

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Расчет релейной защиты подстанции «Жансиз-Тобе» 110/35/10 кВ ВК РЭК

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Калимбеков Р.Н., РЗ - 10 - 03

(Фамилия и инициалы)

группа

Научный руководитель: Башкиров М.В., доцент

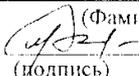
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Валиева Л.Ш., к.э.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)


(подпись)

« 02 »

марта

2014 г.

по безопасности жизнедеятельности:

Санатова Т.С., к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)


(подпись)

« 30 »

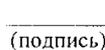
мая

20 14 г.

по применению вычислительной техники:

Башкиров М.В., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)


(подпись)

« »

20 г.

Нормоконтролер: Ефимова О.Н., к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)


(подпись)

« »

20 г.

Рецензент: Лавров И.А., начальник центральной службы РЗА АО «АЭК»

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)


(подпись)

« »

20 г.

Алматы 2014 г.

**Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ**

Факультет Электроэнергетический
 Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
 Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

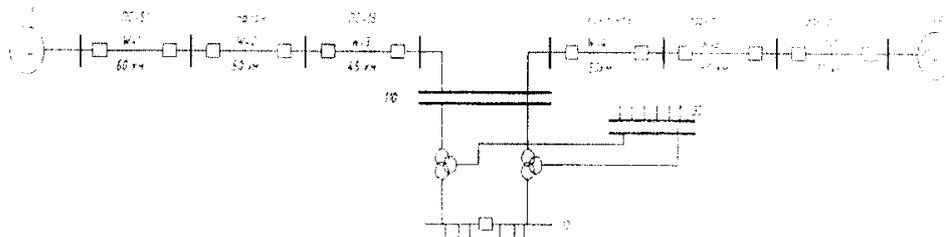
Студент Калимбаев Рзабек Нурлыбаевич
 (фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расчет релейной защиты подстанции «Жаңгыз-Тобе» 110/35/10 кВ, 25 МВА РЭК

утверждена приказом ректора № 115 от «22» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы « » 20 г.

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



Мощность трансформатора: $S_{ном} = 25$ МВА.

Мощности систем: $S_{квс1} = 300$ МВА;

$S_{квс2} = 250$ МВА.

Параметры линии:

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	X_L , Ом	R_L , Ом
Л1	60	АС-70/11	0,444	0,428
Л2	50	АС-70/11	0,444	0,428
Л3	45	АС-70/11	0,444	0,428
Л4	50	АС-70/11	0,444	0,428
Л5	60	АС-70/11	0,444	0,428
Л6	70	АС-70/11	0,444	0,428

Отмечены точки КЗ:

- К1 – однофазное стороне ВН (110 кВ);
- К2 – однофазное на стороне ВН (110 кВ);
- К3 – трёхфазное на стороне НН (10 кВ);

- К4 – Трехфазное на стороне СН (35 кВ);
- К5 – Трехфазное 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) 5В071800.76.ЭЭ.15.Э3 – Принципиальная однолинейная схема подстанции «Жангыз-Тобе» 110/35/10кВ
- 2) 5В071800.76.ЭЭ.15.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит трансформатора
- 3) 5В071800.76.ЭЭ.15.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит линии W3 (W4)
- 4) 5В071800.76.ЭЭ.15.Э5 – Бинарные входа и выхода терминала АВВ марки ККТ 670
- 5) 5В071800.76.ЭЭ.15.Э5 – Оперативные цепи управления защитами. Сигнальные цепи положения выключателя.
- 6) 5В071800.76.ЭЭ.15.Э6 – Схема защиты оперативных цепей

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.: Энергоатомиздат, 1998. – 207 с.

3. Шабад М.И. Расчеты РЗ и А распределительных сетей: Монография. СПб.: ПЭИПК, 2003г. – 350с.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
ЭЭ	Саматова М.С.	1.04 - 20.05.14	
ЭЭ (техническая часть)	Валеева Л.И.	20.04 - 02.05.14	

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада Шығыс Қазақстаннан «Жангиз-Төбе» подстанциясының құрылысы жасалды.

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

Сонымен қатар, экономикамен өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

Аннотация

В данном дипломном проекте было разработано строительство подстанции «Жангиз-Төбе» Восточный Казахстан.

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 безопасной жизнедеятельности.

Annotation

This diploma thesis is devoted to research of relay protection and automation of East Kazakhstan oblast' «Zhangiz-Tobe» 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	8
Введение	9
1 Исходные данные к проекту	10
2 Выбор схемы распределительных устройств	11
2.1 Расчет токов КЗ	18
3 Выбор электрического оборудования	20
4 Проектирование релейной защиты трансформатора	29
4.1 Основные защиты трансформатора	30
4.2 Газовая защита трансформатора	38
4.3 Расчет резервных защит трансформатора	40
4.4 Выбор уставок по току срабатывания ступеней ТЗНП	45
4.5 Дистанционная защита от между фазных КЗ	45
5 Проектирование релейной защиты системной линии 110 кВ	47
5.1 Расчет и анализ дистанционной защиты ВЛ 110 кВ	47
5.2 Расчет первичных сопротивлений дистанционной защиты	48
5.3 Расчет и анализ резервной токовой защиты	52
5.4 Расчет ТЗНП	54
6 Специальная часть	59
6.1 Общие положения	59
6.2 Система переменного оперативного тока	61
6.3 Расчет токов КЗ и выбор защитных аппаратов	63
7 Экономическая часть	65
7.1 Бизнес план строительства подстанции «Жангиз-Тобе»	65
7.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП	67
7.3 Расчет эксплуатационных издержек	70
7.4 Расчет себестоимости и прибыли на передачу электроэнергии	71
7.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	74
8 Безопасность жизнедеятельности	76
8.1 Анализ условий труда в помещениях подстанции	76
8.2 Разработка пожарной безопасности	77
8.3 Расчет заземляющего устройства	81
Заключение	90
Список литературы	91
Приложение А. Расчет токов короткого замыкания	93
Приложение Б. Определение токовой погрешности трансформатора тока	
Приложение В. Схемы расчетов срабатывания ступеней резервной ТЗНП	
Приложение Г. Схемы замещения расчетов токов КЗ для ТЗНП.	

Перечень сокращений и обозначений

АВР	- автоматическое включение резерва
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

В дипломном проекте предложено рассчитать релейную защиту подстанции «Жангиз-Тобе» напряжением 110/35/10 кВ, которая находится в Восточно-Казахстанской области. Спроектирована электрическая часть подстанции и произведен выбор основного электрического оборудования.

Предлагаемый дипломный проект содержит 6 разделов, краткая характеристика которых представлена ниже.

В первом разделе было рассматривается вопрос разработки главной схемы электрических соединений подстанции. В этом разделе производится выбор силового оборудования, расчет токов короткого замыкания, выбор современных коммутационных аппаратов фирмы АВВ, производится проверка трансформаторов тока на нагрузочную способность;

В проектировании Релейной защиты трансформатора 110/35/10 кВ рассматриваются основные защиты трансформатора, резервные защиты, которые были рассмотрены на цифровых терминалах фирмы АВВ, с помощью программы РСМ, предназначенная для настройки цифровых терминалов АВВ.

В этом разделе рассматриваются в качестве основных защит трансформатора: газовая защита и дифференциальная токовая защита, выполненная на терминалах релейной защиты производства АВВ. Резервные защиты, установленные на трансформаторе, представлены следующими видами защит: максимальной токовой защитой, защитой от перегрузки.

В разделе «Релейная защита линий 110 кВ» рассчитываются основная и резервные защиты линий 110 кВ.

В специальной части рассматривается работа по схеме цепей оперативного тока, а также выбор оборудования.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» производится расчет искусственного освещения, а так же заземляющего устройства.

В экономической части дипломного проекта производится экономическая оценка инвестиций в строительство подстанции и время его окупаемости, в моей работе время окупаемости составляет 2 года.

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

1 Исходные данные к дипломному проекту

Исходная схема подстанции «Жангиз-Тобе» показана на рисунке 1.1. Данные о протяженности линий, мощностях систем и присоединенных нагрузок, приведены в таблицах 1.1 – 1.4.

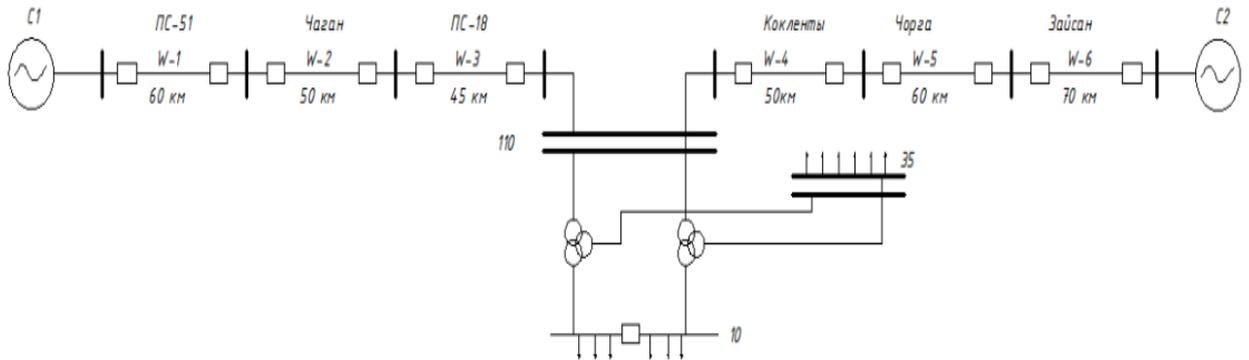


Рисунок 1.1 – Схема подстанции Жангиз-Тобе - 110/35/10 кВ

Таблица 1.1 - Исходные данные ЛЭП и системы

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	X_1 , Ом	R_1 , Ом
Л1	60	АС-70/11	0,444	0,428
Л2	50	АС-70/11	0,444	0,428
Л3	45	АС-70/11	0,444	0,428
Л4	50	АС-70/11	0,444	0,428
Л5	60	АС-70/11	0,444	0,428
Л6	70	АС-70/11	0,444	0,428

Таблица 1.2 - Данные потребителей

Потребитель	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Нагрузка, МВт	25	30	35	30	35	40
$\cos \varphi_1$	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,85

Таблица 1.3 - Номинальные параметры трансформатора ТДТН-25000/110

Sном, МВА	Напряжение обмотки, кВ			Uк, %	Pк, кВт	Pх, кВт	Iх, %	Uк, %		
	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН					ВН- СН	ВН- НН	СН- НН
25	115	38,5	6,6;11	10,5	140	31	0,7	10,5	17,5	6,5

Таблица 1.4 - Мощности систем

$S_{кзс1}, \text{ МВ}\cdot\text{А}$	$S_{кзс2}, \text{ МВ}\cdot\text{А}$
300	250

2 Выбор схемы распределительных устройств

Общие требования.

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

а) обеспечивать требуемую надёжность электроснабжения потребителей подстанции в соответствии с категориями электроприёмников и транзитных потоков мощности по межсистемным и магистральным линиям электропередачи (ЛЭП) в нормальном и послеаварийном режимах;

б) учитывать перспективу развития подстанции;

в) учитывать требования противоаварийной автоматики;

г) обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения смежных присоединений;

д) обеспечивать наглядность, экономичность и автоматичность.

Схемы распределительных устройств должны предусматривать вывод выключателей в ремонт, осуществляемый:

а) для всех схем распределительных устройств напряжением 6–35 кВ, а также для блочных и мостиковых схем распределительных устройств напряжением 110, 220 кВ (за исключением цепи, по которой осуществляется транзит мощности) – путём временного отключения цепи, в которой установлен ремонтируемый аппарат;

б) для мостиковых схем распределительных устройств напряжением 35–220 кВ – путём применения ремонтных перемычек, за исключением случаев, когда перемычки отсутствуют;

в) для схем со сборными шинами распределительные устройства напряжением 110, 220 кВ – путём применения обходных выключателей, за исключением случаев, когда обходная система шин отсутствует;

г) для схем распределительных устройств напряжением 6–220 кВ – путём установки подменного выключателя, если применяется такой тип выключателя (схем с выкатными выключателями, КРУЭ);

д) для схем распределительных устройств напряжением 330–500 кВ (кроме схемы блока 330, 500 кВ), а также 110, 220 кВ по схеме четырехугольника – отключением выключателя без отключения присоединения.

Число одновременно срабатывающих выключателей в пределах распределительного устройства одного напряжения должно быть не более:

- а) при повреждении линии – двух;
- б) при повреждении трансформаторов напряжением до 500 кВ – четырех[3].

Выбор электрической схемы ОРУ 110кВ.

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.

В качестве ОРУ ВН рассматриваются схемы мостика (рисунок 2.1) и схема четырехугольника (рисунок 2.2).

Рассмотрение варианта схемы мостика №110-5Н.

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 и бесперебойного перетока мощности транзита при повреждении других участков ветви. Допустим вероятность повреждения протяженной линии 110 кВ значительно больше вероятности повреждения трансформатора, и выключатели устанавливаются со стороны линии.

В схеме №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий», приведенном на рисунке 2.1, для четырех присоединений устанавливается три выключателя. 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 10 кВ и выключатели В1 и В3. В этом случае линия Л1 оказалась отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика и не обеспечивает бесперебойный переток мощности транзита [4].

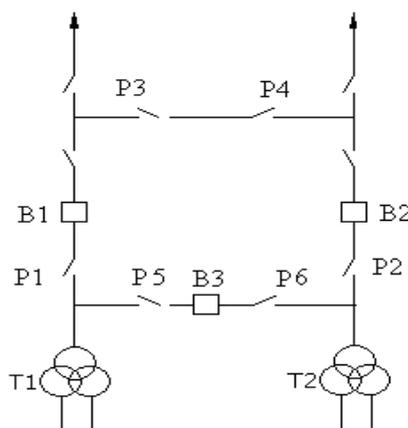


Рисунок 2.1 – Схема мостика ОРУ 110кВ

В схеме №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» », приведенном на рисунке 2.2, для четырех присоединений устанавливается три выключателя. Нормально выключатель ВЗ на перемычке между двумя линиями (в мостике) включен [4].

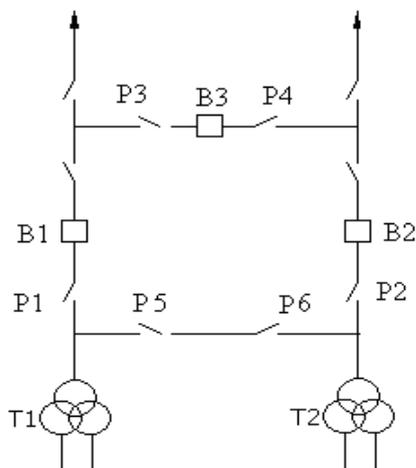


Рисунок 2.2 - Схема №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов».

При повреждении на линии Л1 отключаются выключатели В1 и ВЗ, питание трансформатора со стороны ВН отключается и срабатывает АПВ на стороне НН секционного выключателя, а трансформатор Т2 остаётся в работе (на него перекидывается нагрузка трансформатора Т1), связь с энергосистемой осуществляется по линии Л2. При повреждении в трансформаторе Т1 отключается выключатель со стороны 10 кВ и выключатель В1. В этом случае линия Л1 не отключается, что является преимуществом схемы №110-5АН мостика и обеспечивает бесперебойный переток мощности транзита.

Основным достоинством схем является экономичность (три выключателя на четыре присоединения) и простота.

Выбор электрической схемы ОРУ 35кВ.

Число присоединений равно пяти (два трансформатора, три 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.

В схеме ОССШ 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 P1 и при выведенном в ремонт выключателе Q1, секция получает питание от трансформатора T2. 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 T1 от P3 со всех сторон. Питание всей подстанции остается на трансформаторе T2.

– если КЗ после секционного выключателя, теряются все потребители (зашунтирован Q1).

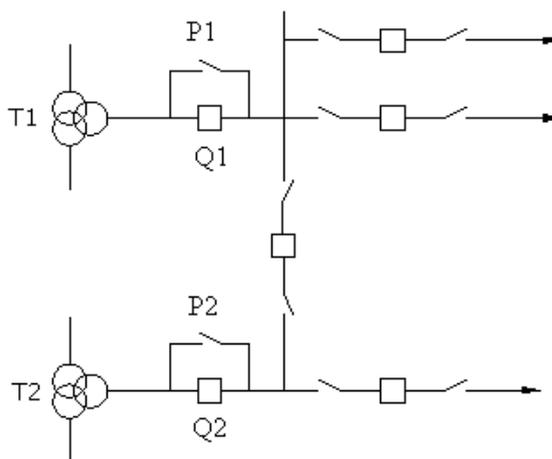


Рисунок 2.3 – Схема одиночной секционированной системы сборных шин

Одиночная секционированная система сборных шин с обходной системой шин указанная на рисунке 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 ОССШ без обходной системы шин.

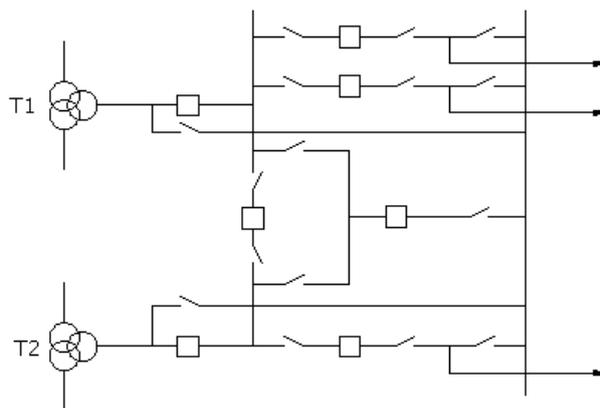


Рисунок 2.4 – Схема одиночной секционированной системы сборных шин с обходной системой шин

Выбор электрической схемы РУ 10 кВ.

Схемы РУ 6-10 кВ практически не зависят от схем подстанций со стороны высокого напряжения, число секций, напряжение, количество отходящих линий на РУ 6-10 кВ определяется в большей степени требованиями потребителей. При выборе схемы подключения решающими можно считать следующие показатели: мощность подстанции, определяющую число выводов и секций шин 6-10 кВ; наличие, единичную мощность и напряжение крупных потребителей; мощность КЗ на стороне 6-10 кВ, от которой зависит необходимость установки реакторов; характер нагрузок, определяющих подпитку места КЗ и число секций на стороне 6-10 кВ.

Для РУ 10 кВ с шестью отходящими линиями и шестью присоединениями питающей подстанции применяют схему с одной системой сборных шин, секционированной выключателем (рисунок 2.5). На двухтрансформаторных подстанциях шины всегда секционированы, при этом число секций равно двум или четырём. При двух секциях, секции работают, как правило, отдельно и реже – параллельно. При четырёх секциях, когда используют трансформаторы с расщеплённой обмоткой, или в цепи трансформаторов устанавливают сдвоенные групповые реакторы, секции работают только отдельно. Выбор той или иной схемы связан с вопросом ограничения токов КЗ.

Выбор электрической схемы РУ 10 кВ.

Схемы РУ 6–10 кВ практически не зависят от схем подстанций со стороны высокого напряжения, число секций, напряжение, количество отходящих линий на РУ 6–10 кВ определяется в большей степени требованиями потребителей. При выборе схемы подключения решающими можно считать следующие показатели: мощность подстанции, определяющую число выводов и секций шин 6–10 кВ; наличие, единичную мощность и напряжение крупных потребителей; мощность КЗ на стороне 6–10 кВ, от которой зависит необходимость установки реакторов; характер нагрузок, определяющих подпитку места КЗ и число секций на стороне 6–10 кВ.

На низшем напряжении 10 кВ подстанций применяют схему с одной или с двумя системами сборных шин. Схема с одной секционированной системой сборных шин наиболее наглядна и проста. При двух секциях секции работают, как известно, отдельно и реже – параллельно. При использовании четырёх секций, используют трансформаторы с расщеплённой обмоткой или в цепи трансформаторов устанавливают сдвоенные групповые реакторы, секции работают только отдельно. Одиночная секционированная система сборных шин надёжна, так как коммутационных операций меньше, чем при двойной системе, и, следовательно, меньше ошибок, как это и показано на рисунке 2.5. Разъединители не являются оперативными и служат только для снятия напряжения с выключателя на время его ревизии или ремонта, поэтому серьёзных последствий от ошибок при оперировании с ними не бывает, так как они снабжены надёжной и простой блокировкой (как правило, механической) с выключателями, которая практически исключает ошибочных операций [2].

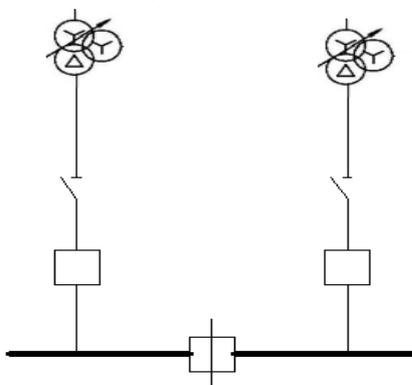


Рисунок 2.1 – Схема РУ НН с одной системой сборных шин, секционированной выключателем

Для ограничения токов КЗ на подстанциях используют:

- а) отдельную работу автотрансформаторов на стороне НН;
- б) групповые реакторы различного исполнения – сдвоенные или одинарные, групповые в цепи автотрансформаторов или линейные групповые и реже линейные индивидуальные реакторы.

К достоинствам выбранной схемы можно отнести следующее:

- а) простота;
- б) наглядность;
- в) экономичность;
- г) достаточно высокая надёжность.

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

Выбор схемы питания собственных нужд.

Установки собственных нужд (с.н.) являются важными элементами

электрических станций и подстанций. Повреждения в системе с.н. неоднократно приводили к нарушению работы подстанции в целом и развитию аварий в энергосистеме.

Состав потребителей с.н. подстанции зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, типа электрооборудования, наличия синхронных компенсаторов. Наименьшее количество потребителей с.н. имеют подстанции, выполненные по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов и постоянного дежурства. К ним относят электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев шкафов КРУН, освещение подстанции, оперативные цепи и т.д. Мощность потребителей с.н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов[2].

Каждый ТСН выбирается по полной нагрузке собственных нужд, так как при повреждении одного из них оставшийся в работе должен обеспечивать электропитание всех потребителей[2].

Номинальная мощность ТСН составляет 1–2% от номинальной мощности трансформатора, тогда $S_{расч.с.н.} = 2500$ кВА.

Число ТСН принимаем два, мощность определяем по условию:

$$S_{ТСН} \geq \frac{S_{расч.с.н.}}{1,4} = \frac{2500}{1,4} = 1785 \text{ кВА.}$$

Выбираем два трансформатора СН ТСЗ-250/10 с $S_{НОМ} = 250$ кВА. На рисунке 2.6 представлена схема питания собственных нужд подстанции

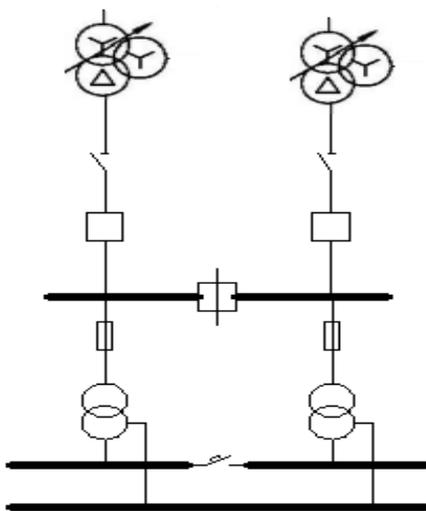


Рисунок 2.6 – Схема питания собственных нужд подстанции

2.1 Расчёт токов короткого замыкания

Общие положения.

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

При расчетах принимается ряд допущений. Не учитываются:

- активное сопротивление элементов системы;
- сдвиг по фазе ЭДС источников питания и изменение частоты вращения синхронных генераторов;
- токи намагничивания автотрансформаторов;
- емкостные токи воздушных линий напряжением ниже 330 кВ и кабельных линий до 110 кВ включительно [2].

Расчет токов короткого замыкания.

Расчет токов КЗ проведем в системе относительных единиц.

В качестве базисных величин принимаем мощность $S_6 = 1000$ МВА. Напряжение $U_6 = 115$ кВ, 37 кВ, 10 кВ.

ЭДС энергосистемы $E_{c1} = E_{c3} = E_{c3} = 1$ В.

1) Составляется расчетная схема рассматриваемой подстанций, намечаются расчетные точки КЗ, как на рисунке 2.7

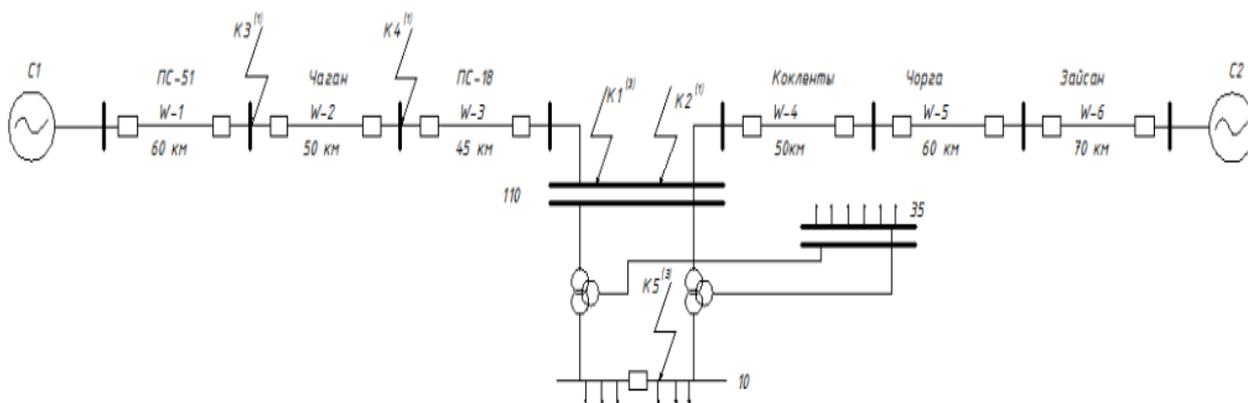


Рисунок 2.7 – Расчетная схема подстанций

2) На основании расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения, все сопротивления на ней нумеруются, показано на рисунке 2.8

3) Определяются величины сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных или именованных единицах и указываются на схеме замещения; обозначаются расчетные точки КЗ.

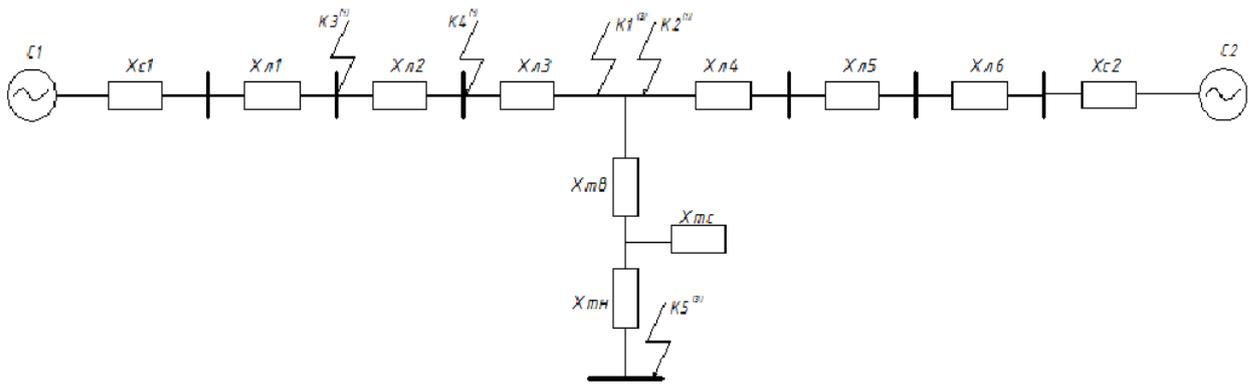


Рисунок 2.8 – Схема замещения подстанций

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{S_{кз1}}. \quad (2.1)$$

Сопротивление ЛЭП:

$$X_l = X_{уд} \cdot l_1 \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} \quad (2.2)$$

Расчет всех сопротивлений и расчет токов короткого замыкания проведенных с использованием программы Electronics приведены в приложении А.

Результаты расчетов токов КЗ сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 –Значения токов КЗ

Точки КЗ	$I_{кз}^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА
К1	1,22	3,106
К2	1,903	4,84
К3	5,103	12,99

3 Выбор электрического оборудования

Расчетные условия для выбора аппаратов по продолжительным режимам работы.

Наибольший ток нормального режима принимается при загрузке трансформатора до номинальной мощности.

Наибольший ток нормального режима на стороне 110кВ:

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,7 \cdot \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 94,14 \text{ А,}$$

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

Наибольший ток нормального режима на стороне 35кВ:

$$I_{\text{норм}} = 0,7 \cdot \frac{S_{\text{нг}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,7 \cdot \frac{12,5}{\sqrt{3} \cdot 37} = 147,93 \text{ А,}$$

где $S_{\text{нг}} = 12,5 \text{ МВА}$ – персональная загрузка на стороне СН (задана исходными данными).

Наибольший ток нормального режима на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{норм}} = \frac{S_{\text{нг}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,7 \cdot \frac{12,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 517,75 \text{ А,}$$

где $S_{\text{нг}} = 12,5 \text{ МВА}$ – персональная загрузка на стороне НН (задана исходными данными).

Наибольший ток послеаварийного или ремонтного режима принимается при условии отключения параллельно работающего трансформатора, когда оставшийся в работе трансформатор может быть перегружен по правилам аварийных длительных или систематических перегрузок (допускается 40%).

Максимальный ток на стороне 110кВ:

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{норм}} = 1,4 \cdot 94,14 = 131,796 \text{ А}$$

Максимальный ток на стороне 35кВ:

$$I_{\text{макс}} = 1,4 \cdot I_{\text{норм}} = 1,4 \cdot 147,93 = 207,102 \text{ А}$$

Максимальный ток на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{макс}} = 2 \cdot I_{\text{норм}} = 2 \cdot 517,75 = 724,85 \text{ А,}$$

где $I_{\text{норм}}$ – наибольший ток нормального режима на стороне 10 кВ.

Выбор выключателей.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

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

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{\text{ном}}$ и номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$ [2].

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}, \text{ кВ,} \quad (3.1)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}, \text{ А,} \quad (3.2)$$

$$I_{\text{вкл}} \geq i_y, \text{ кА,} \quad (3.3)$$

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{п0}}, \text{ кА,} \quad (3.4)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k, \text{ кА}^2 \cdot \text{с,} \quad (3.5)$$

где $U_{\text{уст.ном}}$ – номинальное напряжение установленного оборудования;

$I_{\text{макс}}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима;

$I_{\text{п0}}$ – периодическая составляющая тока КЗ;

i_y – ударный ток КЗ;

$I_{\text{тер}}^2$ – ток термической стойкости;

$t_{\text{тер}}$ – время действия тока термической стойкости;

B_k – импульс квадратичного тока КЗ.

Выбор выключателей 110кВ.

При выборе выключателя для РУ 110 кВ сравним выключатель типа 3AP1 DT, фирмы Siemens, и выключатель типа PM фирмы ABB.

Силовой выключатель 3AP1 DT является трехполюсным автоматическим компрессионным выключателем открытого типа, в котором в качестве изоляционного и гасящего средства используется газ SF₆. Выключатель оснащен по одному пружинному приводу на каждую фазу, так что выключатель подходит для однополюсного и трехполюсного автоматического повторного включения[4].

Выключатель типа PM состоит из трех литых алюминиевых баков, содержащих отдельные прерыватели, которые смонтированы на общей опорной раме. Подвижные контакты приводятся в действие пружинными механизмами. Три полюса имеют общую элегазовую систему, плотность элегаза с температурной компенсацией регистрируется. Номинальное давление газа при 20° по Цельсию 0,62 МПа. В шкафу управления помещается аппаратура контроля и управления, и пружинный привод [5].

Параметры и расчетные значения выключателей для проверки сведем в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Выбор выключателя ОРУ 110кВ

Параметры выключателя 3AP1 DT фирмы Siemens		Параметры выключателя PM-110 фирмы ABB		Расчетные значения	
$U_{НОМ}, кВ$	123	$U_{УСТ.НОМ}, кВ$	121	$U_{УСТ.НОМ}, кВ$	110
$I_{НОМ}, А$	1600	$I_{РАБ.МАК}, А$	1200	$I_{РАБ.МАК}, А$	175,714
$i_{ДНН}, кА$	100	$i_{УД}, кА$	63	$i_{УД}, кА$	3,106
$I_{ДНН}, кА$	40	$I_{КЗ\Sigma}, кА$	20	$I_{КЗ\Sigma}, кА$	1,22
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 120 кА^2 \cdot с;$		$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 60 кА^2 \cdot с;$		$B_{к} = 1,22^2 \cdot 3 = 3,66 кА^2 \cdot с;$	

Для ОРУ 110 кВ выбираем выключатель фирмы ABB. Выключатель удовлетворяет всем расчетным условиям.

Выбор выключателей 35кВ.

При выборе выключателя для РУ 35 кВ сравним выключатель 3AF-1 фирмы Siemens и выключатель типа VD4 фирмы ABB.

Вакуумные силовые выключатели Siemens 3AH5 121-1 являются трехполюсными силовыми выключателями, устанавливаемыми в помещении, для номинального напряжения 35 кВ. Вакуумный выключатель устанавливается в вертикальном положении относительно вакуумных прерывателей [4].

Вакуумные выключатели VD4 на номинальное напряжение 35 кВ предназначены для внутренней установки в распределительных устройствах с воздушной изоляцией. Их коммутационная способность достаточна для того, чтобы выдержать все условия, возникающие при коммутации оборудования в

нормальном и аварийном режимах работы, в частности при коротких замыканиях, в пределах их технических параметров [7].

Параметры и расчетные значения выключателей для проверки сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Выбор выключателя ОРУ 35кВ

Параметры выключателя 3АН5 121-1 фирмы Siemens		Параметры выключателя АBB VD4 12 фирмы АBB		Расчетные значения	
$U_{НОМ}, кВ$	36	$U_{УСТ.НОМ}, кВ$	121	$U_{УСТ.НОМ}, кВ$	35
$I_{НОМ}, А$	1600	$I_{РАБ.МАК}, А$	1600	$I_{РАБ.МАК}, А$	546,14
$i_{УД}, кА$	100	$i_{УД}, кА$	63	$i_{УД}, кА$	4,84
$I_{КЗΣ}, кА$	25	$I_{КЗΣ}, кА$	25	$I_{КЗΣ}, кА$	1,903
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 = 75 кА^2 \cdot с;$		$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 25^2 \cdot 3 = 75 кА^2 \cdot с;$		$B_{к} = 1,903^2 \cdot 3 = 5,709 кА^2 \cdot с;$	

Для ОРУ 35 кВ выбираем выключатель АBB VD4 12 фирмы АBB. Выключатель удовлетворяет всем требованиям. Выключатель удовлетворяет всем расчетным условиям.

Выбор выключателей 10 кВ.

При выборе выключателя для РУ 10 кВ сравним выключатель 3АН3 фирмы Siemens и выключатель типа VD4 12 фирмы АBB.

Таблица 3.3 – Выбор выключателя ОРУ 10 кВ

Параметры выключателя фирмы Siemens 3АН3		Параметры выключателя АBB VD4 12		Расчетные значения	
$U_{НОМ}, кВ$	12	$U_{НОМ}, кВ$	10	$U_{УСТ.НОМ}, кВ$	10
$I_{НОМ}, А$	1250	$I_{НОМ}, А$	1250	$I_{РАБ.МАК}, А$	1697,41
$i_{ДИН}, кА$	100	$i_{ДИН}, кА$	100	$i_{УД}, кА$	21,293
$I_{ДИН}, кА$	50	$I_{ДИН}, кА$	40	$I_{КЗΣ}, кА$	5,103
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 3 = 150 кА^2 \cdot с;$		$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 120 кА^2 \cdot с;$		$B_{к} = 5,103^2 \cdot 3 = 15,309 кА^2 \cdot с;$	

Выбор разъединителей.

Разъединители служат для создания видимого разрыва, отделяющего выведенное из работы оборудование от токопроводящих частей, находящихся под напряжением.

Требования, предъявляемые к разъединителям:

- разъединители должны создавать ясно видимый разрыв цепи, соответствующий классу напряжения установки;

- разъединители должны включаться и отключаться при любых наихудших условиях окружающей среды (например, обледенении) [2].

Выбор разъединителей производится по следующим условиям

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}, \text{ кВ}, \quad (3.6)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}, \text{ А}, \quad (3.7)$$

$$I_{\text{пр.скв}} \geq i_y, \text{ кА}, \quad (3.8)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (3.9)$$

где $U_{\text{уст.ном}}$ – номинальное напряжение установленного оборудования;

$I_{\text{макс}}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима;

i_y – ударный ток КЗ;

$I_{\text{тер}}^2$ – ток термической стойкости;

$t_{\text{тер}}$ – время действия тока термической стойкости;

$B_{\text{к}}$ – импульс квадратичного тока КЗ.

Параметры и расчетные значения разъединителей для проверки сведем в таблицу 3.3 и таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Выбор разъединителя ОРУ 110 кВ

Расчетные данные	Разъединитель DBF-6 (Siemens)	Разъединитель SDF123 (ABB)
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном.}} = 123 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном.}} = 123 \text{ кВ};$
$I_{\text{раб.}} = 125,51 \text{ А};$	$I_{\text{ном.}} = 2500 \text{ А};$	$I_{\text{ном.}} = 2500 \text{ А};$
$I_{\text{уд.}} = 3160 \text{ А};$	$I_{\text{дин}} = 160 \text{ кА};$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА};$
$B_{\text{к}} = 5,103^2 \cdot 3 = 15,309 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 63^2 \cdot 3 = 189 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 120 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

На ОРУ 110 кВ выбираем разъединитель SDF123 фирмы АВВ ввиду его экономической целесообразности.

Таблица 3.5 – Выбор разъединителя ОРУ 35кВ

Расчетные данные	Разъединитель DBF-6 (Siemens)	Разъединитель SDF123 (ABB)
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном.}} = 123 \text{ кВ};$	$U_{\text{ном.}} = 123 \text{ кВ};$
$I_{\text{раб.}} = 1312 \text{ А};$	$I_{\text{ном.}} = 2500 \text{ А};$	$I_{\text{ном.}} = 2500 \text{ А};$
$I_{\text{уд.}} = 5140 \text{ А};$	$I_{\text{дин}} = 160 \text{ кА};$	$I_{\text{дин}} = 100 \text{ кА};$
$B_{\text{к}} = 5,103^2 \cdot 3 = 15,309 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 63^2 \cdot 3 = 189 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 120 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

На ОРУ 35 кВ выбираем разъединитель DBF-6 фирмы Siemens ввиду его экономической целесообразности.

Таблица 3.6 – Выбор разъединителя 10 кВ

Расчетные данные	Разъединитель РВРЗ-2-10/4000 (Россия)	Разъединитель OW-12/4000 (ABB)
$U_{уст} = 10 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 12 \text{ кВ};$
$I_{раб.} = 1374,6 \text{ А};$	$I_{ном.} = 4000 \text{ А};$	$I_{ном.} = 4000 \text{ А};$
$I_{уд.} = 4840 \text{ А};$	$I_{дин} = 125 \text{ кА};$	$I_{дин} = 160 \text{ кА};$
$B_{\kappa} = 5,103^2 \cdot 3 = 15,309 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 3 = 150 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 63^2 \cdot 3 = 189 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

На ОРУ 10 кВ выбираем разъединитель OW-12/4000 фирмы АBB ввиду его экономической целесообразности.

Выбор измерительных трансформаторов напряжения.

Выбор измерительного ТН заключается в выборе его схемы соединений, класса точности и проверке выполнения условий:

$$\begin{aligned} U_{1НОМ} &\geq U_{СЕТ.НОМ}. \\ S_{2НОМ} &\geq U_{2РАСЧ}. \end{aligned} \quad (3.10)$$

где $S_{2НОМ}$ – номинальная полная мощность, потребляемая во вторичной цепи ТН и соответствующая его работе в заданном классе точности; $S_{2расч}$ – расчетная полная мощность, потребляемая во вторичной цепи.

Следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, учитывают суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме неполного треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора. Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то часть приборов подключают к дополнительно установленному ТН.

Сечение проводов в цепях ТН определяется допустимой потерей напряжения и условиями механической прочности. При этом по условию механической прочности сечение алюминиевых проводов должно быть не менее $2,5 \text{ мм}^2$.

Выбор типа ТН определяется его назначением. Если то ТН получают питание расчетные счетчики, то целесообразно использовать два однофазных ТН серии НОМ или НОЛ для напряжений от 6 до 35 кВ или серии НОС для напряжений 0,5 и 3 кВ, включенных в неполный треугольник, а также

трехфазный ТН серии НТМК, снабженный обмоткой, компенсирующей угловую погрешность. Два однофазных ТН обладают большей мощностью, чем один трехфазный, а по стоимости они примерно равноценны (для $U_{НОМ} = 10$ кВ) или несколько дешевле (для $U_{НОМ} = 10$ кВ) - Для напряжения 110 кВ и выше используют каскадные ТН серии НКФ.

Для питания приборов контроля изоляции необходима группа из трех однофазных ТН типа ЗНОМ или ЗНОЛ, соединенных в звезду, причем нейтральная точка обмотки ВН ТН для правильной работы приборов контроля состояния изоляции обязательно заземляется (рабочее заземление).

Выбираем трансформаторы напряжения:

- для РУ 110 кВ трансформатор типа НКФ – 110 – 83У1;
- для РУ 35 кВ трансформатор типа ЗНОМ – 35 - 65У1;
- для РУ 10 кВ трансформатор типа НТМИ – 10 – 66У3.

Выбор измерительных трансформаторов тока.

Выбор производится на основе выполнения следующих расчетных условий:

$$\begin{aligned} U_{НОМ} &> U_{НОМ.СЕТИ} \\ I_{НОМ} &> I_{УТЯЖ} \\ I_{ДИН} &> I_{УД.МАКС} \end{aligned} \quad (3.11)$$

Параметры измерительных трансформаторов тока и расчетные значения сведем в таблицы.

В качестве трансформаторов тока, устанавливаемых на РУ 110 кВ, выбираем трансформаторы тока типа ТФНД-110М

Таблица 3.7 – Измерительные трансформаторы тока на стороне 110 кВ

Параметры трансформатора		Расчетные значения	
$U_{НОМ}, кВ$	110	$U_{НОМ.СЕТИ}, кВ$	110
$I_{1НОМ}, А$	300	Класс точности	0,5
$I_{2НОМ}, А$	5	$I_{УД.МАКС.}, кА$	3,106

В качестве трансформаторов тока, устанавливаемых на РУ 35 кВ, выбираем трансформаторы тока типа ТФНД-35

Таблица 3.8 – Измерительные трансформаторы тока на стороне 35 кВ

Параметры трансформатора		Расчетные значения	
$U_{НОМ}, кВ$	35	$U_{НОМ.СЕТИ}, кВ$	35
$I_{1НОМ}, А$	600	Класс точности	0,5
$I_{2НОМ}, А$	5	$I_{УД.МАКС.}, кА$	4,84

На низкой стороне выбираем трансформаторы тока типа ТШЛП-10

Таблица 3.9 – Измерительные трансформаторы тока на стороне 10 кВ

Параметры трансформатора		Расчетные значения	
$U_{НОМ}, кВ$	10	$U_{НОМ.СЕТИ}, кВ$	10
$I_{1НОМ}, А$	1000	Класс точности	0,5
$I_{2НОМ}, А$	5	$I_{УД.МАКС.}, кА$	12,99

Выбрал эти трансформаторы тока, так как они отвечают необходимым условиям эксплуатации, надежности и экономичности.

Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) для защиты электрооборудования подстанции.

Ограничители перенапряжения (ОПН) — аппараты современного поколения, пришедшие на смену вентильным разрядникам, предназначены для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений.

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

Ограничители перенапряжения выбираются:

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ.НОМ}, \quad (3.12)$$

где $U_{УСТ.НОМ}$ — номинальное напряжение установленного оборудования.

На стороне ВН: ОПН-ЗЕР5;

На стороне СН: ОПН-РК 35;

На стороне НН: ОПН-ЗЕФ1.

ОПН фирмы Siemens были выбраны в связи с тем, что они зарекомендовали себя на рынке электрооборудования, как наиболее эффективные и качественные.

Выбор предохранителя для защиты трансформаторов напряжения.

Предохранители выбираются:

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ.НОМ}, \quad (3.13)$$

$$I_{ОТКЛ} \geq I_{ПО}, \quad (3.14)$$

где $U_{УСТ.НОМ}$ — номинальное напряжение установленного оборудования;

$I_{ПО}$ — нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН.

Выбор предохранителей производится в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Выбор предохранителя РУ 10 кВ

Расчетные данные		Предохранитель ПКТ–101	
$U_{уст.ном}$, кВ	10	$U_{ном}$, кВ	10
$I_{п0}$, кА	12,99	$I_{откл}$, кА	16

Выбор жестких ошиновок.

Жесткие ошиновки выбираются:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \quad (3.15)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс}, \quad (3.16)$$

$$I_{пр.скв} \geq i_y, \quad (3.17)$$

где $U_{уст.ном}$ – номинальное напряжение установленного оборудования;

$I_{макс}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима;

Выбор жестких ошиновок 110 кВ.

Таблица 3.11 – Выбор ошиновок ОРУ 110кВ

Расчетные данные		Заземлитель ШН-А(В,С)-110/1000УХЛ1	
$U_{уст.ном}$, кВ	110	$U_{ном}$, кВ	110
$I_{макс}$, А	131,796	$I_{ном}$, А	1000
i_y , кА	3,106	$I_{пр.скв}$, кА	125

Выбор жестких ошиновок 35 кВ.

Таблица 3.12 – Выбор ошиновок ОРУ 35кВ

Расчетные данные		Заземлитель ШН-А(В,С)-35/2000УХЛ1	
$U_{уст.ном}$, кВ	35	$U_{ном}$, кВ	35
$I_{макс}$, А	207,102	$I_{ном}$, А	2000
i_y , кА	4,84	$I_{пр.скв}$, кА	102

Выбор жестких ошиновок 10 кВ.

Таблица 3.13 – Выбор ошиновок ОРУ 10 кВ

Расчетные данные		Заземлитель ШН-А(В,С)-10/2000УХЛ1	
$U_{уст.ном}$, кВ	10	$U_{ном}$, кВ	10
$I_{макс}$, А	724,85	$I_{ном}$, А	2000
i_y , кА	12,99	$I_{пр.скв}$, кА	100

Выбор кабеля для трансформатора собственных нужд.

Кабели выбираются:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}, \quad (3.18)$$

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{макс}}, \quad (3.19)$$

где $U_{\text{уст.ном}}$ – номинальное напряжение установленного оборудования;

$I_{\text{макс}}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима;

Выбор кабелей производится в таблице 3.14.

Таблица 3.14 – Выбор кабеля

Расчетные данные		Кабель ААГ-3х240-10 кВ	
$U_{\text{уст.ном}}, \text{ кВ}$	10	$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	10
$I_{\text{макс}}, \text{ А}$	724,85	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	920

4 Проектирование релейной защиты

Основные сведения.

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

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

– реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы; в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должна быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждения.

Для трансформаторов с обмоткой высшего напряжения 110 кВ в соответствии с ПУЭ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- "пожар стали" магнитопровода.

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

а) 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;

б) в качестве резервных защит:

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

– двухступенчатая токовые защиты нулевой последовательности от КЗ землю на сторонах высшего и среднего напряжений [6]

4.1 Основные защиты трансформатора

Расчет дифференциальной токовой защиты автотрансформатора на терминале RET670

Интеллектуальные электронные устройства RET670 являются быстродействующей и селективной защитой, выполняют мониторинг и управление, предназначены для защиты всех типов трансформаторов, таких как

- двух и трехобмоточные трансформаторы, трансформаторы собственных нужд и специальные трансформаторы тяговых сетей. Также RET670 обеспечивает защиту автотрансформаторов, фазоповоротных трансформаторов и шунтирующих реакторов, включая управление РПН, отвечающую всем современным требованиям. Наличие до 6 трехфазных токовых входов в функциональном блоке дифференциальной защиты трансформатора позволяет

- выполнять торможение по максимальному из всех току и выполнять защиту в схемах с несколькими выключателями на любой стороне трансформатора без внешнего суммирования токов. Реализованная поддержка стандартных протоколов связи в устройствах RET670, позволяет организовать их подключение в систему АСУ или использовать без АСУ в качестве отдельных многофункциональных устройств.

ИЭУ защиты трансформатора предлагают несколько решений для регулирования напряжения. Имеется решение совмещенных в одном устройстве функций основных и резервных защит трансформатора с автоматикой регулирования напряжения и решение выполнения автоматики регулирования напряжения на отдельном устройстве. Широкие функциональные возможности функции регулирования напряжения в устройстве RET670 позволяют выполнить автоматическое регулирование напряжения, с помощью РПН, одного трансформатора или до 8 трансформаторов, включенных на параллельную работу с произвольными схемами объединения в группы. RET670 обеспечивает регулирование напряжения одного трансформатора

или двух трансформаторов, включенных на параллельную работу.

ИЭУ RET670 предлагают перспективную концепцию на базе максимальной гибкости применения, тем самым являясь эффективным решением как для новых, так и для реконструируемых объектов. Объединение функций основной и большого набора резервных защит в данных устройствах повышает производительность энергосистемы в целом. Кроме того, сокращается время на конфигурирование, наладку и ввод устройств в эксплуатацию, а также сокращаются необходимое пространство и число запасных частей.

Функция дифференциальной токовой защиты в устройстве RET670 обозначается PDIF(в кодировке ANSI – 87T) и включает дифференциальную защиту с торможением и дифференциальную отсечку, где тормозная характеристика функции дифференциальной защиты показана на рисунке 4.1.

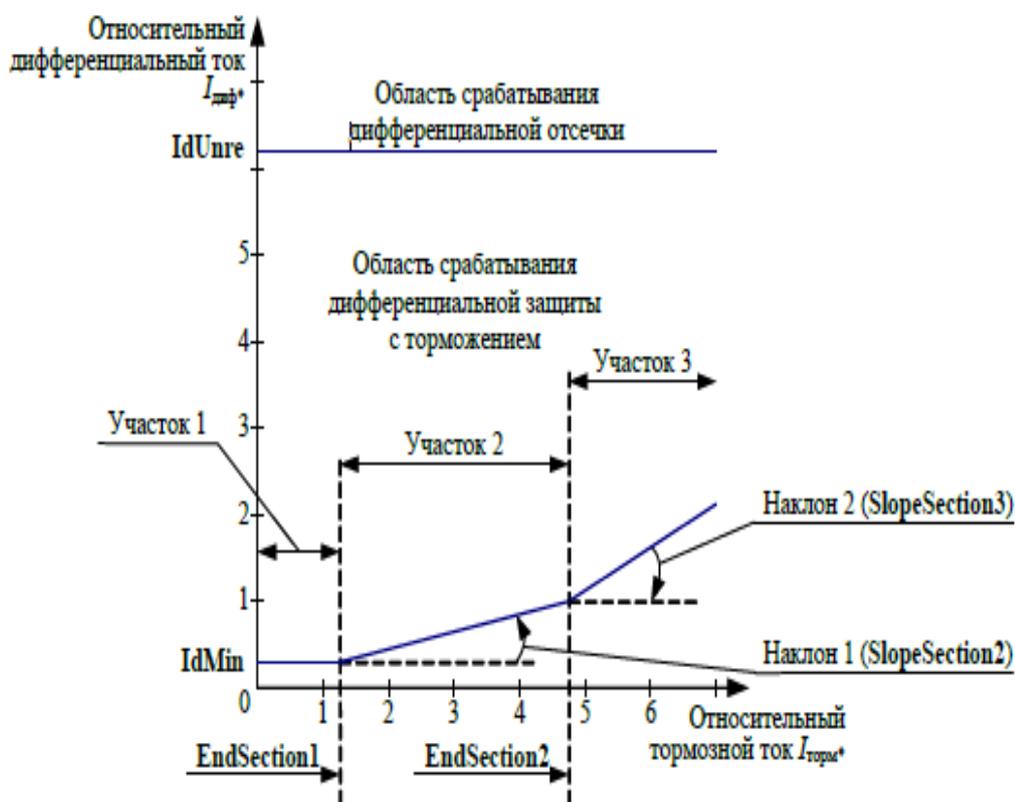


Рисунок 4.1 – Тормозная характеристика функции дифференциальной защиты DIFP (87T) устройства RET670

Выбор начального тока срабатывания основной характеристики дифзащиты.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		110кВ	35кВ	10кВ
Первичные токи защищаемого автотрансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{ном.прох.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}$	133,69	210,08	735,29
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	k_T	300/5	1000/5	600/5
Схема соединения трансформаторов тока		Y	Y	Y
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{\text{ном}} = \frac{I_{\text{ном}} \cdot k_{\text{сх}}}{k_T}$	2,23	1,05	6,13

С учетом обеспечения отстройки от сквозного тока АТ при внешних КЗ с помощью токового торможения, рекомендуется следующее выражение для определения минимального тока срабатывания основной (чувствительной) функции дифзащиты, обеспечивающее отстройку от тока небаланса реле в нормальном (нагрузочном) режиме работы АТ, вызванного погрешностью измерения ТТ, терминала, защиты и регулированием напряжения автотрансформатора:

$$87T(I - DIFF >) = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.торм.нач}} \quad (4.1)$$

Ток небаланса в режиме начала торможения:

$$I_{\text{нб.торм.нач}} = (K_{\text{одн}} \cdot K_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}} + K_{\text{ток}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{ном}}, \quad (4.2)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;
 $K_{\text{одн}} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ;
 $K_{\text{пер}} = 1$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме внешнего КЗ, соответствующего току начала торможения;
 $\Delta f_{\text{выр}} = 0,05$ – относительное значение токовой погрешности промежуточных ТТ и аналого-цифрового преобразователя (АЦП) терминала;
 $\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности измерительных ТТ (в диапазоне токов нагрузки не превышающих номинальный ток ТТ);

$K_{\text{ток}} < 1$ – коэффициент распределения тока на стороне регулирования напряжения (СН) в максимальных режимах нагрузки автотрансформатора;

$\Delta U_{\text{рег}} = \Delta U_{\text{рег}}\%/100\%$ – относительная величина напряжения диапазона РПН на стороне СН трансформатора;

Ток небаланса в режиме начала торможения:

$$I_{\text{нб.торм.нач}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 1 \cdot 0,16) \cdot 133,69 = 41,44 \text{ А,}$$

$$I_{\text{нб.торм.нач.отн}} = \frac{41,44}{133,69} = 0,31 \text{ о. е.}$$

Минимальный ток срабатывания защиты:

$$87T(I - DIFF >) = 1,5 \cdot 41,44 = 62,16 \text{ А,}$$

$$87T(I - DIFF >)_{\text{отн}} = \frac{62,16}{133,69} = 0,465 \text{ о. е.}$$

Расчет коэффициента торможения SLOPE1 дифзащиты трансформатора (определение наклона первого участка характеристики срабатывания/торможения).

В общем случае, SLOPE1 определяется по выражению:

$$SLOPE1 = \frac{\Delta I_{\text{дифф}}}{\Delta I_{\text{торм}}} = tg\alpha, \quad (4.3)$$

где $\Delta I_{\text{дифф}}$ – приращение относительного дифференциального тока,
 $\Delta I_{\text{торм}}$ – приращение относительного тормозного тока
 (арифметическая сумма токов всех плеч дифзащиты);
 α – угол наклона характеристики.

Для выбора SLOPE1 в качестве расчетного принимается режим, при котором коэффициент является максимальным

$$SLOPE1 = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.отн}} - (I - DIFF >)_{\text{отн}}}{\sum I_{\text{торм.расч.отн}} - I_{\text{торм.нач.отн}}}, \quad (4.4)$$

где $I_{\text{нб.расч.отн}}$ – максимальный расчетный первичный ток небаланса;
 $\sum I_{\text{торм.расч.отн}}$ – суммарный расчетный первичный ток торможения;

$I_{\text{торм.нач.отн}}$ – начальный первичный ток торможения.

Ток небаланса определяется для величины максимального тока внешнего (сквозного) тока КЗ

$$I_{\text{нб.расч.п}} = (K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}} + K_{\text{ток}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{макс.вн}}, \quad (4.5)$$

где $K_{\text{пер}}$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме внешнего КЗ, учитывающий апериодическую, $K_{\text{пер}} = 2$;

ε – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме внешнего КЗ, $\varepsilon = 0,1$;

$I_{\text{макс.нн}}$ – максимальный сквозной ток КЗ (при внешнем КЗ на стороне НН трансформатора), $I_{\text{макс.нн}} = 5103 \text{ А}$.

$$I_{\text{нб.расч.п}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 1 \cdot 0,16) \cdot 5103 = 2092,23 \text{ А},$$

$$I_{\text{нб.расч.отн}} = \frac{2092,23}{133,69} = 15,65 \text{ о. е.}$$

Ток торможения определяется соответственно, для этого же режима

$$\Sigma I_{\text{торм.расч.п}} = (2 - \varepsilon - \Delta f_{\text{выр}} - K_{\text{ток}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}) \cdot I_{\text{макс.вн}}, \quad (4.6)$$

$$\Sigma I_{\text{торм.расч.п}} = (2 - 0,1 - 0,05 - 1 \cdot 0,16) \cdot 5103 = 8624,07 \text{ А},$$

$$\Sigma I_{\text{торм.расч.отн}} = \frac{8624,07}{133,69} = 64,51 \text{ о. е.}$$

Коэффициент торможения:

$$SLOPE1 = \frac{1,5 \cdot 15,65 - 0,465}{64,51 - 0,31} = 0,358 \text{ о. е.}$$

Ток начала торможения:

$$I_{\text{торм.нач}(1)} = \frac{I - DIFF >}{SLOPE1}, \quad (4.7)$$

$$I_{\text{торм.нач}(1)} = \frac{0,465}{0,358} = 1,3 \text{ о. е.}$$

Положение точки пересечения характеристики торможения с осью $\frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{ном}}}$ (принято согласно рекомендациям изготовителя дифзащиты)

$$BASE\ POINT1 = 0.$$

Параметры дополнительного (второго) наклонного участка характеристики торможения.

Минимальная уставка наклона второго участка характеристики торможения (или *SLOPE2*) принимается равной:

$$SLOPE2 = 0,5 \text{ о. е.}$$

Ток начала торможения второго участка характеристики (2) (соответствует точке пересечения характеристик торможения 1 и 2) принимается равным:

$$I_{\text{торм.нач}(2)} = 5 \text{ о. е.}$$

Уставка начальной точки характеристики (2) (величина смещения вдоль оси $\frac{I_{\text{торм}}}{I_{\text{ном}}}$) определяется из выражения:

$$BASE\ POINT2 = I_{\text{торм.нач}(2)} - \frac{I_{\text{диф.1-2}}}{SLOPE2}, \quad (4.8)$$

где

$$I_{\text{диф.1-2}} = SLOPE1 \cdot (I_{\text{торм.нач}(2)} - BASE\ POINT1), \quad (4.9)$$

$$I_{\text{диф.1-2}} = 0,358 \cdot (5 - 0) = 1,79 \text{ о. е.}$$

Уставка начальной точки характеристики (2)

$$BASE\ POINT2 = 5 - \frac{1,79}{0,5} = 1,42 \text{ о. е.}$$

Дифференциальная отсечка.

Как правило, кроме уставки I-DIFF>, для дифференциального тока повреждения автотрансформатора вводится дополнительная пороговая величина I-DIFF>> – Дифференциальная отсечка. Если эта пороговая величина тока повреждения превышает, то происходит срабатывание защиты на отключение вне зависимости от величины тока торможения, или других условий дополнительного торможения (см. ниже п. Б1.1.7).

Величина этой уставки должна быть выше чем I-DIFF> (Чувствительная

функция дифзащиты).

Пороговую максимальную величину срабатывания $I-DIFF \gg$ для автотрансформатора, рекомендуется принимать из условий предлагаемых изготовителем:

$$87T(I - DIFF \gg) = 7 \cdot I_{ном} = 7 \cdot 133,69 = 935,83A$$

$$87T(I - DIFF \gg)_{отн} = \frac{935,83}{133,69} = 7 \text{ о. е.}$$

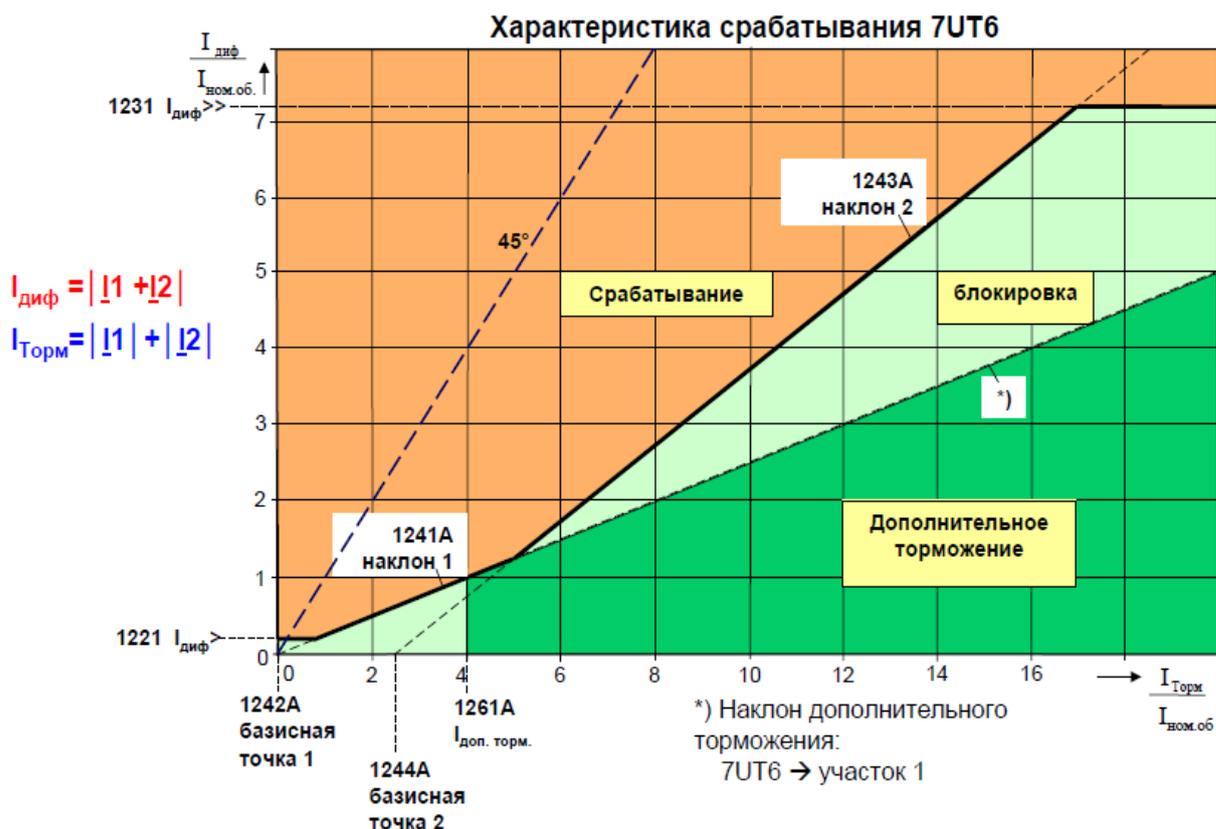


Рисунок 4.2 – характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве RET670

На поясняющей диаграмме показана полная характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве RET670, в т.ч.:

– участок «а» характеристики представляет собой минимальный порог чувствительности дифзащиты ($I-DIFF \gg$) для диапазона малых токов повреждения автотрансформатора (не превышающих номинальный ток) при заданном отсутствии торможения, и учитывает постоянную погрешность измерения токов, возникающую вследствие влияния токов намагничивания измерительных ТТ защиты, а также изменение токов нагрузки сторон автотрансформатора при регулировании напряжения (РПН);

– участок «b» учитывает увеличение погрешности измерения, пропорционально току КЗ основных или промежуточных ТТ защиты в пределах допустимой (номинальной) величины ($\leq 10\%$) для ТТ, а также погрешности измерения токов внешних КЗ, вызванные действием РПН автотрансформатора;

– при больших токах внешнего КЗ, которые могут вызвать насыщение ТТ и увеличение погрешности измерения ТТ ($> 10\%$), дополнительное торможение обеспечивает участок характеристики «с»;

– дифференциальные токи превышающие порог «d» вызывают немедленное отключение независимо от величины торможения и содержания гармоник (уставка $I-DIFF \gg$). Это рабочий диапазон «быстрого отключения без торможения при больших токах повреждения» или дифференциальной отсечки;

– область дополнительного торможения является рабочей областью детектора насыщения (см. описание функции дополнительного торможения при внешних повреждениях).

Значения дифференциального и тормозного токов - $I_{ДИФФ}$ и $I_{ТОРМ}$ определяют положение рабочей точки защиты относительно характеристики срабатывания/торможения дифзащиты. Если пересечение этих значений образует рабочую точку, лежащую в области срабатывания, то выдается сигнал отключения. Если указанная точка пересечения $I_{ДИФФ}$ и $I_{ТОРМ}$ находится вблизи характеристики повреждения (не менее 80% от наклона характеристики внутреннего повреждения автотрансформатора), то отключение будет выполнено даже если характеристика отключения была сильно увеличена из-за дополнительного торможения, при пуске, или при обнаружении апериодической составляющей.

Таблица 4.2 – Уставки дифференциальной защиты автотрансформатора

Адрес	Обозначение	Наименование	Значение
1221	$I - DIFF >$	Уставка по току основной функции дифзащиты	0,465
1241A	$SLOPE1$	Уставка коэффициента торможения дифзащиты	0,358
1242A	$BASE POINT1$	Положение точки пересечения характеристики торможения с осью $\frac{I_{ТОРМ}}{I_{НОМ}}$	0
1243A	$SLOPE2$	Минимальная уставка наклона второго участка характеристики торможения	0,5
1244A	$BASE POINT2$	Уставка начальной точки характеристики (2)	1,42
1231	$I - DIFF \gg$	Уставка по току функции дифференциальной отсечки	7

Проверка чувствительности дифзащиты трансформатора.

Для первого участка наклона характеристики срабатывания/торможения (в случае если характеристика проходит через начало координат $BASE\ POINT1 = 0$)

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{SLOPE1 \cdot \sum I_{\text{торм.расч.п}}} = \frac{1}{SLOPE1} \geq 2,$$

где $\sum I_{\text{торм.расч.п}}$ – первичное расчетное значение тока торможения, фактически равное $I_{\text{кз.мин}}$ (при повреждении в защищаемой зоне).

$$k_{\text{ч}} = \frac{1}{0,358} = 2,79.$$

Для второго участка наклона характеристики срабатывания/торможения

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{SLOPE2 \cdot (I_{\text{кз.мин}} - BASE\ POINT2)} \geq 2, \quad (4.10)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – минимальное расчетное значение периодической составляющей суммарного тока КЗ в защищаемой зоне, $I_{\text{кз.мин}} = I_{\text{к.вн}}^{(2)} = 1220 \cdot 0,87 = 1061,4$ А;

$BASE\ POINT2$ – величина тока базовой точки второй характеристики торможения;

$$BASE\ POINT2 = 1,42 \cdot 133,69 = 189,84 \text{ А},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{1061,4}{0,5 \cdot (1061,4 - 189,84)} = 2,44.$$

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

4.2 Газовая защита трансформатора

Принцип действия и область применения.

Газовая защита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляным заполнением, снабженных расширителями, от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся выделением газа, ускоренным перетеканием масла из бака в расширитель, а также от утечки масла из бака трансформатора.

Измерительным органом газовой защиты является газовое реле. Газовое реле представляет собой металлический сосуд с двумя поплавками (элементами),

который врезается в наклонный трубопровод, связывающий бак трансформатора с расширителем. При нормальной работе трансформатора газовое реле заполнено трансформаторным маслом, поплавки находятся в поднятом положении и связанные с ними электрические контакты разомкнуты. При незначительном повреждении в трансформаторе (например, витковое замыкание) под воздействием местного нагрева из масла выделяются газы, которые поднимаются вверх, к крышке бака, а затем скапливаются в верхней части газового реле, вытесняя из него масло. При этом верхний из двух поплавков (элементов) опускается вместе с уровнем масла, что вызывает замыкание его контакта, а следовательно, предупредительный сигнал. При серьезном повреждении внутри трансформатора происходит бурное газообразование и под воздействием выделившихся газов масло быстро вытесняется из бака в расширитель. Поток масла проходит через газовое реле и заставляет сработать нижний поплавок (элемент), который дает команду на отключение поврежденного трансформатора. Этот элемент срабатывает также и в том случае, если в баке трансформатора сильно понизился уровень масла, например при повреждении бака и утечке масла.

Газовая защита является очень чувствительной и весьма часто позволяет обнаружить повреждение в трансформаторе в самой начальной стадии. При серьезных повреждениях трансформатора газовая защита действует достаточно быстро: 0,1—0,2 с (при скорости потока масла не менее чем на 25 % выше уставки). Благодаря этим достоинствам газовые реле обязательно устанавливаются на трансформаторах мощностью 1 МВ-Л и более.

Газовое реле Бухгольца выпускается Магдебургским заводом электротехники и приборостроения (EGEM) в Германии. В нашу страну поставляется с начала 70-х годов одна из модификаций реле Бухгольца: двухпоплачковое реле ВF-80/Q (символ В указывает на наличие двух элементов (поплавков), F — на способ крепления — фланцем, Q — на квадратную форму фланца, цифра 80 — внутренний диаметр, в миллиметрах, трубопровода, в который врезается газовое реле).

Реле Бухгольца, в том числе ВF-80/Q, состоит из металлического корпуса, крышки и встроенного блока. Для осмотра встроенного блока в корпусе имеются застекленные отверстия с откидными крышками. Встроенный блок двухпоплачкового реле (рисунок 4.3) состоит из двух элементов: верхнего (сигнального) и нижнего (отключающего). К верхнему поплавку 3 сигнального элемента жестко прикреплен постоянный магнит 6. При уходе масла из корпуса реле верхний поплавок 3 поворачивается в направлении, показанном стрелкой, магнит 6 приближается к магнито-управляемому контакту 5, что вызывает замыкание цепи сигнализации (два правых зажима 4).

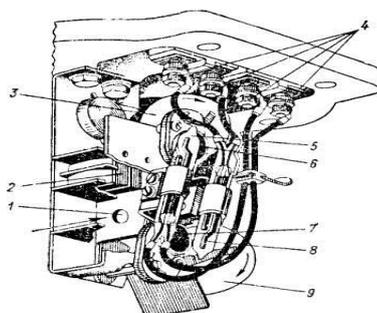


Рисунок 4.3 – Двухпоплачковый блок газового реле типа BF-80/Q (Бухгольца)

Нижний (отключающий) элемент состоит из поплавка 9, жестко прикрепленного к нему постоянного магнита 7, магнитоуправляемого контакта 5, а также напорного клапана (заслонки), который удерживается в исходном состоянии батареей постоянных магнитов 2. Зазор между магнитами и напорным клапаном может изменяться в зависимости от того, при какой скорости потока масла (уставке) должно срабатывать реле. Для газовой защиты трансформаторов 10 кВ используется наименьшая уставка 0,65 м/с.

При серьезном повреждении трансформатора, которое сопровождается бурным газообразованием и сильным перетоком масла из бака в расширитель, поток масла входит в газовое реле и опрокидывает напорный клапан (заслонку) (на рисунке 4.3 направление потока масла показано стрелкой). При этом поворачиваются нижний (отключающий) поплавок 9 и жестко прикрепленный к нему постоянный магнит 7. После приближения магнита 7 к магнитоуправляемому контакту 8 замыкается цепь отключения газовой защиты (два левых зажима 4). При уходе масла из бака трансформатора и, следовательно, из газового реле, отключающий поплавок 9 опускается, поворачиваясь таким образом, что постоянный магнит 7 приближается к магнитоуправляемому контакту 8, в результате чего замыкается цепь отключения от газовой защиты [10].

4.3 Расчет резервных защит трансформатора

Токовая защита от перегрузки обмоток.

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

$$49(I >) = \frac{K_{отс} \cdot K_{рег}}{K_{воз}} \cdot I_{ном} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,95} \cdot 133,69 = 155,15 \text{ А,}$$

$$49(I >)_{втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{155,15}{300} \cdot 5 = 2,59 \text{ А,}$$

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

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

$K_{рег} = 1,05$ – коэффициент, учитывающий допустимое увеличение тока при регулировании напряжения (РПН).

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

$$49(I >) = \frac{K_{отс} \cdot K_{рег} \cdot (I_{ном.нн} - I_{ном.сн})}{K_{воз}} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 525,21}{0,95} = 609,5 \text{ А,}$$

$$49(I >)_{втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{609,5}{1000} \cdot 5 = 3,048 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты от перегрузки обмоток НН выбирается по условию отстройки от номинального тока автотрансформатора

$$49(I >) = \frac{K_{отс} \cdot K_{рег} \cdot I_{ном}}{K_{воз}} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 735,29}{0,95} = 853,32 \text{ А,}$$

$$49(I >)_{втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{853,32}{600} \cdot 5 = 7,11 \text{ А.}$$

Охлаждение трансформатора.

На стороне ВН:

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{раб.макс} = 0,8 \cdot 442,803 = 354,24 \text{ А,}$$

$$I_{сз.втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{354,24}{600} \cdot 5 = 2,95 \text{ А.}$$

На выводах общей обмотки:

$$I_{сз} = K_H \cdot (I_{раб.макс.сн} - I_{раб.макс.вн}) = 0,8 \cdot 1736,732 = 1389,38 \text{ А,}$$

$$I_{сз.втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{1389,38}{600} \cdot 5 = 11,57 \text{ А.}$$

На стороне НН:

$$I_{сз} = K_H \cdot I_{\text{раб.макс}} = 0,8 \cdot 2424,871 = 1939,89 \text{ А,}$$

$$I_{сз.втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{1939,89}{3000} \cdot 5 = 3,23 \text{ А.}$$

Расчет МТЗ трансформатора. Сторона ВН.

Защита предназначена для резервирования быстродействующих защит при КЗ в трансформаторе и на его выводах СН и НН.

Ток срабатывания МТЗ ВН без пуска по напряжению выбирается по условию отстройки от максимального рабочего тока перегрузки в послеаварийных режимах

$$50 - 1(I >) = I_{сз} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_B} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \quad (4.11)$$

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

$K_{\text{сзп}}$ – коэффициент самозапуска электродвигателей для ПС с непромышленной нагрузкой $K_{\text{сзп}} = 1,2$.

K_B – коэффициент возврата реле, $K_B = 0,95$;

$I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток трансформатора на стороне ВН с учетом перегрузок.

$$50 - 1(I >) = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 131,796 = 199,77 \text{ А,}$$

$$50 - 1(I >)_{\text{отн}} = \frac{199,77}{131,796} = 1,516 \text{ о. е.}$$

Проверка чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.ВН}}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5, \quad (4.12)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.ВН}}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{1061,4}{199,77} = 5,3 > 1,5.$$

Чувствительность достаточна.

Сторона СН.

Защита предназначена для резервирования быстродействующих защит при КЗ на ошиновке СН трансформатора, ликвидации КЗ на шинах РУ СН и резервирования защит в сети СН.

Ток срабатывания МТЗ СН без пуска по напряжению выбирается по условию отстройки от максимального рабочего тока перегрузки в послеаварийных режимах в соответствии с (4.11).

$$50 - 1(I >) = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 207,102 = 313,92 \text{ А,}$$

$$50 - 1(I >)_{\text{отн}} = \frac{313,92}{207,102} = 1,516 \text{ о. е.}$$

Проверка чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.СН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (4.13)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.СН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{1655,61}{313,92} = 5,27 > 1,5.$$

Чувствительность достаточна.

Сторона НН.

Защита предназначена для ликвидации КЗ на шинах РУ НН трансформатора и резервирования защит в сети НН.

Ток срабатывания МТЗ НН без пуска по напряжению выбирается по условию отстройки от максимального рабочего тока перегрузки в послеаварийных режимах в соответствии с (4.11)

$$50 - 1(I >) = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 724,85 = 1098,72 \text{ А,}$$

$$50 - 1(I >)_{\text{отн}} = \frac{1098,72}{724,85} = 1,516 \text{ о. е.}$$

Проверка чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.НН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (4.14)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.НН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{4439,61}{1098,72} = 4,04 .$$

Чувствительность достаточна.

Токовая защита обратной последовательности трансформаторов.

Токовая защита обратной последовательности предназначена для резервирования основных защит автотрансформатора и выполнения функций

дальнего резервирования. Защита устанавливается на стороне высшего напряжения и выполняется направленной в сторону сети высшего напряжения и ненаправленной в сторону среднего напряжения. Свойство направленности реализуется при помощи фильтр-реле типа РМОП-2, ненаправленная защита выполняется на фильтр-реле тока типа РТФ-8.

Первичный ток срабатывания защиты выбирается из условия ее несрабатывания от максимально возможного тока небаланса на выходе фильтра токов обратной последовательности в условиях реальных эксплуатационных перегрузках автотрансформатора [9].

Устройство: REF 615.

ТЗОП на стороне ВН.

Ток срабатывания ТЗОП АТ выбираем по условию отстройки от тока обратной последовательности в режиме перегрузки автотрансформатора по формуле:

$$I_{сз.} = I_{обр.норм.раб.} \cdot k_{перегр.} \cdot I_{ном.} \quad (4.15)$$

где $k_{перегр.} = 1,4$ – коэффициент перегрузки автотрансформатора;

$I_{обр.норм.раб.} = 0,2$ – максимально возможный относительный ток обратной последовательности в рабочем режиме автотрансформатора.

$$I_{сз.} = 0,2 \cdot 1,4 \cdot 330,66 = 92,58 \text{ А.}$$

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

Сторона СН.

$$k_{ч} = \frac{2482,11}{92,58} = 26,81.$$

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

Сторона НН.

$$k_{ч} = \frac{7298,43}{92,58} = 78,83.$$

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

Время срабатывания защиты $t_1 = 3,5$ с; $t_2 = 4$ с.

4.4 Выбор уставок по току срабатывания ступеней ТЗНП

Применяемое устройство REL 670.

Сторона ВН.

Первая ступень отстраивается от $3I_0$ при коротком замыкании на противоположной стороне.

Все схемы на Workbench приведены в приложении Б.

$$I_{сз}^{(I)} = 1,3 \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 82,79 = 322,88 \text{ А,}$$

где $3I_0$ – ток на высокой стороне при однофазном КЗ на средней стороне
Коэффициент чувствительности проверяется по формуле :

$$k_{ч} = \frac{3I_0^{ВН}}{I_{с.з}} = \frac{3 \cdot 478,4}{322,88} = 4,44.$$

Вторая ступень отстраивается от тока небаланса в нулевом проводе трансформатора тока при номинальном токе стороны ВН:

$$I_{сз}^{(II)} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot I_{НОМ} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot 133,69 = 8,36 \text{ А,}$$

где $I_{НОМ}$ - номинальный ток высокой стороны.

На стороне СН.

$$I_{сз}^{(I)} = \frac{3I_0}{1,5} = \frac{3 \cdot 413,7}{1,5} = 827,4 \text{ А,}$$

где $3I_0$ - ток на средней стороне при КЗ на стороне среднего напряжения.

$$k_{ч} = \frac{3I_0}{I_{с.з}} = \frac{1241,1}{827,4} = 1,5.$$

Вторая ступень отстраивается от тока небаланса:

$$I_{сз}^{(II)} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot I_{НОМ} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot 210,08 = 13,13 \text{ А,}$$

где $I_{НОМ}$ - номинальный ток СН.

4.5 Дистанционная защита АТ от междуфазных КЗ

Сопротивление срабатывания I ступени дистанционной защиты АТ выбирается по условию согласования с I ступенью дистанционной защиты от междуфазных коротких замыканий линии 220 кВ по формуле:

$$Z_{сз}^I = K_{отс} \cdot Z_w, \quad (4.16)$$

где $K_{отс} = 0,85$ – коэффициент отстройки в сторону уменьшения защищаемой зоны.

$$Z_{сз}^I = 0,85 \cdot 22,2 = 18,87 \text{ Ом.}$$

Защита срабатывает с выдержкой времени $t = 0,9 \text{ с.}$

Сопротивление срабатывания II ступени дистанционной защиты АТ выбирается по условию отстройки от минимального сопротивления в максимальном режиме по формуле:

$$Z_{сз}^{II} = \frac{U_{ср.мин.м.ф.}}{\sqrt{3} \cdot K_{зап} \cdot I_{раб.макс.} \cdot K_{отс} \cdot K_{воз} \cdot \cos(\varphi_L - \varphi_H)}, \quad (4.17)$$

где $U_{ср.мин.м.ф.}$ – минимальное значение междуфазного напряжения в месте установки защиты, принимаемый равным $(0,8 \div 0,9) \cdot U_{раб.мин.}$;

$K_{зап} = 1,5$ – коэффициент самозапуска;

$I_{раб.макс.}$ – максимальное значение первичного тока в защищаемой линии;

$K_{воз} = 1,05$ – коэффициент возврата реле сопротивления;

$K_{отс} = 1,25$ – коэффициент отстройки;

φ_L – угол между напряжением и током линии;

φ_H – угол между напряжением и током нагрузки.

$$U_{ср.мин.м.ф.} = 0,8 \cdot U_{раб.мин.} = 0,8 \cdot \frac{110}{\sqrt{3}} = 51,76 \text{ кВ,}$$

$$I_{раб.макс.} = \frac{1,4 \cdot S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1,4 \cdot 25}{\sqrt{3} \cdot 110} = 187,17 \text{ А,}$$

$$Z_{сз}^{II} = \frac{51,76}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 187,17 \cdot 1,25 \cdot 1,05 \cdot \cos(70 - 27)} = 112,98 \text{ Ом.}$$

Защита срабатывает с выдержкой времени $t = 3,5 \text{ с.}$

5 Проектирование релейной защиты системной линии 110 кВ

5.1 Расчет и анализ дистанционной защиты ВЛ 110 кВ

Расчет параметров схемы замещения 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 $U_{баз} = 115$ кВ.

Фазное напряжение систем:

$$E_{c.ф} = \frac{E_{c1} \cdot U_{баз}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}}, \quad (5.1)$$

где U_c – заданное напряжение системы, кВ;
 U_{cp} – среднее напряжение системы, кВ.

$$E_{c1.ф} = E_{c2.ф} = E_{c3.ф} = \frac{115 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 115} = 66,39 \text{ о. е.}$$

Сопротивления систем:

$$x_{c.max} = \frac{U_6^2}{S_{к.с.max}}, \quad (5.2)$$

$$x_{c.min} = \frac{U_6^2}{S_{к.с.min}}, \quad (5.3)$$

где $S_{к.с.max}$ – максимальная мощность КЗ системы, МВА;
 $S_{к.с.min}$ – минимальная мощность КЗ системы, МВА.

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

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

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

$$x_{c2.min} = \frac{115^2}{0,87 \cdot 250} = 60,8 \text{ Ом}.$$

Сопротивления линий:

$$x_{л} = \frac{x_{уд} \cdot l \cdot U_6^2}{U_{ср}^2}, \quad (5.4)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление токам прямой последовательности, Ом/км;

l – длина линии, км;

$U_{ср}$ – среднее напряжение линии, кВ.

$$x_{л1} = \frac{0,444 \cdot 60 \cdot 115^2}{115^2} = 26,64 \text{ Ом.}$$

Аналогично в программе Microsoft Excel рассчитаем сопротивления линий Л2 – Л6, результаты сводим в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Сопротивления линий

Элемент	Длина, км	U, кВ	Хл, Ом
Л1	60	115	26,64
Л2	50	115	22,2
Л3	45	115	19,98
Л4	50	115	22,2
Л5	60	115	26,64
Л6	70	115	31,08

5.2 Расчет первичных сопротивлений дистанционной защиты

Расчет сопротивления срабатывания I ступени.

Сопротивление срабатывания I ступени ДЗ выбирается из условия отстройки от трехфазного КЗ на шинах противоположной подстанции, в данном случае ток КЗ не рассчитывается, а используется сопротивление линии Л4.

$$Z_{с.з4}^I = \frac{Z_{л4}}{1+\beta+\delta} = 0,85 \cdot Z_{л4}, \quad (5.5)$$

где $\beta = 0,05$ – коэффициент, учитывающий погрешность трансформаторов напряжения и реле сопротивления;

$\delta = 0,1$ – коэффициент, учитывающий погрешность расчетов первичных электрических величин.

$$Z_{с.34}^I = 0,85 \cdot 22,2 = 18,87 \text{ Ом.}$$

Первая ступень работает без выдержки времени.

Расчет сопротивления срабатывания II ступени.

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

Сопротивление срабатывания II ступени ДЗ линии Л4

$$Z_{с.34}^{II} = \frac{(Z_{Л4} + (1 - \alpha) \cdot \frac{Z_{с.35}^I}{k_{т.Л5}})}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_{Л4} + 0,66 \cdot Z_{Л5}, \quad (5.6)$$

где $\alpha = 0,1$ – коэффициент, учитывающий погрешность трансформаторов тока.

$$Z_{с.34}^{II} = 0,85 \cdot Z_{Л4} + 0,66 \cdot Z_{Л5} = 0,85 \cdot 22,2 + 0,66 \cdot 26,64 = 36,45 \text{ Ом.}$$

Проверка чувствительности II ступени ДЗ защиты линии Л4

$$k_{ч} = \frac{Z_{с.34}^{II}}{Z_{Л4}} \geq 1,25, \quad (5.7)$$

$$k_{ч} = \frac{36,45}{22,2} = 1,64.$$

Значение сопротивления второй ступени удовлетворяет требованиям по чувствительности.

Выдержка времени второй ступени принимается равной ступени селективности

$$t_{с.34}^{II} = \Delta t = 0,5 \text{ с.}$$

Расчет сопротивления срабатывания III ступени.

$$Z_{с.34}^{III} = \frac{Z_{раб.min}}{k_H \cdot k_{зап} \cdot k_{воз}} = \frac{U_{раб.min}}{(\sqrt{3} \cdot k_H \cdot k_{зап} \cdot k_{воз} \cdot I_{раб.max} \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{раб}))}, \quad (5.8)$$

где $Z_{раб.min}$ – минимальное сопротивление, подведенное к реле защиты при максимальном рабочем режиме линии, Ом;

$k_H = 1,2$ – коэффициент надежности;

$k_{зап} = 1,5$ – коэффициент самозапуска;

$k_{воз} = 1,05 \div 1,1$ – коэффициент возврата реле защиты;

$U_{\text{раб.}min} = (0,9 \div 0,95) \cdot U_{\text{НОМ}}$ – минимальное рабочее напряжение, кВ;
 $I_{\text{раб.}max} = 724,85 \text{ А}$ – максимальный рабочий ток;
 $\varphi_{\text{мч}} = 70^\circ$ – угол максимальной чувствительности реле защиты (задан исходными данными);
 $\varphi_{\text{раб}} = 27^\circ$ – угол между током и напряжением при режиме максимальной нагрузки (задан исходными данными).

$$Z_{\text{с.34}}^{III} = \frac{0,9 \cdot 115000}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,05 \cdot 724,85 \cdot \cos(70 - 27)} = 60,88 \text{ Ом.}$$

Проверяем чувствительность третьей ступени.

Третью ступень дистанционной защиты проверяют по двум условиям:

- 1 КЗ в конце защищаемой линии;
- 2 КЗ в конце зоны резервирования, то есть третья ступень должна надежно чувствовать КЗ в конце смежной линии.

По первому условию коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{с.34}}^{III}}{Z_{\text{л5}}} \geq 1,5, \quad (5.9)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{60,88}{26,64} = 2,29.$$

Значение сопротивления третьей ступени удовлетворяет требованиям по чувствительности первого условия.

По второму условию коэффициент чувствительности проверяем при КЗ в конце линии Л3.

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{с.34}}^{III}}{Z_{\text{защ,max}}} \geq 1,2, \quad (5.10)$$

где $Z_{\text{защ,max}}$ – максимальное значение подводимого к реле третьей ступени сопротивления, при КЗ в конце линии Л5, Ом.

$$Z_{\text{защ,max}} = Z_{\text{л4}} + Z_{\text{л5}}, \quad (5.11)$$

$$Z_{\text{защ,max}} = Z_{\text{л4}} + \frac{Z_{\text{л5}}}{k_{\text{т,min}}} = 22,2 + 26,64 = 48,84 \text{ Ом,}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{с.34}}^{\text{III}}}{Z_{\text{защ.мах}}} = \frac{60,88}{48,84} = 1,25.$$

Значение сопротивления третьей ступени удовлетворяет требованиям по чувствительности второго условия.

Выдержку времени третьей ступени принимают по встречно-ступенчатому принципу на ступень селективности больше выдержки времени третьей ступени смежной линии. Так как данных о выдержках времени нет, принимаем: выдержка времени третьей ступени Л6:

$$t_{\text{с.36}}^{\text{III}} = 0,8 \text{ с};$$

выдержка времени третьей ступени Л5:

$$t_{\text{с.35}}^{\text{III}} = t_{\text{с.36}}^{\text{III}} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с};$$

выдержка времени третьей ступени Л4:

$$t_{\text{с.34}}^{\text{III}} = t_{\text{с.35}}^{\text{III}} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с}.$$

Расчет вторичных сопротивлений дистанционной защиты.

Реле сопротивления подключается к защищаемой линии через трансформаторы тока и напряжения, поэтому уставки срабатывания реле сопротивления должны задаваться во вторичных сопротивлениях. Вторичное сопротивление:

$$Z_{\text{с.р}} = Z_{\text{с.з}} \cdot \frac{n_{\text{ТА}}}{n_{\text{ТВ}}}, \quad (5.12)$$

где $n_{\text{ТА}}$ и $n_{\text{ТВ}}$ – коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения соответственно.

Коэффициент трансформации трансформатора тока ТФНД-110М = $300/5 = 60$.

Коэффициент трансформации трансформатора напряжения НКФ – 110 – 83У1 = $110000/100 = 1100$.

$$Z_{\text{с.р4}}^{\text{I}} = Z_{\text{с.34}}^{\text{I}} \cdot \frac{n_{\text{ТА}}}{n_{\text{ТВ}}} = 18,87 \cdot \frac{60}{1100} = 1,03 \text{ Ом}.$$

Вторичное сопротивление второй ступени.

Коэффициент трансформации трансформатора тока ТФНД-35 = $600/5 = 120$.

Коэффициент трансформации трансформатора напряжения ЗНОМ–35 - 65У1= 35000/100 = 350.

$$Z_{с.р4}^{II} = Z_{с.з.4}^{II} \cdot \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}} = 36,45 \cdot \frac{120}{350} = 12,49 \text{ Ом.}$$

Вторичное сопротивление третьей ступени.

Коэффициент трансформации трансформатора тока ТШЛМ-10= 1000/5 = 200.

Коэффициент трансформации трансформатора НАМИ–10= 10000/100 = 1000

$$Z_{с.р4}^{III} = Z_{с.з.4}^{III} \cdot \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}} = 60,88 \cdot \frac{200}{1000} = 12,176 \text{ Ом.}$$

5.3 Расчет и анализ резервной токовой защиты

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 [12].

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 [12].

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 $U_б = 230 \text{ кВ}$.

Так как параметры для расчета сопротивлений обратной последовательности элементов не заданы, можно принять, $x_{\text{прям}} = x_{\text{обрат}}$ для всех элементов.

Схема замещения нулевой последовательности.

Сопротивления трансформатора

$$x_{TB} = \frac{(U_{KB-H}\% + U_{KB-C}\% - U_{KC-H}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}} = \frac{21,5}{200} \cdot \frac{115^2}{115} = 12,36 \text{ Ом}, \quad (5.13)$$

$$x_{TC} = \frac{(U_{KB-C}\% + U_{KC-H}\% - U_{KB-H}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}} = \frac{0}{200} \cdot \frac{115^2}{115} = 0, \quad (5.14)$$

$$x_{TH} = \frac{(U_{KB-H}\% + U_{KC-H}\% - U_{KB-C}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}} = \frac{14,5}{200} \cdot \frac{115^2}{115} = 8,34 \text{ Ом}. \quad (5.15)$$

Сопротивления нулевой последовательности трансформаторов равны сопротивлениям прямой последовательности $x_T^0 = x_T$.

Сопротивления линий

$$x_L^0 = x_{уд}^0 \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_{cp}^2}, \quad (5.16)$$

где U_{cp} – среднее напряжение элемента системы, кВ;

$x_{уд}^0$ – удельное индуктивное сопротивление токам нулевой последовательности, Ом/км.

$$x_{Л1}^0 = 1,305 \cdot 60 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 52,2 \text{ Ом}.$$

Аналогично в программе Microsoft Excel рассчитаем сопротивления линий Л2 – Л6, результаты сводим в таблицу 5.2

Таблица 5.2 - Сопротивления линий

Линия	Длина, км	U_6, U_{cp} , кВ	$x_{уд}^0$, Ом/км	x_L^0 , Ом	x_L , Ом
Л1	60	115	1,305	52,2	26,64
Л2	50	115	1,305	65,25	22,2
Л3	45	115	1,305	58,73	19,98
Л4	50	115	1,305	65,25	22,2
Л5	60	115	1,305	52,2	26,64
Л6	70	115	1,305	91,35	31,08

Сопротивления систем:

$$\begin{aligned} x_{c1.max}^0 &= x_{c1.max} = 44,08 \text{ Ом}, \\ x_{c1.min}^0 &= x_{c1.min} = 50,67 \text{ Ом}, \\ x_{c2.max}^0 &= x_{c2.max} = 52,9 \text{ Ом}, \\ x_{c2.min}^0 &= x_{c2.min} = 60,8 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

В качестве расчетного режима принимаем минимальный режим, так как в этом режиме имеет место минимальное значение тока, проходящего в месте установки защиты.

5.4 Расчет ТЗНП

Расчет I ступени ТЗНП.

Ток срабатывания I ступени защиты без выдержки времени выбирается по условиям отстройки от $3I_0$, проходящего в месте установки защиты при КЗ на землю на шинах противоположенной подстанции в максимальном режиме энергосистемы

$$I_{с.з.4}^I = k_{отс} \cdot 3I_0, \quad (5.17)$$

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

КЗ на землю может быть двух видов: однофазное КЗ на землю и двухфазное КЗ на землю, соответственно появляются два условия:

$$I_{с.з.4}^I = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0^{(1)}, \quad (5.18)$$

$$I_{с.з.4}^I = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0^{(1,1)}. \quad (5.19)$$

Для определения нулевых токов применяем метод прямого моделирования. Составляем комплексные схемы, которые состоят из схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Все схемы замещения расчетов токов КЗ на Workbench приведены в приложении В.

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 481,3 \text{ А},$$

$$I_0^{(1,1)} = 851,2 \text{ А}.$$

Из двух условий выбирается больший ток, и для этого значения рассчитывается ток срабатывания I ступени:

$$I_{с.з.4}^I = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 851,2 = 3319,68 \text{ А}.$$

Первая ступень работает без выдержки времени.

Расчет II ступени ТЗНП.

II ступень должна отстраиваться от быстродействующих защит смежных присоединений, то есть необходимо отстроиться от первой ступени ТЗНП линии Л5.

Необходимо рассчитать ток срабатывания I ступени линии Л5 – $I_{с.3.5}^I$, затем по условию согласования с $I_{с.3.5}^I$ рассчитать ток срабатывания II ступени линии Л4.

Все схемы замещения расчетов токов КЗ на Workbench приведены в приложении В.

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 270,6 \text{ А,}$$

$$I_0^{(1,1)} = 289,2 \text{ А.}$$

Из двух условий выбирается больший ток, и для этого значения рассчитывается ток срабатывания I ступени

$$I_{с.3.5}^I = k_{отс} \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 289,2 = 1127,88 \text{ А.}$$

Ток срабатывания второй ступени защиты линии Л4:

$$I_{с.3.4}^{II} = k_{отс} \cdot K_{т.л4} \cdot I_{с.3.5}^I, \quad (5.20)$$

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

$I_{л4}$ и $I_{л5}$ – токи КЗ, протекающие через комплекты защит линий Л4 и Л5 соответственно, А.

$$I_{с.3.3}^{II} = k_{отс} \cdot 3I_0 = 1,1 \cdot 3 \cdot 298,3 = 984,39 \text{ А.}$$

Чувствительность II ступени ТЗНП проверяется по однофазному КЗ в конце защищаемой линии

$$k_{ч} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{с.3.4}^{II}} \geq 1,5, \quad (5.21)$$

$$k_{ч} = \frac{3 \cdot 481,3}{984,39} = 1,48.$$

Чувствительность не удовлетворительная, это означает что II ступень ненадежно защищает конец линии Л4, поэтому ТЗНП должна отстраиваться от II ступени линии Л5.

Определяем ток срабатывания первой I защиты линии Л6. Для определения нулевых токов применяем метод прямого моделирования. Составляем комплексные схемы, которые состоят из схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Все схемы замещения расчетов токов КЗ на Workbench приведены в приложении В.

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 196 \text{ А,}$$

$$I_0^{(1,1)} = 187,3 \text{ А.}$$

Из двух условий выбирается больший ток, и для этого значения рассчитывается ток срабатывания I ступени

$$I_{с.з.6}^I = k_{отс} \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 196 = 764,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания второй ступени защиты линии Л4:

$$I_{с.з.4}^{II} = k_{отс} \cdot 3I_0 = 1,1 \cdot 3 \cdot 155,6 = 513,48 \text{ А.}$$

Проверка чувствительности второй ступени.

Чувствительность II ступени ТЗНП проверяется по однофазному КЗ в конце защищаемой линии в минимальном режиме энергосистемы.

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{с.з.4}^{II}} \geq 1,5, \quad (5.22)$$

$$k_{ч} = \frac{3 \cdot 270,6}{513,48} = 1,58 > 1,5.$$

Чувствительность удовлетворительна.

Выдержка времени II ступени.

Выдержка времени второй ступени принимается равной ступени селективности

$$t_{с.з.4}^{II} = \Delta t.$$

Обычно $\Delta t = 0,35 - 0,5 \text{ с.}$

Расчет III ступени ТЗНП.

III ступень отстраивается от тока небаланса возникающего в фильтре $3I_0$, к которому подключается ТЗНП. Наибольшее значение ток небаланса имеет при

протекании тока трехфазного КЗ, точка КЗ берется на противоположной подстанции.

Составляется схема замещения прямой последовательности для трехфазного КЗ. Амперметр размещается в месте установки защиты линии Л4.

$$I_{с.з.4}^{III} = k_{отс} \cdot k_{пер} \cdot I_{нб}, \quad (5.23)$$

где $k_{отс}=1,25$ – коэффициент отстройки;
 $k_{пер}=1$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме;
 $I_{нб}$ – ток небаланса.

$$I_{нб} = I_{к} \cdot \varepsilon \cdot k_A \cdot k_{одн}, \quad (5.24)$$

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

$$I_{нб} = 555,7 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 27,79 \text{ А},$$

$$I_{с.з.4}^{III} = 1,25 \cdot 1 \cdot 27,79 = 34,73 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{с.з.4}^{III}}, \quad (5.25)$$

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

III ступень должна надежно чувствовать КЗ на землю в конце смежной линии. Составляется комплексная схема для однофазного КЗ в конце линии Л5. Амперметр располагается в месте установки ТЗНП Л4. Энергосистема в минимальном режиме.

Все схемы замещения расчетов токов КЗ на Workbench приведены в приложении В.

В результате моделирования получаем:

$$I_0^{(1)} = 133,6 \text{ А},$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{\text{с.3.4}}^{\text{III}}} \geq 1,2, \quad (5.26)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 133,6}{34,73} = 11,54 > 1,2.$$

Чувствительность удовлетворительная.

Выдержку времени III ступени принимаем по встречно-ступенчатому принципу на ступень селективности больше выдержки времени III ступени смежной линии. Так как данных о выдержках времени нет, принимаем:

выдержка времени III ступени Л6:

$$t_{\text{с.36}}^{\text{III}} = 0,5 \text{ с},$$

выдержка времени III ступени Л5:

$$t_{\text{с.35}}^{\text{III}} = t_{\text{с.36}}^{\text{III}} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8 \text{ с},$$

выдержка времени III ступени Л4:

$$t_{\text{с.34}}^{\text{III}} = t_{\text{с.35}}^{\text{III}} + \Delta t = 0,8 + 0,3 = 1,1 \text{ с}.$$

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.

Все схемы замещения расчетов токов КЗ на Workbench приведены в приложении В.

$$i_{\text{с.р}}^I = \frac{I_{\text{с.3}}}{\eta_{\text{ТА}}}, \quad (5.27)$$

где $\eta_{\text{ТА}}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Коэффициент трансформации трансформатора тока ТФНД $n_{\text{ТА}} = 300/5 = 60$.

$$i_{\text{с.р}}^I = \frac{3319,68}{60} = 55,32 \text{ А},$$

$$i_{\text{с.р}}^{\text{II}} = \frac{1127,88}{60} = 18,798 \text{ А},$$

$$i_{\text{с.р}}^{\text{III}} = \frac{34,73}{60} = 0,58 \text{ А}.$$

6 Специальная часть. Схема цепей оперативного переменного тока

6.1 Общие положения

Совокупность источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет систему оперативного тока данной электроустановки. Оперативный ток на подстанциях служит для питания вторичных устройств, к которым относятся оперативные цепи защиты, автоматики и телемеханики, аппаратура дистанционного управления, аварийная и предупредительная сигнализация. При нарушениях нормальной работы подстанции оперативный ток используется также для аварийного освещения и электроснабжения электродвигателей (особо ответственных механизмов).

Проектирование установки оперативного тока сводят к выбору рода тока, расчету нагрузки, выбору типа источников питания, составлению электрической схемы сети оперативного тока и выбору режима работы.

К системам оперативного тока предъявляют требования высокой надежности при коротких замыканиях и других ненормальных режимов в цепях главного тока.

Оперативный ток может быть постоянным или переменным.

Независимым источником оперативного тока являются аккумуляторные батареи.

Источники переменного оперативного тока – используют энергию защищаемого объекта. При выполнении переменного оперативного питания в качестве источников служат трансформаторы тока и трансформаторы напряжения.

Преимущества источников переменного оперативного тока:

- более низкая стоимость;
- отсутствие разветвленной сети оперативного тока.

Недостатки:

- колебания выходного напряжения выше, чем для источников постоянного оперативного тока, особенно в момент короткого замыкания. Для электромеханических реле это не имеет существенного значения, а для аналоговых и микроэлектронных – может привести к неправильной работе.

- резкое снижение напряжения собственных нужд при включении выключателя на близкое короткое замыкание.

Трансформаторы тока являются самым надежным источником оперативного тока. При питании оперативных цепей от трансформаторов тока оперативным током является ток короткого замыкания, проходящий по его вторичной обмотке. Величина этого тока при правильно выбранных параметрах всегда обеспечивает надежное действие защиты и отключение выключателя.

Трансформаторы напряжения не могут служить источником оперативного тока для непосредственного питания защиты от коротких замыканий, поскольку

при коротких замыканиях напряжение снижается и может оказаться недостаточным для отключения выключателя. Поэтому трансформаторы напряжения используются как источники оперативного тока для защиты от однофазных замыканий на землю в сети с изолированной нейтралью, когда ток замыкания на землю мал, а междуфазные напряжения имеют нормальную величину, а также для питания цепей газовой защиты трансформаторов, когда при некоторых видах внутренних повреждений ток короткого замыкания может иметь недостаточную величину для отключения выключателя, а напряжение оставаться достаточно высоким. Кроме того, трансформаторы напряжения могут использоваться как источник питания зарядных устройств.

Для выполнения релейной защиты линий, трансформаторов, генераторов и другого оборудования на переменном оперативном токе применяется несколько способов.

Первый способ состоит в использовании реле прямого действия типов РТМ, РТВ, РНМ, РНВ. Воспринимающие органы этих реле питаются от трансформаторов тока и напряжения, а исполнительные органы действуют непосредственно на отключение выключателей без посредства оперативного тока. С помощью реле прямого действия выполняются максимальные токовые защиты с зависимой характеристикой времени срабатывания и токовые отсечки мгновенного действия, а также защита минимального напряжения. При выполнении указанных защит этому способу следует отдавать предпочтение как наиболее простому и экономичному.

Второй способ состоит в питании реле и отключающих катушек выключателей переменным током непосредственно от трансформаторов тока и напряжения. Этот способ применяется с использованием реле косвенного действия типов РТ-85, РТ-86, РТ-95, ЭВ-215, ЭВ-245, РВМ-12, РВМ-13, РП-321, РП-341, выпускаемых специально для работы на переменном оперативном токе. Применение указанных реле обеспечивает возможность выполнения не только максимальных токовых защит, но также направленных, дифференциальных и других сложных защит.

Третий способ состоит в том, что получаемый от тех же источников переменный оперативный ток выпрямляется специальными выпрямительными устройствами (блоками питания) и питание реле и отключающих катушек выключателей производится постоянным (выпрямленным) током, так же как от аккумуляторной батареи. Этот способ обеспечивает выполнение практически всех видов защиты и автоматики.

Четвертый способ состоит в том, что питание отключающих катушек выключателей производится от специальных устройств, которые в нормальном режиме запасают энергию путем заряда конденсаторов. При срабатывании защиты энергия, запасенная в предварительно заряженных конденсаторах, используется для работы отключающих катушек выключателей.

6.2 Система переменного оперативного тока

Классификация систем оперативного тока на электрических подстанциях.

Применяются следующие системы оперативного тока на подстанциях:

1) постоянный оперативный ток - система питания оперативных цепей, при которой в качестве источника питания применяется аккумуляторная батарея;

2) переменный оперативный ток - система питания оперативных цепей, при которой в качестве основных источников питания используются измерительные трансформаторы тока защищаемых присоединений, измерительные трансформаторы напряжения, трансформаторы собственных нужд. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия используются предварительно заряженные конденсаторы;

3) выпрямленный оперативный ток - система питания оперативных цепей переменным током, в которой переменный ток преобразуется в постоянный (выпрямленный) с помощью блоков питания и выпрямительных силовых устройств. В качестве дополнительных источников питания импульсного действия могут использоваться предварительно заряженные конденсаторы;

4) смешанная система оперативного тока - система питания оперативных цепей, при которой используются разные системы оперативного тока (постоянный и выпрямленный, переменный и выпрямленный).

В системах оперативного тока различают:

- зависимое питание, когда работа системы питания оперативных цепей зависит от режима работы данной электроустановки (электрической подстанции);

- независимое питание, когда работа системы питания оперативных цепей не зависит от режима работы данной электроустановки.

При переменном оперативном токе наиболее простым способом питания электромагнитов отключения выключателей является непосредственное включение их во вторичные цепи трансформаторов тока (схемы с реле прямого действия или с дешунтированием электромагнитов отключения при срабатывании защиты). При этом предельные значения токов и напряжений в токовых цепях защиты не должны превышать допустимых значений, а токовые электромагниты отключения (реле типов РТМ, РТВ или ТЭО) должны обеспечивать необходимую чувствительность защиты в соответствии с требованиями ПУЭ. Если эти реле не обеспечивают необходимой чувствительности защиты, питание цепей отключения производится от предварительно заряженных конденсаторов.

На подстанциях с переменным оперативным током питание цепей автоматики, управления и сигнализации производится от шин собственных нужд через стабилизаторы напряжения.

Источниками переменного оперативного тока являются трансформаторы собственных нужд и измерительные трансформаторы тока и напряжения, осуществляющие питание вторичных устройств непосредственно или через промежуточные звенья – блоки питания, конденсаторные устройства. Переменный оперативный ток распределяется централизованно и, следовательно, при его использовании не требуется сложной и дорогой распределительной сети.

Однако зависимость питания вторичного оборудования от наличия напряжения в основной сети, недостаточная мощность самих источников (измерительные трансформаторы тока и напряжения) ограничивает область применения оперативного переменного тока.

Трансформаторы тока служат надежными источниками для питания за-щит от коротких замыканий; трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд могут служить источниками для защит от повреждений и ненормальных режимов, не сопровождающихся глубокими понижениями напряжения, когда не требуется высокой стабильности напряжения и допустимы перерывы в питании.

Стабилизаторы напряжения предназначены для:

1) поддержания необходимого напряжения оперативных цепей при работе АЧР, когда возможно одновременное снижение частоты и напряжения;

2) разделения оперативных цепей и остальных цепей собственных нужд подстанции (освещение, вентиляция, сварка и т.д.), что существенно повышает надежность оперативных цепей.

Области применения различных систем оперативного тока.

Постоянный оперативный ток применяется на подстанциях 110-220 кВ со сборными шинами этих напряжений, на подстанциях 35-220 кВ без сборных шин на этих напряжениях с масляными выключателями с электромагнитным приводом, для которых возможность включения от выпрямительных устройств не подтверждена заводом-изготовителем.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях 35/6(10) кВ с масляными выключателями 35 кВ, на подстанциях 35/6(10) и 110/35/6(10) кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда выключатели 6(10)-35 кВ оснащены пружинными приводами.

Выпрямленный оперативный ток должен применяться: на подстанциях 35/6(10) кВ с масляными выключателями 35 кВ, на подстанциях 35/6(10) кВ и 110/35/6(10) кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда выключатели оснащены электромагнитными приводами; на подстанциях 110 кВ с малым числом масляных выключателей на стороне 110 кВ.

Смешанная система постоянного и выпрямленного оперативного тока применяется для уменьшения емкости аккумуляторной батареи за счет применения силовых выпрямительных устройств для питания цепей электромагнитов включения масляных выключателей. Целесообразность применения этой системы должна быть подтверждена технико-экономическими расчетами.

Смешанная система переменного и выпрямленного оперативного тока применяется: для подстанций с переменным оперативным током при установке на вводах питания выключателей с электромагнитным приводом, для питания электромагнитов включения которых устанавливаются силовые выпрямительные устройства; для подстанций 35-220 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения, когда не обеспечивается надежная работа защит от блоков питания

при трехфазных коротких замыканиях на стороне среднего или высшего напряжения.

В этом случае защита трансформаторов выполняется на переменном токе с использованием предварительно заряженных конденсаторов, а остальных элементов подстанции – на выпрямленном оперативном токе.

6.3 Расчет токов КЗ и выбор защитных аппаратов

Цепи управления и сигнализации выключателей от возможных коротких замыканий, вызываемых чаще всего повреждением обмоток реле и аппаратов, нарушением изоляции проводов и жил контрольных кабелей на «землю» и между собой, ошибками персонала во время работы в действующих цепях и т.п., защищаются предохранителями и автоматами с электромагнитными расцепителями. Силовые цепи выключателей защищаются, как правило, предохранителями. От правильного выбора плавких вставок предохранителей и уставок электромагнитных расцепителей автоматов зависит надежность работы не только выключателей, но и всей электроустановки в целом. Заниженный ток срабатывания защитных элементов может привести к ложному обесточиванию цепей управления в процессе проведения нормальных операций включения или отключения выключателей. И наоборот, их недопустимое загробление повышает вероятность отказа защиты при коротких замыканиях в удаленных точках защищаемого участка цепи.

Нарушение требования селективности приводит к необоснованному полному обесточиванию сети оперативного тока нескольких участков при коротком замыкании в пределах одного из них.

К применению допускаются только закрытые трубчатые предохранители типов ППТ, ПР-2 с калиброванными плавкими вставками.

В процессе включения и отключения выключателя кратковременно за счет потребления электромагнитов управления, контакторов реле величина тока возрастает и достигает своего наибольшего значения. В остальное время по цепям управления проходит незначительный ток, обусловленный лишь питанием реле контроля оперативных цепей и защиты.

Номинальный ток плавких вставок определяется по формуле:

$$I_{\text{ном.в}} = \frac{I_{\text{расч}}}{k}, \quad (6.1)$$

где $I_{\text{ном.в}}$ – номинальный ток плавкой вставки, А;

$I_{\text{расч}}$ – наибольший кратковременный ток в процессе включения и отключения выключателя, А;

k – коэффициент, учитывающий кратковременность прохождения тока $I_{\text{расч}}$, равный 2,5.

Выбранную плавкую вставку необходимо проверить по условию надежного сгорания при КЗ в наиболее удаленной точке цепей управления.

Величина тока КЗ определяется по формуле:

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{U_{\text{ш}}}{R_{\text{в}} + R_{\text{КЗ}}}, \quad (6.2)$$

где $U_{\text{ш}}$ – напряжение на шинах установки постоянного тока, В;

$R_{\text{в}}$ – внутреннее сопротивление источника постоянного тока, Ом;

$R_{\text{КЗ}}$ – сопротивление цепи до места КЗ, Ом.

Надежное срабатывание плавкой вставки будет обеспечено, если отношение:

$$\frac{I_{\text{КЗ}}}{I_{\text{НОМ.В}}} \geq 10. \quad (6.3)$$

Номинальный ток плавкой вставки предохранителей цепей сигнализации принимается в 1,1-1,2 раза больше длительного максимального тока нагрузки защищаемых цепей:

$$I_{\text{НОМ.В}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{расч}}, \quad (6.4)$$

где $I_{\text{расч}}$ – длительный максимальный ток нагрузки цепей сигнализации, А;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент запаса, учитывающий неоднородность металла и старение плавкой вставки.

Определяем номинальный ток плавких вставок:

$$I_{\text{НОМ.В}} = \frac{40}{2,5} = 16 \text{ А.}$$

Выбираем предохранитель типа ПР-2-60(предохранитель разборный) с номинальным током плавкой вставки 20 А.

Проверка плавкой вставки по условию надежного сгорания.

Протяженность кабелей цепей оперативного тока до самой дальней точки КЗ составляет 50 м. Тип кабеля – ВВГнг-2×2,5 сечением 2,5мм².

Сопротивление кабеля:

$$R = 2 \cdot \frac{0,0175 \cdot 10^{-6} \cdot 50}{2,5 \cdot 10^{-6}} = 0,7 \text{ Ом.}$$

Величина тока КЗ:

$$I_{\text{КЗ}} = \frac{200}{0,7} = 285,7 \text{ А,}$$

$$\frac{285,7}{20} = 14 \geq 10,$$

т.е., надежное срабатывание плавкой вставки обеспечено.

Для цепей сигнализации выбираем предохранители ППТ-10ХЗ (предохранитель плавкий трубчатый) с номинальным током плавкой вставки 10 А.

7 Экономическая часть

7.1 Бизнес план строительства подстанции «Жангиз -Тобе»

Резюме

Целью технико-экономического обоснования является расчет экономической эффективности строительства подстанции «Жангиз-Тобе» 110/35/10 кВ.

Для строительства подстанции, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается ТОО «ВК РЭК», чтобы создать конкуренцию на розничном рынке по передаче электроэнергии.

Основной задачей расчёта являются определение экономической эффективности проекта, включающей в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта

В состав подстанции входят два трансформатора напряжением 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА, закрытые распределительные устройства на 110,35, 10 кВ.

Капиталовложения в подстанцию: 1266 млн. тенге.

Срок окупаемости подстанции: 2 года.

Анализ рынка сбыта

В связи с выявленным дефицитом в электроснабжении потребителей рассматриваемого района, предполагается, что сооружение межсистемной связи позволит ТОО «ВК РЭК» реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Потребителями проектируемой подстанции являются коммунально-бытовые и производственные цеха с различными нагрузками, которые покрывает данная подстанция во время максимальных нагрузок.

Тарифы на электроэнергию

Для стоимостной оценки результата реконструкции ПС используются действующий тариф на электроэнергию для Восточно-Казахстанской области 14,22 тенге/кВт.

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

План производства

В соответствии со строительными нормами срок реконструкции ПС «Жангиз-Тобе» принят равным 12 месяцам.

Годовой объём передаваемой электроэнергии подстанции «Жангиз-Тобе» составляет около 141,75млн. кВт·ч. Объём передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов суммарной мощностью 50 МВА, коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,9$, коэффициента

загрузки $K_3 = 0,7$ и планируемого количества часов использования максимума загрузки для данной подстанции, которое составляет 4500 часов.

Проект производства работ на сооружение подстанции разрабатывается на основе следующих исходных материалов:

- утвержденного проектного задания;
- рабочих чертежей и смет;
- директивных сроков строительства;
- проекта организации строительства (ПОС);
- планов по закупки изделиями, конструкциями, материалами;
- данных о наличии машин и механизмов;
- данных о рабочих кадрах и организационной структуре строительства;
- принятой в проекте транспортной схемы;
- метеорологических, почвенно-грунтовых и гидрологических условий строительства;
- типовых технологических карт;
- схем комплексной механизации отдельных процессов;
- типовых монтажных приспособлений и оснастки;
- исполнительных схем прохождения подземных коммуникаций для реконструируемых подстанций (кабели, заземления, маслостоки, водопровод, канализация).

Юридический план

Строительство и эксплуатация рассматриваемых энергообъектов осуществляется за счет привлечения собственных средств организации.

100% акций подстанции принадлежат АО «ВК РЭК».

Схема выплаты процентов за кредит принимаем из расчета 12 % годовых, начиная с первого года эксплуатации. Кредит на строительство подстанции берется в КаспиБанке

Организационный план

Организационная структура управления производством проектируемого энергообъекта принята цеховая. Ремонт части оборудования, арматуры и токопроводов выполняется силами персонала подстанции, включаемого в штатное расписание. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

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

Проект производства работ на сооружение подстанции разрабатывается на основе следующих исходных материалов: рабочих чертежей и смет, утвержденного проектного задания, данных о рабочих кадрах и организационной структуре строительства, метеорологических, почвенно-грунтовых и гидрологических условий строительства, исполнительных схем прохождения подземных коммуникаций для реконструируемых подстанций (кабели, заземления, водопровод, канализация).

Организационная структура управления: Генеральный Директор ТОО «Батыс нергопром», Исполнительный Директор, Главный бухгалтер, Руководитель Проектно-технического отдела, Главный инженер, Руководитель эксплуатационно-технического отдела, Старший Мастер.

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.

7.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП

Определение капитальных вложений в строительство подстанции

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

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

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования

$$K_{П/СТ} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{пост}) \cdot \alpha_p, \quad (7.1)$$

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;

$K_{пост}$ – 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, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов.

Таблица 7.1 - Капитальные вложения в распределительные устройства

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
1	2	3	4
Выключатель 110кВ	3	7,45	22,35
Выключатель 35кВ	6	4,2	25,2
Выключатель 10кВ	3	1,55	4,65
Разъединитель 110 кВ	10	1,46	14,6
Разъединитель 35кВ	10	1,15	11,5
Разъединитель 10кВ	2	1,25	2,5
Трансформаторы тока 110 кВ	10	0,18	1,8
Трансформаторы тока 35кВ	6	0,17	1,02
Трансформаторы тока 10кВ	3	0,15	0,45
Трансформатор напряжения 110кВ	2	0,15	0,3
Трансформатор напряжения 10кВ	2	0,11	0,22
Ограничители перенапряжений 110кВ	4	0,85	3,4
Ограничители перенапряжений 35кВ	2	0,63	1,26
Ограничители перенапряжений 10кВ	2	0,57	1,14
Итого			90,39

Таблица 7.2 - Капитальные вложения в подстанцию (РЗ и А)

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
1	2	3	4

Продолжение таблицы 7.2

Шкаф релейной защиты линии 110 кВ фирмы «ABB»	2	4,3	8,6
Шкаф релейной защиты линии 35кВ фирмы «ABB»	6	4,3	25,8
Шкаф релейной защиты АТ фирмы «ABB»	2	7,5	15
Итого			49,4

Таблица 7.3 - Капитальные вложения в силовые трансформаторы

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
1	2	3	4
Трансформатор ТДТН – 25000/110/35/10	2	150	300

Постоянная часть капитальных вложений ($K_{\text{пост}}$)=120 млн. тенге.

Капитальные вложения по подстанции

$$K_{\text{ПС}} = 90,39 + 300 + 49,4 + 120 = 559,79 \text{ млн. тенге.}$$

Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей

Стоимость сооружения ЛЭП определяется основными ее параметрами: напряжением, типом опор, маркой проводов и конструкцией фазы, районом строительства, характеристикой трассы и климатическими условиями.

Зная стоимость 1 км воздушных линий и их длину L, находят затраты на сооружение линии

$$K_{\text{ЛЭП}} = K \cdot L, \quad (7.2.)$$

где K – удельные капитальные затраты на сооружение ВЛ, учитывающие затраты на провод, опоры, строительные-монтажные работы;

L - протяженность ВЛ.

Все расчеты капиталовложений в линии электропередач сводятся в форму таблицы 7.4

Таблица 7.4 – Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км.длины линии, млн.тенге	Общая стоимость линии, млн.тенге (с учетом рем.баз и линий связи)
ВЛ110кВ	25	5,65	141,25
ВЛ 35кВ	100	5,65	565
Итого			706,25

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составляют

$$K_{ЭС} = K_{ПС} + K_{ЛЭП}, \quad (7.3)$$

$$K_{ЭС} = 706,25 + 559,79 = 1266 \text{ млн. тенге.}$$

7.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{об/рем}, \quad (7.4)$$

где $I_{ам}$ – ежегодные издержки на амортизацию, тенге;

$I_{об/рем}$ – издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге.

$$I_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{ПС}, \quad (7.5)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию, %;

$$I_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{ПС}, \quad (7.6)$$

где $\alpha_{об/рем}$ – нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, % (в таблице 7.5).

Показатели стоимости ОРУ 110, 35кВ и КРУ 10 кВ учитывают установленное оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ОПН), панели управления защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей ОПУ и др., а также строительный и монтажные работы.

Расчет эксплуатационных издержек сводится в таблицу 7.5.

Таблица 7.5 – Расчет эксплуатационных издержек по подстанции

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге.	$\alpha_{ам}, \%$	$\alpha_{об/рем}, \%$	$I_{ам},$ млн. тенге	$I_{об/рем},$ млн. тенге	$I_{экс},$ млн. тенге
ОРУ 110кВ	90,85	6,7	2,5	6,09	2,27	8,36
ОРУ 35кВ	104,87	6,7	2,5	7,03	2,62	9,65
ОРУ 10 кВ	48,98	6,7	2,5	3,28	1,22	4,5
Трансформаторы	316	5	3	15,8	9,48	25,28
Итого:				32,2	15,59	47,79

Таблица 7.6 – Расчет эксплуатационных издержек в ЛЭП

Элемент	Капитальные вложения,	$\alpha_{ам}, \%$	$\alpha_{об/рем}, \%$	$I_{ам},$ млн. тенге	$I_{об/рем},$ млн. тенге	$I_{экс},$ млн. тенге
ВЛ 110кВ	141,25	2,0	0,8	2,83	1,13	3,96
ВЛ 35кВ	565	2,0	0,8	11,3	4,52	15,82
Итого:				14,13	5,65	19,78

Таким образом ежегодные издержки на амортизацию составляют

$$I_{ам} = I_{ам.ПС} + I_{ам.ЛЭП}, \quad (7.7)$$

$$I_{ам} = 32,2 + 14,13 = 46,33 \text{ млн. тенге.}$$

7.4 Расчет себестоимости и прибыли на передачу электроэнергии

Для подстанции составляющими эксплуатационных расходов являются:

- энергия на хозяйственные нужды (обогрев помещений, монтерских пунктов, освещение всех зданий, помещений предприятия, ремонтных баз);
- ремонт (капитальные, текущие ремонты и техобслуживание оборудования, нуждающегося в данном виде ремонта согласно графику);
- энергия на компенсацию технических потерь;
- материалы на эксплуатацию (в эту статью включаются затраты, связанные с техническим обслуживанием энергооборудования и транспорта,

материалы, инструменты, приспособления основного и вспомогательного производств, материалы на обеспечение санитарно-гигиенических требований и техники безопасности, поддержание зданий в рабочем состоянии, ГСМ);

- расходы на оплату труда (складываются из оплаты труда производственного и административного персонала);
- износ основных средств;
- командировочные расходы (командировочные расходы для административного и производственного персонала);
- канцелярские расходы;
- охрана труда (любая компания нуждается в спецодежде, обуви и комплектах, необходимых по требованиям охраны труда);
- поверка приборов (необходима поверка рабочих и исходных эталонов);
- страхование от несчастных случаев (страхование в РК обязательно – выбирается только вид страхования);
- переработка электроэнергии тяговыми подстанциями;
- типографские расходы (эта статья складывается из закупки бланков различной отчетности и повседневного пользования (журналов, карточек, ведомостей, актов, инструкций, правил, заявок));
- подготовка кадров (складывается из сумм договоров тех организаций, куда на повышение квалификации ездят работники компании);
- расходы на экологию (эта статья содержит расходы, связанные с выбросами в атмосферу вредных веществ от использования ГСМ транспортом компании, с загрязнением среды твердо-бытовыми отходами и т.д.);
- услуги связи (абонентская плата за телефон, оплата междугородних и международных переговоров, оплата высокочастотной связи);
- расходы на коммунальные услуги (стоимость холодной воды и канализации, вывоз мусора, тепловая энергия);
- налоговые платежи;
- расходные материалы для вычислительной и оргтехники (сюда включается закупка картриджей, барабанов, тонеров, запчастей);
- услуги банка (комиссионные за проведение зарплат, командировочных, операций с расчетными счетами и т.д. в размере установленного процента с сумм оборота);
- услуги почтамта (за пересылку корреспонденции, писем, деловой переписки и др. почтамт согласно договору выставляет счет).

Себестоимость электроэнергии определится из выражения:

$$S = \frac{\sum I}{\mathcal{E}}, \quad (7.8)$$

где $\sum I$ – суммарные издержки;

\mathcal{E} – объем отпущенной электроэнергии.

$$\sum I = I_{ам} + I_{др}, \quad (7.9)$$

где $I_{ам}$ – ежегодные издержки на амортизацию (составляют 45% от общих затрат);

$I_{др}$ – прочие издержки (составляют 55% от общих затрат).

$$I_{др} = \frac{46,33 \cdot 0,55}{0,45} = 56,63 \text{ млн. тенге,}$$

$$\sum I = 56,63 + 46,33 = 102,96 \text{ млн. тенге.}$$

Объем выпущенной электроэнергии определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = n \cdot P \cdot \cos \varphi \cdot K_3 \cdot T_{max}, \quad (7.10)$$

где P – мощность трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

T_{max} – число часов максимума нагрузки.

$$\mathcal{E} = 2 \cdot 25 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4500 = 141,75 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда себестоимость составит:

$$S = \frac{102,96}{141,75} = 0,73 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Стоимость электроэнергии:

$T = 14,22$ тенге/кВт · ч – тариф за электроэнергию в Восточно-Казахстанской области.

$T_{ЭПО} = 5,5$ тенге/кВт · ч – тариф за электроэнергию, установленный энергопроизводящей организацией;

$T_{КЕГОС} = 1,685$ тенге/кВт · ч – тариф АО «КЕГОС» за передачу электроэнергии;

$T_{РЭК} = 3,3$ тенге/кВт · ч – тариф РЭК за передачу электроэнергии.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит:

$$V_{реал} = \mathcal{E} \cdot T, \quad (7.11)$$

$$V_{реал} = 141,75 \cdot 14,22 = 2680 \text{ млн. тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты:

Выплаты энергопроизводящим предприятиям:

$$V_{ЭПО} = 141,75 \cdot 5,5 = 780 \text{ млн. тенге.}$$

Выплаты KEGOC:

$$V_{KEGOC} = 141,75 \cdot 1,685 = 239 \text{ млн. тенге.}$$

Выплаты региональной компании:

$$V_{РЭК} = 141,75 \cdot 3,3 = 468 \text{ млн. тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии:

$$П = 4,68 - 0,78 - 0,239 - 0,468 = 3,193 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$ЧП = 3,193 \cdot 0,8 = 2,55 \text{ млн. тенге.}$$

30% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств:

$$ЧП_{инв} = 0,3 \cdot 2,55 = 765 \text{ млн. тенге.}$$

7.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

ЧПС "Чистая приведенная стоимость"

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. 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:

$$ЧПС = \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1+r)^n} - I_c, \quad (7.12)$$

где I_c – инвестиции в данный проект, млн. тенге,

r – ставка дисконтирования, $r = 15\%$.

n – время реализации проекта, год.

Денежный поток определяется по формуле:

$$CF = ЧП_{инв} + I_{ам} \quad (7.13)$$

$$CF = 765 + 46,33 = 811,33 \text{ млн. тенге.}$$

Лучшим инвестиционным проектом, по данному методу, будет считаться тот у которого:

ЧПС > 0 и по максимальной его величине, следовательно фирма получает дополнительную рыночную стоимость.

ЧПС = 0, то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых налогов.

ЧПС < 0, то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается.

Принимается, что CF не изменяется со временем. Расчет сводится в таблицу 7.7

Таблица 7.7 – Расчет ЧПС

Год	CF , млн. тенге	$\frac{1}{(1+r)^n}$, млн.тенге	ЧПС, млн. тенге	Кэс, млн. тенге
0				-1266
1	811,33	705,50	-560,50	
2	811,33	613,48	52,99	
3	811,33	533,46	586,45	
4	811,33	463,88	1050,33	
5	811,33	403,37	1453,70	

Расчет ведется до первого положительного значения ЧПС. ЧПС больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени. Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составил около 2 лет.

8 Безопасность жизнедеятельности

Общие положения

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

8.1 Анализ условий труда в помещениях подстанции

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.

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.

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 провентилировано, постоянно содержится в чистоте; не захламлено, нет хаотичного хранения инструмента и материалов.

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.

Проблема предупреждения пожаров и борьба с ними находится в тесной связи с проблемами охраны труда. Профилактика и предупреждение пожаров ведется на научной основе и служит составной частью технологических процессов производства, а также планировки и застройки территории предприятия.

На предприятии разработаны инструкции по мерам пожарной безопасности, в которых указаны для отдельных участков производства мероприятия по противопожарному режиму, предельные показания контрольно-измерительных приборов, порядок и нормы хранения взрыво- и пожароопасных веществ. По каждой инструкции назначено ответственное лицо их числа инженерно-технических работников.

Для тушения пожаров на предприятии существует пожарная охрана, все производственные цеха и помещения оборудованы пожарной сигнализацией.

Основными первичными средствами пожаротушения являются:

- огнетушители химические пенные ОХП-10;
- огнетушители воздушнопенные ОВП-10;
- огнетушители углекислотные ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8, ОУ-20;
- огнетушители порошковые ОПС-6, ОПС-10;
- ящики с песком;
- пожарные щиты с инвентарем;
- пожарные водопроводы.

В целях предупреждения пожаров и создания безопасных условий труда на предприятии проводятся следующие мероприятия:

- устанавливаются достаточные разрывы между зданиями, сооружениями, складами, запрещается хранение горючих материалов в разрывах между зданиями;
- обеспечиваются условия для организации эвакуации из помещений в случае возникновения пожара;
- внедряются в производство системы автоматического контроля и сигнализации за возникновением опасных факторов.

8.2 Разработка пожарной безопасности

Одним из самых пожароопасных объектов на подстанциях это трансформаторы. Опасны они тем, что содержат в качестве изоляции и

охлаждающей жидкости горючее масло. При нормальной эксплуатации масло само не вспыхивает, но если происходит внутреннее короткое замыкание и дуга поджигает масло, то могут быть плачевные последствия. Оперативный персонал в первое время, в таких случаях, работает на минимизацию масштаба развития аварии и пожара, экстренно снимая напряжение с оборудования, и переводит потребителей на резервы. Затем действия оперативников направлены на допуск бригад МЧС к тушению.

Чтобы уменьшить масштабы повреждения оборудования трансформаторы (не все) оснащаются автоматической системой пожаротушения.

В качестве огнетушащего вещества применяется комбинированный углекислотно-хладоновый состав.

Расчетная масса комбинированного углекислотно - хладонового состава m_d кг, для объемного пожаротушения определяется по формуле:

$$m_d = k \cdot g_n \cdot V; \quad (8.1)$$

где $k = 1,2$ – коэффициент компенсации не учитываемых потерь углекислотно-хладонового состава;

$g_n = 0,4$ – нормативная массовая концентрация углекислотно-хладонового состава ;

V – объем помещения;

$$V = A \cdot B \cdot H; \quad (8.2)$$

$$S = 6\text{ м} \cdot 6\text{ м} = 36\text{ м}^2$$

$$V = 36\text{ м}^2 \cdot 2,5\text{ м} = 90\text{ м}^3$$

$$m_d = 1,2 \cdot 0,4 \cdot 90 = 43\text{ кг}$$

При наличии постоянно открытых проемов, площадь которых составляет то 1% до 10% площади ограждающих конструкций помещений, следует принять дополнительный расход углекислотно-хладонового состава, равный 5 кг на 1 м² площади проемов.

Расчетное число баллонов ε определяется из расчета вместимости в 40 - литровый баллон 25 кг углекислотно-хладонового состава.

Внутренний диаметр магистрального трубопровода d_i , мм, определяется по формуле:

$$d_i = 12 \cdot \sqrt{2} = 17\text{ мм}$$

Эквивалентная длина магистрального трубопровода l_2 , м определяется по формуле:

$$l_2 = k_1 \cdot l; \quad (8.3)$$

где $k_1 = 1,2$ - коэффициент увеличения длины трубопровода для компенсации не учитывающих местных потерь;
 $l = 33 \text{ м}$ - длина трубопровода по проекту, тогда

$$l_2 = 1,2 \cdot 33 = 40 \text{ м}$$

Площадь сечения выходного отверстия оросителя $A_3, \text{ мм}^2$, определяется по формуле:

$$A_3 = \frac{S}{\varepsilon_1}; \quad (8.4)$$

где S - площадь сечения магистрального трубопровода, мм^2 ;
 ε - число оросителей;

$$A_3 = \frac{3,14 \cdot 8,5^2}{3} = 75 \text{ мм}^2$$

Расход углекислотно-хладонового состава $Q, \text{ кг/с}$, в зависимости от эквивалентной длины и диаметра трубопровода равна $1,4 \text{ кг/с}$.

Расчетное время подачи углекислотно-хладонового состава $t, \text{ мин}$, определяется по формуле:

$$t = \frac{m_d}{60 \cdot Q}; \quad (8.5)$$

$$t = \frac{43}{60 \cdot 1,4} = 0,5 \text{ мин}$$

Масса основного запаса углекислотно-хладонового состава $m, \text{ кг}$, определяется по формуле:

$$m = 1,1 \cdot m_d \cdot \left(1 + \frac{k_2}{k}\right); \quad (8.6)$$

где $k_2 = 0,2$ - коэффициент учитывающий остаток углекислотно-хладонового состава в баллонах и трубопроводах;

$$m = 1,1 \cdot 43 \cdot \left(1 + \frac{0,2}{1,2}\right) = 55 \text{ кг}$$

Из полученных результатов сделаю вывод, что для обеспечения нормального функционирования системы автоматического пожаротушения потребуется 2 баллона углекислотно-хладонового состава вместимостью 40 литров, с массой смеси 25 кг и рабочим давлением 12,5 Мпа. В помещении установлено 3 оросителя, продолжительность выпуска заряда составляет 0,5 с.

После расчетов выбираем систему автоматического пуска углекислотно-хладонового состава. Из множества видов автоматических систем пожаротушения выбрал побудительно- пусковую секцию типа ПСР.

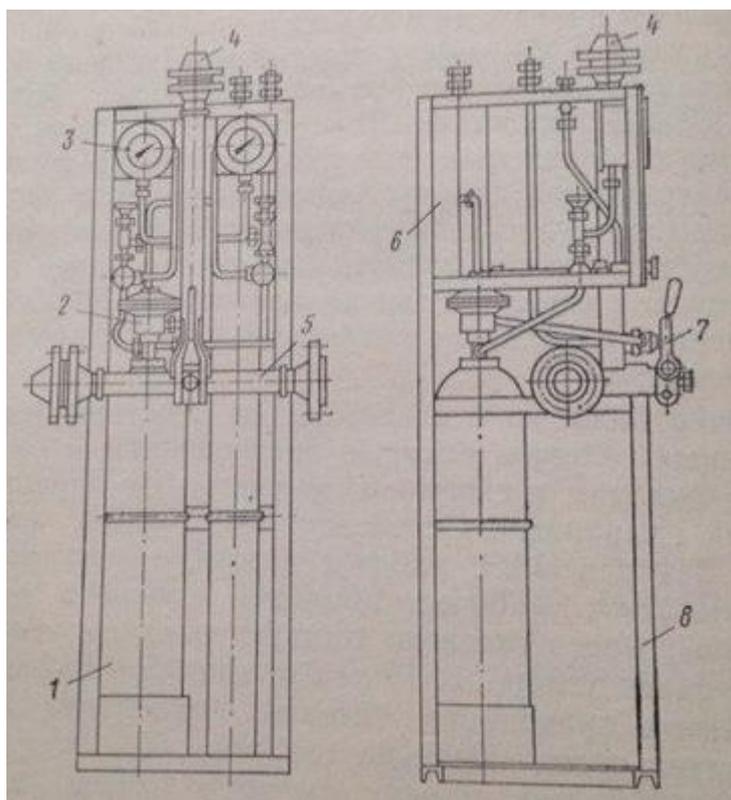


Рисунок 8.1 – Побудительно- пусковая секция типа ПСР-50:
1-пусковой баллон; 2-пусковой воздушный клапан;3- манометры;4 –трубопровод для транспортировки огнетушащего заряда;5 – коллектор; 6-побудительная трубка вместимостью 20 л; 7 –рукоятка для ручного пуска; 8- рама

Побудительно-пусковая секция типа ПСР (рисунок 7.3.1) предназначена для комплектования установок тушения пожаров газовыми составами, имеющих пневматическую систему пуска. Секции ПСР автоматически включают установки и подают огнетушащий заряд в помещение, где возник пожар.

В состав секции входят пусковой баллон с пусковым воздушным клапаном и побудительная труба с системой трубок для подсоединения манометров, пускового воздушного клапана, побудительной системы и т.п. Пусковой баллон соединен с распределительным клапаном и пусковым баллоном батареи БАП. От клапана вверх выведены трубопроводы для транспортирования огнетушащего

заряда в защищаемое помещение. Число секций ПСР соответствует числу защищаемых установкой помещений.

Основные технические характеристики секций ПСР-50

Рабочее давление, МПА:

в пусковом баллоне 2,5

в побудительном трубопроводе 0,2

в коллекторе 12,5

Число пусковых баллонов вместимостью 40 л- 1

Габариты- 655x745x1885

Масса(без заряда), кг -195

Автоматические установки газового пожаротушения имеют устройства для автоматического пуска в соответствии с ГОСТ 12,4.009-83.

Магистральные и распределительные трубопроводы выполняются из стальных труб ГОСТ 8734-75.

Кроме того в помещении находятся ручные огнетушители, плакаты, запрещающие использование открытого пламени, пожарные щиты, а также плакаты запрещающие курение, так как в помещении установлен дымовой извещатель ионизационного вида, размещенный под потолком на высоте 2,45 м.

Установка работает следующим образом: при возникновении пожара срабатывает электрический импульс, который подается на щит управления и приёмную станцию пожарной сигнализации, включается световая и звуковая сигнализация. Командный сигнал управления поступает на включение пускового клапана. Клапан приводит в действие установку, далее газ заполняет помещение и тем самым, не допуская кислород к месту возгорания.

8.3 Расчет заземляющего устройства

Подстанция является понижающей, расположенная в III климатической зоне, имеет два трансформатора напряжением 110/35/10 кВ, для питания собственных нужд имеется два трансформатора 10/0,4 кВ; распределительные устройства 110 и 35кВоткрытого типа, 10 кВ - закрытого.

Ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 10кВ $I_{кз} = 5103 А$, получен путем расчета в программе Electronics Workbench .

Площадь подстанций Жангиз-Тобе110/35/10 кВ $S = 33600 м^2$.

Грунт двухслойный: удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_{1изм} = 400 Ом \cdot м$, нижнего $\rho_{2изм} = 150 Ом \cdot м$. [4]

По периметру контура в грунт забиты вертикальные элементы (стержни) диаметром $d = 0,04 м$ длиной $l = 5 м$, соединенные стальной полосой сечением $40 \times 4 мм$, горизонтальная сетка внутри контура состоит из полос сечением $4 \times 40 мм$.

Толщина верхнего слоя земли $h_1 = 3 м$.

Глубина погружения электрода в землю - расстояние от поверхности земли до электрода $t_0 = 0,8 м$.

Составляем предварительную схему заземлителя, по которой определяем площадь территории, занимаемой заземлителем, S , m^2 .

Сетка заземления не должна пролегать непосредственно под оборудованием, поэтому, рассчитав количество электродов, необходимо сгустить линии сетки там, где нет оборудования, и, наоборот, разредить там, где находится оборудование.

$$\rho_{1расч} = \rho_1 \cdot \psi, \quad (8.7)$$

где $\psi = 1,5$ – коэффициент сезонности для слоя сезонных изменений в многослойной земле, для III климатической зоны.

$$\rho_{1расч} = 400 \cdot 1,5 = 600 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Так как условная толщина слоя сезонных изменений в III климатической зоне $h = 1,8 \text{ м}$, что меньше толщины верхнего слоя земли $h_1 = 3 \text{ м}$, то

$$\rho_{2расч} = \rho, \quad (8.8)$$

$$\rho_{2расч} = 150 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Отношение ρ_1 / ρ_2 с учетом коэффициента сезонности

$$\frac{\rho_{1расч}}{\rho_{2расч}} = \frac{\rho_{1изм} \cdot \psi}{\rho_{2изм}} = \frac{400 \cdot 1,5}{150} = 4.$$

Примем расстояние между электродами в модели заземлителя $a = 10 \text{ м}$.
Определим число вертикальных электродов при известном a

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (8.9)$$

где S – площадь территории, занимаемой заземлителем, m^2 ;
 n – число вертикальных электродов.

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{33600}}{5} = 148.$$

Или можно определить по следующей формуле:

$$n = \frac{P}{a}, \quad (8.10)$$

где P – периметр контура заземлителя.

Относительная длина верхней части вертикального электрода, то есть части находящейся в верхнем слое земли, $l_{отн}$, определяется из выражения

$$l_{омн} = \frac{h_1 - t_o}{l_e} = \frac{3 - 0,8}{5} = 0,44 \text{ м.}$$

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

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k, \quad (8.11)$$

где k - показатель степени:

$$k = 0,43 \cdot \left(l_{омн} + 0,272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_e}\right), \quad (8.12)$$

$$k = 0,43 \cdot \left(0,44 + 0,272 \cdot \ln \frac{10 \cdot \sqrt{2}}{5}\right) = 0,31,$$

$$\rho_3 = 150 \cdot \left(\frac{600}{150}\right)^{0,135} = 180,87 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

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

Сопротивление сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, может быть определено из следующего выражения

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^g + \frac{\rho_1}{L+n \cdot l_e}, \quad (8.13)$$

где

$$g = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_e}, \quad (8.14)$$

$$l_e = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2}, \quad (8.15)$$

n – число вертикальных проводников;

L – общая длина проводников.

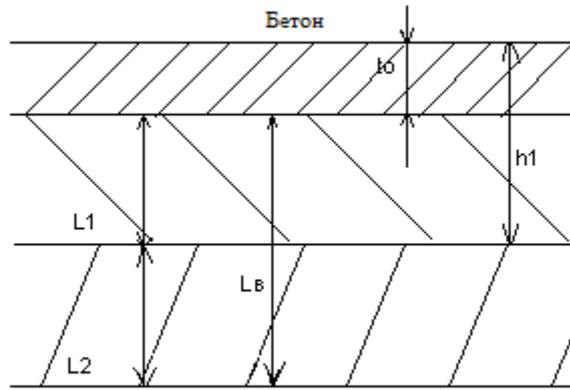


Рисунок 8.2 - Двухслойная модель земли

$$l_e = 2,5 + 2,5 \cdot \frac{600}{150} = 12,5 \text{ м},$$

$$g = \frac{2 \cdot 3}{\sqrt{33600} + 74 \cdot 12,5} = 0,005,$$

$$L = 32 \cdot 160 + 42 \cdot 210 = 13940 \text{ м},$$

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{150}{\sqrt{33600}} \cdot \left(\frac{600}{150}\right)^{0,005} + \frac{600}{13940 + 74 \cdot 5} = 0,447 \text{ Ом}.$$

Коэффициент напряжения прикосновения α_1 может быть определен из следующего приближенного выражения для заземлителей типа сетки с равномерным распределением проводников и дополненной вертикальными проводниками.

$$\alpha_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_e \cdot L}\right)^{0,45}, \quad (8.16)$$

где $a = \frac{P}{n}$ – расстояние между вертикальными проводниками, м;

P – периметр сетки, м;

$M = 0,72$ – функция отношения $\frac{\rho_1}{\rho_2}$.

$$\alpha_1 = 0,72 \cdot \left(\frac{10 \cdot \sqrt{33600}}{5 \cdot 6970}\right)^{0,45} = 0,038.$$

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

$$a_2 = \frac{R_h}{R_h + 1,5 \cdot \rho_c}, \quad (8.17)$$

где R_h - сопротивление тела человека;

ρ_1 - удельное сопротивление верхнего слоя земли.

$$a_2 = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 600} = 0,52.$$

Напряжение прикосновения определяется по следующей формуле:

$$U_{np} = I_{кз} \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2. \quad (8.18)$$

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

Потенциал заземлителя определяется по формуле:

$$\varphi_3 = I_{кз} \cdot R_3 = 5103 \cdot 0,447 = 2281,041 В.$$

Находим максимальное напряжение прикосновения

$$U_{np.max} = \varphi_3 \cdot \alpha_1 = 2281,041 \cdot 0,038 = 86,7 В.$$

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

$$U_{np} = U_{np.max} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_c \leq U_{доп}, \quad (8.19)$$

где I_h – ток через человека.

Имеем

$$I_h = \frac{U_{np.max}}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{86,7}{1000 + 1,5 \cdot 600} = 0,046 А.$$

Проверим условие безопасности, где $U_{np} = 450 В$, определяемое ГОСТ 12.1.038 – 82.

$$U_{np} = 86,7 - 0,046 \cdot 1,5 \cdot 600 \leq 450,$$

$$45,3 В \leq 450 В.$$

Условие выполняется.

Коэффициент напряжения шага для сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, может быть определен в зависимости от типа заземлителя. Принимаем $\beta_1 = 0,15$. Определяем коэффициент β_2 – коэффициент снижения напряжения шага, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли согласно следующей формуле:

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{1000}{1000 + 6 \cdot 600} = 0,217.$$

По следующей формуле определяем напряжение шага

$$U_{ш} = I_{кз} \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 5103 \cdot 0,447 \cdot 0,15 \cdot 0,217 = 74,25 \text{ В.}$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока

$$U_{ш} = U_{1-2max} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_c \leq U_{доп}, \quad (8.20)$$

где $U_{пр} = 450 \text{ В}$, согласно ГОСТ для времени действия короткого замыкания с учетом АПВ $t = 0,15 \text{ с}$

$$U_{1-2max} = \varphi_3 \cdot \beta_1 = 2281,041 \cdot 0,15 = 342,16 \text{ В.}$$

Ток через человека находим по формуле:

$$I_h = \frac{U_{1-2max}}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{342,16}{1000 + 6 \cdot 600} = 0,074 \text{ А.}$$

Проверим условие безопасности:

$$U_{пр} = 342,16 - 0,074 \cdot 6 \cdot 600 \leq 450,$$

$$75,76 \text{ В} \leq 450 \text{ В.}$$

Условие выполняется.

Рассмотрим возможность использования данного заземлителя по требованиям R_3 .

$$R_3^I = \frac{U_{пр,доп}}{I_{кз} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2} = \frac{450}{5103 \cdot 0,038 \cdot 0,52} = 4,46 \text{ Ом,}$$

$$R_3^{II} = \frac{U_{ш.доп}}{I_{кз} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{5103 \cdot 0,15 \cdot 0,217} = 2,71 \text{ Ом.}$$

Полученное в результате расчетов сопротивление заземления $R_3 = 0,447 \text{ Ом}$, удовлетворяет условиям $R_3 < R_3^I$ и $R_3 < R_3^{II}$.

Рассмотрим возможность использования заземляющего устройства ОРУ 110кВ в качестве выносного для РУ СН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ.

Протяженность кабелей питания двигателей составляет 50 м. Длина отдельных кабелей достигает 70 м на 1 блок, соответственно длина увеличивается в 3 раза. Необходимо учесть, что ответственные механизмы собственных нужд имеют резервные двигатели, которые питаются по своим отдельным кабелям, с учетом этого имеем длину кабелей:

$$l_k = 3 \cdot 0,05 = 0,15 \text{ км.}$$

В электроустановках выше 1000 В с изолированной нейтралью в качестве расчетного тока можно принять ток, вычисленный приближенно по формуле:

$$I_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_k + l_g)}{350} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot (35 \cdot 0,15 + 0)}{350} = 0,26 \text{ А,}$$

где U – фазное напряжение сети, кВ;

l_k – общая длина подключенных к сети кабельных линий, км;

l_g – общая длина подключенных к сети воздушных линий, км.

При выносном исполнении заземления заземлители располагаются на некотором удалении от заземляемого оборудования. Поэтому заземленные корпуса находятся вне поля растекания – на земле, и человек, касаясь корпуса, оказывается под полным напряжением относительно земли, если не учитывать коэффициент α_2 , $U_{np} = U_3$. Так как $\alpha_1 = 1$, ток через человека

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \quad (8.21)$$

Примем, что

$$a_1 = 0,038;$$

$$a_2 = 0,52;$$

$$\beta_1 = 0,15;$$

$$\beta_2 = 0,217;$$

$$R_3 = 0,447 \text{ Ом};$$

$$R_h = 1000 \text{ Ом};$$

$$I_3 = 0,26 \text{ А.}$$

$$I_h = 0,26 \cdot \frac{0,447}{1000} = 0,00011 \text{ A.}$$

Находим $U_{\text{пр}}$

$$U_{\text{пр}} = I_3 \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2 = 0,26 \cdot 0,447 \cdot 0,038 \cdot 0,52 = 0,02 \text{ B.}$$

Находим $U_{\text{ш}}$

$$U_{\text{ш}} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 0,26 \cdot 0,447 \cdot 0,15 \cdot 0,217 = 0,03 \text{ B.}$$

Ток через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 0,26 \cdot \frac{0,447}{1000} \cdot 0,15 \cdot 0,217 = 0,04 \text{ mA.}$$

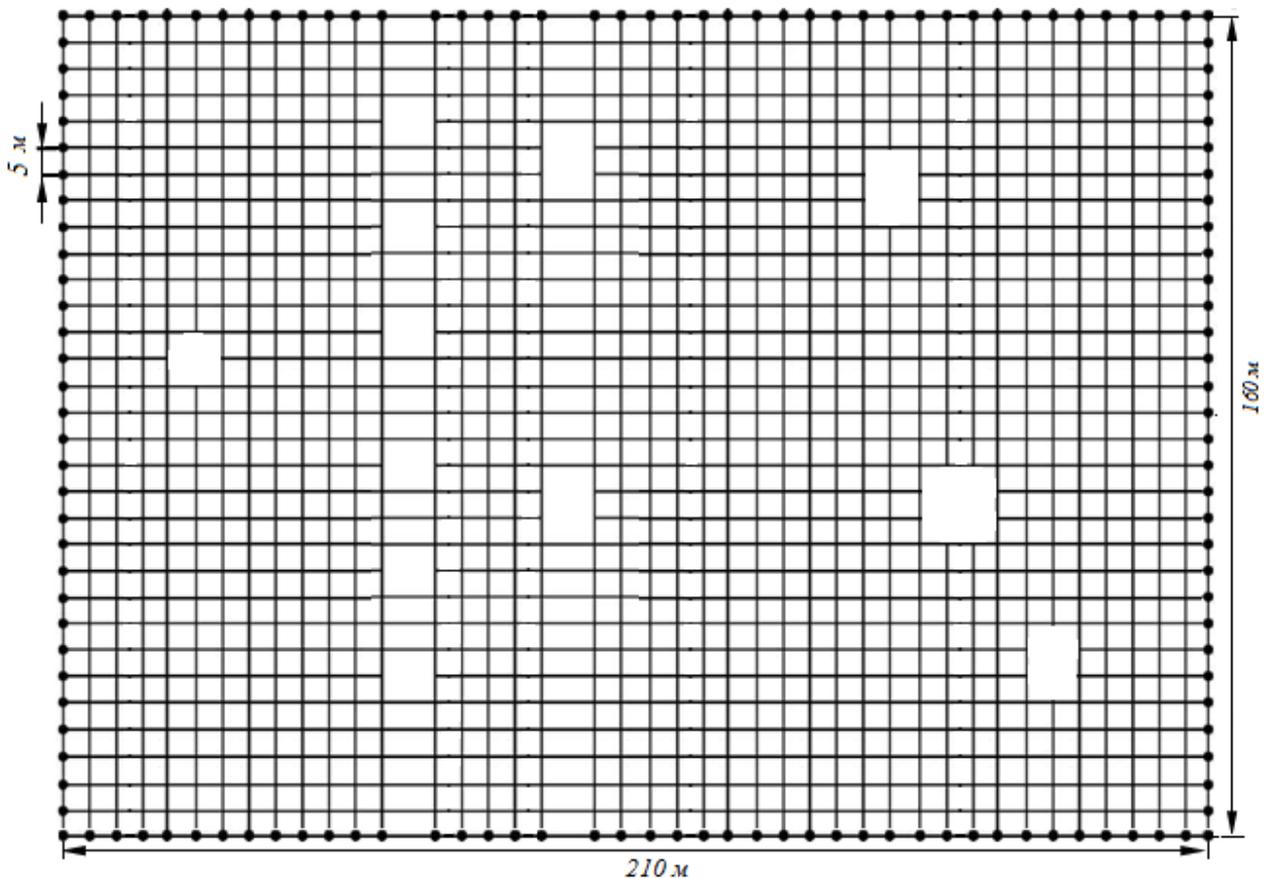


Рисунок 8.3 - Расчетная модель заземлителя

Допустимые значения напряжения прикосновения U_{np} и проходящего через человека тока для сети выше 1000 В с изолированной нейтралью при $t = 1$ с и более $U_{np} = 36$ В и $I_h = 6$ мА, то есть условия безопасности выполнены и существует возможность использования заземляющего устройства ОРУ 220 кВ в качестве выносного для РУ НН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ.

Заключение

В дипломном проекте спроектирована релейная защита подстанции «Жангиз-Тобе» напряжением 110/35/10 кВ. в Восточно-Казахстанской области. Произведен выбор основного электрического оборудования.

В разделе «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» разработана главная электрическая схема подстанции и выбрано основное электрооборудование, устанавливаемое на проектируемой подстанции: два трансформатора типа ТДТН-25000/110, выключатели, разъединители, предохранители, ограничители перенапряжений, трансформаторы тока и напряжения.

В целом подстанция представляет собой надёжную электроустановку, способную осуществлять бесперебойное электроснабжение потребителей.

В разделе «Релейная защита элементов подстанции» рассчитаны основные защиты трансформатора, резервные защиты, установленные на трансформаторе. В качестве основных защит рассчитаны: газовая защита и дифференциальная токовая защита, выполненная с использованием цифровых терминалов производства фирмы АВВ. Резервные защиты, установленные на трансформаторе, представлены следующими видами защит: максимальной токовой защитой с минимальным пуском по напряжению, максимальной токовой защитой с комбинированным пуском по напряжению.

Релейная защита отходящих линий 110 кВ выполнена на терминале дистанционной защиты производства фирмы АВВ, который состоит из резервного и основного комплекта защит.

В специальной части дипломного проекта произведен анализ токовой защиты нулевой последовательности.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» расчет пожарной безопасности, а также расчет заземляющего устройства.

В экономической части дипломного проекта произведена экономическая оценка эффективности проекта, включающая в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта.

Список литературы

1. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб.пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с. – (Высшее образование).
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648с.
3. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения
4. Высоковольтные выключатели SIEMENS 3AP1/2 на напряжения от 72,2 кВ до 500 кВ.
5. Элегазовые выключатели АBB типа «PM» на напряжение от 110 кВ до 169 кВ.
6. Правила устройства электроустановок - 648 с.
7. Выключатели АBB VD 4 на 35 кВ.
8. Комплектные распределительные устройства 6-10 кВ серии К – 63.
9. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА оборудования подстанций производства ООО «АББ Силовые и Автоматизированные Системы». - ОАО «ФСК ЕЭС, 2011.
10. РД 153-34.0-35.518-2001. Инструкция по эксплуатации газовой защиты.
11. 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.
12. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. — М.: Энергия, 1980. 88с.
13. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13 А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Схемы.—М.: Энергоатомиздат, 1985. 112с.
14. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Расчеты.—М.: Энергоатомиздат. 1985.96с.
15. Техническое справочное руководство «Интеллектуальное электронное устройствозащиты трансформатораRET 670» - АBB, 2008.
16. Васильев А.А., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергия, 1980. 608с.
17. Неклепаев Б.И., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 608с.
18. «Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий». Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – Москва: Энергоатомиздат, 1990г.
19. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./Под

ред. Рокотяна С.С., Шапиро И.М. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.

20. Васильева А.П., Морозова Ю.П. Проектирование схем распределительных устройств электрических станций и подстанций. - М.: Энергия, 1980. 608с.

21. 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.

22. Дьяков А.Ф., Платонов В.В Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 248 с.

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

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

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

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

27. Санатова Т.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работ.

28. Князевский Б.А. «Охрана труда в электроустановках».— 3 изд., перераб. и доп. – Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.

29. СНиП РК 2.04-05-2002.

30. Методическое пособие для выполнения расчетов по охране труда в дипломных проектах. Н. Новгород, 2000. 67 с.

31. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. -6-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 824 с.

Приложение А

Расчет токов КЗ:

$$X_{c1} = \frac{S_6}{S_{кз1}} = \frac{1000}{300} = 3,3 \text{ о. е.},$$

$$X_{c2} = \frac{S_6}{S_{кз2}} = \frac{1000}{250} = 4 \text{ о. е.},$$

Сопротивление ЛЭП:

$$X_{л1} = X_{уд} \cdot l_1 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,815 \text{ о. е.},$$

$$X_{л2} = X_{уд} \cdot l_2 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,512 \text{ о. е.},$$

$$X_{л3} = X_{уд} \cdot l_3 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 45 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,361 \text{ о. е.},$$

$$X_{л4} = X_{уд} \cdot l_4 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 50 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,512 \text{ о. е.},$$

$$X_{л6} = X_{уд} \cdot l_6 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 60 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,815 \text{ о. е.},$$

$$X_{л7} = X_{уд} \cdot l_7 \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 70 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,117 \text{ о. е.}$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{ATB} = \frac{(U_{BH} + U_{BC} - U_{CH})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_T} = \frac{(17,5 + 10,5 - 6,5)}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 4,3 \text{ о. е.},$$

$$X_{ATC} = \frac{(U_{BC} + U_{CH} - U_{BH})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_T} = \frac{(10,5 + 6,5 - 17,5)}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0 \text{ о. е.},$$

$$X_{ATH} = \frac{(U_{BH} + U_{CH} - U_{BC})}{100} \cdot \frac{S_6}{S_T} = \frac{(17,5 + 6,5 - 10,5)}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 5,4 \text{ о. е.}$$

4) Расчет токов короткого замыкания проведен с использованием программы Electronics Workbench.

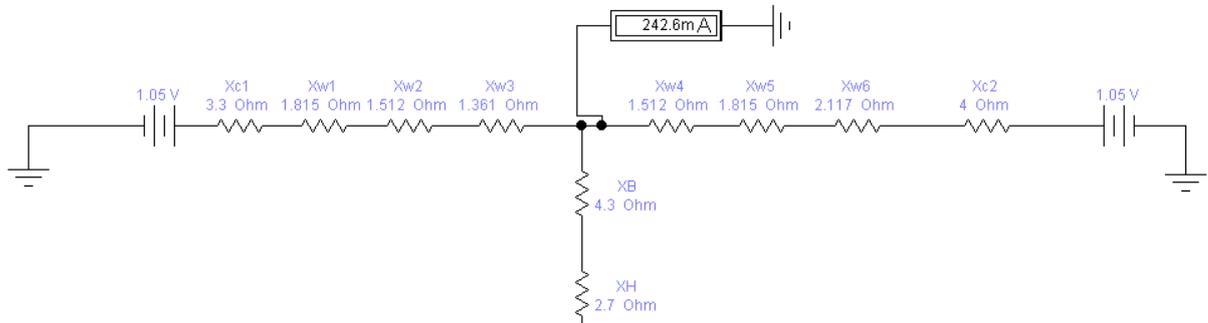


Рисунок А.1 – Ток КЗ на высокой стороне автотрансформатора

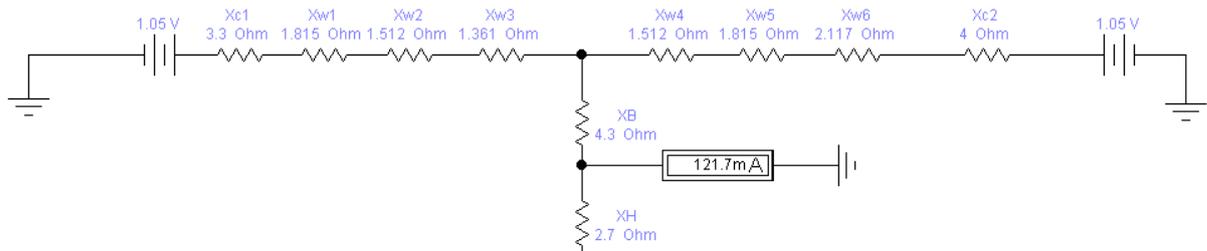


Рисунок А.2 – Ток КЗ на средней стороне автотрансформатора

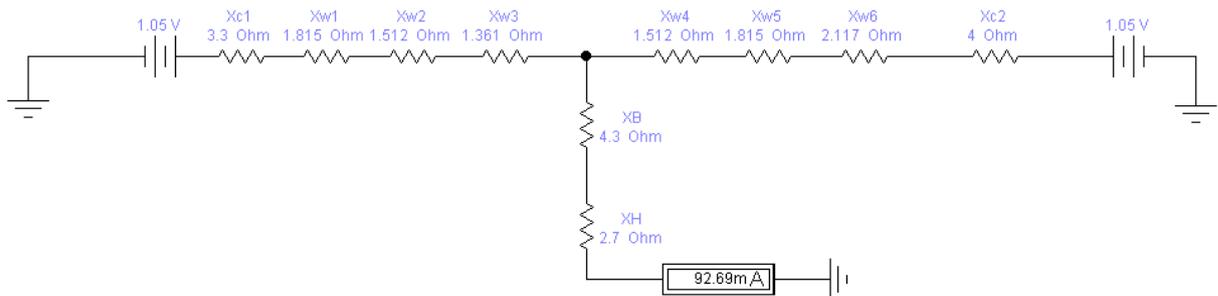


Рисунок А.3 – Ток КЗ на низкой стороне автотрансформатора

5) Определяют по закону Ома начальное действующее значение периодической составляющей тока $K3I_{п0}$, а затем ударный ток $i_{уд}$, периодическую и аperiodическую составляющие тока КЗ для заданного

Змомента времени $t(I_{\text{по}}, i_{\text{ат}})$.

Формула для расчета базисного тока:

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА},$$

$$I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,604 \text{ кА},$$

$$I_{63} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{63}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = I_1 \cdot I_{61} = 0,243 \cdot 5,02 = 1,22 \text{ кА},$$

$$I_{\text{к2}}^{(3)} = I_2 \cdot I_{62} = 0,122 \cdot 15,604 = 1,903 \text{ кА},$$

$$I_{\text{к3}}^{(3)} = I_3 \cdot I_{63} = 0,0927 \cdot 54,986 = 5,103 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к1}}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 1,22 \cdot 1,8 = 3,106 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к2}}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 1,903 \cdot 1,8 = 4,84 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{к3}}^{(3)} \cdot k_y = \sqrt{2} \cdot 5,103 \cdot 1,8 = 12,99 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент:

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}},$$

где $T_a = 0,1$ с – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ

$$k_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,1}} = 1,8$$

Приложение Б

Определение токовой погрешности трансформатора тока
Для проверки трансформаторов тока воспользуемся программой
«справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П., г Псков

Выбор ТТ на ОРУ 110 кВ



Рисунок Б.1 – Определение токовой погрешности ТТ на стороне 110 кВ

Выбор ТТ на ОРУ 35 кВ

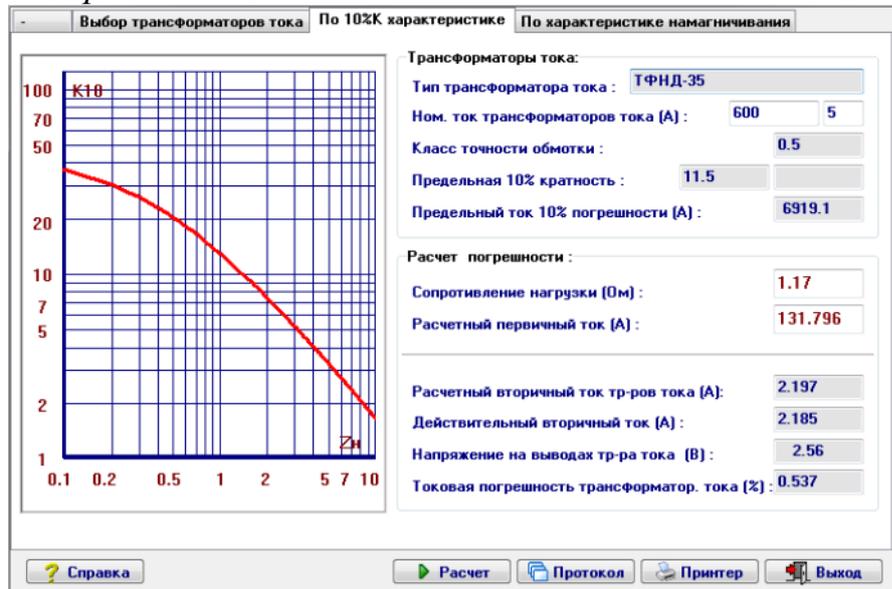


Рисунок Б.2 – Определение токовой погрешности ТТ на стороне 35 кВ

Выбор ТТ на ОРУ 10 кВ

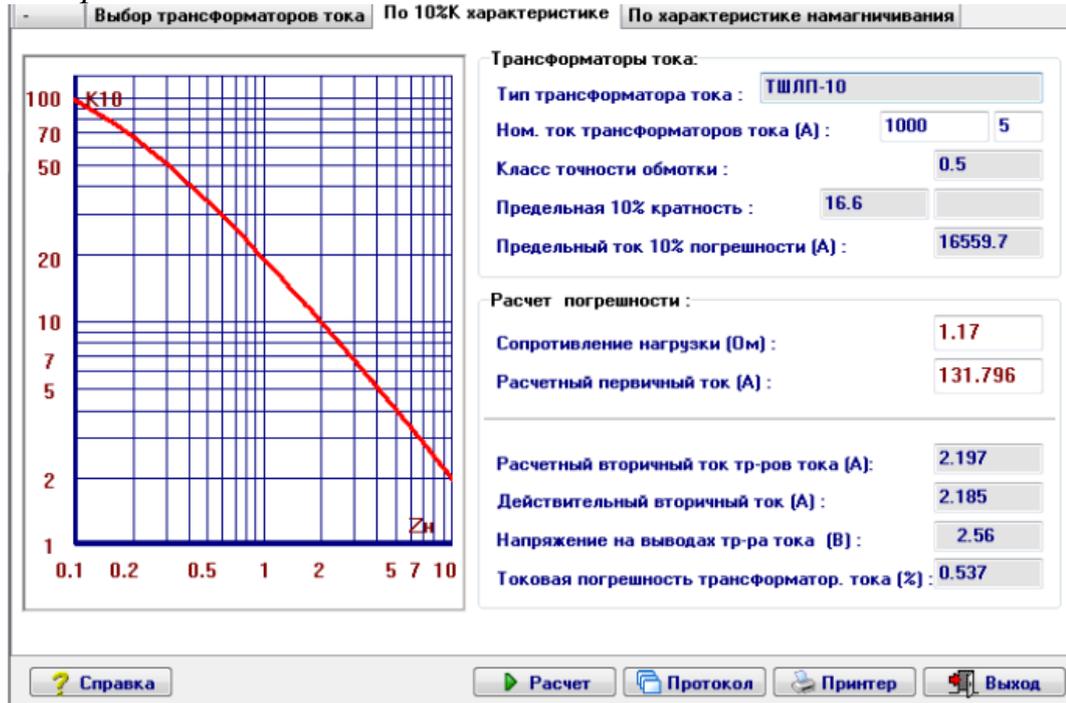


Рисунок Б.3 – Определение токовой погрешности ТТ на стороне 35 кВ

Приложение В

Схемы расчетов срабатывания ступеней резервной ТЗНП

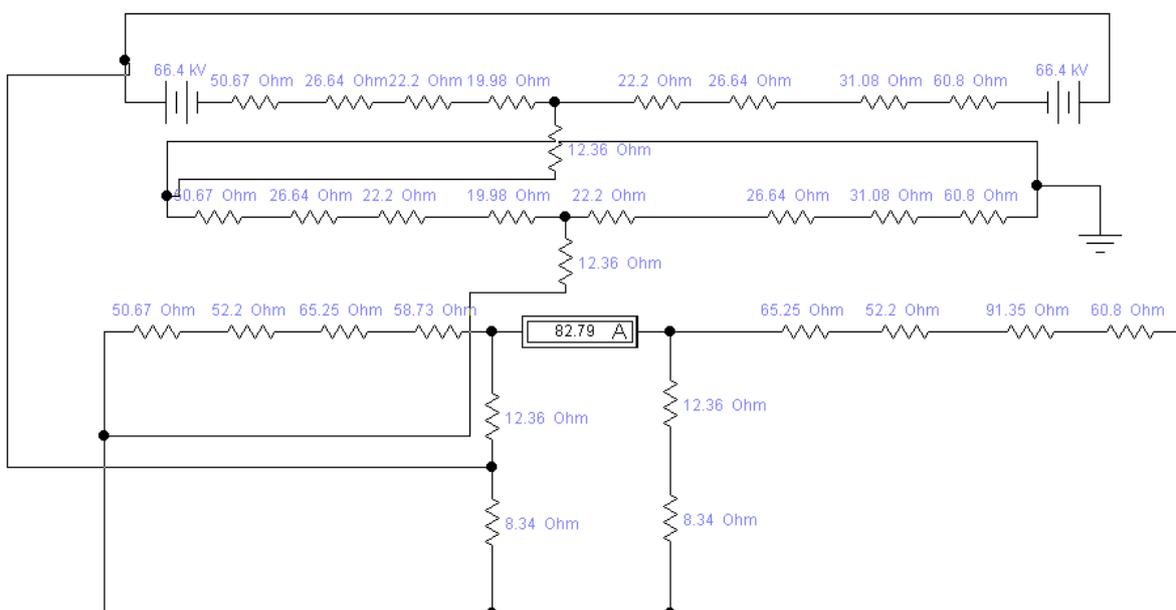


Рисунок В.1 – Однофазное КЗ на СН

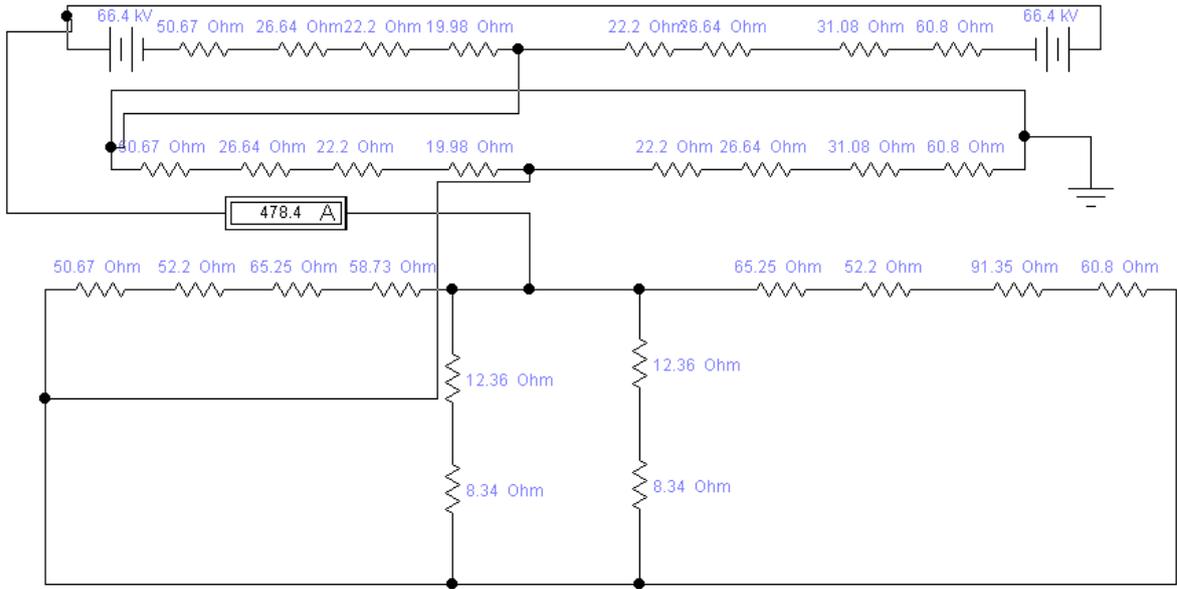


Рисунок В.2 – Однофазное КЗ на ВН

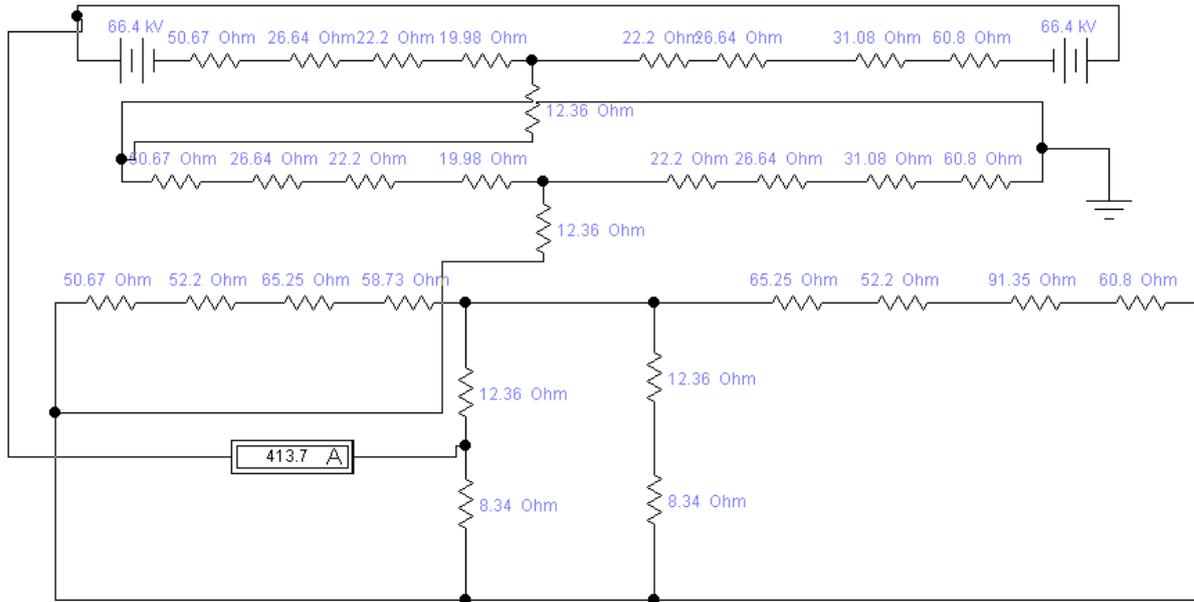


Рисунок В.3 – Однофазное КЗ на СН

Приложение Г

Схемы замещения расчетов токов КЗ для ТЗНП

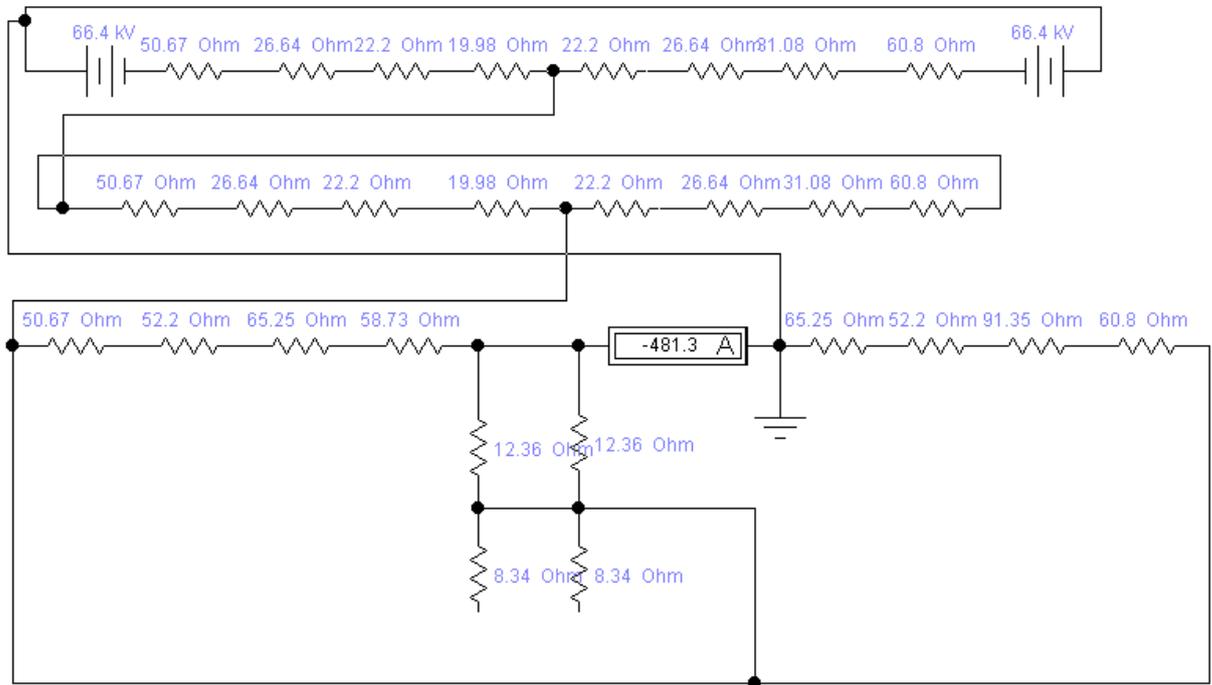


Рисунок Г.1 – Однофазное КЗ в конце защищаемой линии W4

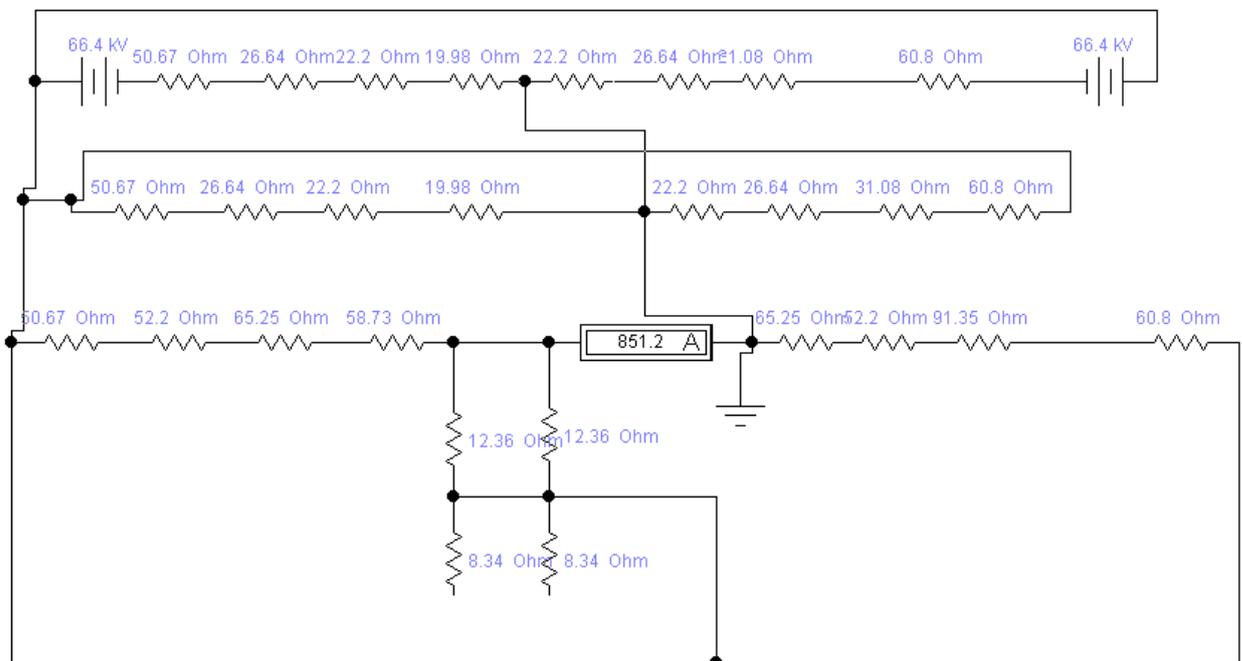


Рисунок Г.2 – Двухфазное КЗ в конце защищаемой линии W4

Расчет II ступени ТЗНП

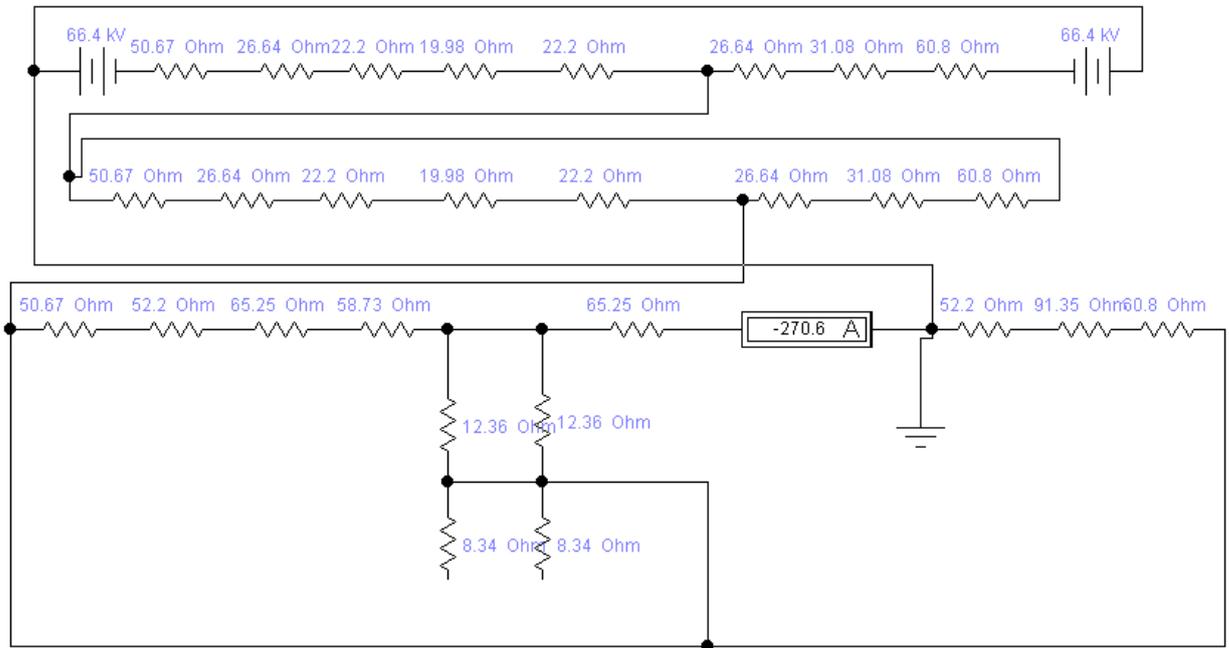


Рисунок Г.3– Однофазное КЗ

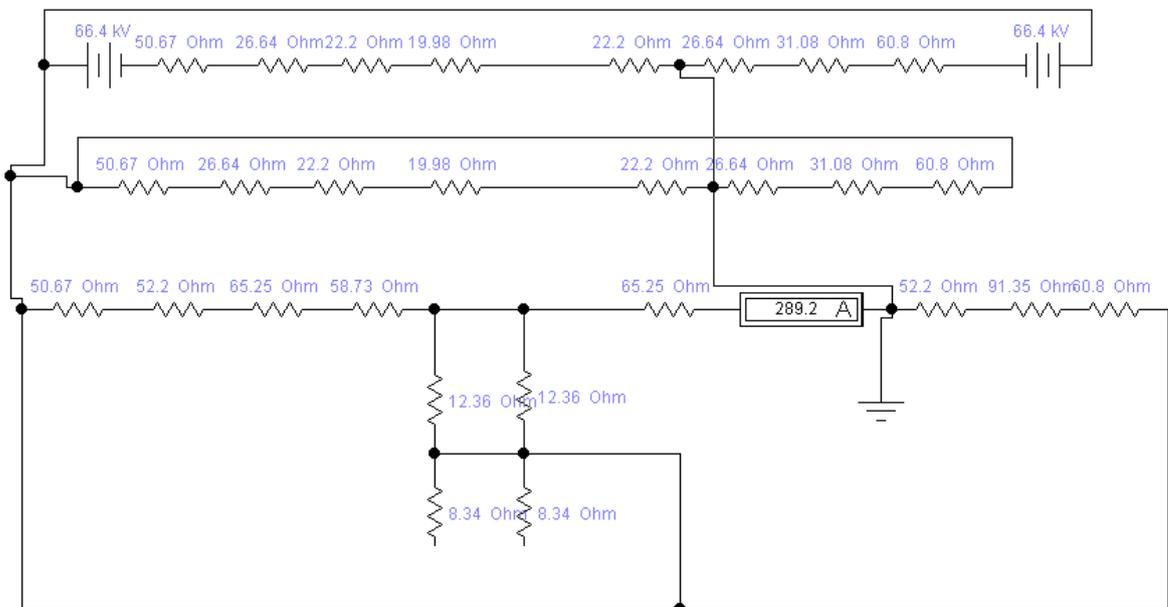


Рисунок Г.4– Двухфазное КЗ на землю

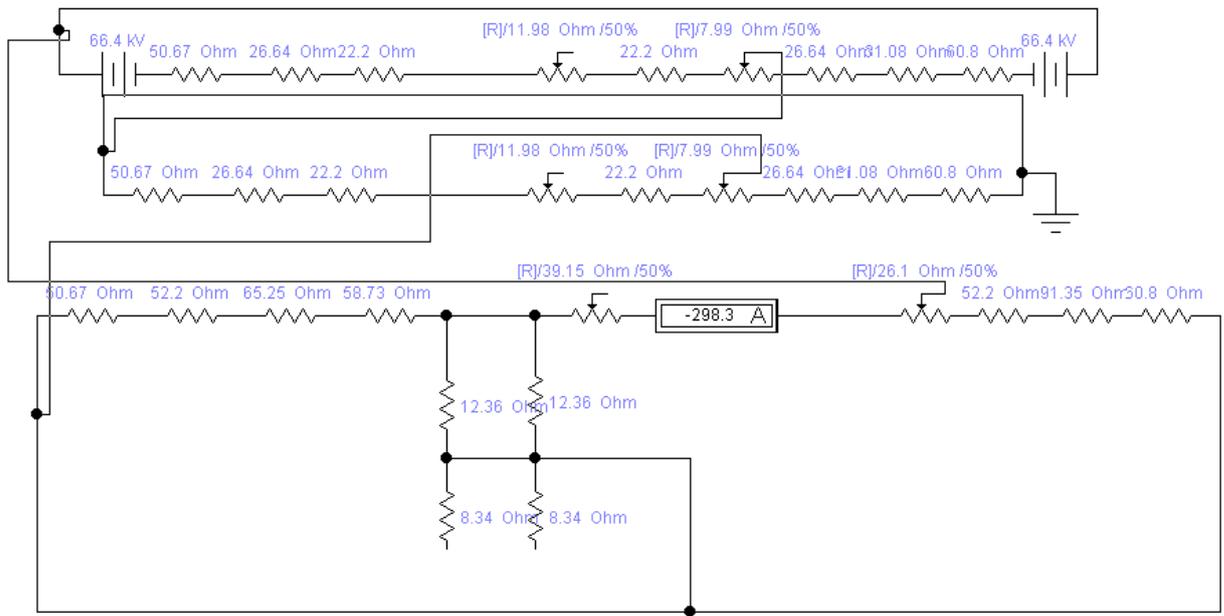


Рисунок Г.4 – комплексная схема

Определяем ток срабатывания первой I защиты линии Л6. Для определения нулевых токов применяем метод прямого моделирования. Составляем комплексные схемы, которые состоят из схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

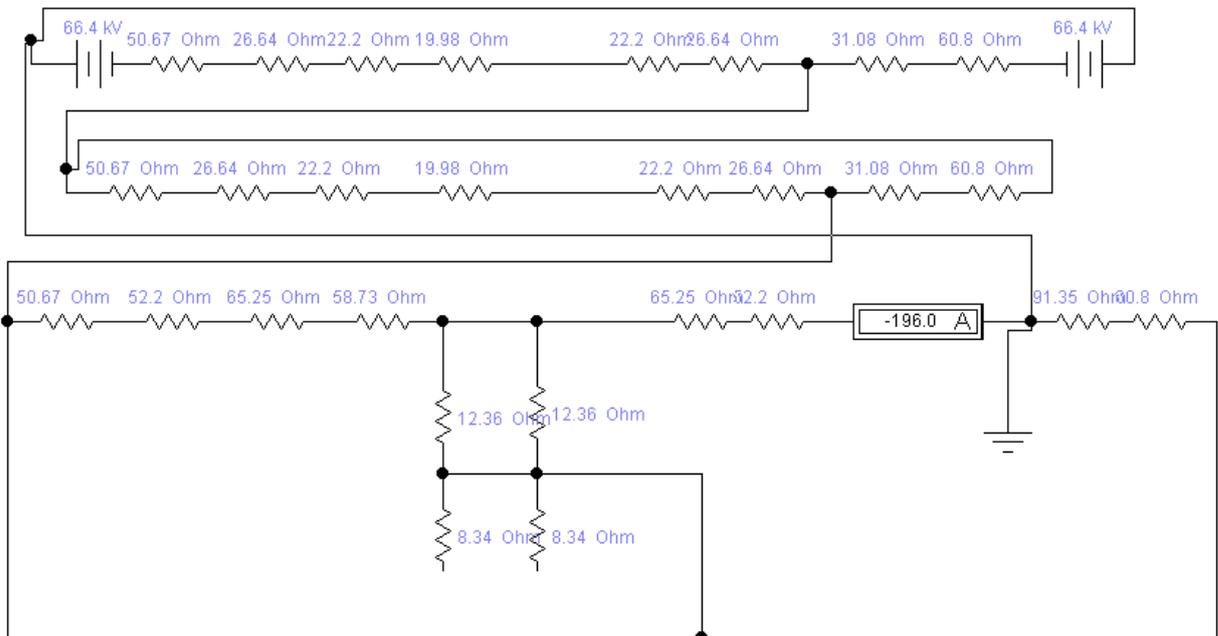


Рисунок Г.5 – Однофазное КЗ

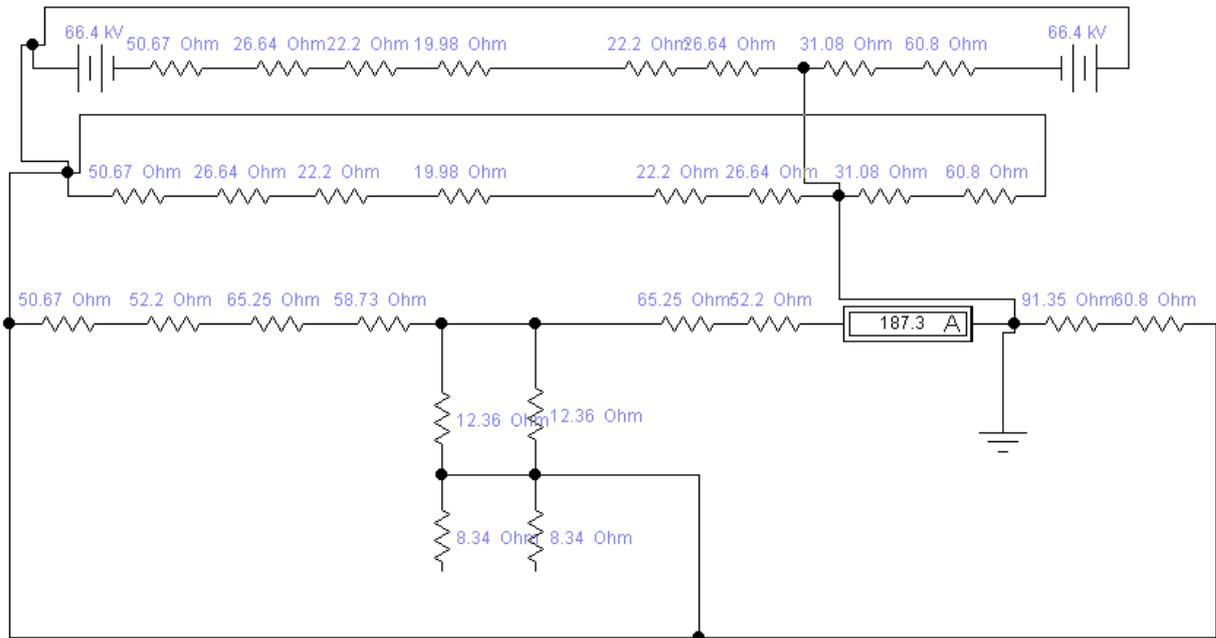


Рисунок Г.6 – Двухфазное КЗ на землю

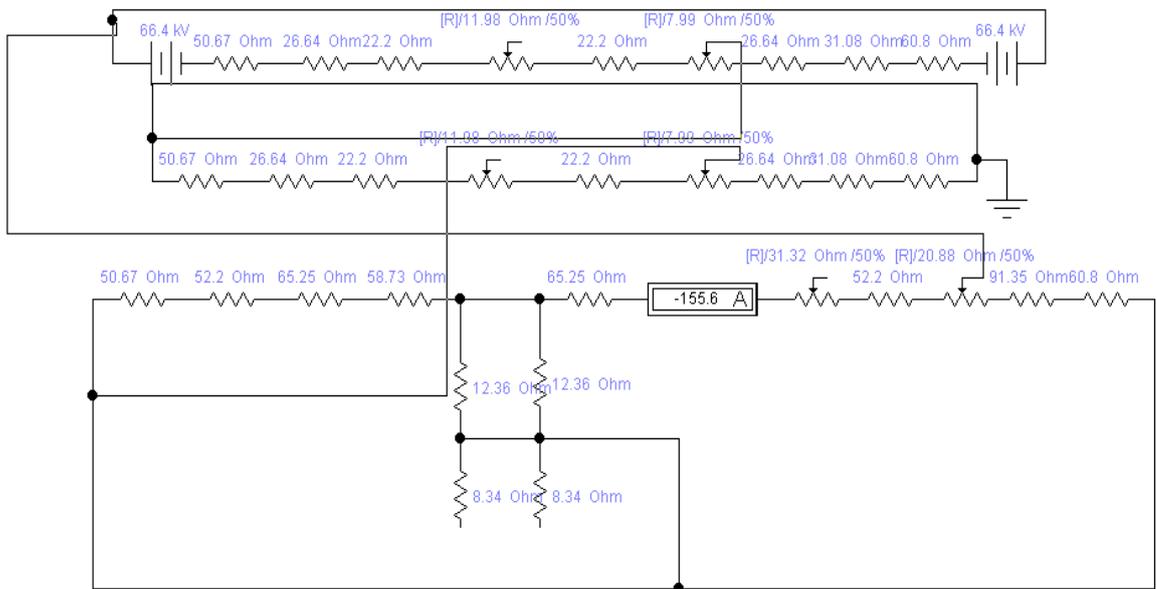


Рисунок Г.7 – Двухфазное КЗ на землю

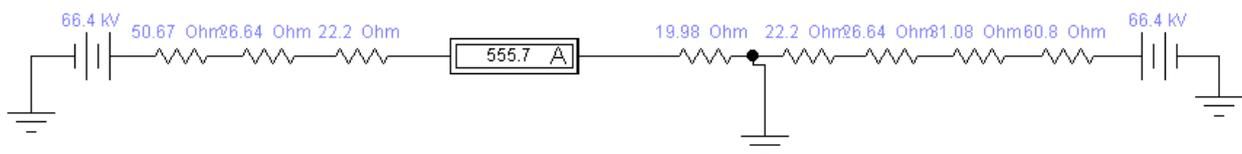


Рисунок Г.8 – Схема замещения прямой последовательности для расчета III ступени

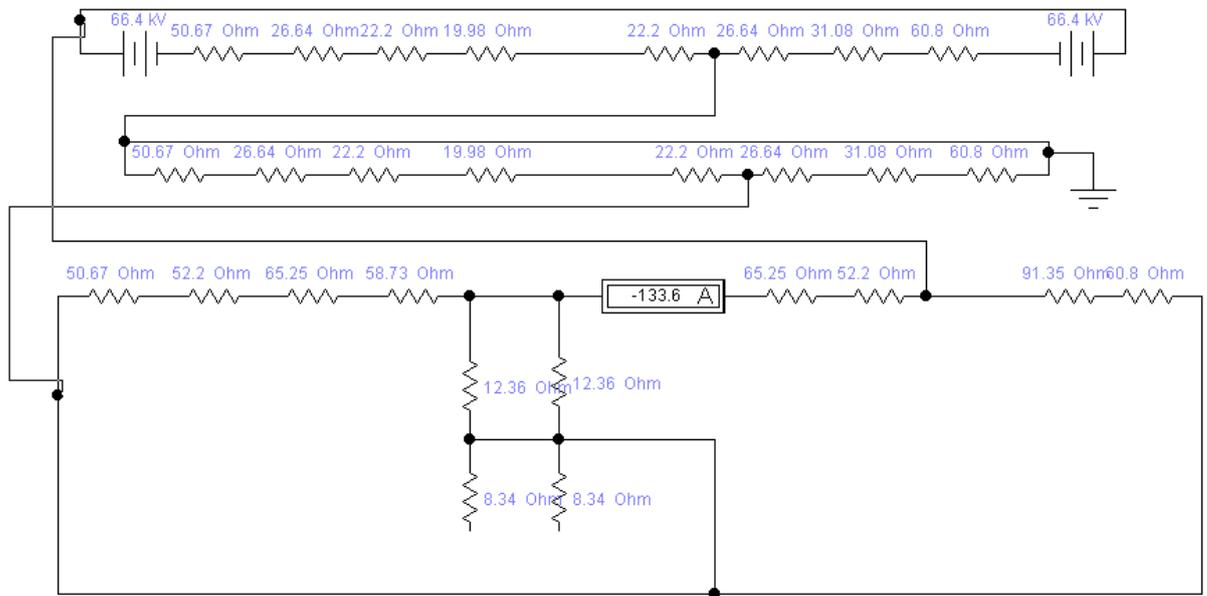


Рисунок Г.9 – Комплексная схема замещения для однофазного КЗ в конце линии Л6