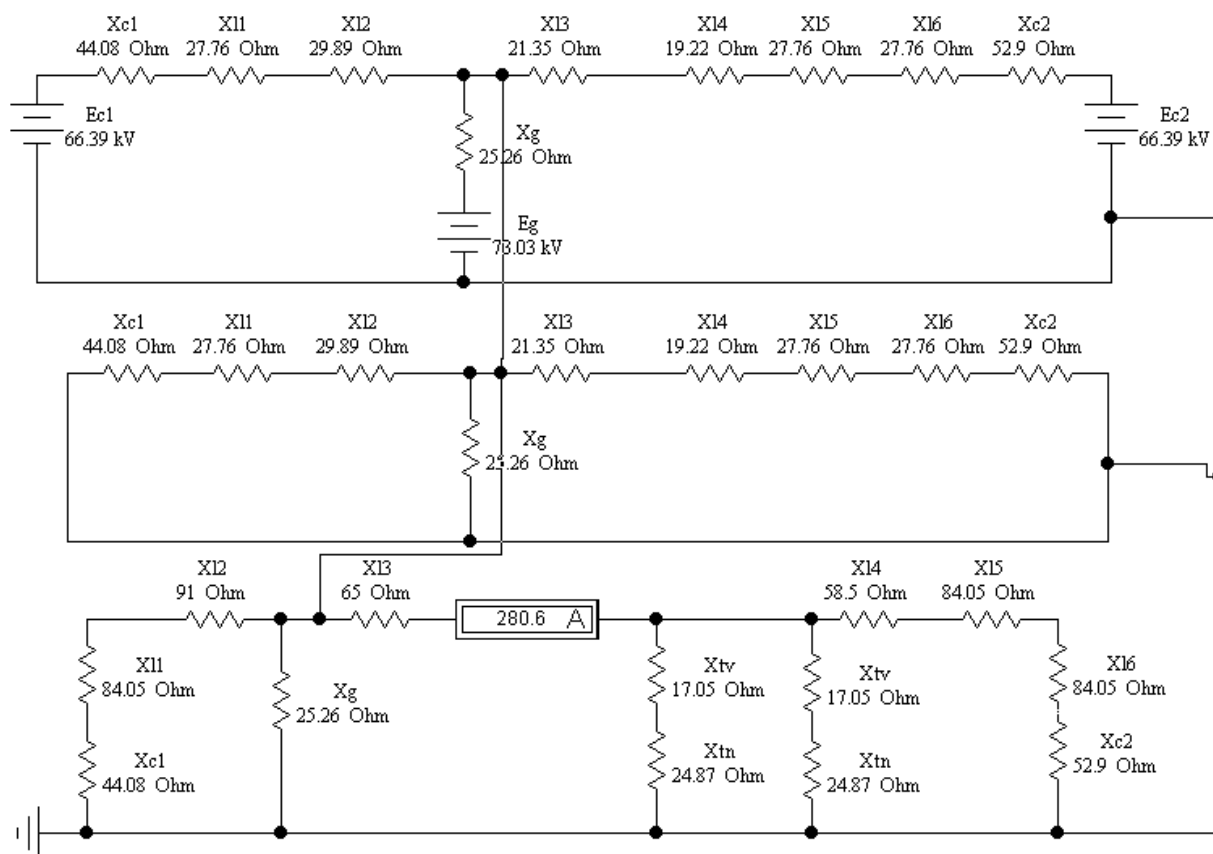


Рисунок 4.6 - Двухфазное КЗ в конце защищаемой линии W2

$$I'_{сзл2} = K_H \cdot 3 \cdot I_0 \quad (4.20)$$

где $K_H = 1,3$ – коэффициент надежности по избирательности, учитывающий погрешность реле, ошибки расчета, влияние апериодической составляющей и необходимый запас.

КЗ на землю может быть двух видов: однофазное КЗ на землю и двухфазное КЗ на землю. Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 280,9 \text{ A,}$$

$$I_0^{(1,1)} = 280,6 \text{ A.}$$

Из двух условий выбирается наибольший ток I_0 , и для этого значения рассчитывается ток срабатывания первой ступени

$$I_{сзл2}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1)} = 1,3 \cdot 3 \cdot 280,9 = 1095,51 \text{ А,}$$

Выбор уставок II ступени.

Вторая ступень должна отстраиваться от быстродействующих защит смежных присоединений, то есть необходимо отстроиться от первой ступени ТЗНП линии Л2;

Ток срабатывания защиты II ступени

$$I_{сзл1}^{II} = K_H \cdot K_{\text{ТОК}} \cdot I_{сз.см}^{II} \quad (4.21)$$

где $K_H = 1,3$ – коэффициент надежности по избирательности согласуемых линий;

$K_{\text{ТОК}} = \frac{3 \cdot I_{0з.выб}}{3 \cdot I_{0з.см}}$ – коэффициент токораспределения, определяемый по

току $3I_0$ при однофазном замыкании в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

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

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

$I_{сз.см}^{I(II)}$ – ток срабатывания защиты первой или второй ступени защиты смежной линии (Л1).


Необходимо рассчитать ток срабатывания первой ступени линии Л1 – $I_{Л1}^I$, затем найти конец зоны срабатывания $I_{Л1}^I$, смоделировать в этой точке КЗ на землю и определить, какой ток I_0 протекает через комплект защиты линии Л1, по этому значению рассчитать ток срабатывания второй ступени линии Л1.

$I_{Л1}^I$ определяется аналогично $I_{Л2}^I$, комплексная схема, составляемая в программе-симуляторе показана на рисунках 4.7 и 4.8.

$$I_{Л1}^I = K_H \cdot 3 \cdot I_0^{(1)} = 1,3 \cdot 3 \cdot 313,8 = 1223,82 \text{ А.}$$

Ток $3I_0$, протекающий в месте установки защиты линии Л2 при КЗ в конце первой ступени защиты линии Л1 можно определить с помощью моделирования.

Для этого составляется комплексная схема в программе-симуляторе.

При этом вместо резистора  в качестве сопротивления линии Л1

используется потенциометр  .

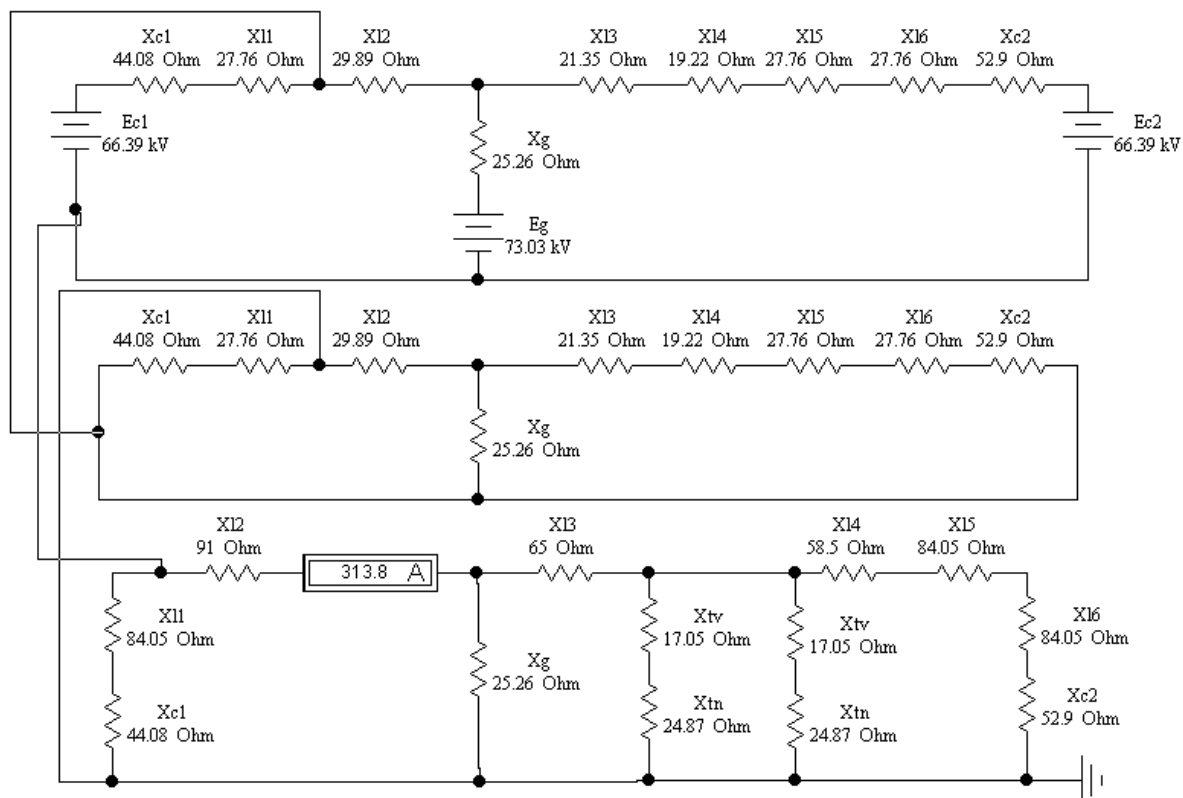


Рисунок 4.7 - Однофазное КЗ в конце смежной линии W1

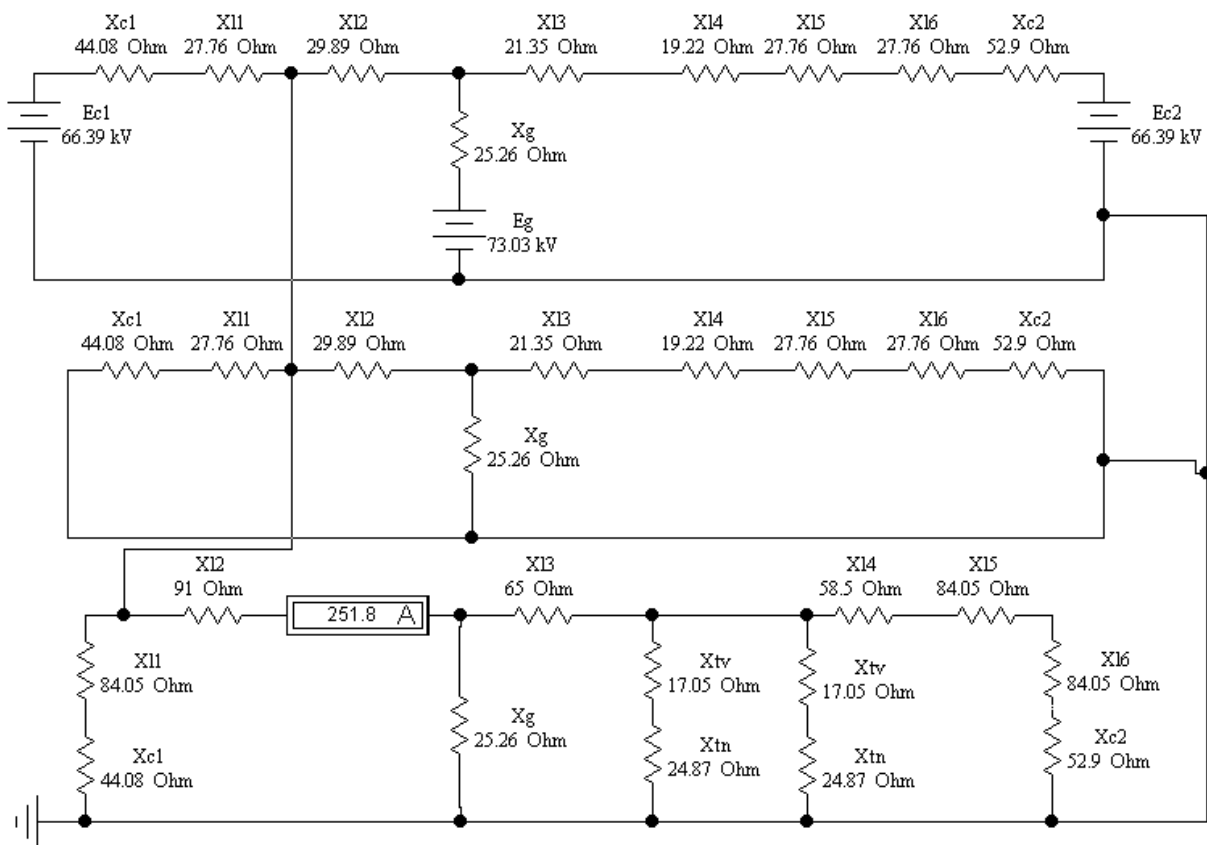


Рисунок 4.8 - Двухфазное КЗ в конце смежной линии W1

Средняя точка потенциометра используется как перемещающаяся точка КЗ. Производится подбор сопротивления участка от начала линии Л1 до конца зоны первой ступени. Изменяя сопротивление потенциометра контролируются показания амперметра, установленного в начале линии Л1. Когда средняя точка потенциометра встанет в конце первой зоны защиты линии Л1 амперметр должен показывать ток равный $I_{Л1}^I/3$. После этого можно фиксировать показание амперметра установленного в начале линии Л2 и это будет искомый ток I_0 , далее рассчитывается $I_{Л2}^{II}$.

Подбираем ток в линии W1 равный $I_{Л1}^I/3 = 1223,82/3 = 407,94$ А.

Для этого составляется комплексная схема в программе симуляторе (рисунок 4.9).

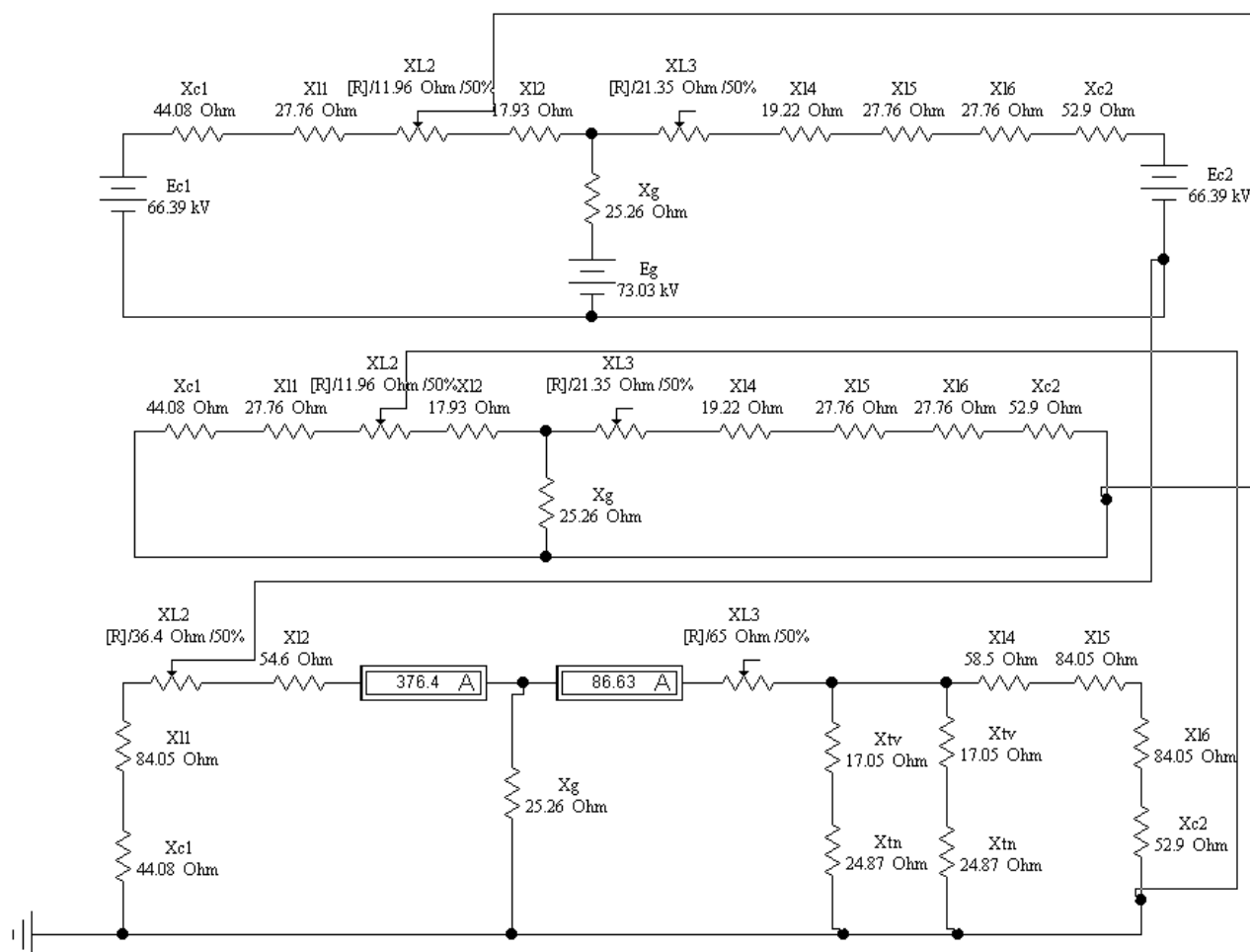


Рисунок 4.9 - Комплексная схема для расчета КЗ в конце смежной линии W1

Тогда, ток срабатывания второй ступени защиты линии W1:

$$I_{Л2}^{II} = 1,2 \cdot 1 \cdot 86,63 = 103,96 \text{ A.}$$

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{\text{сз.Л2}}^{II}} > 1,5 \quad (4.22)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 280,9}{103,96} = 8,1 > 1,5.$$

Вторая ступень защиты линии W1 проходит по чувствительности, это означает, что вторая ступень надёжно защищает конец линии W1, поэтому переходим к выбору выдержки времени.

Выдержка времени второй ступени принимается равной ступени селективности:

$$t_{Л1}^{II} = \Delta t. \quad (4.23)$$

Обычно $\Delta t \approx 0,35 \div 0,5$ с.

Выбор уставок III ступени.

Третья ступень отстраивается от тока небаланса, возникающего в фильтре $3I_0$, к которому подключается ТЗНП.

Схема, собираемая в программе-симуляторе показана на рисунке 4.10

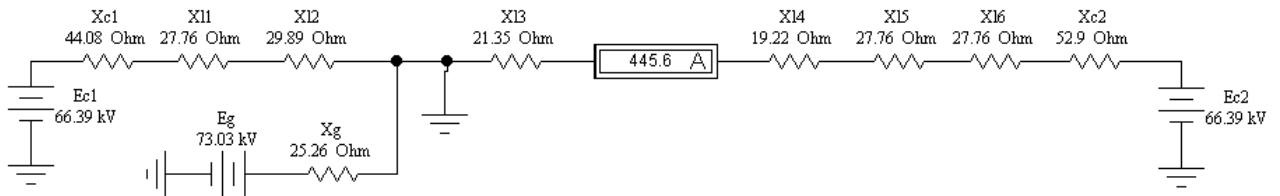


Рисунок 4.10 - Расчет третьей ступени

$$I_{сз.Л1}^{III} = K_H \cdot I_{нб}, \quad (4.24)$$

где $K_H = 1,25$ – коэффициент надежности;
 $I_{нб}$ – ток небаланса.

$$I_{нб} = I_{кз} \cdot \varepsilon \cdot K_a \cdot K_{одн} \quad (4.25)$$

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

$$I_{сз.Л2}^{III} = 1,25 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 445,6 = 27,85 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{сз.Л2}^{III}} > 1,2 \quad (4.26)$$

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 линии. Составляется комплексная схема для однофазного КЗ в конце линии W2. Энергосистема в минимальном режиме. Схема в программе-симуляторе показана на рисунке 4.11.

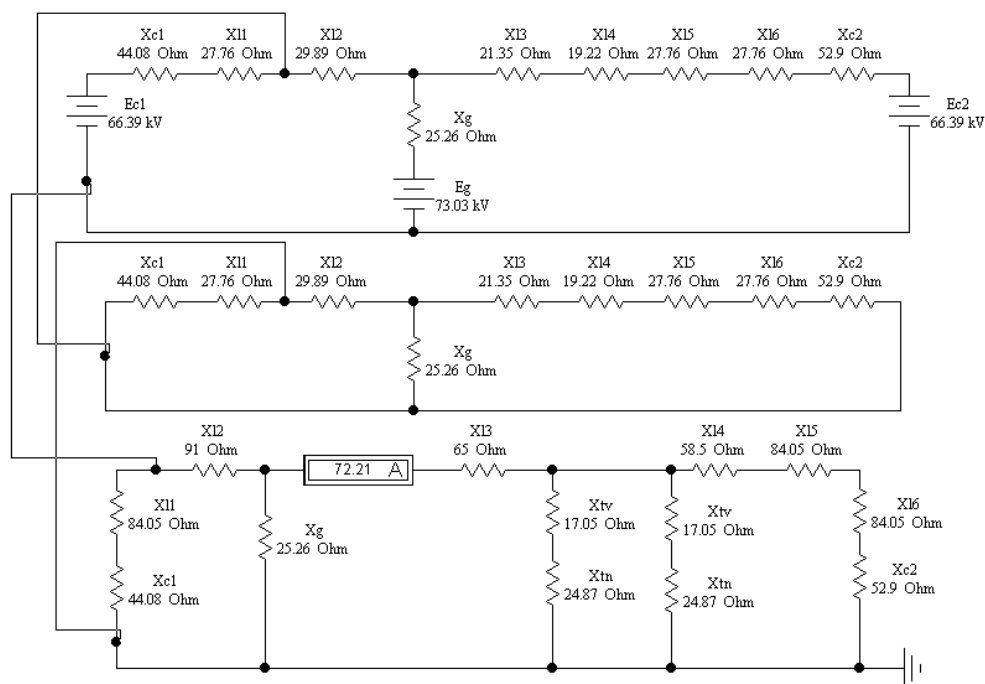


Рисунок 4.11 - Схема замещения для минимального режима

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 72,21}{27,85} = 7,79 > 1,2.$$

Чувствительность удовлетворительная.

Выдержку времени третьей ступени принимают по встречно-ступенчатому принципу (аналогично МТЗ) на ступень селективности больше выдержки времени третьей ступени смежной линии. Если смежных линий несколько, то в расчет берется та линия, у которой третья ступень защиты имеет наибольшее время срабатывания. Линия Л2 имеет смежную линию Л1. Принимаем:

Выдержка времени третьей ступени Л1 $t_{\text{Л1}}^{\text{III}} = 0,8 \text{ с}$;

Выдержка времени третьей ступени Л2 $t_{\text{Л2}}^{\text{III}} = t_{\text{Л1}}^{\text{III}} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с}$.

Расчет токов срабатывания реле ступеней ТЗНП.

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

$$i_{\text{с.р}}^I = \frac{I_{\text{сзЛ1}}^I}{\eta_{\text{ТА}}} \quad (4.27)$$

где $\eta_{\text{ТА}} = 600/5$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$i_{\text{с.р}}^I = \frac{1095,51}{120} = 9,13 \text{ А};$$

$$i_{c.p}^{II} = \frac{103,96}{120} = 0,87 \text{ A};$$

$$i_{c.p}^I = \frac{27,85}{102} = 0,27 \text{ A}.$$

Проверка чувствительности 2 ступени ТЗНП.

Выбираем произвольно три точки на линии Л2 для проверки чувствительности защиты. Проверка чувствительности производится для второй ступени защиты.

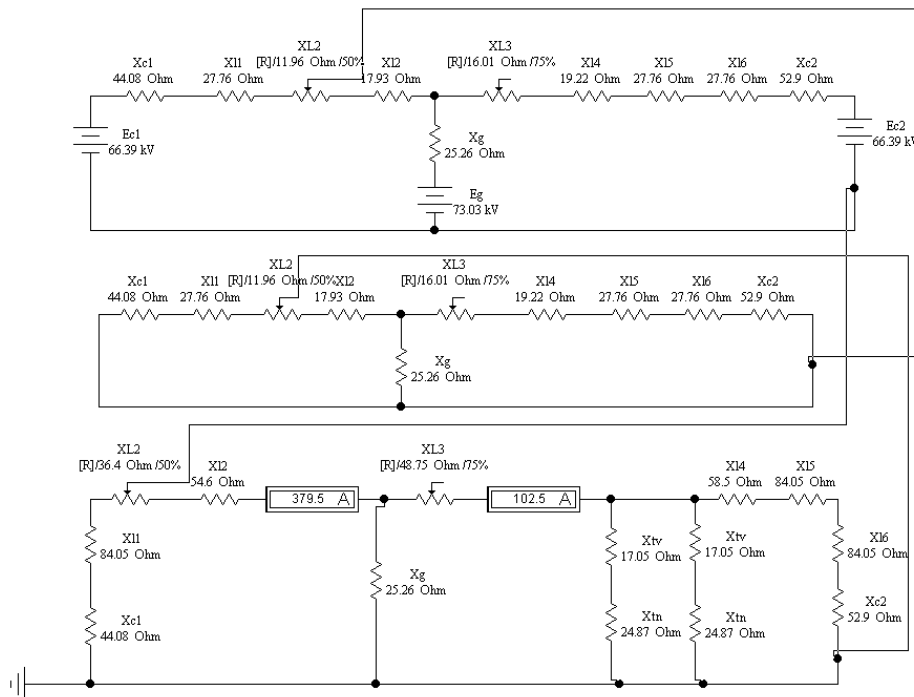


Рисунок 4.12 - Схема при $0,75 X_{Л2}$

Тогда, ток срабатывания защиты линии Л2:

$$I_{л3}^{II} = 1,2 \cdot 102,5 = 123 \text{ A}$$

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

$$K_{\eta} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{л3}^{II}} \geq 1,5;$$

$$K_{\eta} = \frac{3 \cdot 280,9}{123} = 6,85.$$

Вторая ступень защиты линии Л2 проходит по чувствительности, это означает, что вторая ступень надёжно защищает конец линии Л2.

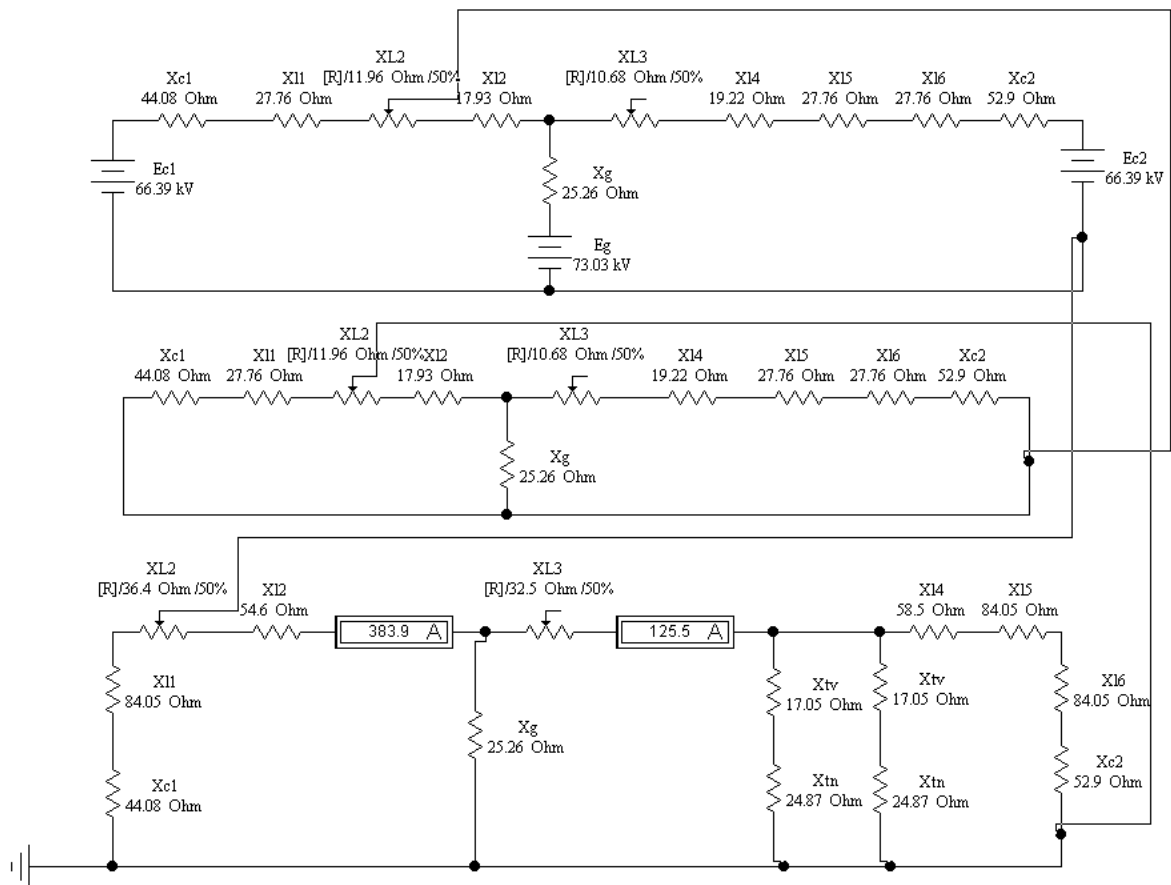


Рисунок 4.13 - Схема при Схема при $0,5 X_{Л2}$

Тогда, ток срабатывания защиты линии Л2:

$$I''_{л3} = 1,2 \cdot 125,5 = 150,6 \text{ A.}$$

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

$$K_q = \frac{3I_0^{(1)}}{I''_{л3}} \geq 1,5;$$

$$K_q = \frac{3 \cdot 280,9}{150,5} = 5,6.$$

Вторая ступень защиты линии Л2 проходит по чувствительности, это означает, что вторая ступень надёжно защищает конец линии Л2.

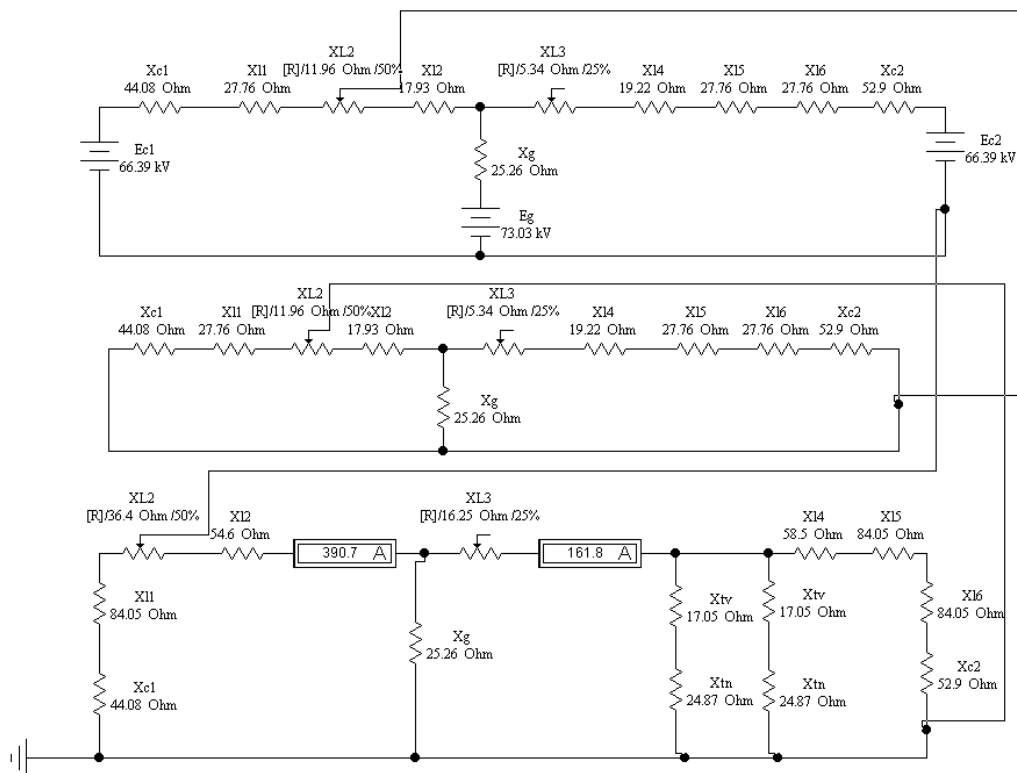


Рисунок 4.14 - Схема при 0,25 $X_{Л2}$

Тогда, ток срабатывания защиты линии Л2:

$$I_{л3}^{II} = 1,2 \cdot 161,8 = 194,16 \text{ A.}$$

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{л3}^{II}} \geq 1,5;$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 280,9}{194,16} = 4,34.$$

Вторая ступень защиты линии Л2 проходит по чувствительности, это означает, что вторая ступень надёжно защищает конец линии Л2.

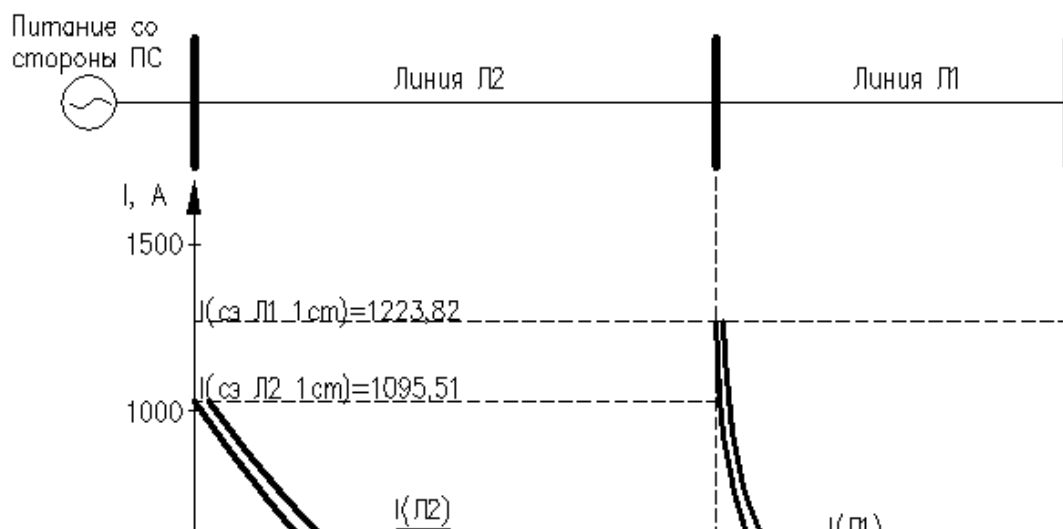


Рисунок 4.10 - Карта селективности ТЗНП

5 Экономическая часть

5.1 Модернизация подстанции «Тобол» 110/35/10 кВ

Цель.

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района в перспективе, предполагается, что модернизация ПС позволит РЭК реализовать дополнительную электроэнергию потребителям, за счет снижения потерь в линиях и другом оборудовании, вызванных физическим износом оборудования, а так же за счет сведения на минимум потерь от недоотпуска электроэнергии, вызванного моральным устареванием оборудования.

Все стоимостные показатели в финансово-экономических расчетах, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, приняты в тенге. Объектом экономического анализа является оборудование ПС.

Модернизация подстанции «Тобол» предполагает замену следующего оборудования:

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы (автотрансформаторы (АТ));
- компенсирующие устройства и реакторы;

Организационный план.

На подстанции и прилегающих к ней сетях устанавливается современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Ремонт будет осуществляться с помощью персонала специализированных ремонтных организаций.

Юридический план.

Кредит для строительства подстанции берется в банке с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 15 % годовых, срок кредитования 10 лет.

Для осуществления строительства и эксплуатации рассматриваемого энергообъекта создается товарищество с ограниченной ответственностью с привлечением средств за счет выпуска акций и заемного капитала потенциальных инвесторов.

Тарифы на электроэнергию.

Для стоимостной оценки результата реконструкции ПС используются действующий тариф на электроэнергию для Костанайской области 14 тенге/кВт.

Тариф складывается из сквозных составляющих: производство электроэнергии на электростанции, транспортировка электроэнергии по высоковольтным сетям АО «KEGOC» и сетям региональной энергетической компании. Кроме этих затрат, есть ещё затраты на собственные нужды, необходимые для осуществления своей деятельности.

Экологическая информация.

Экологическая ситуация в районе размещения электросети находится в пределах установленных санитарных норм.

Строительство подстанции и прилегающих сетей не приведёт к ухудшению экологической ситуации в районе.

5.2 Определение капитальных вложений на модернизацию подстанции

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

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы (автотрансформаторы (АТ));
- компенсирующие устройства и реакторы;
- постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на модернизацию подстанции определяются составом оборудования

$$K_{\text{п/ст}} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{\text{пост}}) \cdot \alpha_p, \quad (6.1)$$

где K_i – расчетные стоимости распределительных устройств, трансформаторов, токоограничивающих реакторов, а также дополнительные капиталовложения линейных ячеек, оборудованных высокочастотной связью;

n_i – соответственно число единиц перечисленного оборудования;

$K_{\text{пост}}$ – постоянная часть затрат по подстанции, мало зависящая от мощности подстанции;

α_p – коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ должна учитывать стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, 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 автотрансформаторов и трансформаторов должна включать затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, релейную защиту, строительные конструкции и строительно-монтажные работы.

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

Все расчеты капиталовложений в подстанции сводятся в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 - Капитальные вложения в подстанцию

РУ или оборудование	Число ячеек или элементов оборудования	Цена одной ячейки или единицы оборудования, тыс. тенге.	Общая стоимость, тенге.
РУ 220 кВ	3	49874	149 622 000

РУ 110 кВ	3	49874	149 622 000
РУ 10кВ	15	16754	251 310 000
Автотрансформаторы	2	244500	489 000 000
Постоянные затраты			151 342 000
Итого			1 190 896 000,00

Суммарные капитальные вложения на оборудование составят

$$K_{п/ст} = 1\,190,896 \text{ млн.тенге}$$

5.3 Расчет эксплуатационных издержек

Издержки определим по формуле:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{об/рем}}; \quad (6.2)$$

где $I_{\text{ам}}$ - ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год.

$$I_{\text{ам}} = \frac{\alpha_{\text{ам}}}{100} \cdot K_{\text{ат}}, \quad (6.4)$$

где $\alpha_{\text{ам}}$ - нормы отчислений на амортизацию, 6 % /год;

$I_{\text{об/рем}}$ - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год.

$$I_{\text{об/рем}} = \frac{\alpha_{\text{об/рем}}}{100} \cdot K_{\text{ат}}. \quad (6.5)$$

где $\alpha_{\text{об/рем}}$ - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, 8 % / год.

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 5.2.

Таблица 5.2 - Расчет эксплуатационных издержек

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге.	$\alpha_{\text{ам}},\%$	$\alpha_{\text{об}},\%$	$I_{\text{ам}},$ млн.	$I_{\text{обсл}},$ млн.	$I_{\text{экспл}},$ млн.
РУ 110 кВ	149,622	6	8	8,98	11,97	20,95
РУ 35 кВ	149,622	6	8	8,98	11,97	20,95

РУ 10 кВ	251,310	6	8	15,09	20,1	35,19
Автотрансформаторы	489,000	6	8	29,34	39,12	68,46
			Итого	62,39	83,16	145,55

Т.о. суммарные издержки $I_{\text{эксп}}=145,55$ млн.тенге

5.4 Расчет себестоимости и прибыли на электроэнергию

Себестоимость электроэнергии определится из выражения:

$$S = \frac{I_{\text{эксп}}}{\mathcal{E}} \quad (6.6)$$

Объем выпущенной электроэнергии определится по формуле

$$\mathcal{E} = P \cdot K_{\mathcal{E}} \cdot T_{\text{max}}, \quad (6.7)$$

где P – мощность автотрансформаторов;
 $K_{\mathcal{E}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов;
 T_{max} – число часов максимума нагрузки.

$$\mathcal{E} = 0,8 \cdot 125 \cdot 10^3 \cdot 0,6 \cdot 3200 = 193,536 \text{ млн.кВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда себестоимость составит:

$$S = \frac{145,55}{193,536} = 0,752 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Стоимость электроэнергии:

$T = 14$ тенге/кВтч – тариф за электроэнергию в Костанайской области.

$T_{\text{РЭК}} = 3,5$ тенге/кВтч – тариф РЭК за передачу электроэнергии;

$T_{\text{эпо}} = 5,1$ тенге/кВтч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{\text{НЭС}} = 1$ тенге/кВтч – тариф на услуги по передаче электроэнергии по национальным электрическим сетям.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит

$$V_{\text{реал}} = \mathcal{E} \cdot T \quad (6.8)$$

$$V_{\text{реал}} = 193,536 \cdot 14 = 2709,504 \text{ млн. тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты
- Выплаты городским сетям за передачу электроэнергии составят:

$$V_{\text{рзк}} = 193,536 \cdot 3,5 = 684,376 \text{ млн. тенге.}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$V_{\text{нэс}} = 193,536 \cdot 1 = 193,536 \text{ млн. тенге.}$$

- Выплаты энерго производящим предприятиям составят:

$$V_{\text{эпо}} = 193,536 \cdot 5,1 = 997,23 \text{ млн. тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$V_{\text{реал1}} = V_{\text{реал}} - V_{\text{рзк}} - V_{\text{нэс}} - V_{\text{эпо}}$$

$$V_{\text{реал1}} = 2709,504 - 684,376 - 193,536 - 997,23 = 834,362 \text{ млн. тг.}$$

Прибыль определяется по формуле:

$$\Pi = V_{\text{реал1}} - \text{Иэкспл}$$

$$\Pi = 834,362 - 145,55 = 688,812 \text{ млн. тенге.}$$

С учётом налогообложения (налог на прибыль составляет 20%) чистая прибыль составит:

$$\text{ЧП} = 688,812 \cdot 0,8 = 551,05 \text{ млн. тенге.}$$

60% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств:

$$\text{ЧП}_{\text{инв}} = 0,6 \cdot 551,05 = 330,63 \text{ млн. тенге.}$$

5.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

В качестве основных показателей и критериев финансово-экономической эффективности инвестиций в условиях рыночных отношений используются простые показатели:

- простая норма прибыли - простая норма рентабельности

инвестиций; сравнение расчетной величины с минимальным или средним уровнем доходности (процентной ставки по кредитам, облигациям, ценным бумагам, депозитным вкладам) приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;

- простой срок окупаемости капитальных вложений; представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала;

- срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним; определяет период в течении которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции (определяется при наличии заемного капитала).

интегральные показатели:

- чистый дисконтированный доход; расчет этого показателя производится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода); критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие: $\Delta_d > 0$, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала);

- внутренняя норма доходности; определяется значением нормы дисконтирования, при котором чистый дисконтированный доход становится равным нулю; критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования: $E_{Вн} > E_{ср}$;

- срок окупаемости дисконтированных затрат; характеризует период, в течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта; критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение $T_{ок} < T_p$.

Показатель чистого приведенного дохода (Net Present Value, NPV) позволяет сопоставить величину капитальных вложений (Invested Capital, IC) с общей суммой чистых денежных поступлений, генерируемых ими в течение прогнозного периода, и характеризует современную величину эффекта от будущей реализации инвестиционного проекта. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r . Коэффициент r устанавливается, как правило, исходя из цены инвестированного капитала.

NPV, или чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (6.13)$$

где I_0 – инвестиции в данный проект,
 CF_t – поток наличности, млн. тг.,
 r – ставка дисконтирования,
 t – время реализации проекта, год.

Расчет ведется до первого положительного значения NPV, т.е. до 5-го года (таблица 6.3). NPV больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Денежный поток определяется по формуле:

$$CF = ЧП_{инв} + И_{ам}; \quad (6.11)$$

$$CF = 330,63 + 62,39 = 393,02 \text{ млн. тенге.}$$

Определяем срок окупаемости. Метод состоит в определении того срока окупаемости, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций.

Срок окупаемости составит:

$$PP = \frac{\sum K_{пс}}{CF}, \quad (6.12)$$

$$PP = \frac{1\,190\,896}{393,02} = 3 \text{ года.}$$

Недостатки метода PP:

- 1) не учитывает влияние денежных притоков последних лет;
- 2) не делает различия между накопленными денежными потоками и их распределением по годам;
- 3) не обладает свойством аддитивности.

Преимущества данного метода:

- 1) прост для расчетов;
- 2) способствует расчетам ликвидности предприятия, т.е. окупаемости инвестиций;
- 3) показывает степень рискованности того или иного инвестиционного проекта, чем меньше срок окупаемости, тем меньше риск и наоборот.

При неравномерном поступлении доходов срок окупаемости определяют прямым подсчетом числа лет (месяцев), в течение которых доходы возместят

инвестиционные затраты в проект, т.е. доходы сравниваются с расходами. Инвестиции в проект окупятся за 3 года

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (Internal Rate of Return, IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования r , при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow \text{при} \rightarrow IRR = r \quad (6.12)$$

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

- 1) не зависит от вида денежного потока;
- 2) нелинейная форма зависимости;
- 3) представляет собой убывающую функцию;
- 4) не обладает свойством аддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала.

Рассчитаем IRR для $r = 15\%$ банковского процента. Для расчета используется функция ВСД программы Microsoft Excel. Итог расчета приведен в таблице 6.3

Таблица 5.3 Расчет NPV и IRR

Год	Денежный поток CF, млн.тг	$1/(1+r)^n$	Текущая стоимость, млн. тенге
	-1190,896		-1 190,90
1	393,02	0,87	-797,876
2	393,02	0,76	-404,856
3	393,02	0,66	-11,836
4	393,02	0,57	381,184
IRR			17%

IRR служит индикатором риска. В нашем случае IRR превышает нашу процентную ставку, это хороший показатель.

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составил около 4 лет.

Таким образом, анализ приведённых финансово-экономических показателей свидетельствует об эффективности инвестиций в рассматриваемый проект.

6 Безопасность жизнедеятельности

6.1 Общие положения

Подстанция является понижающей, имеет два автотрансформатора 110/35/10 кВ; для питания собственных нужд имеется трансформатор 10/0,4 кВ; распределительные устройства 110 и 35 кВ открытого типа и КРУ 10 кВ.

Диспетчер по релейной защите проводит свой рабочий день в зале панелей релейной защиты и для обеспечения нормальной работы работникам

службы РЗА необходимо произвести анализ условий труда на их рабочем месте.

6.2 Анализ условий труда в помещениях подстанции

Труд человека, в частности, в автоматизированном и механизированном производстве представляет собой процесс взаимодействия человека и машины. Поэтому можно рассматривать систему «человек - машина». [1]

В современном автоматизированном производстве, и в частности в производстве и распределении энергии, особенно велика роль психологии и физиологии человека-оператора, поскольку производственный процесс, как правило, протекает с большой скоростью. К числу таких быстропротекающих процессов в энергетике можно отнести операции по вводу в параллельную работу синхронного генератора, оперативные переключения в распределительных устройствах (РУ), ввод в работу резервного электрооборудования, электрические испытания изоляции и др. [1]

На подстанции диспетчер в процессе технической эксплуатации осуществляет управление огромными потоками электрической энергии. Малейшие ошибки в действии операторов, вызванные, например, чрезмерным утомлением, могут привести к тяжелым авариям, пожарам, несчастным случаям и др.

Одна из основных задач анализа условий труда на подстанции - организация рабочего места. Организация рабочего места заключается в выполнении ряда мероприятий, обеспечивающих рациональный и безопасный трудовой процесс и эффективное использование орудий и предметов труда, что повышает производительность и способствует снижению утомляемости работающих. [1]

Размер зоны приложения труда зависит от характера труда и может ограничиваться площадью (пространством), оснащенной технологическим основным и вспомогательным оборудованием, пультом или щитом управления. [1].

Удобное и рациональное расположение органов управления позволяет исключить лишние движения. Рабочие места операторов выполняем также с учетом требований технической эстетики.

– Планировка рабочего места избавляет работающих от лишних и утомительных трудовых движений и обеспечивать удобную рабочую позу;

– Рабочее место обеспечено инструментами и приспособлениями, необходимыми для работы, а также для личной безопасности; вблизи рабочего места установлены ящики или шкафы для хранения инструмента и личных вещей;

– Рабочее место в соответствии с санитарными нормами освещено и проветривается, постоянно содержится в чистоте; не захламлено, нет хаотичного хранения инструмента и материалов.

В тесной связи с технологией производства находится трудовой процесс, требующий определённого нервно-психологического напряжения отдельных органов систем, положение тела при работе и т.д. К санитарно-гигиеническим условиям труда относятся: воздействие на организм человека метеорологического фактора (температуры, влажности, скорость движения воздуха); загрязнения воздуха парами, газами, пылью; воздействие шума, вибрации, электромагнитных излучений, ионизирующей радиации и т.д.

Производственные условия в ряде случаев могут характеризоваться наличием опасных и вредных факторов. Работники службы РЗиА (монтажники, наладчики, диспетчеры) сталкиваются с воздействием таких физически опасных и вредных производственных факторов, как:

- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- неблагоприятные метеорологические условия среды;
- повышенный уровень шума, источниками которого являются технические средства, устройства кондиционирования воздуха, компрессоры, насосы, преобразователи напряжения и другое оборудование, а так же шум проникающий извне;
- электромагнитное излучение, источниками которого являются мониторы персональных компьютеров, современные микропроцессорные устройства релейной защиты;
- опасность поражения электрическим током и статическое электричество;
- пожароопасность, пожар может возникнуть в помещении, где находятся пользователи персональных компьютеров, также в помещениях, где хранятся данные на бумажных носителях, магнитных носителях, серверных;
- воздействие таких психофизиологических факторов, как умственное перенапряжение, перенапряжение зрительных и слуховых анализаторов, монотонность труда, эмоциональные перегрузки.

Воздействие указанных неблагоприятных факторов приводит к снижению работоспособности, вызываемое развивающимся утомлением. Появление и развитие утомления связано с изменениями, возникающими в процессе работы в центральной нервной системе, с тормозными процессами в коре головного мозга.

При конструировании рабочего места создаются следующие условия: достаточное рабочее пространство для работающего человека, зрительные и слуховые связи между работающим человеком и оборудованием, а также между людьми в процессе выполнения общей трудовой задачи.

6.3 Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Основной задачей расчета освещения является обеспечение комфортной световой среды для труда согласно СНиП РК 2.04-05-2002.

Условия искусственного освещения на промышленном предприятии оказывают большое влияние на зрительную работоспособность, физическое и моральное состояние людей, а, следовательно, на производительность труда, качество продукции и производственный травматизм.

Для создания благоприятных условий труда производственное освещение отвечает следующим требованиям:

– Освещенность на рабочем месте соответствует характеру выполняемой работы по СНиП РК 2.04-05-2002 «Естественное и искусственное освещение. Общие требования»;

– Яркость на рабочей поверхности и в пределах окружающего пространства распределяется равномерно;

– Резкие тени на рабочей поверхности отсутствуют;

– Освещение обеспечивает необходимый спектральный состав света для правильной цветопередачи;

– Система освещения не является источником других вредных факторов (шум и т.д.), а также является электро- и пожаробезопасной.

К естественному освещению предъявляются следующие требования:

1) уровень освещенности рабочих мест должен соответствовать характеру выполняемой работы (разряд зрительных работ, контрастность, видимость и т.д.);

2) обеспечение постоянства освещенности во времени;

3) обеспечение равномерности освещения;

4) обеспечение оптимальной направленности светового потока;

5) система освещения не должна являться источником других вредных факторов.

Особенность естественного освещения – чрезвычайно высокий диапазон изменения и непостоянство. Поэтому оценивать естественное освещение в абсолютных единицах освещенности – люксах – не представляется возможным. Основной величиной для расчетов и нормирования естественного освещения является коэффициент естественной освещенности (КЕО), который определяется отношением (в процентах) освещенности в данной точке внутри помещения $E_{\text{внутри}}$ к одновременно измеряемой наружной горизонтальной освещенности под открытым небом $E_{\text{наружи}}$

$$e = \frac{E_{\text{внутри}}}{E_{\text{наружи}}} \cdot 100\%. \quad (8.1)$$

Выбор параметров освещения зависит от характера производимой работы, для характеристики которого вводятся некоторые показатели. Объект различения определяется наименьшим размером предмета (детали) или его части, которые нужно различать в процессе выполнения работы. В зависимости от размеров объекта различения и расстояния предмета от глаз работающего все работы делятся на восемь разрядов точности. Так же при

нормировании КЕО для рабочих мест учитывается контрастность объектов различения с фоном.

По конструктивным особенностям естественное освещение разделяется на боковое, осуществляемое через окна; верхнее, осуществляемое через аэрационные и зенитные фонари; комбинированное, когда к верхнему освещению добавляется боковое. Система естественного освещения в нашем случае является боковой, так как осуществляется через боковые проемы в наружных стенах, то есть окна.

Под глубиной помещения понимают расстояние от окна до наиболее удаленной от него точки. При двусторонней системе естественного освещения глубина будет равняться половине ширины помещения, так как наиболее удаленная от окон точка будет находиться между ними. А при односторонней системе естественного освещения под глубиной помещения будет принимать его ширину, так как наиболее удаленная от окна точка будет находиться на линии противоположной стены.

За расчетную точку принимают точку с наименьшей освещенностью. При расчете системы естественного освещения необходимо учитывать увеличение освещенности на рабочих местах вследствие отражения света поверхностями помещения, а так же прилегающим снаружи грунтом. Степень отражения отражается коэффициентом отражения. Таким образом, нам необходимо будет рассчитать систему естественного освещения для помещения, расположенного в здании подстанции и имеющего следующие параметры, которые сведены в таблицу 7.1

Таблица 6.1 – Исходные данные

Показатель	Обозначение	Значение
1	2	3
1. Длина помещения, м	A	14
2. Ширина помещения, м	B	10
3. Высота помещения, м	H	4
4. Высота окна над полом, м	h _{ПОЛ}	1

Продолжение таблицы 6.1

1	2	3
5. Высота окна, м	h _{ОКНА}	2
6. Высота рабочей поверхности, м	h _{РАБ}	1,2

Определим площадь оконных проемов необходимой для создания нормируемой освещенности на рабочих местах:

$$S = \frac{S_N \cdot e_n \cdot \eta_o \cdot k_{зд} \cdot k_z}{100 \cdot r_1 \cdot \tau_o}, \quad (8.2)$$

где S_N – освещенная площадь;
 e_n – нормированное значение КЕО;
 η_0 – световая характеристика окон;
 $k_{зд}$ – коэффициент, учитывающий затенение окон противостоящими зданиями;
 $k_з$ – коэффициента запаса;
 τ_0 – общий коэффициент светопропускания;
 r_1 – коэффициент учитывающий повышение КЕО при боковом освещении, благодаря отраженному от поверхности помещения и подстилающего слоем прилегающего здания;

1) Определим освещаемую площадь диспетчерского пункта:

$$S_N = A \cdot B = 14 \cdot 10 = 140 \text{ м}^2.$$

2) Определим нормированное значение КЕО для диспетчерского пункта:

$$e_n^{IV} = e_n^{III} \cdot m \cdot c = 2 \cdot 1 \cdot 0,7 = 1,4,$$

где $e_n^{III} = 2$ – значение КЕО для III пояса; [2]

$m = 1$ – коэффициент светового климата; [2]

$c = 0,7$ – коэффициент солнечного климата; [2]

3) Определим на сколько окно выше рабочей поверхности:

$$h_1 = h_{ок} + h_{н.ок} - h_{р.п} = 2 + 1 - 1,2 = 1,8,$$

где $h_{ок}$ – высота окна, м;

$h_{н.ок}$ – высота начала окна, м;

$h_{р.п}$ – высота рабочей поверхности, м.

4) Определим η_0 из таблицы 7.2, $\eta_0 = 19$, так как,

$$\frac{B}{h_1} = \frac{10}{1,8} = 5,55.$$

$$\frac{A}{B} = \frac{14}{10} = 1,4.$$

Таблица 6.2 – Значение световой характеристики световых проемов η_0

Отношение A/B	Значение η_0 при $\frac{B}{h_1}$							
	1	1,5	2	3	4	5	7,5	10

4 и более	6,5	7	7,5	8	9	10	11	12,5
3	7,5	8	8,5	9,6	10	11	12,5	14
2	8,5	9	9,5	10,5	11,5	13	15	17
1,5	9,5	10,5	13	15	17	19	21	23
1	11	15	16	18	21	23	26,5	29
0,5	18	23	31	37	45	54	66	-

В качестве светопропускающего материала используем пустотелые стеклянные двойные открывающиеся блоки, вид несущих покрытий железобетонные фермы.

5) Определим общий коэффициент светопропускания:

$$\tau_o = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 = 0,8 \cdot 0,7 \cdot 0,8 = 0,448,$$

где $\tau_1 = 0,8$ – учитывает качество стекла;

$\tau_2 = 0,7$ – вид переплетов;

$\tau_3 = 0,8$ – вид несущих покрытий;

Средний коэффициент отражения в диспетчерском пункте $\rho_{CP} = 50\%$ примем одностороннее боковое освещение.

6) Так как вблизи здания нет других зданий создающих затенение, то $k_{зд}$ не учитывается.

7) $k_3 = 1,2$ – для учебных помещений, лабораторий, конструкторских бюро [3].

8) $r_1 = 3,25$ – Коэффициент, учитывающий повышение КЕО при боковом освещении,

$$S = \frac{140 \cdot 1,4 \cdot 19 \cdot 1,2}{100 \cdot 3,25 \cdot 0,448} = 30,69 \text{ м}^2;$$

$$S_1 = \frac{30,69}{2} = 15,345 \text{ м}^2.$$

Площадь освещаемых проемов с одной стороны. Зная высоту окна, установим 2 окна размерами 2 х 4 каждое.

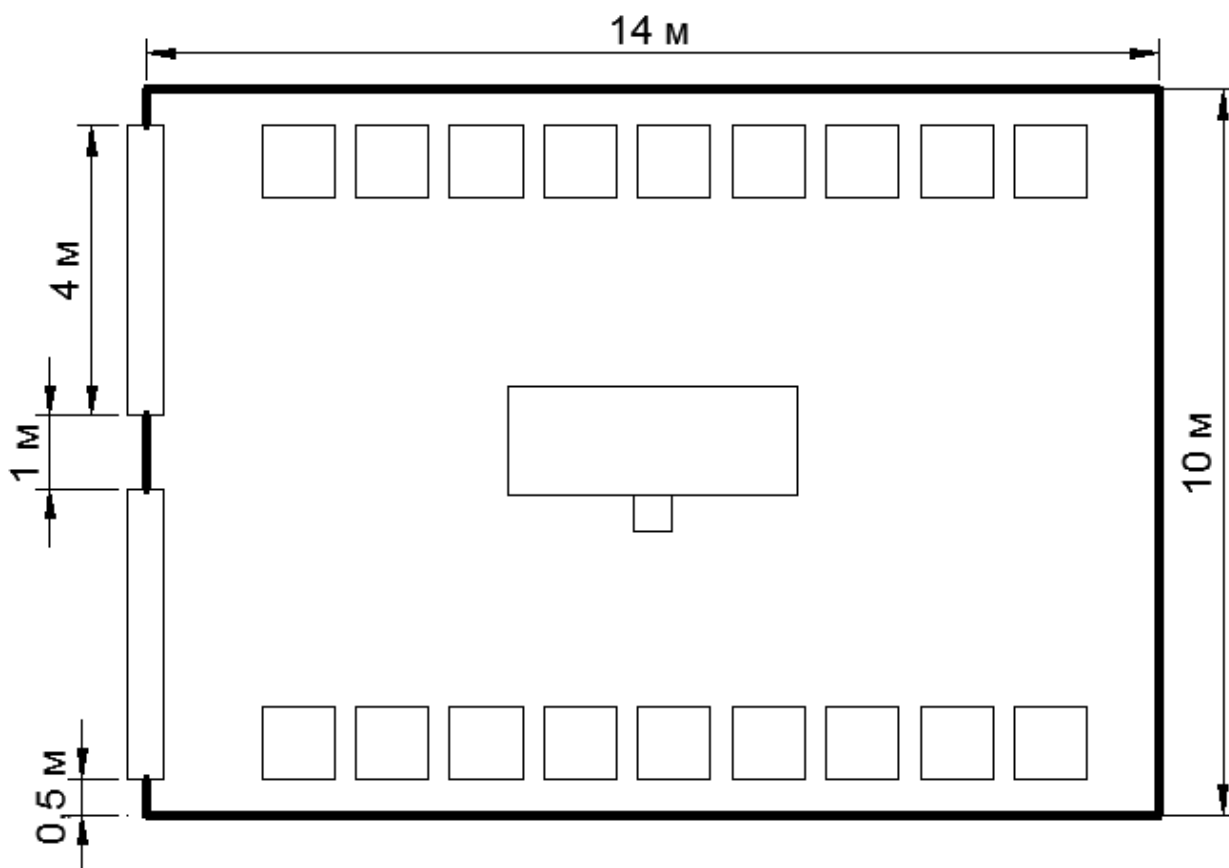


Рисунок 6.1 – Схема расположения окон в диспетчерском помещении подстанции

Применяем искусственное освещение в вечернее время, потому что диспетчер СРЗиА работает 24 часа, путем использования таких источников света как лампы накаливания, газоразрядные лампы, плоские и щелевые световоды.

На подстанции искусственное освещение устанавливаем по типу системы освещения:

- Местное - концентрируется световой поток непосредственно на рабочих местах;
- Общее, которое делится на равномерное и локализованное;
- Комбинированное – совмещение общего и местного освещений.

Искусственное освещение устанавливаем также:

- Аварийное, которое применяется при внезапном отключении рабочего освещения (5% от общего освещения);
- Рабочее – освещение во всех помещениях и на территории, для создания условий нормальной работы;
- Эвакуационное – предусматривается в местах, опасных для прохода людей ($\geq 0,5$ лк – освещенность в зданиях, $0,2$ лк – вне их).

Нормирование искусственного освещения производится в соответствии со СНиП РК 2.04-05-2002, освещенность на рабочих местах нормируем в

зависимости от условий выполнения зрительных работ, вида источника света и системы освещения.

Для искусственного освещения помещений следует использовать люминесцентные лампы, у которых высокая световая отдача (до 80 лм/Вт и более), продолжительный срок службы (до 10000 ч), малая яркость светящейся поверхности, близкий к естественному, спектральный состав излучаемого света, что обеспечивает хорошую цветопередачу. Вместе с тем учитываем и недостатки этих ламп: высокая пульсация светового потока, необходимость применения специальной пускорегулирующей аппаратуры, сложность их утилизации из-за наличия в лампах паров ртути.

Рассчитаем общее освещение зала панелей релейной защиты подстанции длиной 14 м, шириной 10 м, высотой 4 м. Разряд зрительной работы IV, в. Нормируемая освещенность равна 300 лк.

Определим количество люминесцентных ламп типа ЛД со световым потоком $F_{л} = 4070$ лм

Коэффициент отражении потолка, стен, пола: $\rho_{пот} = 70\%$, $\rho_{ст} = 50\%$, $\rho_{пол} = 30\%$ [3].

Для того что бы найти количество необходимых светильников используем формулу:

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_з \cdot Z}{F \cdot \eta}, \quad (8.3)$$

где $E = 300$ лк – нормируемая освещенность;

$K_з = 1,5$ – коэффициент запаса при искусственном освещении;

$S = 140 \text{ м}^2$ – освещаемая площадь;

$Z = 1,1$ – коэффициент неравномерности освещения;

$F = 4070$ лм – световой поток лампы;

η – коэффициент использования светового потока;

1) Освещаемая площадь: $S = 140 \text{ м}^2$.

2) Расчетная высота подвеса находится из выражения:

$$h = H - h_{р.п} = 4 - 1,2 = 2,8 \text{ м},$$

где H – высота помещения;

$h_{р.п}$ – высота рабочей поверхности;

3) Определим индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{14 \cdot 10}{2,8 \cdot (14 + 10)} = 2,083.$$

4) $\eta = 65\%$ – коэффициент использования светового потока.

$$N = \frac{E \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{F \cdot \eta} = \frac{300 \cdot 140 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{4070 \cdot 0,65} = 26 \text{ шт.}$$

Расположим светильники в пять рядов по длине.

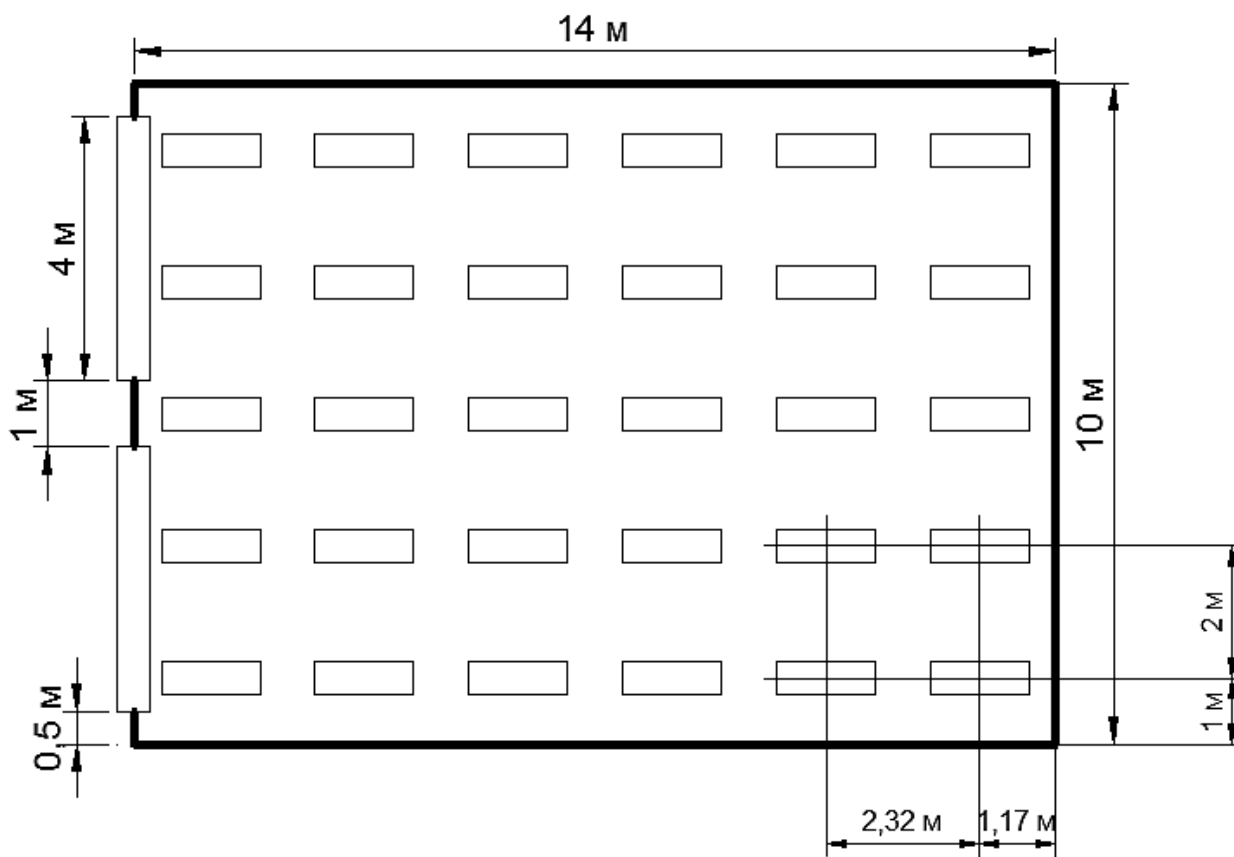


Рисунок 6.2 – Схема люминесцентных ламп в диспетчерском помещении подстанции

6.4 Разработка вопросов электробезопасности

Под термином «электробезопасность» понимается система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Обоснование и теоретическая разработка вопросов электробезопасности – очень важная часть работ при создании объектов в любой отрасли промышленности. Поэтому электробезопасность можно разделить на множество подразделов – в сельском хозяйстве, на производстве, в горной промышленности, в зданиях и сооружениях, в передвижных установках и т.д.

Тем не менее, все эти подразделы основываются на общих требованиях, фундаментальных основах электробезопасности.

Фундаментальные требования и основы электробезопасности регламентируются различными Правилами. Первые в Казахстане Правила и нормы электробезопасности сформулированы ещё в конце 20-го века комиссией, созданной третьим электротехническим съездом. Сегодня учёт мер электробезопасности на этапе проектирования объектов производится Правилами устройства электроустановок - ПУЭ, а в период функционирования - Правилами эксплуатации электроустановок потребителей - ПЭЭП.

Если на этапе разработки электроустановки проектная документация согласовывается с надзорными органами, которые требуют неуклонного соблюдения Правил, то в период эксплуатации соблюдение даже заложенных в проект мер электробезопасности зависит непосредственно от конкретных лиц, задействованных в обслуживании электроустановки. И эти сотрудники часто не считают необходимым выполнять требования Правил электробезопасности.

Разработка вопросов по электробезопасности осуществляется на основании выше перечисленных: Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), Межотраслевых правил по охране труда при эксплуатации электроустановок, а также Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Разработка вопросов и документов по электробезопасности включает в себя:

- Выезд специальной комиссии на место деятельности организации
- Сбор информации об организации (направление деятельности, имеющиеся электроустановки, сведения об электротехническом и неэлектротехническом персонале, планы БТИ и проч.)
- Разработка инструкций и приказов
- Письменные рекомендации по внедрению и использованию документов
- Пакет документов (на бумажном и электронном носителе)

Наличие документации по электробезопасности является обязательным требованием законодательства Республики Казахстан вне зависимости от организационно-правовой формы.

Заключение

Данный дипломный проект посвящен проектированию релейной защиты подстанции 110/35/10 «Тобол». В работе были получены следующие основные результаты.

В разделе после расчета токов короткого замыкания «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» были выбраны выключатели 110 кВ - ЗАР1 DT, 35 кВ - ЗАФ0143, 10 кВ – ЗАНЗ-128-8, разъединители для РУ 110 кВ - SSBII-AM-123 2000А, для РУ 35 кВ - D-BF4-072 2500А, измерительные ТН - для РУ 110 кВ - НКФ-110-83У1, для РУ 35 кВ - ЗНОД-35-65У1, для РУ 10 кВ - НАМИ-10-66У3, ОПН - на стороне ВН: ЗЕР1 123-1PL1; на стороне СН: ЗЕР1 093-1PL1; на стороне НН: ЗЕР1 012-1PL1, трансформаторы тока для РУ 110 кВ - ТВТ-110-600/5, для 35 кВ - ТФНД-35М-1500/5, для 10 кВ - ТВТ-10-5000/5.

В разделе «Проектирование релейной защиты трансформатора 110/35/10 кВ» была спроектирована релейная защита на терминалах: основная (дифференциальная защита) – на 7UT613, резервная – на 7SJ632.

В разделе «Проектирование релейной защиты системной линии 110 кВ» была спроектирована релейная защита на терминалах: основная (дистанционная) – 7SA632, резервная (ТЗНП, МТЗ) – 7SJ635.

В разделе «Экономическая часть» была определена экономическая эффективность проекта, включающая в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» были описаны анализ условий труда и разработка мероприятий по улучшению условий труда, также был рассмотрен вопрос разработки вопросов электробезопасности.

Список литературы

- 1 Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: Учебное пособие для студентов вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2000.- 199 с., ил.
- 2 Дьяков А.Ф., Платонов В.В Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 248 с.
- 3 Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2000.-503с.
- 4 Неклепаев Б.И., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 608с.
- 5 «Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий». Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – Москва: Энергоатомиздат, 1990г.
- 6 Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648с.
- 7 Устройство дифференциальной защиты SIPROTEC 7UT6. Руководство по эксплуатации. Версия 4.2. Siemens 2009 г.
- 8 Морозова Ю.А., Наяшкова Е.Ф. Выбор принципиальной схемы и схемы собственных нужд электрических станций и подстанций.
- 9 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и автоматики в сетях 110—750 кВ. —М.: Энергия, 1979. 152 с.
- 10 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. — М.: Энергия, 1980. 88с.
- 11 Шкаф дифференциально – фазной защиты линии типа ШЭ2607 081. Руководство по эксплуатации. ЭКРА.656453.029 РЭ.
- 12 Васильев А.А., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергия, 1980. 608с.
- 13 Васильева А.П., Морозова Ю.П. Проектирование схем распределительных устройств электрических станций и подстанций. - М.: Энергия, 1980. 608с.
- 14 Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13 А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Схемы.—М.: Энергоатомиздат, 1985. 112с.
15. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Расчеты.—М.: Энергоатомиздат. 1985.96с.

16 Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1992. 528 с.

17 Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электроэнергетических систем. - М. Энергоатомиздат. 1998. 800 с.

18 Правила устройства электроустановок - 648 с.

19 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и линий электропередачи 35 - 330 кВ. М.: СПО Союзтехэнерго, 1979 г.

20 Инвестиционное проектирование: практическое руководство по экономическому обоснованию инвестиционных проектов. Под редакцией Шуმიлина СИ. М.: Финстатинформ, 1995. -234 с.

21 Баканов М.И., Шеремет А.Д. Теория экономического анализа. - М.: Финансы и статистика, 1998

22 Санатова Т.С., Кошулько Л.Д. Защита персонала от поражения электрическим током (часть 1). Методические указания к дипломному проекту - Алматы: АЭИ, 1996 - 28с.