

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

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

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Релейная защита подстанции «Айдарлы-АЖК»
110/35/10 кВ

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Рыскельдиев Улан Болатулы, РЗА-10-04
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Бавлаков В.Н., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Валиева Л.Ш., к.э.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 03 » июля 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Санатова Т.С., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 30 » июля 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Башикиров М.В., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« » 20 г.
(подпись)

Нормоконтролер: Ефимова О.Н., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 30 » июля 2014 г.
(подпись)

Рецензент: Егоров В.А., - зам. начальника управления РЗА АО «АЖК»
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
« 03 » июня 2014 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

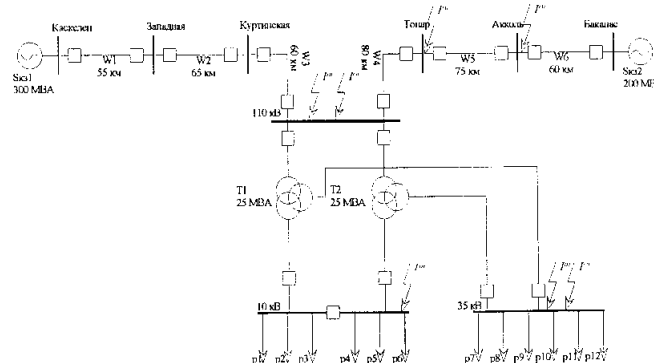
Факультет Электротехнический
 Специальность 5В071800 - Электротехника
 Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Рыскельдиев Улан Болатулы
 (фамилия, имя, отчество)
 Тема проекта Релейная защита подстанции «Айдарлы-АЖК»
110/35/10 кВ

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.
 Срок сдачи законченной работы « ___ » _____ 20__ г.
 Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта



Мощность трансформатора: $S_{НОМ} = 25 \text{ МВА}$.
 Мощности систем: $S_{кзс1} = 300 \text{ МВА}$,
 $S_{кзс2} = 200 \text{ МВА}$,

Параметры линии:

Линия	Длина, км	Мощность на линии, МВА
W1	55	40
W2	65	30
W3	60	25
W4	80	30
W5	75	35
W6	60	40

Отмечены точки КЗ:

- К1 – трёхфазное и однофазное КЗ на стороне ВН (110 кВ);
- К2 – трёхфазное и однофазное КЗ на стороне СН (35 кВ);
- К3 – трёхфазное КЗ на стороне НН (10 кВ);
- К4 – однофазное КЗ на ПС Топар (110 кВ);
- К5 – однофазное на ПС Акколь (110 кВ).

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

- 1) Выбор схемы распределительных устройств
- 2) Расчет токов короткого замыкания
- 3) Выбор электрического оборудования
- 4) Проектирование релейной защиты автотрансформатора
- 5) Проектирование релейной защиты линии 220 кВ
- 6) Технико–экономическое обоснование
- 7) Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) 5В071800.14.ЭЭ.15.Э3 – Главная электрическая схема подстанции;
- 2) 5В071800.14.ЭЭ.15.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит автотрансформатора;
- 3) 5В071800.14.ЭЭ.15.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит трансформатора;
- 4) 5В071800.14.ЭЭ.15.Э4 – Схема распределения устройств РЗиА по ТА линии 110 кВ;
- 5) 5В071800.14.ЭЭ.15.Э4 – Оперативная схема управления и автоматики выключателя Q2
- 6) 5В071800.14.ЭЭ.15.Э6 – Анализ дистанционной защиты и ее характеристики.

Рекомендуемая основная литература:

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

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БМД	Сидимова Т.С.	15.03-30.06.14	<i>Сидимова</i>
Экономическая часть	Вашева И.И.	16.04-03.06.14	<i>Вашева</i>

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Разработка схемной схемы подстанции	2.02.2014	Выполнено
2	Расчет токов короткого замыкания	17.02.2014	Выполнено
3	Выбор электрического оборудования	4.03.2014	Выполнено
4	Проектирование релейной защиты трансформатора	28.03.2014	Выполнено
5	Проектирование релейной защиты линии 110 кВ	15.04.2014	Выполнено
6	Специальная сеть "схемизация защитной системы и ее характеристика"	22.05.2014	Выполнено
7	Экономическая сеть	29.04.2014	Выполнено
8	БМД	10.05.2014	Выполнено
9	Электрическая сеть	28.05.2014	Выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

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

Руководитель _____ (подпись) (Бавлаков В.Н.) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ (подпись) (Рыскельдиев У.Б.) (Фамилия и инициалы)

Андатпа

Бұл дипломдық жобада «Айдарлы-АЖК» қосалқы стансасының релейлік қорғанысы және автоматикасы жасалды.

Желінің алмастыру схемасы, релелік қорғаныс, электр құрал-жабдықтарын тандауы орындалып дипломдық жобаның басты бағыттарын растайтын графикалық сұлбалар орындалған.

Сонымен қатар, экономика мен өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

Аннотация

В данном дипломном проекте была разработана релейная защита и автоматика подстанции «Айдарлы -АЖК» .

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

Выполнены графические схемы, подтверждающие основные направления дипломного проекта.

Также рассмотрены вопросы экономики и безопасности жизнедеятельности.

Annotation

This diploma thesis is devoted to research of relay protection and automation of «Aidarly-AZK» 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	11
Введение	12
1 Исходные данные к дипломному проекту	14
2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции	16
2.1 Общие положения	16
2.2 Выбор принципиальной схемы подстанции	16
2.3 Выбор схем РУ подстанции	17
2.4 Расчёт токов короткого замыкания	23
2.5 Выбор электрических аппаратов	26
3 Проектирование релейной защиты элементов подстанции	36
3.1 Релейная защита трансформаторов подстанции	36
3.2 Релейная защита линии 110 кВ	45
4 Анализ дистанционной защиты и ее характеристика	54
4.1 Общее положение	54
4.2 Характеристики срабатывания дистанционной защиты	57
4.3 Зоны срабатывания дистанционной защиты	59
5 Безопасность жизнедеятельности	66
5.1 Анализ условий труда в помещениях подстанции	66
5.2 Разработка мероприятий по улучшению условий труда	67
5.3 Расчет заземляющего устройства	72
6 Бизнес план строительства подстанции «Айдарлы АЖК 110/35/10 кВ»	79
6.1 Общее положение	79
6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП	80
6.3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	86
Заключение	88
Список использованной литературы	89
Приложение А. Расчет токов КЗ на программе Electronics Workbench	90
Приложение Б. Расчет токов КЗ на программе АРМ СРЗА	91
Приложение В. Проверка ТТ по 10 % погрешности наружной установки	95

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

Подстанция «Айдарлы-АЖК» 110/35/10 кВ на напряжении 110 кВ осуществляет связь между двумя энергосистемами, на напряжении 35 кВ подстанция питает 6 потребителей. От шин 10 кВ проектируемой подстанции питаются местные потребители.

В дипломном проекте рассматриваются следующие вопросы проектирования подстанции:

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

2) Проектирование релейной защиты элементов подстанции. В этом разделе производится расчет основных и резервных защит трансформатора, расчет основных и резервных защит ВЛ 110 кВ, которые выполняются на цифровых терминалах фирмы Siemens. Приводится описание терминалов Siemens, программы Digsig, предназначенной для настройки цифровых терминалов Siemens;

3) Анализ дистанционной защиты и ее характеристика. В этом разделе были приведены теоритическое описание дистанционной защиты и ее характеристик, зон срабатывания, в графическую часть внесены характеристики срабатывания дистанционной защиты, рассчитанные в программе *Digsig4*.

4) Безопасность жизнедеятельности. В данном разделе были произведены анализ условий труда на территории и помещениях подстанции, разработка рабочего мероприятий по улучшению труда с учетом санитарных и эргономических требований, а также приняты меры защиты персонала от поражения электрическим током;

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

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

В процессе выполнения данного дипломного проекта были использованы следующие программные продукты: для расчета токов короткого замыкания и моделирования энергосистемы – Electronics

Workbench, АРМ СРЗА; для выполнения рисунков, графиков, чертежей – Autocad, Kompas LTD V12; для расчетов – Mathcad, Microsoft Excel; для проверки трансформаторов тока – программа «Справочник персонала РЗА» Кулешова В.П.

1 Исходные данные к дипломному проекту

Исходная схема подстанции «Айдарлы АЖК» показана на рисунке 1.1. Данные о протяженности линий, мощностях систем и присоединенных нагрузок, приведены в таблицах 1.1 – 1.5.

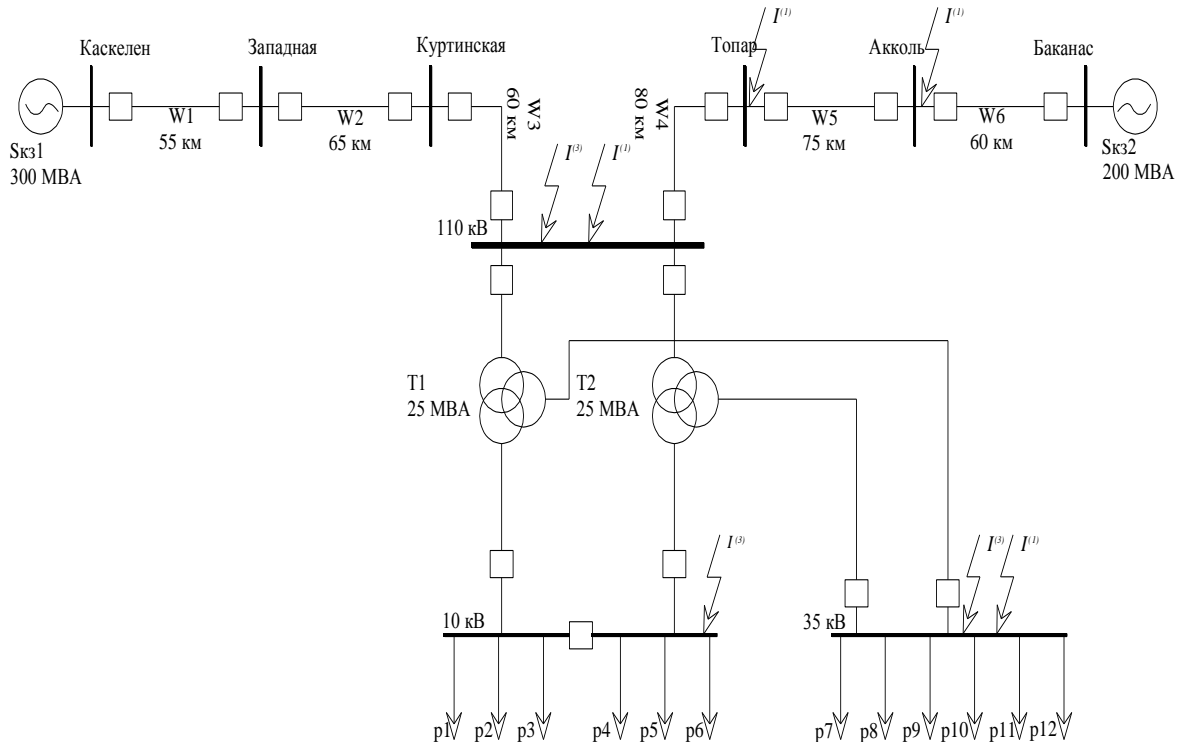


Рисунок 1.1 – Схема подстанции «Айдарлы АЖК» 110/35/10 кВ

Таблица 1.1 – Исходные данные ЛЭП и системы

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	$X_{1уд.}, Ом/км$	$R_{1уд.}, Ом/км$	$X_0, Ом/км$
W1	55	АС-185	0,427	0,17	1,302
W2	65	АС-185	0,427	0,17	1,302
W3	60	АС-185	0,427	0,17	1,302
W4	80	АС-185	0,427	0,17	1,302
W5	75	АС-185	0,427	0,17	1,302
W6	60	АС-185	0,427	0,17	1,302

Таблица 1.2 – Данные потребителей на 10 кВ

Потребитель	P1	P2	P3	P4	P5	P6
Нагрузка, МВт	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25

Таблица 1.3 – Данные потребителей на 35кВ

Потребитель	P7	P8	P9	P10	P11	P12
Нагрузка, МВт	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91	2,91

Таблица 1.4 – Мощности систем

$S_{КЗС1}, МВА$	$S_{КЗС2}, МВА$
300	200

Таблица 1.5–Номинальные параметры автотрансформатора ТДТН-25000/110

$S_{\text{НОМ}},$ МВА	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт		Uк, %			I _{xx} , %
	ВН	СН	НН	P _{xx}	P _{кз}	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
25	115	38,5	11	28,5	140	10,5	17,5	6,5	0,7

Условия выбора трансформатора $S_{\text{НОМ}} \geq 0,7 S_{\text{нагр}}$.

2 Разработка главной схемы электрических соединений подстанции

2.1 Общие положения

Главная схема электрических соединений подстанции выбирается с учетом схемы развития электрических сетей энергосистемы или энергоснабжения района.

Для выбора схем важно учесть количество линий высшего и среднего напряжения, степень их ответственности, поэтому на различных этапах развития энергосистемы схема может быть разной.

При выборе схем электрических соединений подстанции должны учитываться факторы:

- а) значение и роль подстанции для энергосистемы;
- б) положение подстанции в энергосистеме, схемы и напряжения сетей;
- в) категория потребителей по степени надежности электроснабжения;
- г) перспектива расширения и промежуточные этапы развития электростанции, подстанции и прилегающего участка сети.

Схема подстанции тесно увязывается с назначением и способом присоединения подстанции к питающей сети и должна:

- а) обеспечивать надежность электроснабжения потребителей подстанции и перетоков мощности по межсистемным или магистральным связям в нормальном и послеаварийном режимах;
- б) учитывать перспективу развития;
- в) допускать возможность постепенного расширения РУ всех напряжений;
- г) учитывать требования противоаварийной автоматики;
- д) обеспечивать возможность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения соседних присоединений[1].

2.2 Выбор принципиальной схемы подстанции

Основой выбора принципиальной схемы подстанции является выбор силового трансформатора.

При выборе числа и мощности трансформатора важным критерием является надежность электроснабжения. Для удобства эксплуатации систем энергоснабжения следует стремиться выбирать не более двух-трех стандартных мощностей основных трансформаторов. Это ведет к сокращению складского резерва и облегчает замену поврежденных трансформаторов. Желательно устанавливать трансформаторы одинаковой мощности.

Выбор числа трансформаторов связан с режимом работы подстанции. Также необходимо учитывать требование резервирования потребителей.

Потребители I и II категории должны получать питание от двух независимых источников электроэнергетики.

При выборе трансформаторов следует учитывать их перегрузочную способность, которая зависит от характера графика нагрузки.

Учитывая всю существующую нагрузку подстанции и перспективу развития энергосистемы данного района, выбираем 2 трансформатора мощностью каждый по 25 МВА.

Итак, устанавливаем на подстанции 2 трансформатора ТДТН-25000/110, параметры которого указаны в исходных данных дипломного проекта[1].

2.3 Выбор схем РУ подстанции

Выбор электрической схемы РУ 110 кВ.

Вариант 1 (рисунок 2.1).

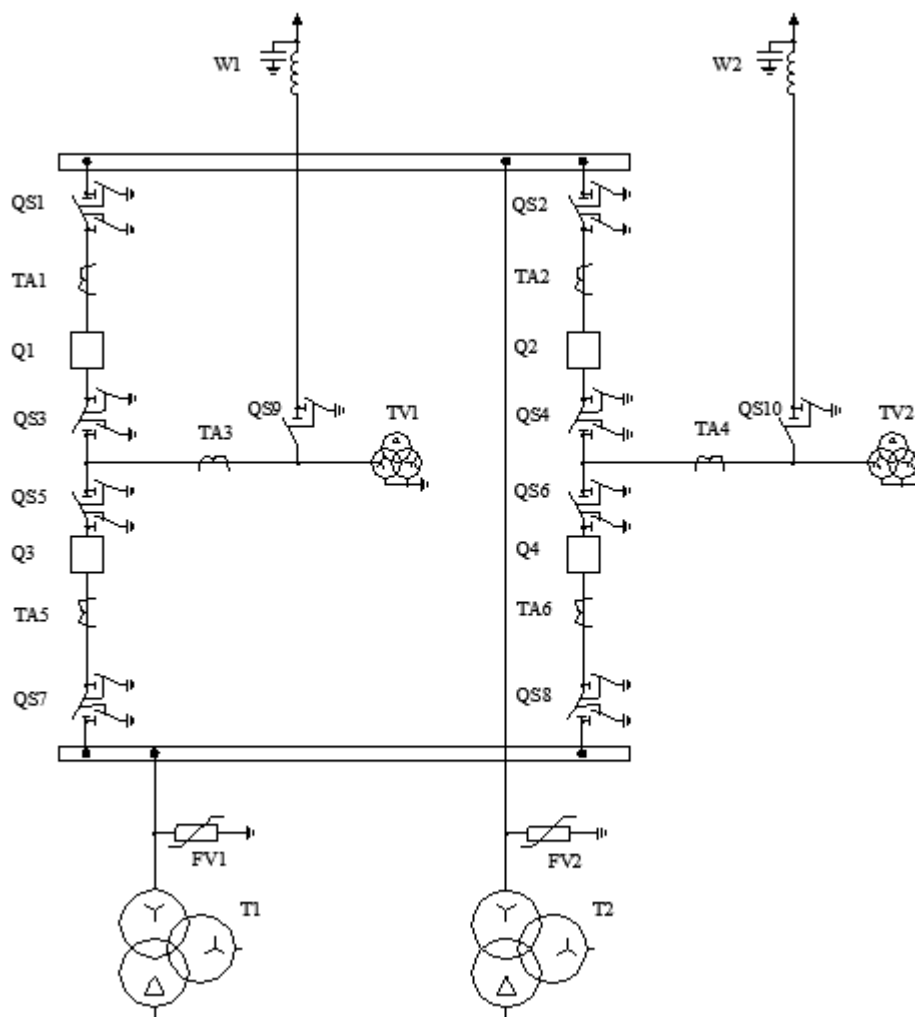


Рисунок 2.1 – Схема РУ 110 кВ. Четырехугольник

Для стороны 110 кВ я отдал пред под чтения кольцевой схеме, где выключатели соединяются между собой, образуя кольцо. В кольцевых схемах ревизия любого выключателя производится без перерыва работы какого-либо элемента.

1) Данная схема является экономически выгодной т.к. на четыре присоединения предусматривается четыре выключателя.

2) Схема достаточно надежно, отключения всех присоединений мало вероятно.

3) Критериям надежности является способность производить

опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов.

К недостаткам схемы следует отнести более сложный выбор трансформаторов тока, выключателей и разъединителей, оставленных в кольце, т.к. в зависимости от режима работы схемы ток, протекающий по аппаратам, меняется. Релейная защита также должна быть выбрана с учетом всех возможных режимов при выводе в ревизию выключателей кольца[1].

Вариант 2 (рисунок 2.2).

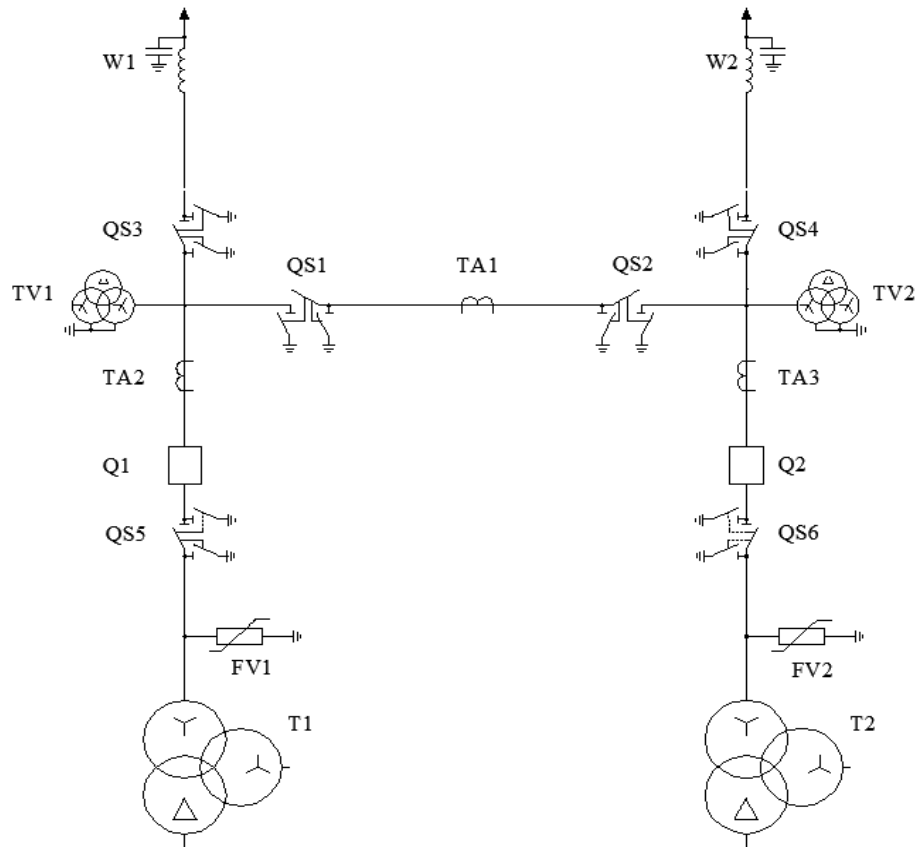


Рисунок 2.2 – Схема РУ 110 кВ. Мостик с выключателями

На двух трансформаторных подстанциях применяется схема двух блоков трансформатор-линия, который для большей гибкости соединены неавтоматической перемычкой из двух разъединителей.

Обладает всеми достоинствами кольцевых схем.

В нормальном режиме один из разъединителей перемычки должен быть отключен. Если этого не сделать, то при КЗ в любой линии релейной защитой отключатся обе линии, нарушая электроснабжение всех присоединений.

Из двух кольцевых схем выбираю более надежную и экономически выгодную схему четырехугольника (вариант 1).

Выбор электрической схемы РУ 35 кВ.

Вариант 1 (рисунок 2.3).

Для 35 кВ с большим числом присоединения применяется схема с двумя рабочими и обходной системами шинами с одним выключателем на цепь. Как правило, обе системы шин находятся в работе при соответствующем

фиксированном распределении всех присоединений. Такое распределение присоединений увеличивает надежность схемы. Рассматриваемая схема рекомендуется для РУ 110/35 кВ на стороне ВН и СН подстанций при числе присоединений от 6-15.

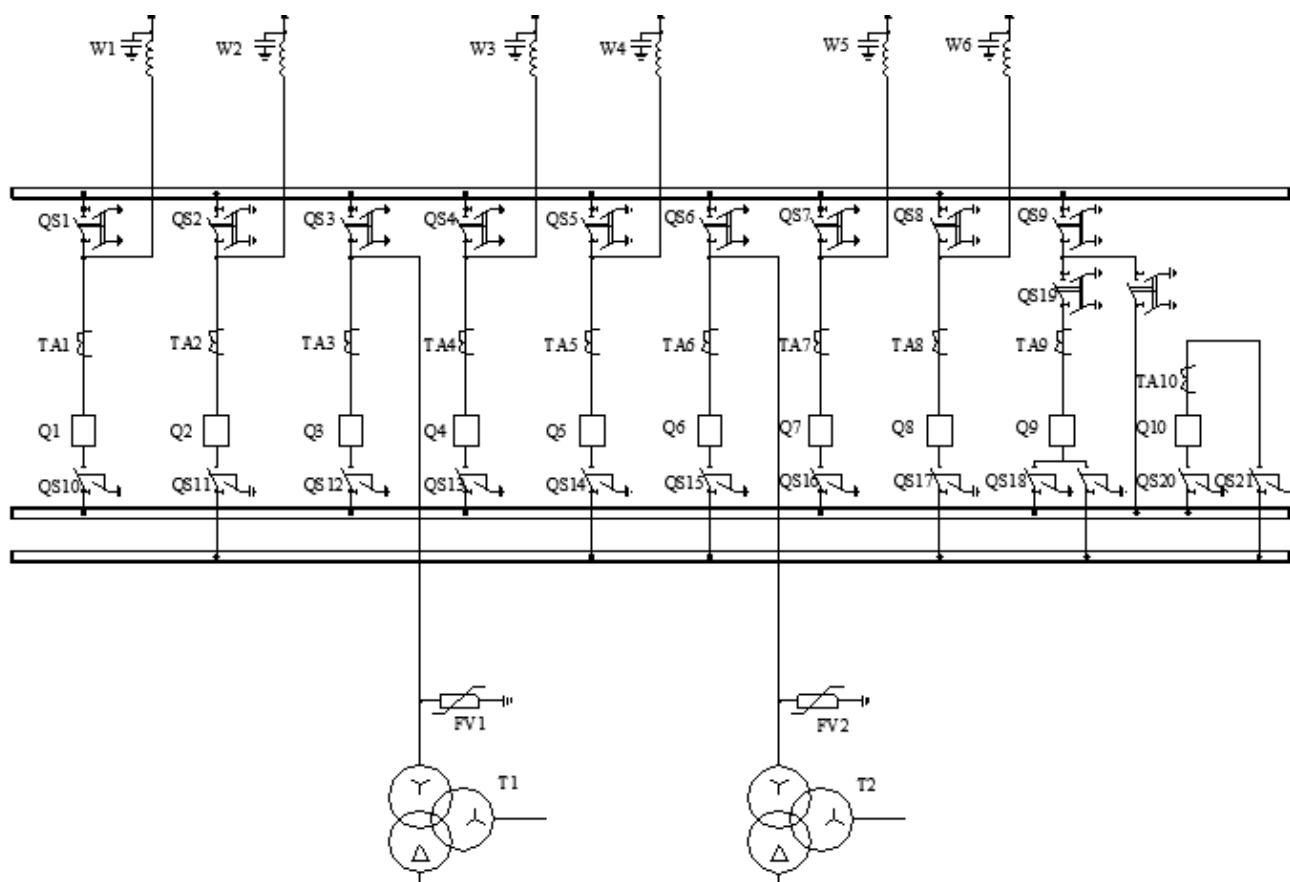


Рисунок 2.3 – Схема РУ 35 кВ. С одной рабочей и обходной системами шин

Одним из важных требований схемам на стороне ВН и СН является создание условий для ревизии и опробования выключателей без перерыва работы. Этим требованиям отвечает рассматриваемая схема. Достоинством этой схемы является возможность ремонта любой системы шин без отключения потребителей и источников. Достоинством является и то, что при КЗ на одной системе шин потребители теряют питание только на время переключения на другую систему шин.

К недостаткам данной схемы следует отнести:

- отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех линий, присоединённых к данной системе шин. Ликвидация аварии затягивается, т.к. все операции по переходу с одной системы шин на другую производится разъединителями;
- большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонт выключателей усложняет эксплуатацию РУ[1].

Вариант 2 (рисунок 2.4).

Рассматриваемая схема является альтернативной по отношению к варианту 1.

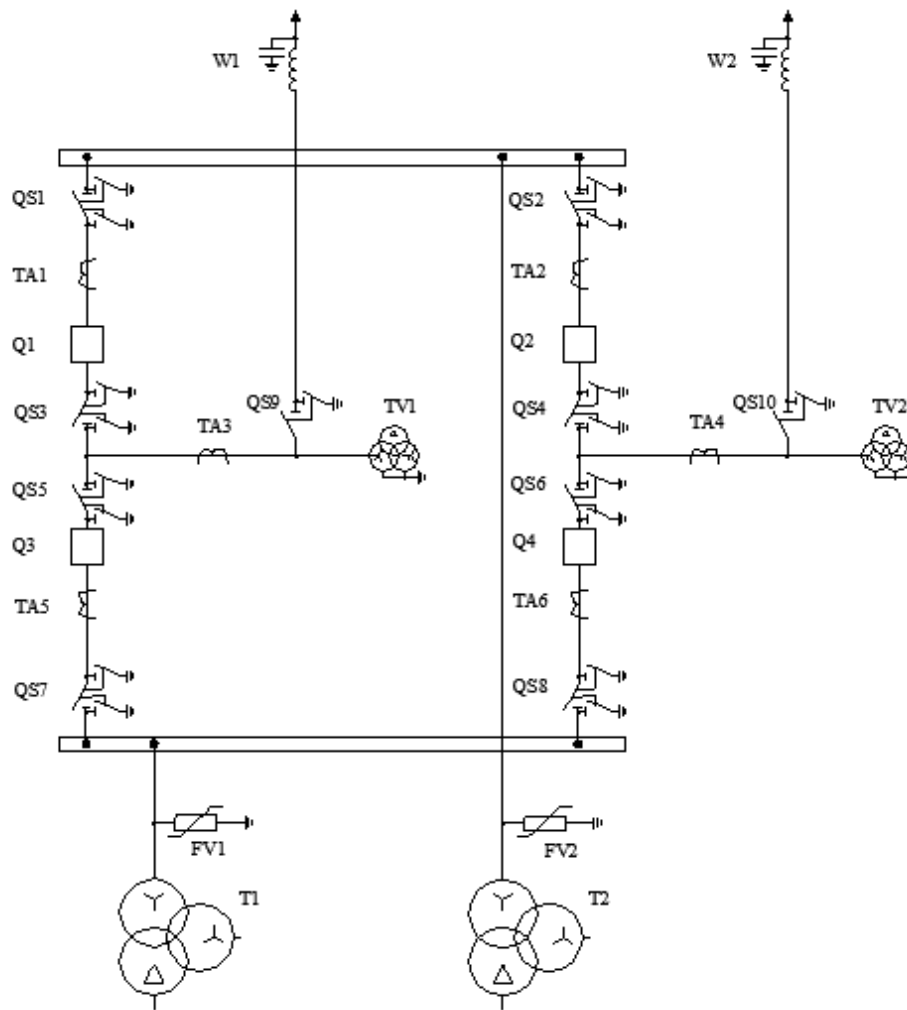


Рисунок 2.4 – Схема РУ 35 кВ. Четырехугольник

К достоинствам схемы следует отнести:

- Данная схема является экономически выгодной, т.к. на четыре присоединения предусматривается четыре выключателя.
- Схема достаточно надежно, отключения всех присоединений мало вероятно.
- Критериям надежности является способность производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов.

К недостаткам схемы следует отнести более сложный выбор трансформаторов тока, выключателей и разъединителей, оставленных в кольце, т.к. в зависимости от режима работы схемы ток, протекающий по аппаратам, меняется. Релейная защита также должна быть выбрана с учетом всех возможных режимов при выводе в ревизию выключателей кольца[1].

Рассмотрев два типа схемы соединения РУ, выбрали наиболее выгодный в плане технико-экономический вариант 1.

Выбор электрической схемы РУ 10 кВ.

Вариант 1 (рисунок 2.5).

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это РУ, состоящее

из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами. Шкафы КРУ изготавливаются на заводах, что позволяет добиться тщательной сборки всех узлов и обеспечения надежной работы электрооборудования. Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. КРУ безопасно в обслуживании, т.к. все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом.

Применение КРУ приводит к сокращению объема и сроков проектирования, при необходимости легко производится реконструкция и расширения электроустановки[1].

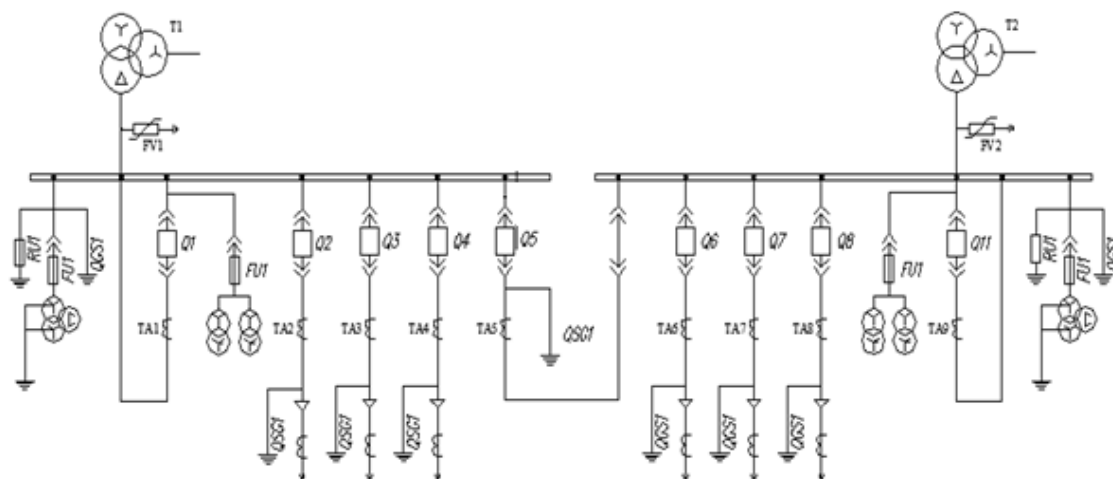


Рисунок 2.5 – Схема КРУ одностороннего обслуживания

Вариант 2 (рисунок 2.6).

На низшем напряжении 6-10 кВ подстанций применяют схему с двумя системами сборных шин. 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.

КРУ имеют следующие достоинства:

- уменьшение требуемой площади в 10-15 раз,
- увеличение межремонтных периодов,
- полная автоматизация обслуживания,
- полная пожаро- и взрывобезопасность,
- биологическая безопасность для окружающей среды (отсутствие электрических и магнитных полей,
- низкий уровень шума, отсутствие радиопомех).

Недостатками являются относительно высокая стоимость элегаза, ограничение нижних рабочих температур окружающего воздуха.

Приняли к установке вариант 1 КРУ серии К-66 с ячейкой ввода

одностороннего обслуживания. Данный выбор обусловлен фактором занимаемой площади распределительного устройства, т.к. ОРУ занимает большую площадь отчуждения, а КРУ является компактным РУ и занимает гораздо меньшую площадь. Стоимость проведения монтажных работ по установке РУ для КРУ является меньшей по сравнению с ОРУ, также КРУ проста для обслуживания.

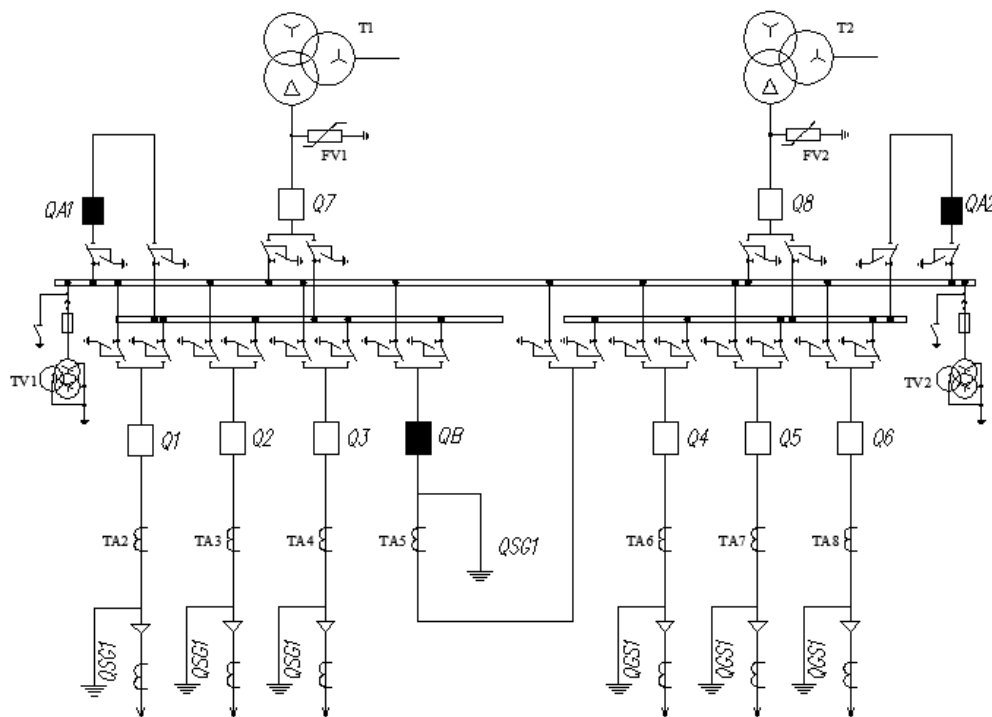


Рисунок 2.6 – Схема РУ 10 кВ. С двумя системами сборных шин секционированной выключателем

Выбор трансформатор собственных нужд.

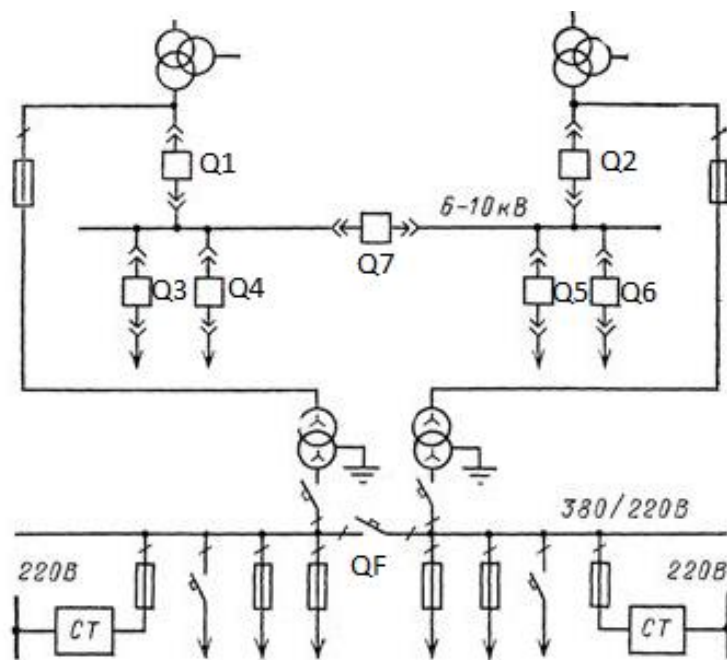


Рисунок 2.7 – Схема питания собственных нужд подстанции

Каждый трансформатор СН (рисунок 2.7) выбирается по полной нагрузке СН, так как при повреждении одного из них оставшийся в работе должен обеспечивать электропитание всех потребителей.

Максимальная нагрузка собственных нужд:

$$P_{\max.сн} = 600 \text{ кВт};$$

$$\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,85;$$

Полная максимальная мощность:

$$S_{\max.сн} = P_{\max.сн} / \cos\varphi_{\text{ном}} = 600/0,85 = 706 \text{ кВА}.$$

В качестве трансформаторов собственных нужд выбрали два сухих трансформатора ТМС - 1000/10 номинальной мощностью 1000 кВА[2].

2.4 Расчёт токов короткого замыкания

Для выбора электрооборудования необходимо посчитать ток трехфазного короткого замыкания.

При расчетах токов КЗ принимается ряд допущений, которые значительно упрощают расчеты, не внося значительных погрешностей. В расчетах не учитывается:

- а) емкостные проводимости на землю ЛЭП напряжением до 110 кВ;
- б) сдвиг по фазе Э.Д.С. различных источников питания;
- в) токи намагничивания трансформаторов;
- г) активное сопротивление элементов системы;

Расчетные схемы замещения токов КЗ выполнены в программе ElectronicsWorkbench и указаны в приложении А.

Определяем величины ЭДС энергосистем С1 и С2 и сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах[1].

При расчете, производимом в относительных единицах $E_{c1} = E_{c2} = 1.05$.

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{кз}}, \quad (2.1)$$

где $S_{\bar{o}}$ – базисная мощность, МВА;

$S_{кз}$ – мощность КЗ энергосистемы, МВА.

$$X_{c1} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{кз1}} = \frac{1000}{300} = 3.33,$$

$$X_{c2} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{кз2}} = \frac{1000}{200} = 5.$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{вт} = \frac{U_{вс} + U_{вн} - U_{сн}}{200} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нт}}, \quad (2.2)$$

$$X_{ст} = \frac{U_{вс} + U_{сн} - U_{вн}}{200} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{нт}}, \quad (2.3)$$

$$X_{nm} = \frac{U_{сн} + U_{вн} - U_{вс}}{200} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{nm}}, \quad (2.4)$$

где S_{nm} – Номинальная мощность трансформатора, МВА.

$$X_{вм1} = X_{вм2} = \frac{U_{вс1} + U_{вн1} - U_{сн1}}{200} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{nm1}} = \frac{10.5 + 17.5 - 6.5}{200} \cdot \frac{1000}{25} = 4.3,$$

$$X_{см1} = X_{см2} = \frac{U_{вс1} + U_{сн1} - U_{вн1}}{200} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{nm1}} = \frac{6.5 + 10.5 - 17.5}{200} \cdot \frac{1000}{25} = -0.25 \approx 0,$$

$$X_{нм1} = X_{нм2} = \frac{U_{сн1} + U_{вн1} - U_{вс1}}{200} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{nm1}} = \frac{17.5 + 6.5 - 10.5}{200} \cdot \frac{1000}{25} = 2.7.$$

Сопротивление линии:

$$X_{л} = X_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}, \quad (2.5)$$

где $X_{y\delta}$ – индуктивное сопротивление линии на 1 км длины, Ом/км;

l – длина линии, км;

U_{cp} – среднее напряжение в месте установки данного элемента, кВ.

$$X_{л1} = X_{y\delta} \cdot l_1 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0.418 \cdot 55 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1.66;$$

$$X_{л2} = X_{y\delta} \cdot l_2 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0.418 \cdot 65 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1.97;$$

$$X_{л3} = X_{y\delta} \cdot l_3 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0.418 \cdot 60 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1.81;$$

$$X_{л4} = X_{y\delta} \cdot l_4 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0.418 \cdot 80 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2.42;$$

$$X_{л5} = X_{y\delta} \cdot l_5 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0.418 \cdot 75 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2.27;$$

$$X_{л6} = X_{y\delta} \cdot l_6 \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0.418 \cdot 60 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1.81.$$

Результаты расчета сопротивлений сводим в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Сопротивления элементов

Сопротивление элементов	Относительные единицы
1	2
$X_{с1}$	3.33
$X_{с2}$	5

Продолжение таблицы 2.1

1	2
$X_{Л1}$	1.66
$X_{Л2}$	1.97
$X_{Л3}$	1.81
$X_{Л4}$	2.42
$X_{Л5}$	2.27
$X_{Л6}$	1.81
$X_{ВТ1,2}$	4.3
$X_{СТ1,2}$	0
$X_{НТ1,2}$	2.7

Находим базисные токи:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}}, \quad (2.6)$$

где $S_{\bar{o}}$ – базисная мощность, МВА;
 $U_{\bar{o}}$ – базисное напряжение, кВ.

$$I_{\bar{o}вн} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5.02 \text{ кА},$$

$$I_{\bar{o}сн} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16.5 \text{ кА},$$

$$I_{\bar{o}нн} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 54.89 \text{ кА}.$$

Рассчитываем токи КЗ:

$$I_{кз} = I_{\bar{o}} \cdot I_{оe}, \quad (2.7)$$

где $I_{\bar{o}}$ – базисный ток, кА;
 $I_{оe}$ – ток, измеренный амперметром в точках КЗ (К1, К2, К3).

$$I_{кзвн} = 5.02 \cdot 0.221 = 1.055 \text{ кА},$$

$$I_{кзсн} = 16.5 \cdot 0.112 = 1.848 \text{ кА},$$

$$I_{кзнн} = 54.89 \cdot 0.0877 = 4.82 \text{ кА},$$

Рассчитываем ударные токи КЗ по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кз} \cdot k_{y\partial}, \quad (2.8)$$

где $k_{y\partial}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени затухания цепи КЗ, определяемый по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (2.9)$$

где $T_a=0,05$ - постоянной времени затухания цепи КЗ.

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,05}} = 1.825.$$

$$i_{y\partial вн} = \sqrt{2} \cdot I_{кзвн} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1.055 \cdot 1.825 = 2.4 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial сн} = \sqrt{2} \cdot I_{кзсн} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1.848 \cdot 1.825 = 4.2 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial нн} = \sqrt{2} \cdot I_{кзнн} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 4.82 \cdot 1.825 = 10.91 \text{ кА}.$$

Результаты расчета токов сводим в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 –Токи короткого замыкания

Точки КЗ	$I_{кз}, \text{кА}$	$I_{y\partial}, \text{кА}$
К1	1.055	2.4
К2	1.848	4.2
К3	4.820	10.91

2.5 Выбор электрических аппаратов

Выбор выключателей.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, они служат для отключения и включения в цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание[1].

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

- 1) $U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{кВ};$
- 2) $I_{ном} \geq I_{раб.мах}, \text{А};$
- 3) $I_{дин} \geq I_{y\partial}, \text{кА};$
- 4) $I_{отк} \geq I_n, \text{кА};$
- 5) $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$

Максимальный рабочий ток на стороне ВН и СН определяется следующим образом:

$$I_{рабмах} = \frac{1.4 \cdot S_{наг}}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (2.11)$$

где $S_{наг}$ – наибольшая перспективная нагрузка на СН.

В РУ 110 кВ максимальный рабочий ток протекает через выключатель в

цепи трансформатора, когда второй трансформатор отключен:

$S_{номТ} = 25 \text{ МВА}$ – номинальная мощность трансформатора.

$$I_{рабmax} = \frac{1.4 \cdot 25 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 183.92 \text{ А.}$$

Максимальный рабочий ток для РУ 35кВ определяется при тех же условиях $S_{наг} = 17.5 \text{ МВА}$:

$$I_{рабmax} = \frac{1.4 \cdot 17.5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 10^3} = 404.624 \text{ А.}$$

Максимальный рабочий ток для РУ 10 кВ определяется при тех же условиях $S_{наг} = 7.5 \text{ МВА}$:

$$I_{рабmax} = \frac{2 \cdot 7.5 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 606.93 \text{ А.}$$

$I_{max} = 2 \cdot I_{рабmax}$ в связи с чем вводится коэффициент перегрузки 2.

Вариант 1. Для РУ 110 кВ рассмотрели силовой выключатель 3AP1 DT производства SIEMENS. Данный электрический аппарат 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.

Параметры и расчетные значения для проверки выключателя сведем в таблицу 2.3.

Таблица 2.3 – Выбор выключателя на 110кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель 3AP1 DT (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 123 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах.}$	$I_{раб.мах.} = 183.92 \text{ А};$	$I_{ном} = 4000 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 2400 \text{ А};$	$I_{дин} = 108 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 1055 \text{ А};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 1055^2 \cdot 1.5 = 1.67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$

Вариант 2. Рассмотрели силовой выключатель LTB 245E1 производства АВВ. Данный электрический аппарат является трехполюсным автоматическим выключателем открытого типа, в котором в качестве изоляционного и гасящего средства используется газ SF₆. Выключатель оборудован монитором плотности, который показывает плотность SF₆. Риск утечки газа незначителен благодаря применению двойных кольцевых крестообразных уплотнений из нитрильного каучука. Также в каждой

дугогасительной камере помещается абсорбционный фильтр, который поглощает влагу и продукты разложения.

Параметры и расчетные значения для проверки выключателя сведем в таблицу 2.4.

Таблица 2.4 – Выбор выключателя РУ 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель LTB 245E1 (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах.}$	$I_{раб.мах.} = 183,93 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 2400 \text{ А};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 1055 \text{ А};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}$	$B_{\kappa} = 1055^2 \cdot 1,5 = 1,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Выключатель удовлетворяет всем расчетным условиям. Аналогичным образом проверяем остальное оборудование.

Вариант 1: Для РУ 35кВ рассмотрели элегазовый силовой выключатель 3AP1 DT производства SIEMENS. Силовой выключатель является трехполюсным автоматическим компрессионным в исполнении для наружной установки, где в качестве изолирующего и дугогасящего средства применяется элегаз. Выключатель имеет один пружинный привод на все фазы, что позволяет ему выполнять операцию АПВ на трех фазах.

Параметры и расчетные значения для проверки данного выключателя сведем в таблицу 2.5.

Таблица 2.5–Выбор выключателя на 35кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель 3AP1 DT (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 72.5 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах.}$	$I_{раб.мах.} = 404,62 \text{ А};$	$I_{ном.} = 4000 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 4200 \text{ А};$	$I_{дин} = 108 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 1840 \text{ А};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa}$	$B_{\kappa} = 1840^2 \cdot 1.5 = 2.76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Вариант 2. Рассмотрели силовой выключатель LTB 145 D1/V производства АВВ. Данный электрический аппарат является трехполюсным автоматическим выключателем открытого типа, в котором в качестве изоляционного и гасящего средства используется газ SF6. Выключатель оборудован монитором плотности, который показывает плотность SF6. Риск утечки газа незначителен благодаря применению двойных кольцевых крестообразных уплотнений из нитрильного каучука. Также в каждой дугогасительной камере помещается абсорбционный фильтр, который поглощает влагу и продукты разложения.

Параметры и расчетные значения для проверки данного выключателя сведем в таблицу 2.6.

Таблица 2.6– Выбор выключателя РУ 35 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель LTB 145 D1/B (ABB)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 35 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах.}$	$I_{раб.мах.} = 1404.65 \text{ А};$	$I_{ном.} = 3150 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 4200 \text{ А};$	$I_{дин} = 104 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 1840 \text{ А};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}$	$B_{\kappa} = 1840^2 \cdot 1.5 = 2.76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Для КРУ 10 кВ выбрали выключатель производства AREVA.

Параметры выключателей и расчетные значения для проверки сведем в таблицу 2.7.

Таблица 2.7 – Выбор выключателя КРУ на 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель производства AREVA
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах.}$	$I_{раб.мах.} = 606.93 \text{ А};$	$I_{ном.} = 630 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 10910 \text{ А};$	$I_{вкл} = 51 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 4.820 \text{ кА};$	$I_{отк} = 20 \text{ кА};$
$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}$	$B_{\kappa} = 4.82^2 \cdot 1.5 = 7,23 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

- 1) $U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ};$
- 2) $I_{ном} \geq I_{раб.мах}, \text{ А};$
- 3) $I_{дин} \geq I_{уд}, \text{ кА};$
- 4) $I_{мер2} \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa}, \text{ кА}.$

На РУ 110 кВ выбираем разъединитель 3DN1CB фирмы SIEMENS.

Параметры разъединителей и расчетные значения для проверки сведем в таблицы 2.8-2.9.

Таблица 2.8 – Выбор разъединителя 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Разъединитель 3DN1CB (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 123 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах.}$	$I_{раб.мах.} = 183.92 \text{ А};$	$I_{ном.} = 1250 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 2400 \text{ А};$	$I_{дин} = 50 \text{ кА};$
$I_{мер2} \cdot t_{мер} \geq B_{\kappa},$	$B_{\kappa} = 1055^2 \cdot 1.5 = 1.580 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

На РУ 35кВ выбрали разъединитель 3DN1CB фирмы SIEMENS.

Горизонтально-поворотный разъединитель типа DBF4 состоит из главного ножа, двух опорных изоляционных колон, стальной

секционированной рамы с опорными подшипниками и поворотными рычагами для крепления продольных и поворотных поперечных тяг, а также электродвигательного привода.

Таблица 2.9 – Выбор разъединителя 35кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Разъединитель 3DN1CB (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 72.5 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб.мах.}$	$I_{раб.мах.} = 404.62 \text{ А};$	$I_{ном.} = 1250 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 4200 \text{ А};$	$I_{дин} = 50 \text{ кА};$
$I_{тер2} \cdot t_{тер} \geq B_{к},$	$B_{к} = 1840^2 \cdot 1.5 = 2.76 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$

Выбор измерительных трансформаторов тока.

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

- 1) $U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ};$
- 2) $I_{ном} \geq I_{раб.мах}, \text{ А};$
- 3) $I_{сквоз} \geq I_{уд}, \text{ кА};$
- 4) $r_{2номТА} \geq r_{2расч}, \text{ Ом}.$

Определение расчетного сопротивления нагрузки вторичной обмотки:

$$r_{2расч} = r_{приб} + r_{пров} + r_{к}, \text{ Ом}, \quad (2.12)$$

где $r_{к} = 0.05 \text{ Ом}$ – сопротивление контактов, в проекте принимается;

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

$r_{пров}$ – сопротивление проводов.

Потребляемая мощность терминалов SIEMENS (по каталогу):

$$S_{терминал} = 0.3 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Сопротивление терминала определим по формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{терминал}}{I_{2ТА}^2}, \text{ Ом}, \quad (2.13)$$

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

$$r_{приб} = \frac{0.3}{5^2} = 0.012 \text{ Ом}.$$

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

Сопротивление провода определим по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l}{S}, \text{ Ом}; \quad (2.14)$$

$$r_{\text{пров}} = 0.0175 \cdot \frac{60}{2.5} = 0.42 \text{ Ом};$$

$$r_{2\text{расч}} = 0.42 + 0.012 + 0.05 = 0.482 \text{ Ом}.$$

В вводы установленного на подстанции трансформатора встроены ТТ типа ТВТ. Параметры измерительных трансформаторов тока и расчетные значения для проверки приведены в таблицах 2.10 – 2.12.

На высокой стороне (110 кВ) в качестве выносных трансформаторов тока выбрали ТВТ-110.

На РУ 110 в качестве трансформаторов тока выбрали ТФЗМ-110.

Таблица 2.10 – Измерительный трансформатор тока ТВТ-110

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах.}}$	$I_{\text{раб.мах.}} = 183.92 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 700 \text{ А}$
$I_{\text{сквоз}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 2.4 \text{ кА}$	$I_{\text{сквоз}} = 25 \text{ кА}$
$r_{2\text{номТА}} \geq r_{2\text{расч}}$	$r_{2\text{расч}} = 0.482 \text{ Ом}$	$r_{2\text{номТА}} = 0.56 \text{ Ом}$

На РУ 35 выберем трансформатор тока типа ТФНД-35-М.

Таблица 2.11 – Измерительный трансформатор тока ТФНД-35-М

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.ном}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах.}}$	$I_{\text{раб.мах.}} = 404.62 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 800 \text{ А}$
$I_{\text{сквоз}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 4,2 \text{ кА}$	$I_{\text{сквоз}} = 25 \text{ кА}$
$r_{2\text{номТА}} \geq r_{2\text{расч}}$	$r_{2\text{расч}} = 0.482 \text{ Ом}$	$r_{2\text{номТА}} = 0,64 \text{ Ом}$

На КРУ 10 в качестве трансформаторов тока выберем ТОЛ-10.

Таблица 2.12 – Измерительный трансформатор тока ТОЛ-10

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.мах.}}$	$I_{\text{раб.мах.}} = 606.93 \text{ А};$	$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А}$
$I_{\text{сквоз}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 10,91 \text{ кА}$	$I_{\text{сквоз}} = 25 \text{ кА}$
$r_{2\text{номТА}} \geq r_{2\text{расч}}$	$r_{2\text{расч}} = 0,482 \text{ Ом}$	$r_{2\text{номТА}} = 0,64 \text{ Ом}$

На стороне ВН: ТВТ-110 750/5;

На стороне СН: ТФНД-35-М 800/5;

На стороне НН: ТОЛ-10 1500/5;

На РУ 110 кВ к установке приняли ТТ типа ТФЗМ для наружной установки. Выбор и проверка по 10% характеристики указана в приложении

В.

ТТ проверяются на нагрузочную способность. Для проверки трансформаторов тока воспользуемся программой «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П., г. Псков. Результаты расчетов представим на скриншотах программы (рисунок 2.9 – 2.14).

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл (№)	K10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
TBT-330	1500	1	-	30		5.2	11	30
TBT-330	2000	1	-	30		6.9	22	40
TBT-330	3000	1	-	30		10.5	35	50
ТФКН-330	2000	1	1;P2;P3;0	20		8.5	26	50
ТФКН-330	2000	5	1;P2;P3;0	20		0.6	0.76	2
ТРН-330-IV	3000	1	0.2;0.5	20		9.1	43	30
ТРН-330-IV	3000	1	P1;P4	20		8.4	36	40
ТРН-330-IV	3000	1	P2;P3	20		9.3	44	40
TBT-110	100	5	-	12	25	0.056	0.21	0.6
TBT-110	150	5	-	15	25	0.084	0.13	0.6
TBT-110	200	5	-	28	25	0.11	0.39	0.6
TBT-110	300	5	-	20	25	0.167	0.44	1.2
TBT-110	200	5	-	20	25	0.11	0.39	0.8
TBT-110	300	5	-	20	25	0.167	0.44	1
TBT-110	400	5	-	20	25	0.222	0.37	1.6
TBT-110	600	5	-	20	25	0.334	0.68	2
TBT-110	400	5	-	24	25	0.222	0	1.2
TBT-110	600	5	-	24	25	0.334	0	1.2
TBT-110	750	5	-	24	25	0.56	0	1.6
TBT-110	1000	5	-	24	25	0.56	0.66	1.6

Рисунок 2.9 – Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

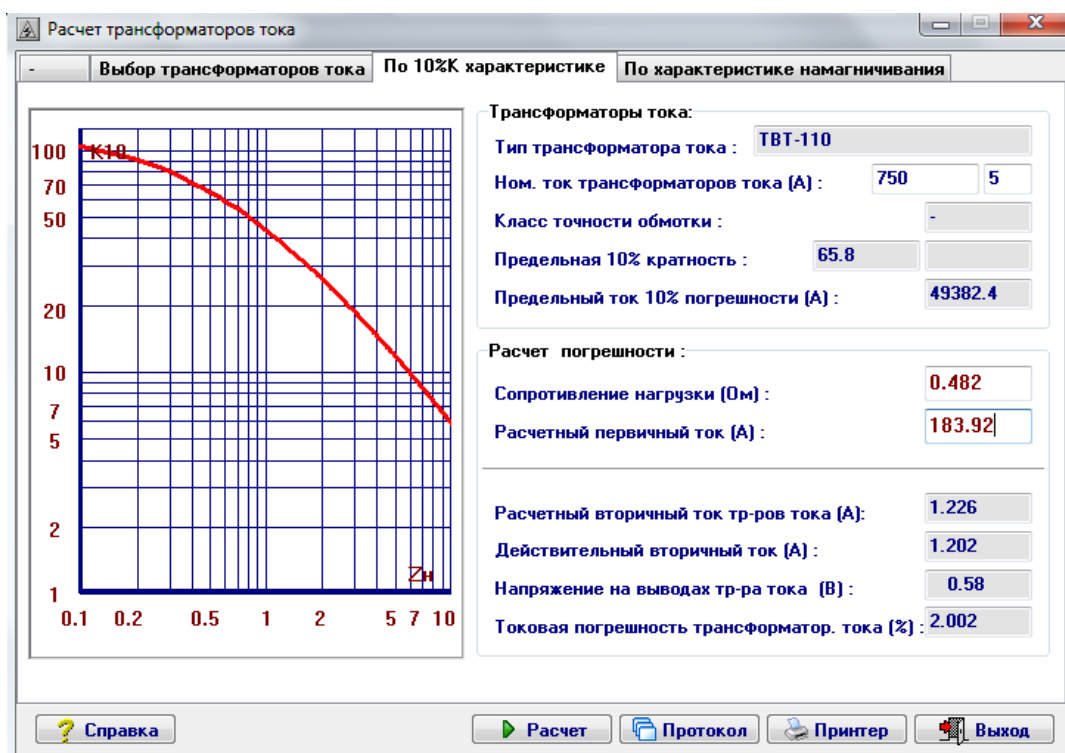


Рисунок 2.10 – Расчет погрешности TBT-110

Аналогично производится проверка трансформаторов тока на сторонах 110 и 10 кВ.

Расчет трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока По 10%K характеристике По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I _{1ном} (А)	I _{2ном} (А)	Кл (%)	K10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТВ-110/50	1500	1	-	33		17.5	24	50
ТВ-110/50	2000	1	-	25		17.5	31	50
ТФНД-35	600	5	Д	8		0.415	0.3	4
ТФНД-35	600	5	0.5	6		0.396	0	2.4
ТФНД-35	800	5	Д	9.5		0.55	0.5	4
ТФНД-35	800	5	0.5	8		0.487	0	2.4
ТФНД-35	1500	5	Д	8		0.52	0.5	4
ТФНД-35	1500	5	0.5	7.5		0.487	0	2.4
ТФНД-35	1000	5	Д	9.5		0.65	0.5	4
ТФНД-35	1000	5	0.5	12		0.695	0	2.4
ТФНУД-35М	600	5	Р	30		0.45		0.8
ТФНУД-35М	600	5	0.5	14		0.47		1.2
ТФНД-35М	600	5	Р	30		0.45	0	0.8
ТФНД-35М	600	5	0.5	14		0.42	0	1.2
ТФНД-35М	800	5	Р	33		0.64	0.85	0.8
ТФНД-35М	800	5	0.5	16		0.53	0.4	1.2
ТФНД-35М	1000	5	Р	38		0.65	0.7	0.8
ТФНД-35М	1000	5	0.5	13		0.62	0	1.2
ТФНД-35М	1500	5	Р	33		0.52	0.4	0.8
ТФНД-35М	1500	5	0.5	15		0.48	0	1.2

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок 2.11 – Выбор трансформатора тока на стороне 35 кВ

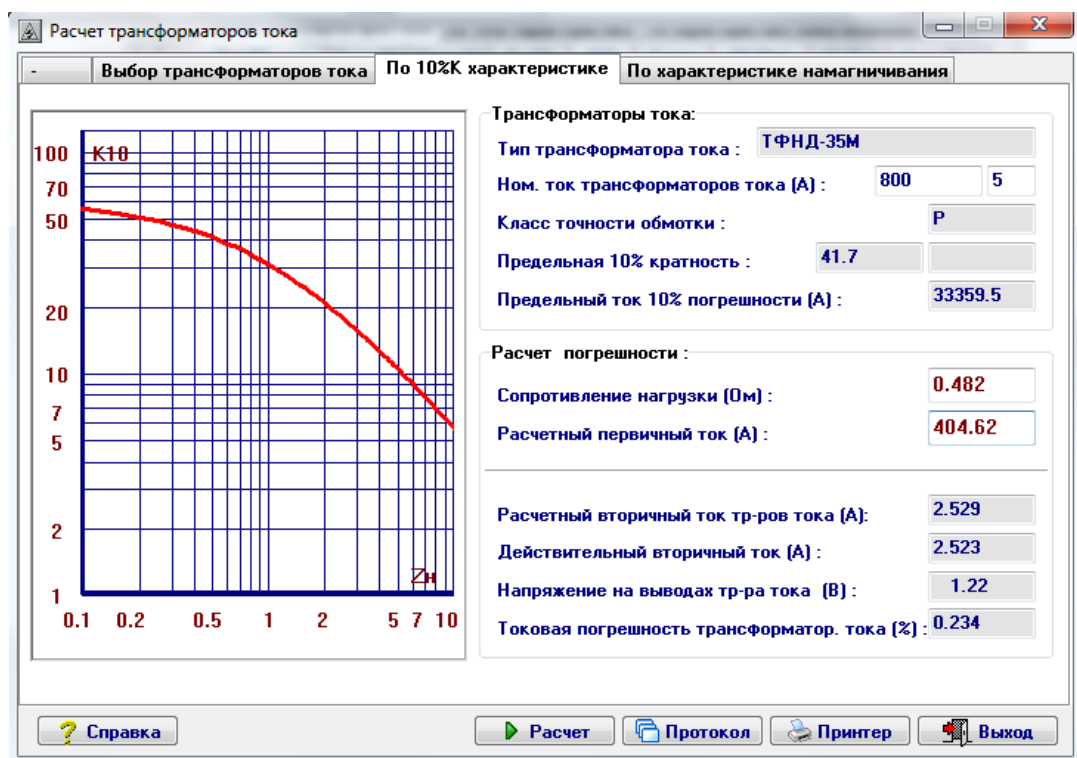


Рисунок 2.12 – Расчет погрешности ТФНД-35-М

Расчет трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока По 10%K характеристике По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл (%)	K10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТВЛМ-10	600	5	0.5	12		0.24	0.56	0.4
ТВЛМ-10	1000	5	P	17		0.25	0.58	0.6
ТВЛМ-10	1000	5	0.5	12		0.21	0.82	0.4
ТВЛМ-10	1500	5	P	20		0.41	0.88	0.6
ТВЛМ-10	1500	5	0.5	15		0.36	0.95	0.4
ТПЛМ-10	300	5	P	13		0.21	0.07	0.6
ТПЛМ-10	300	5	0.5	10		0.18	0.3	0.4
ТПЛМ-10	400	5	P	15		0.29	0.36	0.6
ТПЛМ-10	400	5	0.5	12		0.24	0.55	0.4
ТОЛ-10	300	5	P	18	18.4	0.166	0	0.6
ТОЛ-10	300	5	0.5	13	18.4	0.114	0	0.4
ТОЛ-10	400	5	P	22	18.4	0.224	0	0.6
ТОЛ-10	400	5	0.5	17	18.4	0.153	0	0.4
ТОЛ-10	600	5	P	18	23	0.224	0	0.6
ТОЛ-10	600	5	0.5	13	23	0.188	0	0.4
ТОЛ-10	800	5	P	22	23	0.229	0	0.6
ТОЛ-10	800	5	0.5	17	23	0.205	0	0.4
ТОЛ-10	1000	5	P	18	36	0.342	0	0.6
ТОЛ-10	1000	5	0.5	14	36	0.225	0	0.4
ТОЛ-10	1500	5	P	29	36	0.537	0	0.6

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок 2.13 – Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

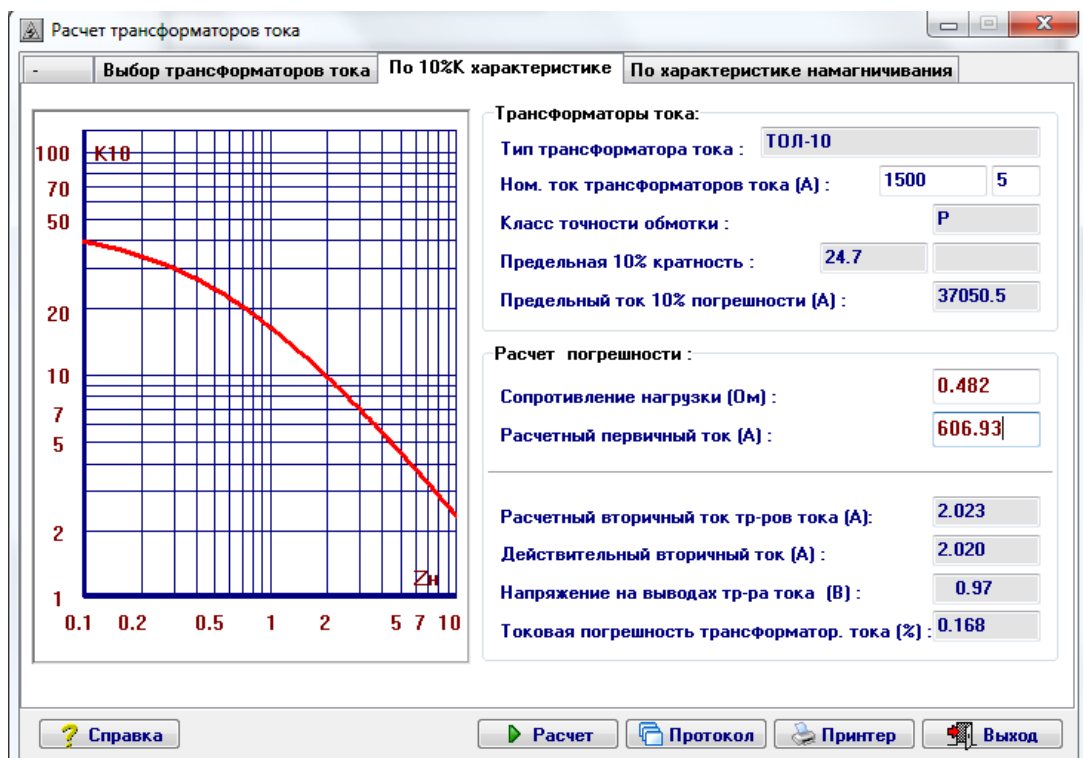


Рисунок 2.14 – Расчет погрешности ТВТ-10-2500/5

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

Выбор измерительных трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

$$1) U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ};$$

$$2) r_{2номTV} \geq r_{2расч}, Ом.$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждой секции или системе сборных шин низшего и среднего напряжения и все катушки напряжения приборов этой секции или системы сборных шин подключаются к этому трансформатору напряжения.

Для ОРУ 110кВ выбираем ТН типа НКФ-110-57;

Для ОРУ 35кВ выбираем ТН типа ЗНОЛ-35;

Для КРУ 10 кВ выбираем ТН типа НТМИ-10-66.

Выбор плавких предохранителей в цепи трансформаторов собственных нужд.

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

$$I_{рабнб} = \frac{706}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0.85} = 47.96 А.$$

Выбрали предохранитель ПКТ 102-10-50-12,5У3.

Расчетные и паспортные параметры приведены в таблице 2.13.

Таблица 2.13– Выбор предохранителей

Паспортные данные	Расчетные значения
$U_{ном} = 10 кВ$	$U_{ном} = 10 кВ$
$I_{ном} = 50 А$	$I_{раб} = 47.96 А$
$I_{отк} = 12.5 кА$	$I_{кз} = 9.33 кА$

Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) для защиты электрооборудования подстанции.

Для защиты изоляции РУ и трансформаторов от атмосферных перенапряжений выбрали следующие ОПН по каталогу продукции производства SIEMENS.

На стороне ВН: ЗЕР1 123 – 1PL1;

На стороне СН: ЗЕР1 37 – 1PL1;

На стороне НН: ЗЕР1 012 – 1PL1.

3 Проектирование релейной защиты элементов подстанции

3.1 Релейная защита трансформаторов подстанции

Дифференциальная токовая защита трансформатора.

Основными видами повреждений в трансформаторах и автотрансформаторах являются: замыкание между фазами внутри кожуха трансформатора (трехфазного) и на наружных выводах обмоток; замыкания в обмотках между витками одной фазы (витковые замыкания); замыкания на землю обмоток или их наружных выводов; повреждения магнитопровода трансформатора, приводящие к появлению местного нагрева и «пожару стали».

Для ограничения размера разрушения релейная защита от повреждений в трансформаторе должна действовать быстро ($t = 0.05 \div 0.1$ с). В качестве таких защит применяются токовая отсечка, дифференциальная и газовая защиты [3, с.174].

Реле дифференциальной защиты 7UT6 применяются для быстрого и селективного отключения коротких замыканий в трансформаторах всех уровней напряжения, во вращающихся электрических машинах, например, в двигателях и генераторах, а также на коротких линиях и сборных шинах.

Конкретное применение устройства может быть определено параметризацией. Это позволяет максимально адаптировать реле к защищаемому объекту.

Встроенная программируемая логика позволяет пользователям добавлять их собственные функции, например, для автоматизации операций в распределительном устройстве. Могут также генерироваться пользовательские сообщения. Гибкие коммуникационные интерфейсы открыты для взаимодействия современных коммуникационных архитектур с системами управления.

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

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

Назначение внутренних функций устройства:

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

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

Действует без выдержки времени – на отключение выключателей

трансформатора, пуск УРОВ.

50, 51–Максимальная токовая защита имеет 3 ступени и используется как токовая защита от перегрузки ($I>$, $I>>$, 51) на стороне 110 кВ, на выводах общей обмотки трансформатора и на стороне 10 кВ[5].

Для расчета ДЗТ использовали данные приведенные в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		115 кВ	37 кВ	10.5кВ
Первичные токи защищаемого автотрансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	131.37	289.02	303.47
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	K_T	750/5	800/5	1500/5
Схема соединения трансформаторов тока	$K_{сх} = 1$	Y	Y	Y
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_I}$	0.88	1.81	1.01

Расчет чувствительного органа.

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

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

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

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

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

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

$I_{нб.тормнач.п.}^{II}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью регулированием напряжения автотрансформатора;

$K_{отс} = 1.5$ – коэффициент отстройки от максимального тока небаланса;

$K_{одн} = 0.5 \div 1$ – коэффициент однотипности, учитывающий различие в погрешности трансформаторов тока, образующих дифференциальную схему. Для реле с торможением принимается $K_{одн} = 1$;

$\varepsilon = 0.1$ – коэффициент, учитывающий погрешность в 10 % ТА;

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

$$I_{нб.тормнач.п.}^I = 1 \cdot 1 \cdot 0.3 \cdot 131.37 = 39.41 \text{ А};$$

$$I_{нб.тормнач.п.}^{II} = 0.12 \cdot 131.37 = 15.76 \text{ A};$$

$$I_{сз.мин} = K_{отс} \cdot I_{нб.тормнач.п.} = 1.5 \cdot (39.41 + 15.76) = 82.76 \text{ A};$$

$$I_{сз.минотн.ед} = \frac{82.76}{131.37} = 0.63 \text{ о.е.}$$

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

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

$$I_{сз.мин} = 0.2 \cdot 131.37 = 26.27 \text{ A.}$$

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

$$I_{сз.мин} = 82.76 \text{ A,}$$

$$I_{сз.минотн.ед} = 0.63 \text{ о.е.}$$

Расчет коэффициента торможения (наклонная часть тормозной характеристики).

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

$$I_{нб.расч.пер.} = [K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + (U_{\alpha} \cdot K_{тока} + U_{\beta} \cdot K_{ток\beta})] \cdot I_{кз}, \quad (3.6)$$

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

Составляющие тока небаланса рассчитываем для плеча 110 кВ:

$$I_{нб.расч.пер.} = [2 \cdot 1 \cdot 0.1 + 0.12] \cdot I_{кз}, \quad (3.7)$$

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

где $I_{тормрасч.отн.1}$, $I_{тормрасч.отн.2}$, $I_{тормрасч.отн.3}$ – относительные токи при расчетном внешнем к.з., подводимые к цепям торможения от всех плеч защиты защищаемого автотрансформатора.

$$I_{нб.расч.отн.} = \frac{0.63 \cdot I_{кз}^{(2)}}{I_{ном}} \quad (3.9)$$

$$I_{нб.расч.отн.}^{35кВ} = \frac{0.63 \cdot I_{кз}^{(2)}}{I_{ном}} = \frac{0.63 \cdot 1607.76}{131.37} = 7.71,$$

$$I_{нб.расч.отн}^{10кВ} = \frac{0.63 \cdot I_{кз}^{(2)}}{I_{ном}} = \frac{0.63 \cdot 4193.4}{131.37} = 20.11.$$

Суммарный расчетный ток $\sum I_{торм.расч.п}$ рассчитан:

$$\sum I_{торм.расч.п} = \frac{2 \cdot I_{кз}^{(2)}}{I_{ном}} \quad (3.10)$$

$$\sum I_{торм.расч.п}^{35кВ} = \frac{2 \cdot I_{кз}^{(2)}}{I_{ном}} = \frac{2 \cdot 1607.76}{131.37} = 34.48,$$

$$\sum I_{торм.расч.п}^{10кВ} = \frac{2 \cdot I_{кз}^{(2)}}{I_{ном}} = \frac{2 \cdot 4193.4}{131.37} = 63.84.$$

Коэффициент торможение рассчитан по формуле:

$$K_{торм} = \frac{1.5 \cdot I_{нб.расч.отн.} - I_{сз.мин}}{\sum I_{торм.расч.отн.} - I_{торм.нач.отн.}}, \quad (3.11)$$

$$K_{торм}^{35кВ} = \frac{1.5 \cdot 7.71 - 0.63}{34.48 - 1} = 0.33,$$

$$K_{торм}^{10кВ} = \frac{1.5 \cdot 20.11 - 0.63}{63.84 - 1} = 0.47.$$

Расчет коэффициента торможения дифференциальной защиты трансформатора приведен в таблице 3.2

Таблица 3.2 –Расчет коэффициента торможения дифференциальной защиты трансформатора

Режим	Расчетная точка и вид КЗ	$I_{кз}^{(2)}$, А	$I_{нб.расч.отн.}$, о.е.	$\sum I_{торм.расч.п}$	$K_{ТОРМ}$
Опробование от сети 110	На вводе 35 кВ, 2-х ф. КЗ	1607.76	7.71	34.48	0.33
Опробование от сети 110	На вводе 10 кВ, 2-х ф. КЗ	4193.4	20.11	63.84	0.47

Коэффициент торможения примем $K_{ТОРМ} = 0.47$.

Оценка чувствительности дифференциальной защиты.

Двухфазное КЗ на стороне 35 кВ, А:

$$I_{кз}^{(2)} = 0.87 \cdot 1848 = 1607.76 \text{ А};$$

а) Без учета торможения:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{ном}} \cdot I_{\text{сз.миномтн.ед}}}, \quad (3.12)$$

б) С учетом торможения током плеча 35 кВ трансформатора:

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(2)}}{I_{\text{ном}}}, \quad (3.13)$$

$$I_{\text{сз.тормотн.}} = K_{\text{торм}} \cdot (\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} - 1), \quad (3.14)$$

$$I_{\text{сз.отн.}} = I_{\text{сз.тормотн.}} + I_{\text{сз.миномтн.ед}}, \quad (3.15)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{\sum I_{\text{торм.расч.отн.}}}{I_{\text{сз.отн.}}}, \quad (3.16)$$

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн.}} = \frac{1607.76}{289.02} = 5.56 \text{ о.е.},$$

$$I_{\text{сз.тормотн.}} = 0.47 \cdot (5.56 - 1) = 2.14 \text{ о.е.},$$

$$I_{\text{сз.отн.}} = 0.63 + 2.14 = 2.77 \text{ о.е.},$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{5.56}{2.77} = 2.01 > 2.$$

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

Газовая защита (ГЗ).

Практически все повреждения внутри бака маслонаполненного трансформатора (автотрансформатора) сопровождаются выделением газов. Газы появляются в результате разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги и иных факторов (например, «пожара стали» магнитопровода).

Газовое реле устанавливается в трубопроводе между баком и расширителем (рисунок 3.2). Для облегчения выхода газов крышка трансформатора и трубопровод должны иметь небольшой подъем (1,5-2%) к горизонтали, а трубопровод заделывается в бак вровень с внутренней поверхностью крышки. Для устранения влияния на работу защиты выхлопная труба заделывается в крышку, наоборот, с бортиком, обращенным внутрь бака.

Существующие конструкции газовых реле (рисунок 3.2) имеют три основных выполнения, различающихся принципом работы их реагирующих элементов. Последние выполняются в виде поплавков — герметизированных полых цилиндров, лопастей и открытых чашек. Обычно реле имеет два реагирующих элемента, действующих соответственно на сигнал и отключение; иногда реле имеет три реагирующих элемента, два из которых действуют на отключение. Контакты реле укрепляются на реагирующих

элементах; оперативный ток к ним подводится с наружной стороны реле гибкими изолированными проводами.

При внутренних КЗ действие газовой защиты резервируется защитами, реагирующими на ток КЗ. Поэтому при использовании оперативного переменного тока считается допустимым питать цепи газовой защиты только от цепей переменного напряжения (например, измерительных ТН).

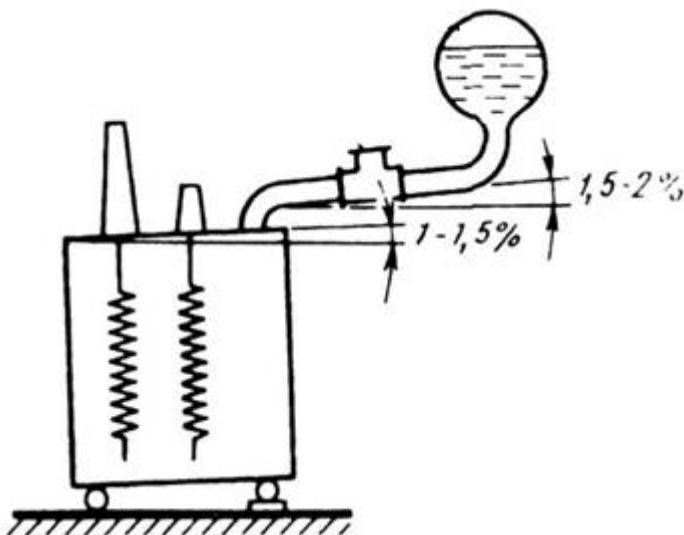


Рисунок 3.1 – Установка газовой защиты на трансформаторе

Достоинствами газовой защиты являются:

- 1) высокая чувствительность, позволяющая защите реагировать практически на все опасные повреждения внутри бака;
- 2) небольшое время срабатывания при больших скоростях потока масла.

Защита имеет следующие недостатки:

- 1) не реагирует на повреждения, возникающие вне бака, но в зоне между выключателями (на втулках, соединениях с выключателями) поэтому она не может быть единственной защитой от повреждений возникающих между этими выключателями;
- 2) значительное время срабатывания, например, при медленном газообразовании, что не позволяет отнести защиту к быстродействующим;
- 3) при использовании защиты с действием на отключение в районах, подверженных землетрясениям, на установках, вблизи которых проводятся взрывные работы и т. п., возникают затруднения;
- 4) необходимо временно выводить защиту из действия на отключение при доливке масла, включении трансформатора после ремонта.

В настоящее время трансформаторы мощностью 1 МВА и выше обычно поставляются комплектно с газовой защитой. Для трансформаторов небольшой мощности она сочетается с токовой, обычно двухступенчатой защитой, для мощных трансформаторов и автотрансформаторов – с дифференциальной токовой защитой от внутренних КЗ и токовыми защитами от внешних КЗ [13, с.421-427].

Расчет резервных защит трансформатора.

Устройство 7SJ63 может использоваться для выполнения любой резервной защиты.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Действует:

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

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

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

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

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

В качестве резервной защиты трансформатора устанавливается максимальная токовая защита трансформатора (МТЗ), защита от перегрузки, охлаждение трансформатора. Для расчета резервных защит использовали данные в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Исходные данные для расчета резервных защит

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		115 кВ	37 кВ	10.5кВ
Первичные токи защищаемого трансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{НОМ} = \frac{S_{НОМ.ПРОХ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$	131.37	289.02	303.47

Расчет МТЗ трансформатора.

Стороны ВН:

$$I_{сз.} = \frac{K_{от.} \cdot K_{сэп} \cdot I_{ном.}}{K_{воз}}, \quad (3.17)$$

где $K_{отс} = 1.2$ – коэффициент отстройки;

$K_{в}$ – коэффициент возврата реле, принимаемый – 1.2;

$K_{сэп}$ – коэффициент самозапуска принимается равным 1.5-2 при малом удаленном значении электродвигателей.

$$I_{сз.} = \frac{K_{от.} \cdot K_{сэп} \cdot I_{ном.}}{K_{воз}} = \frac{1.2 \cdot 1.5 \cdot 131.37}{0.95} = 248.91 \text{ А},$$

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗПРИВВН}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{917.85}{248.91} = 3.69 > 1.2.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворителен.

Сторона СН:

$$I_{сз.} = \frac{K_{от.} \cdot K_{сэл} \cdot I_{ном.}}{K_{воз.}} = \frac{1.2 \cdot 1.5 \cdot 289.02}{0.95} = 547.62 \text{ A},$$

$$K_{ч} = \frac{I_{КЗПРИВВН}^{(2)}}{I_{сз.}} = \frac{1607.76}{547.62} = 2.94 > 1.2.$$

Коэффициент чувствительности удовлетворителен.

Сторона НН:

МТЗ трансформатора на стороне НН. Ток срабатывания МТЗ отстраиваем от номинального тока трансформатора по формуле:

$$I_{сз.} = K_{отс.} \cdot I_{ном.}, \quad (3.18)$$

где $K_{отс.} = 1.3$ – коэффициент отстройки.

$$I_{сз.} = 1.3 \cdot 303.47 = 394.51 \text{ A}.$$

Чувствительность защиты определяем при двухфазном коротком замыкании на стороне НН автотрансформатора:

$$K_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{сз.}}, \quad (3.19)$$

$$K_{ч} = \frac{4193.4}{394.51} = 10.63 \geq 1.5$$

По ПУЭ коэффициент чувствительности при КЗ в конце зоны защиты должен быть порядка 1.5.

Условие выполняется, т.е. чувствительность достаточна.

Защита от перегрузки.

Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне ВН с действием на сигнал.

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

$$I_{сз.} = \frac{K_{отс.} \cdot I_{ном.}}{K_{воз.}}, \quad (3.20)$$

где $K_{отс.} = 1.05$ – коэффициент отстройки, равный 5% перегрузке трансформатор сверх номинального;

$K_{воз.} = 0.95$ – коэффициент возврата реле.

$$I_{сз.} = \frac{1.05 \cdot 131.37}{0.95} = 145.20 \text{ A},$$

$$I_{сззВтор} = \frac{I_{сз.}}{K_T} = \frac{145.20}{150} = 0.97 \text{ A}.$$

Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне СН с действием на сигнал.

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

$$I_{c3} = \frac{1.05 \cdot 289.02}{0.95} = 319.44 \text{ A},$$

$$I_{c33Втор} = \frac{I_{c3}}{K_T} = \frac{319.44}{160} = 2 \text{ A}.$$

Защита от перегрузки, устанавливаемая на стороне НН с действием на сигнал.

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

$$I_{c3} = \frac{1.05 \cdot 303.47}{0.95} = 335.41 \text{ A},$$

$$I_{c33Втор} = \frac{I_{c3}}{K_T} = \frac{335.41}{300} = 1.12 \text{ A}.$$

Охлаждение трансформатора.

На стороне ВН:

$$I_{c3} = K_n \cdot I_{ном.} = 0.8 \cdot 131.37 = 105.10 \text{ A},$$

$$I_{c33Втор} = \frac{I_{c3}}{K_T} = \frac{105.10}{150} = 0.7 \text{ A}.$$

На стороне СН:

$$I_{c3} = K_n \cdot I_{ном.} = 0.8 \cdot 289.02 = 231.22 \text{ A},$$

$$I_{c33Втор} = \frac{I_{c3}}{K_T} = \frac{231.22}{160} = 1.45 \text{ A}.$$

На стороне НН:

$$I_{c3} = 0.8 \cdot 303.47 = 242.78 \text{ A},$$

$$I_{c33Втор} = \frac{I_{c3}}{K_T} = \frac{242.78}{300} = 0.81 \text{ A}.$$

3.2 Релейная защита линии 110 кВ

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

Устройство дистанционной релейной защиты 7SA6 является универсальным устройством для защиты, управления и автоматизации на базе системы SIPROTEC 4. Оно достаточно универсально и может быть использовано для всех классов напряжений.

Особенности защиты:

- Высокое быстродействие;
- Возможность защищать очень короткие линии;
- Автоматическое обнаружение качаний мощности с частотой до 7 Гц;
- Детектор насыщения трансформатора тока, гарантирующий быстрое отключение и высокую точность дистанционных измерений;
- Пофазная защита с ВЧ управлением;
- Цифровые коммуникации между устройствами осуществляются через интегрированный последовательный интерфейс защиты;
- Автоматическое повторное включение (АПВ).

Функции защиты

- 6-ти контурная защита без переключения входных величин (21/21N);
- Защита от замыканий на землю через большое переходное сопротивление, позволяющая производить как однофазные, так и трёхфазные отключения (50N, 51N, 67N);
- Обнаружение коротких замыканий на землю в сетях с изолированной и с компенсированной нейтралью;
- Дистанционная защита с ВЧ управлением (85);
- Определение места повреждения (FL);
- Обнаружение качаний мощности (68/68T);
- Токовая защита (50/51);
- Защита от включения на повреждение (50HS).

7SA611 обеспечивает дистанционную защиту всей системы, объединяя все функции, которые обычно требуются для реализации защиты силовых линий. Реле предусматривает быстрое и селективное устранение повреждений в воздушных и кабельных линиях как с емкостной компенсацией, так и без нее. Сеть может быть с глухо заземленной, заземленной, изолированной или компенсированной нейтралью. 7SA611 может быть использован для однофазного или трехфазного отключения в схемах с телезащитой и без нее.

Данное реле обладает рядом свойств, необходимых для реализации защиты линий электропередач:

- малое время срабатывания;
- подходит для кабельных и воздушных линий как с использованием, так и без использования последовательных конденсаторов;
- самонастройка для распознавания качания мощности с частотой, не более 7 Гц;
- соединение «реле-реле», осуществленное с помощью цифровых выводов в случае использования двух и трех конечных станций;
- адаптивное автоматическое повторное включение (АПВ).

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

Фазное напряжение систем:

$$E_{c\phi} = \frac{U_{c1} \cdot U_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} = \frac{115 \cdot 115}{\sqrt{3} \cdot 115} = 66.47.$$

Сопротивления систем:

$$X_{c1\max} = \frac{U_{\bar{6}}^2}{S_{кзс1\max}} \quad (3.21)$$

$$X_{c1\min} = \frac{U_{\bar{6}}^2}{0.87 \cdot S_{кзс1\min}} \quad (3.22)$$

$$X_{c1\max} = \frac{115^2}{300} = 44.08 \text{ Ом},$$

$$X_{c1\min} = \frac{115^2}{0.87 \cdot 300} = 50.67 \text{ Ом},$$

$$X_{c2\max} = \frac{115^2}{200} = 66.13 \text{ Ом}.$$

Сопротивления линий:

$$X_{li} = \frac{X_{y\partial} \cdot L_i \cdot U_{\bar{6}}^2}{U_{cp}^2} \quad (3.23)$$

Рассчитаем сопротивления линий по формуле и сведем их в таблицу 3.5.

$$X_{l1} = X_{y\partial} \cdot l_1 \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{U_{cp}^2} = 0.4 \cdot 55 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 22 \text{ Ом}$$

$$X_{l2} = X_{y\partial} \cdot l_2 \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{U_{cp}^2} = 0.4 \cdot 65 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 26 \text{ Ом}$$

$$X_{l3} = X_{y\partial} \cdot l_3 \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{U_{cp}^2} = 0.4 \cdot 60 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 24 \text{ Ом}$$

$$X_{l4} = X_{y\partial} \cdot l_4 \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{U_{cp}^2} = 0.4 \cdot 80 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 32 \text{ Ом}$$

$$X_{l5} = X_{y\partial} \cdot l_5 \cdot \frac{U_{\bar{6}}^2}{U_{cp}^2} = 0.4 \cdot 75 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 30 \text{ Ом}$$

$$X_{л6} = X_{уд} \cdot l_6 \cdot \frac{U_6^2}{U_{cp}^2} = 0.4 \cdot 60 \cdot \frac{115^2}{115^2} = 24 \text{ Ом}$$

Таблица 3.5 – Сопротивления линий

Элемент	Длина, км	U, кВ	X _л , Ом
Л1	55	115	22
Л2	65	115	26
Л3	60	115	24
Л4	80	115	32
Л5	75	115	30
Л6	60	115	24

Расчет параметров комплексной схемы

Сопротивление нагрузки на стороне СН:

$$z_{н1-6} = \frac{U_n^2}{S_n} = \frac{110^2}{18.75} = 645.3 \text{ Ом.} \quad (3.24)$$

Полное сопротивление линии прямой (обратной) последовательностей:

$$w1: z_1 = (r_0 + jx_0) \cdot l_1 = (0.427 + j1.302) \cdot 55 = 23.49 + j71.61 \text{ Ом};$$

$$w2: z_1 = (r_0 + jx_0) \cdot l_2 = (0.427 + j1.302) \cdot 65 = 27.76 + j84.63 \text{ Ом};$$

$$w3: z_1 = (r_0 + jx_0) \cdot l_3 = (0.427 + j1.302) \cdot 60 = 25.62 + j78.12 \text{ Ом};$$

$$w4: z_1 = (r_0 + jx_0) \cdot l_4 = (0.427 + j1.302) \cdot 80 = 34.16 + j104.16 \text{ Ом};$$

$$w5: z_1 = (r_0 + jx_0) \cdot l_5 = (0.427 + j1.302) \cdot 75 = 32.03 + j97.65 \text{ Ом};$$

$$w6: z_1 = (r_0 + jx_0) \cdot l_6 = (0.427 + j1.302) \cdot 60 = 25.62 + j78.12 \text{ Ом}.$$

Полное сопротивление линии нулевой последовательности:

$$w1: z_0 = (0.15 + r_0 + j3.58x_0)l_1 = (0.15 + 0.427 + j3.58 \cdot 1.302) \cdot 55 = \\ = 31.73 + j256.36 \text{ Ом};$$

$$w2: z_0 = (0.15 + r_0 + j3.58x_0)l_2 = (0.15 + 0.427 + j3.58 \cdot 1.302) \cdot 65 = \\ = 37.51 + j302.98 \text{ Ом};$$

$$w3: z_0 = (0.15 + r_0 + j3.58x_0)l_3 = (0.15 + 0.427 + j3.58 \cdot 1.302) \cdot 60 = \\ = 34.62 + j279.67 \text{ Ом};$$

$$w4: z_0 = (0.15 + r_0 + j3.58x_0)l_4 = (0.15 + 0.427 + j3.58 \cdot 1.302) \cdot 80 = \\ = 46.16 + j302.89 \text{ Ом};$$

$$w5: z_0 = (0.15 + r_0 + j3.58x_0)l_5 = (0.15 + 0.427 + j3.58 \cdot 1.302) \cdot 75 = \\ = 43.28 + j349.59 \text{ Ом};$$

$$w6: z_0 = (0.15 + r_0 + j3.58x_0)l_6 = (0.15 + 0.427 + j3.58 \cdot 1.302) \cdot 60 = \\ = 34.62 + j279.67 \text{ Ом};$$

где 0.15 – сопротивление грунта,
3.58 – коэффициент, учитывающий схему соединения.

Сопротивление системы в именованных единицах:

$$X_{C1} = \frac{U_{\delta}^2}{S_k} = \frac{115^2}{300} = 44.08 \text{ Ом},$$

$$X_{C2} = \frac{U_{\delta}^2}{S_k} = \frac{115^2}{200} = 66.13 \text{ Ом}.$$

Сопротивление трансформатора в именованных единицах:

$$X_{mv} = \frac{x_m \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{nm}} = \frac{10.75\%}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 56.88 \text{ Ом},$$

$$X_{mc} = 0 \text{ Ом},$$

$$X_{mn} = \frac{x_m \%}{100} \cdot \frac{U_{\delta}^2}{S_{nm}} = \frac{6.75\%}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 35.71 \text{ Ом}.$$

Расчет уставок срабатывания дистанционной защиты отходящей линии 115 кВ.

Расчет уставок I ступени дистанционной защиты.

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

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

$$Z_{Л4}^I = \frac{Z_{Л4}}{1 + \beta + \delta}, \quad (3.25)$$

где $\beta = 0.05$ – коэффициент, который учитывает погрешность трансформаторов напряжения и реле сопротивления,

$\delta = 0.1$ – коэффициент, учитывающий погрешность расчетов первичных электрических величин.

$$Z_{Л4}^I = 0.85 \cdot 32 = 27.2 \text{ Ом}.$$

Первая ступень работает без выдержки времени.

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

Расчет уставок II ступени дистанционной защиты.

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

$$Z_{Л4}^{II} = K_3 \cdot Z_{Л4} + \frac{K_3}{K_{ток}} \cdot Z_{л.см}^{I(II)}, \quad (3.26)$$

где $K_3 = 0.78$ – коэффициент запаса по избирательности согласуемых защит линий;

$K_{ток}$ – коэффициент токораспределения, определяемый по трехфазному КЗ в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование;

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

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

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

Для расчета $K_{ток}$ смоделируем линию 115 кВв программе ElectronicsWorkbench (рисунок 3.2).

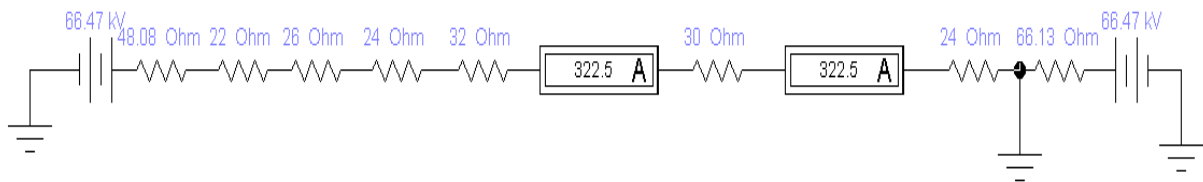


Рисунок 3.2 – Расчет коэффициента токораспределения

$$K_{ток} = \frac{I_{з.выб.}}{I_{з.см.}} = \frac{322.5}{322.5} = 1,$$

$$Z_{Л4}^{II} = 0.78 \cdot 32 + \frac{0.78}{1} \cdot 0.85 \cdot 30 = 44.85 \text{ Ом},$$

$$K_ч = \frac{Z_{Л4}^{II}}{Z_{Л4}^I} = \frac{44.85}{27.2} = 1.6 \geq 1.25.$$

Вторая ступень защиты проходит по чувствительности.

Выдержка времени второй ступени принимается на ступень селективности ($\Delta t = 0.3 \text{ с}$) больше выдержек времени второй ступени линии Л2:

$$t_{с.з.}^{II} = t_{с.з.см}^{I(II)} + \Delta t = 0.3 + 0.3 = 0.6 \text{ с}$$

Расчет уставок III ступени дистанционной защиты.

Уставка срабатывания третьей ступени защиты выбирается, как правило, по условиям отстройки от максимального тока нагрузки линии. Ток нагрузки принимается либо по длительному допустимому току нагрева

провода, либо задается диспетчерской службой энергосистемы, в последнем случае указывается $\cos\varphi$ нагрузки:

$$Z_{Л4}^{\text{III}} = \frac{U_{\text{минэкспл.}}}{\sqrt{3}K_n K_\epsilon I_{\text{нагр.макс}} \cos(\varphi_{\text{мч}} - \varphi_{\text{нагр}})} \quad (3.26)$$

где $U_{\text{минэкспл.}}$ – минимальное эксплуатационное напряжение, равное $0.9U_{\text{ном}}$;

$K_n = 1.2$ – коэффициент надежности;

$K_\epsilon = 1.1$ – коэффициент возврата для реле сопротивления;

$\varphi_{\text{мч}} = 75^\circ$ – угол максимальной чувствительности;

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

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

$$I_{\text{нагр.макс}} = \frac{S_{\text{ном}} \cdot 0.6}{\sqrt{3} \cdot U_\epsilon} = \frac{25 \cdot 0.6}{\sqrt{3} \cdot 115} = 75.31 \text{ A},$$

$$Z_{Л4}^{\text{III}} = \frac{0.9 \cdot 115 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 1.2 \cdot 1.1 \cdot 75.31 \cdot \cos(75 - 37)} = 629.39 \text{ Ом.}$$

$$K_\epsilon = \frac{Z_{Л3}^{\text{III}}}{Z_{Л3}^{\text{I}}} = \frac{629.39}{27.2} = 23.14 \geq 1.25.$$

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

$$t_{\text{с.з.}}^{\text{III}} = t_{\text{с.з.см}}^{\text{II}} + \Delta t = 0.6 + 0.3 = 0.9 \text{ с.}$$

Расчет во вторичных величинах

$$Z_{\text{ср}} = Z_{\text{сз}} \cdot n_T / n_H. \quad (3.27)$$

$$z_4^{\text{I}} = 27.2 \cdot \frac{150}{1100} = 3.71 \text{ Ом},$$

$$z_4^{\text{II}} = 44.85 \cdot \frac{150}{1100} = 6.12 \text{ Ом},$$

$$z_4^{\text{III}} = 616.58 \cdot \frac{150}{1100} = 112.105 \text{ Ом.}$$

Токовая отсечка линии W4.

Ток срабатывания защиты рассчитывается:

$$I_{\text{сз}} = 1.3 \cdot I_{\text{кз}} = 1.3 \cdot 434 = 564.2 \text{ A}$$

где $I_{кз}$ – ток КЗ в конце защищаемой линии W4, который определяется с помощью программы АРМ с РЗА (рисунок 3.3).

	U=115.0/0	Z1=38.267+j148.288	Z2=38.267+j148.288	Z0=29.081+j260.637	
17-			<u>434</u> 104	117 101	117 101 351 101
	4		167 106	45 102	45 102 220 101
	6		267 103	72 100	72 100 132 101

Рисунок 3.3 – Трехфазный ток КЗ в узле 7

Коэффициент чувствительности рассчитывается:

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,87 \cdot I_{кз}^4}{I_{сз.}} = \frac{0,87 \cdot 415}{564,2} = 0,639 > 1,2$$

где $I_{кз}^4$ – ток КЗ в начале защищаемой линии W3, который определяется с помощью программы АРМ с РЗА (рисунок 3.4).

	U=115.0/0	Z1=41.846+j154.299	Z2=41.846+j154.299	Z0=0.427+j42.285	
14-			<u>415</u> 105	184 103	184 103 552 103
	3		230 105	102 104	102 104 26 110
	7		185 105	82 103	82 103 22 110
	8		0 0	0 0	0 0 252 103
	11		0 0	0 0	0 0 252 103

Рисунок 3.4 – Трехфазный ток КЗ в узле 4

Токовая отсечка принята к установки.

Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) линии w4.

Расчет токов КЗ проведем с использованием программы АРМ СРЗА (приложение Б).

Расчет первой ступени.

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

$$I_{сзл4}^I = K_n \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 351 = 456,3 \text{ A},$$

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

$3I_0$ – однофазный ток КЗ в узле 7 схемы моделирования (в конце линии w4), значение тока получено с помощью программы АРМ СРЗА (рисунок Б.3).

$$i_{ср}^I = \frac{I_{сзл4}^I}{K_T} = \frac{456,3}{150} = 3,04 \text{ A}.$$

Расчет второй ступени ТЗНП.

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

Ток срабатывания защиты II ступени:

$$I_{сз.л4}^{II} = K_n \cdot K_{ток} \cdot I_{сз.см}^{II} \quad (3.27)$$

где $K_n = 1.3$ – коэффициент надежности по избирательности согласуемых линий;

$$K_{ток} = \frac{3I_{0зв.выб.}}{3I_{0зс.м.}} – \text{коэффициент токораспределения, определяемый}$$

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

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

$3I_{0зс.м.}$ – ток $3I_0$, протекающий через ТТ защиты, с которой производится согласование;

$I_{сз.см}^{II}$ – ток срабатывания защиты первой или второй ступени защиты смежной линии (Л5).

$$I_{сз.см}^{II} = K_n \cdot 3I_0 = 1.3 \cdot 133 = 172.9 \text{ A,}$$

$$i_{ср}^{II} = \frac{172.9}{160} = 1.08 \text{ A,}$$

$$K_{ток} = \frac{3I_{0з.выб.}}{3I_{0з.см}} = \frac{133}{133} = 1,$$

где $3I_0$ – однофазный ток КЗ узла 6 (в конце линии w5), значение тока получено с помощью программы АРМ СРЗА (рисунок Б.4).

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

$$K_q = \frac{3I_0^{w4}}{I_{сз.л4}^{II}} = \frac{351}{172.9} = 2.03 > 1.2,$$

Т.к. коэффициент чувствительности второй ступени соответствует норме, третья ступень ТЗНП линии w4 не рассчитывается.

Четвертая ступень

Отстройка от тока небаланса

$$I_{нб} = 0.05 \cdot I_{НН}^{(3)} = 0.05 \cdot 312 = 15.6 \text{ A,}$$

где $I_{НН}^{(3)}$ – в линии w4 при трехфазном КЗ на стороне НН за трансформатором (рисунок Б.5).

4 Анализ дистанционной защиты и ее характеристика

4.1 Общее положение

Дистанционная защита – это универсальная защита от коротких замыканий. Её принцип действия основан на измерении и оценке полного сопротивления при коротком замыкании, которое, в общем случае, пропорционально расстоянию от места установки защиты до точки КЗ. Дистанционная защита является основной защитой в магистральных и объединённых распределительных сетях. Таким образом, она является основной защитой воздушных и кабельных линий, а также резервной защитой таких смежных участков сети, как шины, трансформаторы и отходящие линии. Дистанционная защита является более быстродействующей и более селективной, чем токовая защита. Она менее чувствительна к изменению сопротивлений и режима работы системы. Её время срабатывания приблизительно равно 1 - 2 периодам (20 - 40 мс на частоте 50 Гц) при повреждениях в пределах первой зоны (первые 80 - 90 % длины линии). Во второй зоне (оставшиеся 10 - 20 % длины защищаемой линии) время срабатывания приблизительно равно 300 - 400 мс. Последующие зоны соответствуют резервной защите и имеют большие времена срабатывания. При наличии каналов связи между концами линии (контрольные провода, высокочастотная связь по ЛЭП, радиосвязь или оптоволокно) дистанционная защита может иметь абсолютную селективность. Тогда она обеспечивает быстрое отключение КЗ по всей длине линии, аналогично дифференциальной схеме защиты, а также дальнейшее резервирование при КЗ на смежных участках. Для дистанционной защиты требуется узкий канал связи, т.к. необходимо передавать лишь сигналы срабатывания или несрабатывания, а не измеренные значения.

Дистанционная защита определяет полное сопротивление цепи короткого замыкания по измеренному напряжению и току КЗ в месте установки реле (рисунок 4.1).

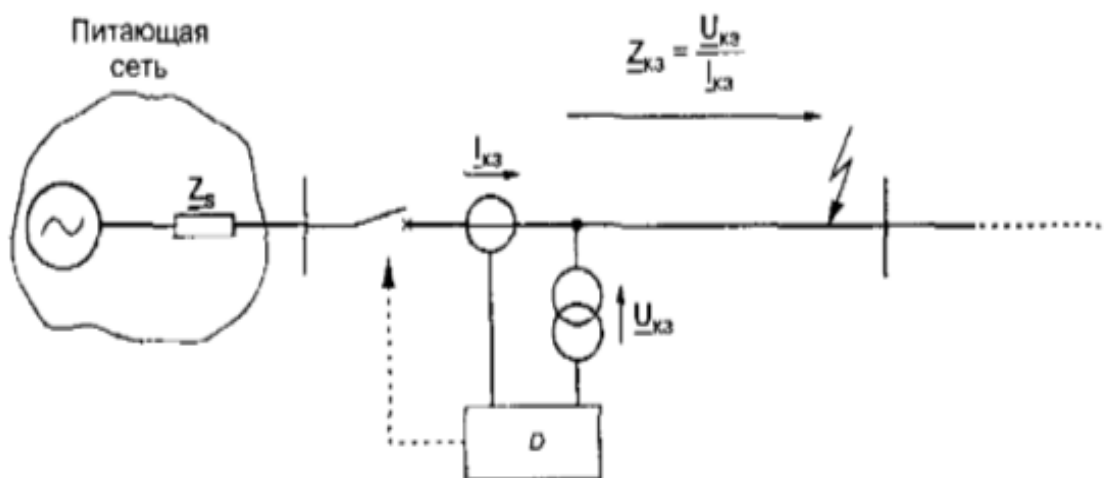


Рисунок 4.1 – Принцип дистанционной защиты

Измерение сопротивления короткого замыкания.

Измеренное полное сопротивление цепи КЗ сравнивается с известным значением сопротивления линии. Если измеренное полное сопротивление цепи КЗ меньше, чем уставка, то это рассматривается как внутреннее короткое замыкание и подается команда на отключение выключателя. Это значит, что дистанционная защита в самом простом варианте может принять решение по напряжению и току, измеренным в месте установки реле. Этой базовой защите для принятия решения не требуется никакой другой информации, и поэтому защита не зависит от какого-либо другого оборудования или сигналов каналов связи. Однако, из-за погрешности измерения расстояния до места короткого замыкания, являющейся следствием погрешностей измерения тока и напряжения, погрешности трансформации и неточного определения полного сопротивления линии, которое обычно определяется косвенно, на практике не возможна 100% защита линии. Для обеспечения гарантированной селективности при внешних и внутренних коротких замыканиях устанавливают некоторый запас надёжности (10 - 15% длины линии относительно удалённого конца), используя ступень с неполным охватом защищаемой зоны (1-ая зона) (рисунок 4.2).

Оставшаяся часть линии защищается 2-ой ступенью, с запасом охватывающей конец линии. Она должна иметь выдержку времени по отношению к времени срабатывания защиты на смежной линии. В случае электромеханической защиты ступень выдержки времени составляет 400-500 мс, в случае аналоговых статических защит и цифровых защит 250-300 мс.

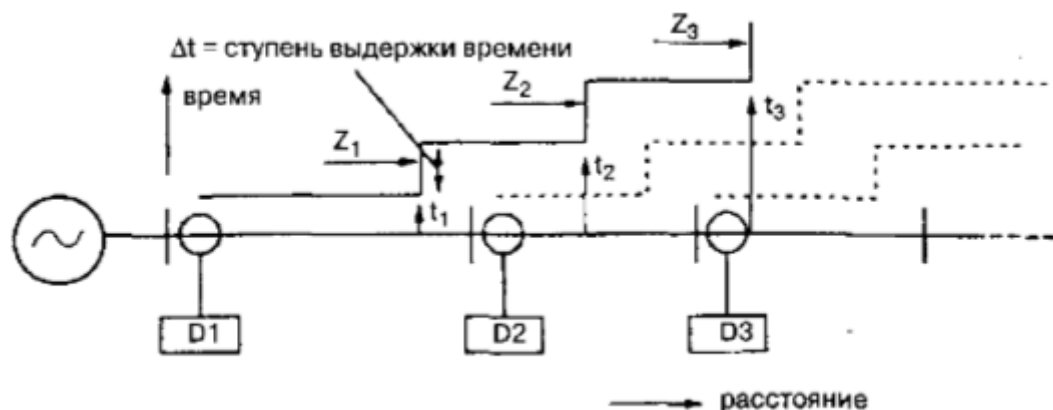


Рисунок 4.2 – Ступени дистанционной защиты

Селективность дистанционной защиты.

По сравнению с дифференциальной защитой, которая обладает абсолютной селективностью (ее защищаемая зона определяется местом установки трансформаторов тока по концам линии), дистанционная защита (в простейшем варианте, без каналов связи) не обладает абсолютной селективностью. Селективность отключения обеспечивают ступенчатым выбором выдержек времени (согласованием с защитами смежных участков). Дистанционную защиту можно использовать и как резервную для защиты

смежных участков линии. Для этой цели используется вторая ступень. Она охватывает шины противоположной подстанции и частично смежные линии. Третья ступень обычно используется для защиты всей длины смежных линий, если это возможно. Согласование зон защиты и выдержек времени достигается при использовании диаграммы ступеней. Проектировщику релейной защиты диаграмма сопротивлений необходима для оценки поведения защиты. На этой диаграмме характеристики реле, измеренную нагрузку и сопротивление КЗ представляют на комплексной плоскости сопротивлений R-X (рисунок 4.3). Их соотношение полностью определяет функционирование реле в системе. В нормальном режиме работы системы измеренное сопротивление соответствует сопротивлению нагрузки. Его величина обратно пропорциональна нагрузке ($Z_{нагр} = U_2/S_{нагр}$). Угол между током и напряжением соответствует углу нагрузки (рисунок 4.3), и определяется соотношением активной и реактивной мощности ($\text{нагр} = \text{arctg}(Q/P)$). После возникновения короткого замыкания измеряемое сопротивление скачком изменяется до значения сопротивления цепи КЗ, которое обычно меньше, чем сопротивление нагрузки. Его величина соответствует сопротивлению линии Z_{LK} между местом установки реле и местом короткого замыкания (близкое замыкание Z_{LK1} или удалённое замыкание Z_{LK2}). При наличии в месте КЗ сопротивления дуги или переходного активного сопротивления, к сопротивлению линии добавляется дополнительное сопротивление $R_{п}$. Угол между током и напряжением КЗ — это угол короткого замыкания кз.

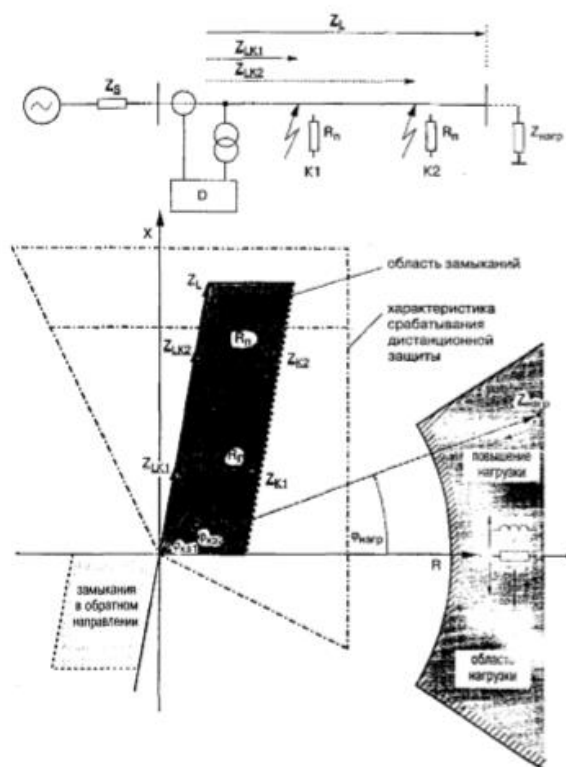


Рисунок 4.3 – Диаграмма полных сопротивлений нагрузки и коротких замыканий

4.2 Характеристики срабатывания дистанционной защиты

Характеристики срабатывания дистанционной защиты определяются фиксированной областью на диаграмме сопротивлений. Область замыкания отделена от области нагрузки и определены зоны досягаемости (границы зоны) ступеней. Диаграмма позволяет определить, соответствует ли установленная граница в направлении R ожидаемому переходному сопротивлению цепи КЗ. Направленные характеристики определяют две области замыканий, с помощью которых устанавливается направление короткого замыкания (прямое или обратное).

Характеристики реле сопротивления представляют собой геометрические фигуры, составленные из прямых линий, окружностей и секторов окружностей. Эти ограничения накладываются аналоговыми системами измерений. Применение цифровых защит позволило расширить выбор характеристик срабатывания и оптимизировать их.

При использовании различных цепей измерений на диаграмме сопротивлений могут быть получены различные характеристики. Наиболее известная характеристика - МНО-характеристика (направленная круговая характеристика, проходящая через начало координат) (рисунок 4.4).

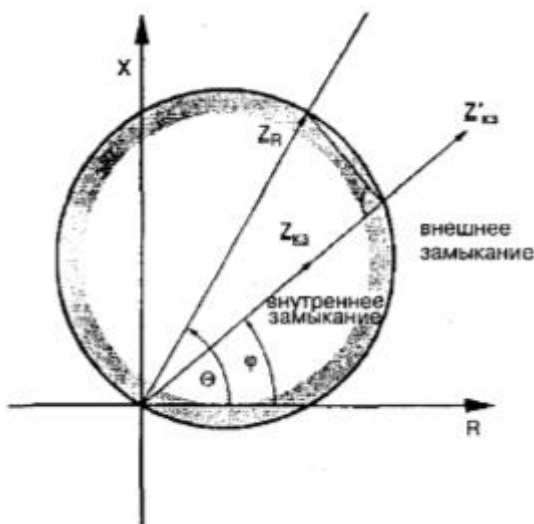


Рисунок 4.4 – МНО-характеристика

Дистанционная защита (ДЗ) является одной из наиболее распространенных в релейной защите. Свое название «дистанционная» защита получила вследствие того, что контролируемый защитой параметр ЭС – комплексное сопротивление $Z = U/I$ во многих случаях пропорционально расстоянию (дистанции) между местом КЗ и местом установки защиты. На рисунке 4.5, а приведена схема части ЭС с питанием от генераторов 1Г, 2Г, 3Г и системы С. В точках ЭС А, Б, В, Г установлены защиты 1ДЗ - 6ДЗ, воздействующие соответственно на выключатели Q1 - Q6. Одним из основных требований, предъявляемых к релейной защите, является обеспечение селективности - способности отключать минимальное количество элементов ЭС при устранении повреждения. В частности, для ЭС

необходимо, чтобы при КЗ на участке АБ были отключены только выключатели Q1, Q2, что устраняет питание места повреждения (точки К1) от источников электрической энергии, а при КЗ на участках БВ или ВГ - соответственно отключались только выключатели Q3, Q4 или Q5, Q6. Во многих случаях требования селективности обеспечиваются применением дистанционного принципа релейной защиты, поясняемого на рисунке 4.5. На каждый выключатель воздействует дистанционная защита, реагирующая на соотношения между токами I и напряжениями U в той точке ЭС, где она установлена. Эти сигналы подводятся к ДЗ от измерительных трансформаторов тока ТА и измерительных трансформаторов напряжения TV. Свойства ДЗ описываются различными характеристиками, одной из которых является характеристика выдержки времени $t = f(Z)$, определяющая зависимость времени срабатывания ДЗ от сопротивления $Z = U/I$ измеряемого защитой. Так как $Z = z^{ej}$ - комплексный параметр, то полностью зависимость $t = f(Z)$ не может быть отображена в плоскости. Для отображения этой зависимости в плоскости используют характеристики $t = f(z)$, где $z = |Z|$ при $\arg Z = \text{const}$ (рисунок 4.6).

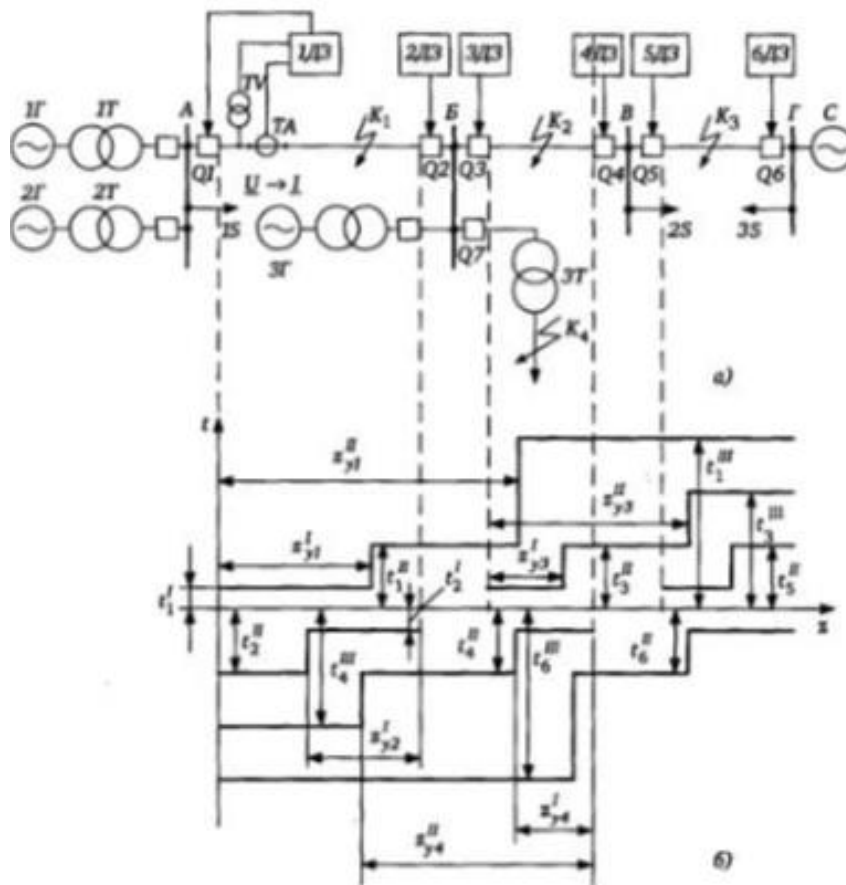


Рисунок 4.5 – Согласование уставок и характеристик выдержки времени ДЗ

При этом z^I, z^{II}, z^{III} - зоны действия I, II, III ступеней защит; t^I, t^{II}, t^{III} - выдержки времени I, II, III ступеней. Разность выдержек времени соседних ступеней определяет степень селективности Δt , выбираемая таким образом, чтобы с учетом возможных погрешностей выдержка времени последующей

ступени была с запасом больше, чем у предыдущей. Для реализации отдельных ступеней ДЗ используются дистанционные органы (ДО), имеющие области срабатывания в комплексной плоскости сопротивлений с уставками I uz , II uz , III uz при определенных углах, и элементы выдержки времени I, II, III ступеней.

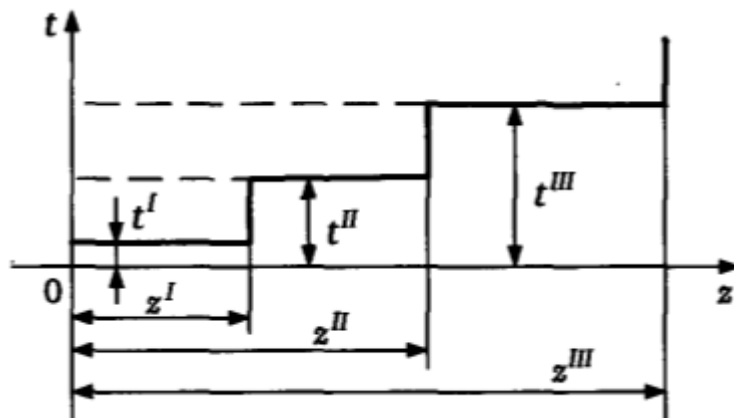


Рисунок 4.6 – Характеристика выдержки времени ДЗ

4.3 Зоны срабатывания дистанционной защиты

Областью срабатывания дистанционного органа (ДО) называется область в плоскости одного из входных сопротивлений Z соответствующая срабатыванию ДО при нахождении в ней контролируемого параметра $Z_p = U_p/I_p$. Характеристикой срабатывания ДО называется граничная линия в плоскости Z , отделяющая область срабатывания от области несрабатывания при идеализированных условиях, соответствующих отсутствию влияния на область срабатывания ряда факторов (порога чувствительности, температуры, переходных процессов и т.д.). В соответствии с дистанционным принципом защиты основным требованием, предъявляемым к характеристикам ДО, является обеспечение действия при одних удаленностях повреждений и недействия при других удаленностях и в режимах отсутствия повреждений. Для обеспечения этого требования ДО должен иметь характеристику срабатывания, охватывающую по крайней мере линию входного сопротивления при металлических повреждениях на ВЛ. Однако подобная узкая характеристика не обеспечивает полноценную защиту вследствие того, что необходимо учитывать влияние ряда других факторов, также определяющих действие ДО в режимах наличия и отсутствия повреждений. Наличие этих факторов требует как расширения области срабатывания ДО для обеспечения охвата возможных повреждений, так и сужения этой области для обеспечения несрабатывания при повреждениях вне защищаемых зон и в режимах отсутствия повреждений. В первую очередь это следующие факторы.

Переходное сопротивление в месте повреждения. Наличие данного фактора обуславливает необходимость расширения X_C для охвата области входных сопротивлений при КЗ через переходное сопротивление. Однако следует учитывать, что при существенных сдвигах эквивалентных ЭДС по

фазе и больших значениях коэффициента разветвления k_p , что имеет место при мощной системе, подпитывающей противоположный конец ВЛ Л С12 Z $Z < \square CZ$ эквивалентное переходное сопротивление ЗП может вызывать излишнее срабатывание при внешних повреждениях вследствие попадания результирующего вектора входного сопротивления в область срабатывания ДО. Различие токов в месте установки ДЗ и в месте КЗ для ДО резервных ступеней. Возможны значительные области расположения вектора входного сопротивления при повреждениях в зонах резервирования, отключаемых с выдержкой времени. Указанные области обусловлены наличием подпитки места повреждения токами от различных источников и расхождением эквивалентных ЭДС по фазе. С учетом этого необходимо соответствующее расширение X_C для обеспечения охвата области входного сопротивления при КЗ в зоне резервирования. Изменение областей срабатывания в зависимости от вида повреждения. Входное сопротивление пропорционально расстоянию до места повреждения. Пропорциональность обеспечивается для отдельных ДО лишь при определенных видах повреждения, которые будем в дальнейшем называть основными, например для ДО АВ при КЗ АВС, АВ, АВ0. Однако, определенные значения $U_p = U_A$ и $I_p = I_A - I_B$ подводятся к ДО АВ и при других видах повреждений - неосновных для данного ДО (например А0, В0). В большинстве случаев при неосновных видах повреждений ДО не срабатывают или срабатывают лишь при близких к месту установки ДЗ повреждениях. При этом области срабатывания при неосновных повреждениях зависят от параметров нагрузочного режима ЭС. В некоторых случаях, например при наличии устройства однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) на линиях, срабатывание ДО при неосновных повреждениях нежелательно даже при КЗ в зоне действия защиты, так как необходимо правильно фиксировать поврежденную фазу. Для обеспечения этих требований X_C должна иметь определенную конфигурацию, в частности не охватывать области, куда может попасть входное сопротивление при неосновных повреждениях. Влияние режима нагрузки. Характеристика срабатывания должна иметь такую конфигурацию, чтобы области нахождения входного сопротивления в нагрузочном режиме не пересекались с областями срабатывания. Указанное условие в ряде случаев вступает в противоречие с требованиями охвата дуговых повреждений и повреждений в зонах резервирования и требует определенных компромиссных решений при выборе характеристики срабатывания. Влияние режимов качаний и асинхронного хода. Должно быть обеспечено отсутствие срабатывания ДОВ режимах качаний и асинхронного хода с учетом возможных траекторий вектора входного сопротивления. Обычно это требование обеспечивается дополнительными функциями. Однако имеется ряд вариантов ДО, которые отстроены от режимов качаний по принципу действия.

В любом случае большая степень отстройки от этих режимов достигается при уменьшении областей срабатывания ДО. Погрешности, вносимые измерительными трансформаторами напряжения и тока. Эти

погрешности вызывают появление на входах к ДО величин U_p , I_p не соответствующих имеющемуся в действительности сопротивлению петли КЗ. Поэтому X_C должна обеспечивать с запасом охват необходимых областей с учетом погрешностей ТН и ТТ. Факторы, влияющие на статическую устойчивость функционирования ДО. Конечная чувствительность и нелинейность элементов ДО, влияние температуры и других климатических факторов обуславливают отклонения X_C . Эти отклонения характеризуют статическую устойчивость функционирования ДО и должны учитываться для обеспечения правильного функционирования ДЗ в нагрузочных и установившихся режимах КЗ. Факторы, влияющие на динамическую устойчивость функционирования ДО. При любых скачкообразных возмущениях (КЗ, коммутациях) в ЭС возникают переходные процессы, которые на определенное время искажают входные сигналы U_p , I_p . Это приводит к неправильным действиям ДО (замедлениям при КЗ в зонах действия или излишним срабатываниям) и нарушениям динамической устойчивости функционирования. Конфигурация X_C также определенным образом влияет на динамическую устойчивость функционирования ДО. Так, расширение X_C приводит к уменьшению замедления в переходных режимах, но увеличивает область излишних срабатываний при внешних повреждениях; сужение X_C вызывает обратный эффект. С учетом рассмотренных факторов определяются требования к характеристикам срабатывания отдельных ступеней ДЗ, в частности. Основные требования к X_C первой ступени рассмотрим на примере ДО с четырехугольной X_C (рисунок 4.16, а). Ограничение сверху достигается уставкой DOZ_y , характеризуемой вершинами Z_1 , Z_2 , выбираемыми на расстоянии от Z_y , с целью охвата дуговых повреждений и обеспечения надежности и быстроты срабатывания с учетом различных влияющих факторов. Небольшой наклон верхней стороны обеспечивает повышение селективности при внешних дуговых повреждениях. Ограничение справа выбирается на определенном расстоянии от характеристики короткозамкнутой линии с целью охвата дуговых повреждений. Сопротивление дуги R_d нелинейно и с приближением точки КЗ к источнику питания значение R_d падает. Поэтому правая сторона X_C Z_1Z_4 наклонена к оси R , учитывающий меньшие возможные значения R_d при близких дуговых замыканиях. Ограничение действия области слева определяется возможными погрешностями ДОВ динамических и статических режимах, а также и требованием необходимого быстродействия. При этом, чем больше точка Z_k удалена от стороны Z_2Z_3 , тем с большими запасами обеспечивается срабатывание, и ДО имеет меньшие времена срабатывания. Существенное расширение области слева нежелательно ввиду возрастающей подверженности ДОВлиянию качаний и ухудшения динамических характеристик в части расширения областей излишних срабатываний в переходных режимах. Нижняя сторона Z_3Z_4 характеристики в IV квадранте плоскости Z . выбирается таким образом, чтобы обеспечить надежное срабатывание при близких повреждениях через переходное сопротивление,

когда входное сопротивление располагается вблизи активной оси.

Особые меры должны приниматься по обеспечению направленности ДО при повреждениях вблизи места установки ДЗ. Они определяются тем, что ДО должен надежно срабатывать при повреждениях в начале защищаемого участка (точка 1 на рисунке 4.7) и надежно не срабатывать при повреждениях «за спиной» (точка 2). Точки 1 и 2 располагаются близко к точке $Z = 0$ и характеризуются снижением практически до нуля напряжения УР. Токи при КЗ в точках 1 и 2 протекают в противоположных направлениях. Для четкой фиксации КЗ в этих точках необходимо принятие специальных мер - введение поляризующих цепей от других фаз, контуров памяти. Четырехугольная характеристика (рисунок 4.7, а) не является единственно возможной для ДО первой ступени. В зависимости от класса напряжения и протяженности линии электропередачи, от значения передаваемых мощностей, ответственности объектов, возможностей технической реализации могут применяться различные виды X_C (рисунок 4.7, б-е). При этом возможны как повышение чувствительности к переходным сопротивлениям при КЗ, например, для защит кабельных линий (рисунок 4.7, г, д), так и в необходимых случаях дополнительные меры по отстройке от нагрузки защит протяженных ВЛ (рисунок 4.7, е). В отличие от X_C первой ступени, характеристика второй ступени должна перекрывать с учетом всю защищаемую линию и участки соседних линий. Обеспечение надежного отключения повреждений в конце защищаемой линии требует расширения области срабатывания в верхней части X_C с учетом охвата повреждений при дуговых замыканиях и наличия подпиток места повреждения токами, протекающими через место установки ДЗ. В этом плане многоугольные X_C имеют существенные преимущества перед круговыми. Ограничение X_C справа выполняется с учетом тех же факторов, что и для ДО первой ступени. При выполнении второй ступени направленной требования к нижней части X_C такие же, как и для ДО первой ступени. При смещении ее в III и IV квадранты плоскости Z (рисунок 4.7, ж, з) обеспечивается надежное действие второй ступени при КЗ в начале защищаемого участка и резервирование действия первых ступеней защит при КЗ на шинах подстанции. Характеристики срабатывания третьей ступени выполняют функции дальнего резервирования (охвата смежного элемента сети) и имеют наибольшую зону срабатывания. При этом необходимо обеспечить охват удаленных повреждений с учетом подпитки места КЗ от других источников и расхождений углов эквивалентных ЭДС, что обуславливает необходимость охвата значительных областей плоскости Z в верхней части X_C (расширение X_C и увеличение уставок). Однако при этом четырехугольные и круговые характеристики, проходящие через начало координат или охватывающие его, не всегда обеспечивают отстройку от нагрузочных режимов. Поэтому принимают компромиссное решение, сужающее (рисунок 4.7, е) или исключаящее (рисунок 4.7, и) с целью отстройки от нагрузки области в нижней части X_C , но расширяющее области в конце зоны действия. Смещение X_C вверх (рисунок 4.7, и) обеспечивает

отстройку от нагрузочных режимов при сохранении чувствительности к удаленным повреждениям.

На рисунке 4.7, к иллюстрируются возможности использования направленных в прямом направлении (Z^I, Z^{II}), в обратном направлении (Z^{III}) и ненаправленных (Z^{IV}) ступеней дистанционной защиты. При этом величины n и R_n , характеризуют максимальную нагрузку и также являются параметрами и устанавливаются пользователем. Это позволяет иметь конфигурацию характеристики срабатывания ДЗ, оптимизированную относительно параметров нагрузочного режима. В зависимости от конкретных условий, в первую очередь от параметров, режимов и конфигурации сети, требуются различные формы X_C , обеспечивающие необходимые селективность и чувствительность ДЗ. Поэтому одним из требований к X_C является возможность их регулировки применительно к реальным изменяющимся условиям. Во всех ДЗ имеется регулировка масштаба, а часто и конфигурации X_C в плоскости сопротивлений.

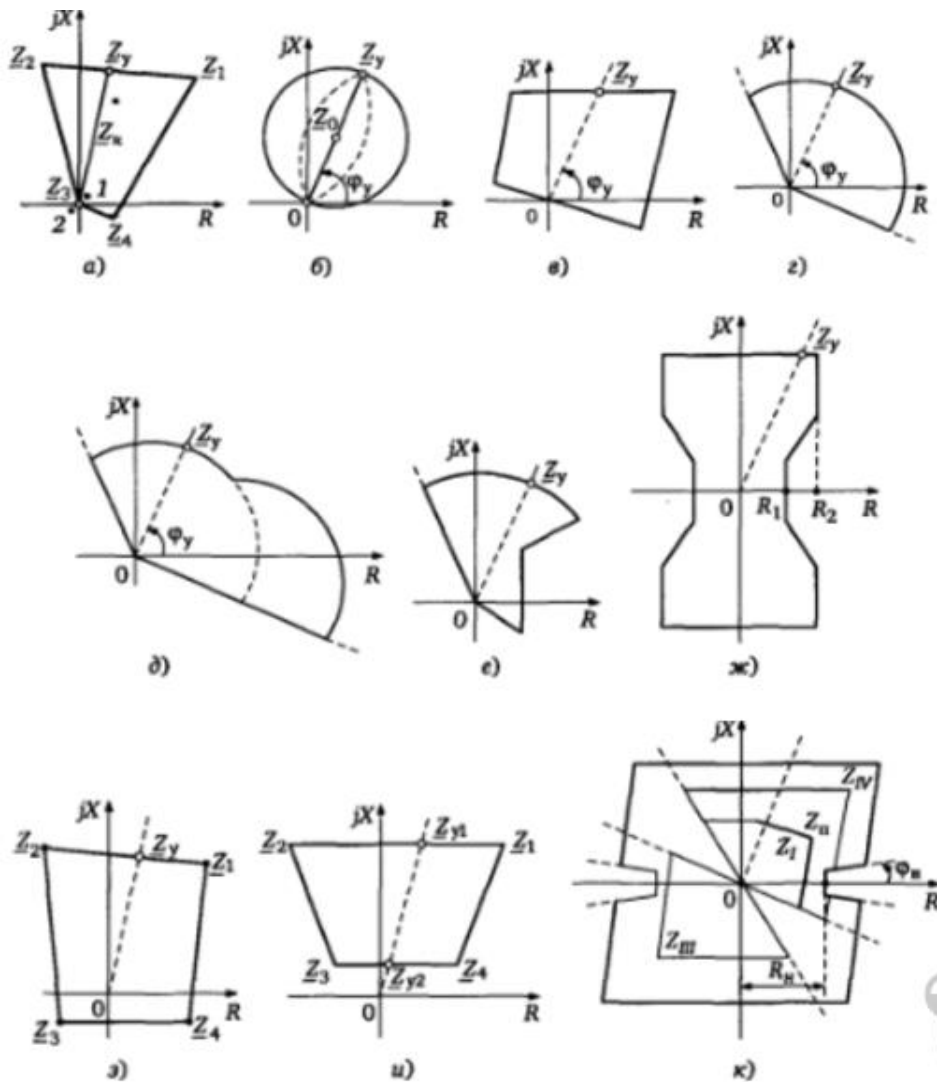


Рисунок 4.7 – Виды характеристик срабатывания ДЗ

Таким образом, расчёт уставок цифровых защит с многоугольными

характеристиками (7SA5 и 7SA6) значительно упрощён. К тому же, возможна значительно более гибкая адаптация к системным режимам. Полные дистанционные реле обычно содержат следующие зоны:

- Пусковая зона (ZA): Только в случае пуска по сопротивлению эта зона будет иметь определённую характеристику на диаграмме сопротивлений. При использовании комбинированного пуска она изображается на U/I диаграмме. Пусковая ступень не требуется, если каждая зона управляется независимо. Вместо неё может быть использована 4-ая ступень для ненаправленного резервирования (7SA522).

- Зоны трех ступеней защиты (Z_1, Z_2, Z_3) Сюда включается одна ступень без выдержки времени с неполным охватом защищаемой зоны и две ступени с выдержками времени и полным охватом защищаемой зоны. Все эти ступени являются направленными и обычно имеют уставки только в прямом направлении (рисунок 4.8).



Рисунок 4.8 – Зоны цифровой дистанционной защиты «Зонно-зависимая» логика

В этом случае, для каждой зоны предусмотрена своя многофазная измерительная система. Пусковой орган, определяющий замыкание не используется. Каждая ступень имеет свои органы выдержки времени и отключающие реле. Эта логика имеет то преимущество, что в случае отказа одной ступени, все остальные осуществляют независимое резервирование. Эта концепция идеальна для применения в защите на электромеханической элементной базе, где есть тенденция к отказу срабатывания. В случае применения этой логики для аналогово-статической элементной базы, параллельное соединение большого числа независимых измерительных систем могло бы привести к излишним срабатываниям. При использовании

цифровой технологии эта проблема решена функцией самодиагностики.



Рисунок 4.9 – Структурная схема «зонно-зависимой логики» (7SA522 и 7SA6)

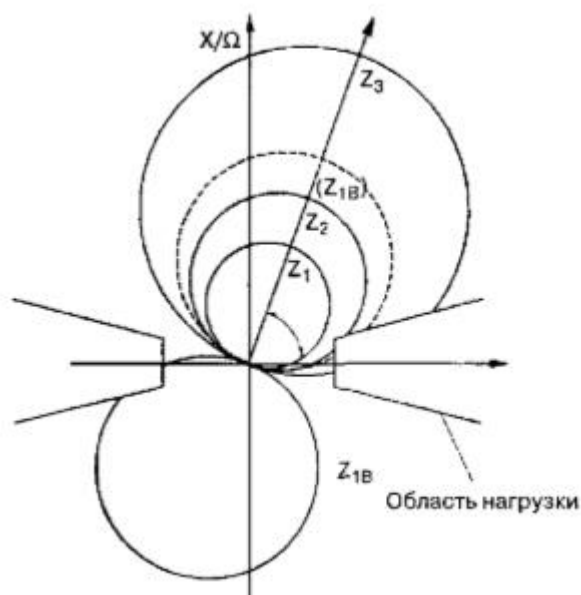


Рисунок 4.10 – Круговые характеристики срабатывания

Структурная схема этой «зонно-зависимой» логики представлена на рисунке 4.9. Цифровое реле 7SA522 спроектировано в соответствии с этой схемой. Характеристика срабатывания может быть многоугольной или круговой. Ступени не зависят друг от друга и имеют собственные выдержки времени. Но они имеют общую зону блокирования нагрузки, а также зону блокировки при качаниях, которая автоматически располагается вокруг самой большой зоны (рисунок 4.10), Пусковая зона (определения повреждения) в этом реле отсутствует[2].

Набор уставок дистанционной защиты показан в графической части дипломного проекта.

5 Безопасность жизнедеятельности

5.1 Анализ условий труда в помещениях подстанции

В последние десятилетия в связи с бурным развитием техники, сопровождающимся постоянным увеличением мощности и производительности машин, скорости их рабочих органов, шум на рабочих местах постоянно возрастает и во многих случаях значительно превышает допустимые меры. Это привело к тому, что человек на производстве и в быту постоянно подвергается воздействию шума высоких уровней. Проблема борьбы с шумом является неотъемлемой частью охраны труда и защиты окружающей среды.

Рациональное устройство рабочего места учитывает оптимальную его планировку, степень механизации и автоматизации, выбор рабочей позы оператора и расположения органов управления, инструментов, материалов и др. Оптимальная планировка обеспечивает удобство при выполнении работы, экономию сил и времени рабочего (оператора), правильное использование производственных площадей, безопасные условия работы.

Примером рабочего места дежурного у щита подстанции служат помещение щита управления и все помещения закрытой подстанции, в которых размещено электрооборудование (камеры силовых трансформаторов и реакторов, камеры или ячейки выключателей, ячейки кабельных или воздушных вводов, коридоры обслуживания аппаратов и шин и др.) [1].

Любое нарушение стационарности состояния сплошной жидкой твердой или газообразной среды в какой-то точке пространства приводит к появлению возмущений, распространяющихся от этой точки, которые называют волнами. Звук как физический процесс представляет собой волновое движение упругой среды.

Шум, в котором звуковая энергия распределена по всему спектру частот, называется широкополосным. Если прослушивается звук определенной частоты, то шум называется тональным. Шум, воспринимаемый как отдельные импульсы (удары), называется импульсным.

По частоте шумы разделяют на низкочастотные, если максимальные уровни звукового давления лежат в области низких частот (до 350 Гц), среднечастотные (максимум в диапазоне частот 350...800 Гц) и высокочастотные (максимум выше 800 Гц).

По временным характеристикам шумы делятся на постоянные и непостоянные. К постоянным относятся шумы, уровень звука которых за 8 – часовую день изменяется не более чем на 5 дБА (уровень шума измеряется шумомером по шкале А). Непостоянные шумы разделяют на колеблющиеся во времени, прерывистые и импульсные. К колеблющимся шумам относятся такие, уровни звука которых непрерывно меняются во времени. К прерывистым – шумы, уровни звука которых меняются ступенчато на 5 дБ. К импульсным относятся шумы, состоящие из одного или нескольких звуковых сигналов, длительность каждого из которых менее 1 секунды [5].

Интенсивное шумовое воздействие на организм человека неблагоприятно влияет на протекание нервных процессов, способствует развитию утомлению, изменениям в сердечнососудистой системе и появлению шумовой патологии, среди многообразных проявлений которой ведущим клиническим признаком является медленно прогрессирующее снижение слуха – тугоухость. При большом звуковом давлении может произойти разрыв барабанной перепонки. Обычные производственные шумы характеризуются хаотическим сочетанием звуков. Основными источниками шума на подстанциях являются трансформаторы, вентиляционное оборудование, коронирование ошиновки и элементов оборудования.

5.2 Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Для предотвращения распространения шумов, генерируемых реакторами и трансформаторами, при проектировании подстанций предусматриваются шумозащитные ограждения, которые в обязательном порядке устанавливаются на ПС, расположенных в жилых зонах и уровень шума от которых превышает допустимые нормы на границе ПС.

Шум трансформатора вызывается воздействием вибрации сердечника на стенки бака. Вибрация сердечника, в свою очередь, вызывается магнитострикцией, в результате чего в шуме трансформатора преобладает основная частота, равная удвоенной частоте напряжения в сети 100 Гц, а также гармоники 200, 300, 400, 800 Гц.

В создании шума трансформатора участвуют также устройства охлаждения масла - насосы и вентиляторы, что в соответствии с нормативами повышает общий уровень на 3 дБ.

Проектирование ограждений ведётся в соответствии с утверждённым руководящим материалом: «Шумозащитные ограждения трансформаторов напряжением 110–220 кВ» 9750 ТМ 1989 г. Киевский филиал УкрОЭнергосетьпроект.

Эксплуатационному персоналу рекомендовано при работе в непосредственной близости от заходов и ошиновки нужно надевать шумопоглощающие наушники. Основной мерой защиты населения от шумов коронного разряда является размещение подстанций на значительном удалении, как от населённых пунктов, так и путей передвижения людей.

В данной работе приведена методика расчета эффективности специальных шумозащитных ограждений (экранов). Эффективность экранов возрастает с уменьшением длины волны. Шум трансформаторов содержит преобладающие частоты в области 100 и 200 Гц, поэтому целесообразно выполнение экранов со специальной облицовкой со стороны трансформатора, избирательно поглощающий звук с указанными частотами. Этот эффект достигается с помощью кирпичной кладки, образующей объемные резонаторы[9].

Выбор и расчет шумозащитных ограждений.

Подстанция 110/35/10 кВ с двумя трансформаторами (Т1, Т2) по 25 МВА, типа ТДТН - 25000/110 с навесными охладителями. Габаритные размеры трансформатора показаны на рисунке 5.1.

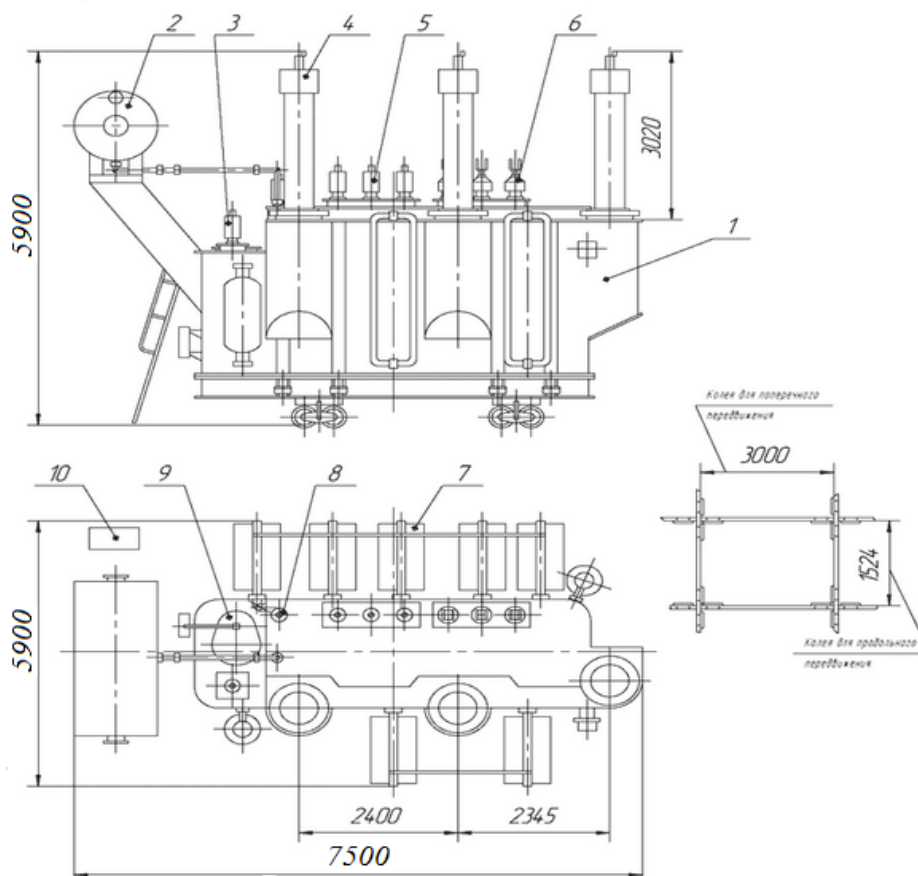


Рисунок 5.1 – План расположения площадки ПС и трансформаторов относительно застройки

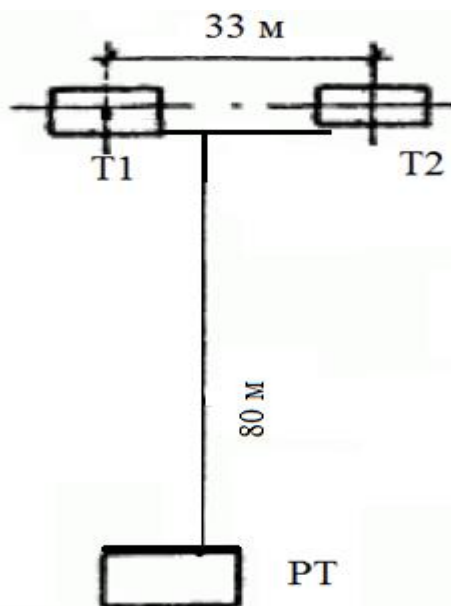


Рисунок 5.2 – План расположения площадки ПС и трансформаторов относительно застройки

Расположение трансформатора на площадке подстанции относительно жилой застройки показано на рисунке 5.2. Здание службы подстанции с высотой расчетной точки РТ над поверхностью земли – 8 м на расстоянии 80 м от трансформаторов.

По нормативам нормируемый уровень шума в РТ составляет 45 дБА. Считая, что оба трансформатора создают в расчетной точке примерно одинаковый уровень шума, в соответствии с СНиП $L_{\text{Атр.тер}} = 45 - 3 = 42$ дБА для каждого трансформатора. Где $L_{\text{Атр.тер}}$ - уровень звука в дБА в расчетной точке защищаемого от шума объекта, создаваемый трансформатором.

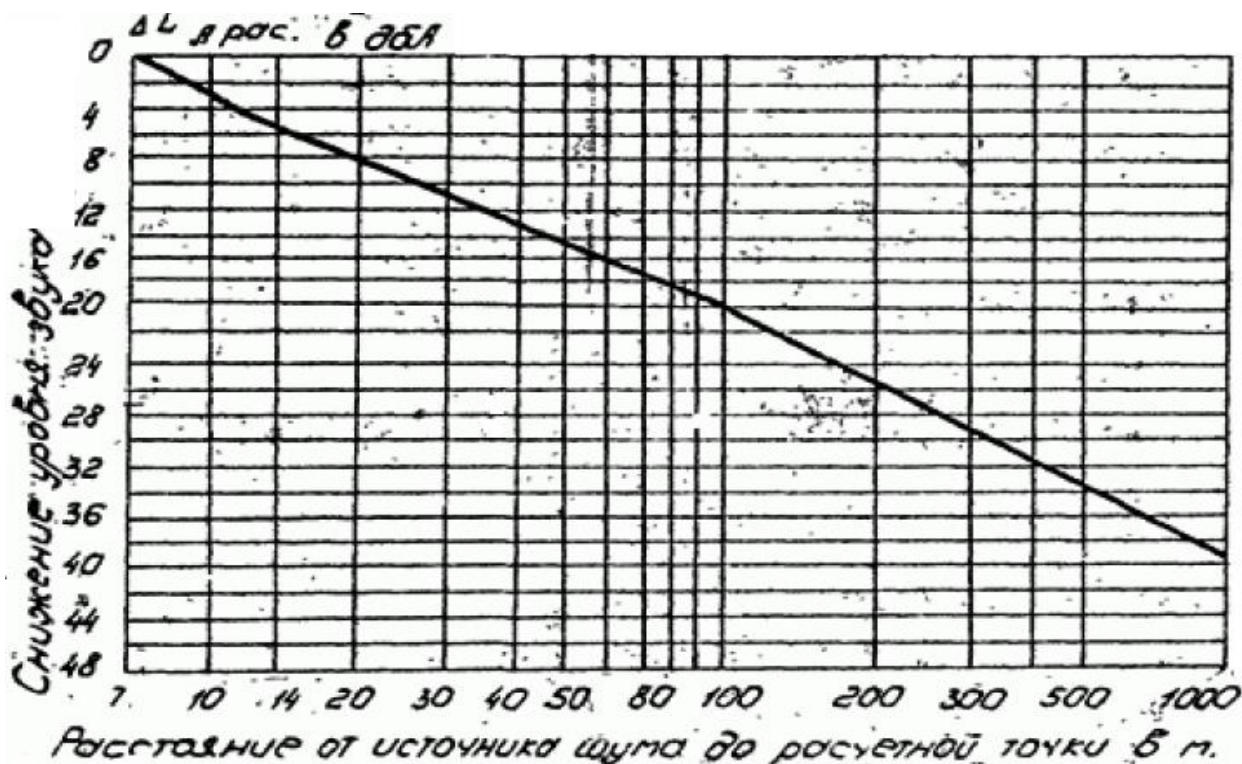


Рисунок 5.3 – График для определения снижения уровня звука в дБА в зависимости от расстояния между источником шума и расчетной точкой

Типовая мощность трансформатора:

$$S_T = S_H \cdot K_{\text{выг}}, \quad (5.1)$$

где S_H – номинальная мощность трансформатора, $K_{\text{выг}}$ - коэффициент выгоды, равный:

$$S_T = 25 \cdot 0,68 = 17 \text{ МВА},$$

$L_{\text{Аэкв}}$ – шумовая характеристика трансформатора или уровень звука трансформатора, определяется по заводским данным или в зависимости от типовой мощности. Для этой типовой мощности $L_{\text{Аэкв}} = 89 + 3 = 92$ дБА. +3 на шум охладителей.

$\Delta L_{\text{Арас}}$ – снижение урона звука в дБА в зависимости от расстояния между источником и расчетной точкой.

Снижение уровня звука с расстоянием должно составить:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = L_{\text{Аэкв}} - L_{\text{Атр.тер}}, \quad (5.2)$$

$$L_{\text{Атр.тер}} = 92 - 42 = 50 \text{ дБА.}$$

Такое снижение уровня шума обеспечивается в соответствии с рисунком 5.3 на расстоянии более 1000 м от трансформатора.

По условиям размещения площадки подстанции удаление составляет 80 м до ближайшего жилья, в связи, с чем требуется создание шумозащиты.

Определение требуемого снижения уровня шума.

Для ближайшего к 1-му трансформатору жилого дома, снижение уровня звука, в расчетной точке, по рисунку 3 равен:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 17 \text{ дБ.}$$

Тогда уровень звука в расчетной точке (РТ) составляет:

$$L_{\text{Атр.тер1}} = 92 - 17 = 75 \text{ дБА.}$$

Для 2-го трансформатора аналогично снижение уровня звука, в расчетной точке:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 18 \text{ дБ.}$$

Уровень звука для Т2 в расчетной точке (РТ) составляет:

$$L_{\text{Атр.тер2}} = 92 - 18 = 74 \text{ дБА.}$$

Сложение уровней звука $L_{\text{Атр.тер1}}$ и $L_{\text{Атр.тер2}}$ по таблице 5.1 дает:

Разность двух складываемых уровней:

$L_{\text{Атр.тер1}} - L_{\text{Атр.тер2}} = 75 - 74 = 1 \text{ дБА}$, тогда добавка составляет 2.5 по таблице 5.1.

$$L_{\text{Атр.тер1}} = 75 + 2.5 = 77.5 \text{ дБА.}$$

Таблица 5.1 – Сложение уровней звукового давления

Разность двух складываемых уровней в дБА	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	15	20
Добавка к более высокому уровню, необходимая для получения суммарного уровня в дБА	3	2.5	2	1.8	1.5	1.2	1	0.8	0.6	0.5	0.4	0.2	0

Примечание: При пользовании таблицей следует первоначально складывать уровни в дБ (звуковой мощности или звукового давления), начиная с максимального. Сначала следует определять разность двух складываемых уровней, затем соответствующую этой разности добавку. После этого добавку следует прибавить к большему из складываемых уровней. Полученный уровень складывают со следующим и т.д.

Требуемое снижение уровня шума определяется по формуле:

$$\Delta L_{\text{Арас}} = L_{\text{Аэкв}} - L_{\text{Атр.тер}},$$

$$\Delta L_{\text{Арас}} = 77.5 - 45 = 32.5 \text{ дБА.}$$

На эту величину $\Delta L_{\text{Арас}} = 32.5 \text{ дБА}$ снизили уровень звука от каждого трансформатора. Так как $\Delta L_{\text{Арас}} = 32,5 > 20 \text{ дБА}$, такое значение не обеспечивает снижение уровня шума с помощью шумозащитных экранов.

Если это невозможно, то для создания эффективной шумозащиты должны быть соблюдены следующие условия:

1. Относительные отметки площадки подстанции в месте установки трансформаторов должны быть по возможности выше отметок размещения защищаемых объектов.

2. Защищаемые объекты, для которых не обеспечивается $\Delta L_{\text{Ттер}}$, должны размещаться, по возможности, с одной стороны по отношению к трансформаторам.

3. Направление выкатки трансформаторов следует принимать в сторону, противоположную защищаемым объектам.

4. Требуемое снижение уровней звука с помощью экранов для ближайших к трансформаторам объектов $\Delta L_{\text{Ттер}}$ не должно превышать 20 дБА.

Конструкция шумозащитных ограждений.

Шумозащитное ограждение (экран) представляет собой конструкцию, состоящее из колон и стены, выполненной из железобетонных панелей для неотапливаемых зданий из шумопоглощающей кладки с резонансными полостями, настроенные на частоты 100 и 200 Гц, прикрепляемой к панелям с помощью выпусков. Для восприятия ветровых нагрузок предусматривается установка ригелей серии 3-407-115.

При одностороннем по отношению к подстанции расположении защищаемых от шума объектов, длина экрана должна приниматься не менее двойной длины источника шума.

Экраны желательно размещать на расстоянии 2-3 м от трансформатора, т.к. при этом достигается наибольшая эффективность.

Начальная расчетная высота экрана принимается наименьшей (но не менее, чем на 1 м выше крышки трансформатора), кратной высоте строительной панели (1200 мм).

Колонны приняты в двух вариантах:

1) Колонны типа К72-2 устанавливаются в фундамент.

2) Колонны типа ВС-2 устанавливаются в сверленные котлованы на щебеночное основание с заполнением пазух бетоном.

Между блоками ФБС и стенкой устанавливается вибропрокладка из пропитанного битумом строительного войлока.

Снижение уровня звука экраном зависит от эффективной высоты экрана $h_{\text{эф}}$ определяемый по расчетным схемам. При этом за источник шума принимается центр бака автотрансформатора, а за расчетную - окна верхнего

этажа жилого или общественного здания, которое должно быть защищено[9].

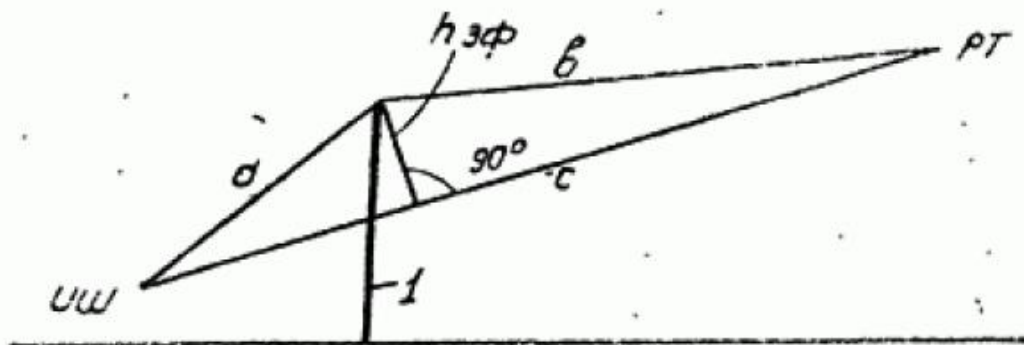


Рисунок 5.4 – Расчетная схема для определения снижения уровня звука за экраном

5.3 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 35 кВ открытого типа, 10 кВ - закрытого.

Ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 10 кВ $I_{кз} = 4820$ А, получен путем расчета в программе ElectronicsWorkbench.

Площадь подстанции «Айдарлы АЖК» 110/35/10 кВ $S = 26300$ м².

Грунт двухслойный: верхний слой супесок, нижний суглинок удельное сопротивление верхнего слоя $\rho_{1изм} = 320$ Ом · м, нижнего $\rho_{2изм} = 80$ Ом · м.

По периметру контура в грунт забиты вертикальные элементы (стержни) диаметром $d = 0,02$ м и длиной $l = 5$ м, соединенные стальной полосой сечением 30×4 мм, горизонтальная сетка внутри контура состоит из полос сечением 4×30 мм.

Толщина верхнего слоя земли $h_1 = 2.68$ м.

Глубина погружения электрода в землю - расстояние от поверхности земли до электрода $t_0 = 0,7$ м.

Составляем предварительную схему заземлителя, по которой определяем площадь территории, занимаемой заземлителем, S , м².

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.

$$\rho_{1расч} = \rho_1 \cdot \psi, \tag{5.3}$$

где $\psi = 1,8$ – коэффициент сезонности для слоя сезонных изменений в многослойной земле, для III климатической зоны.

$$\rho_{1расч} = 320 \cdot 1,8 = 576 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Так как условная толщина слоя сезонных изменений в III климатической зоне $h = 1,8$ м, что меньше толщины верхнего слоя земли $h_1 = 2.68$ м, то

$$\rho_{2\text{расч}} = \rho,$$

$$\rho_{2\text{расч}} = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Отношение ρ_1 / ρ_2 с учетом коэффициента сезонности:

$$\frac{\rho_{1\text{расч}}}{\rho_{2\text{расч}}} = \frac{\rho_{1\text{изм}} \cdot \psi}{\rho_{2\text{изм}}} \Rightarrow \rho_{2\text{изм}} = \frac{320 \cdot 1.8}{80} = 6.8. \quad (5.4)$$

Примем расстояние между электродами в модели заземлителя $a = 5$ м. Определим число вертикальных электродов при известном a

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{26300}}{5} = 130,$$

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

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

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t_0}{l_{\text{в}}} = \frac{2.68 - 0.7}{5} = 0.396 \text{ м}.$$

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

$$\rho_3 = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k, \quad (5.5)$$

где k – показатель степени:

$$k = 0.43 \cdot \left(l_{\text{отн}} + 0.272 \cdot \ln \frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_{\text{в}}} \right), \quad (5.6)$$

$$k = 0.43 \cdot \left(0.396 + 0.272 \cdot \ln \frac{5 \cdot \sqrt{2}}{5} \right) = 0.210,$$

$$\rho_3 = 80 \cdot \left(\frac{576}{80} \right)^{0.210} = 121.09 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определили 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, было определено из следующего выражения:

$$R_3 = 0.443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + n \cdot l_e}, \quad (5.7)$$

$$g = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_e}, \quad (5.8)$$

$$l_e = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2}, \quad (5.9)$$

где n – число вертикальных проводников;
 L – общая длина проводников.

$$l_e = 1.98 + 3.02 \cdot \frac{576}{80} = 22.51 \text{ м},$$

$$g = \frac{2 \cdot 2.68}{\sqrt{26300} + 130 \cdot 22.51} = 0,0017,$$

$$L = 50 \cdot 250 + 12 \cdot 60 + 6 \cdot 30 + 26 \cdot 130 + 18 \cdot 90 + 40 \cdot 200 + 16 \cdot 80 + \\ + 4 \cdot 20 + 22 \cdot 110 = 30180 \text{ м},$$

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{80}{\sqrt{26300}} \cdot \left(\frac{576}{80} \right)^{0,0017} + \frac{576}{30180 + 130 \cdot 5} = 0,237 \text{ Ом}.$$

Коэффициент напряжения прикосновения a_1 был определен из следующего приближенного выражения для заземлителей типа сетки с равномерным распределением проводников и дополненной вертикальными проводниками:

$$a_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_e \cdot L} \right)^{0,45}, \quad (5.10)$$

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

P – периметр сетки, м;

$M = 0,69$ – функция отношения $\frac{\rho_1}{\rho_2}$.

$$a_1 = 0,69 \cdot \left(\frac{5 \cdot \sqrt{26300}}{5 \cdot 30180} \right)^{0,45} = 0,06.$$

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

$$a_2 = \frac{R_h}{R_h + 1.5 \rho_c}, \quad (5.11)$$

где R_h – сопротивление тела человека;

ρ_1 – удельное сопротивление верхнего слоя земли.

$$a_2 = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 576} = 0,53.$$

Напряжение прикосновения определили по следующей формуле:

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{кз}} \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2. \quad (5.12)$$

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

Потенциал заземлителя определяется по формуле:

$$\varphi_3 = I_{\text{кз}} \cdot R_3 = 4820 \cdot 0,237 = 1142,34$$

Находим максимальное напряжение прикосновения:

$$U_{\text{пр.max}} = \varphi_3 \cdot \alpha_1 = 1142,34 \cdot 0,123 = 140,5$$

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

$$U_{\text{пр}} = U_{\text{пр.max}} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_c \leq U_{\text{доп}} \quad (5.13)$$

где I_h – ток через человека.

$$I_h = \frac{U_{\text{пр.max}}}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{140,5}{1000 + 1,5 \cdot 576} = 0,075 \text{ А}$$

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

$$U_{\text{пр}} = 140,5 - 0,075 \cdot 1,5 \cdot 576 \leq 450$$
$$75,7 \text{ В} \leq 450 \text{ В}$$

Условие выполняется.

Коэффициент напряжения шага для сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, был 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:

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{1000}{1000 + 6 \cdot 576} = 0,26.$$

По следующей формуле определили напряжение шага:

$$U_{\text{ш}} = I_{\text{кз}} \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 9610 \cdot 0,224 \cdot 0,15 \cdot 0,26 = 80,724 \text{ В.}$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока:

$$U_{\text{ш}} = U_{1-2\text{max}} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_c \leq U_{\text{доп}}, \quad (5.14)$$

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

$$U_{1-2max} = \varphi_3 \cdot \beta_1 = 1239 \cdot 0,15 = 185,85 \text{ В.}$$

Ток через человека находим по формуле:

$$I_h = \frac{U_{1-2max}}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{185,85}{1000 + 6 \cdot 576} = 0,042 \text{ А.}$$

Проверим условие безопасности:

$$U_{пр} = 185,85 - 0,042 \cdot 6 \cdot 576 \leq 450,$$

$$40,7 \text{ В} \leq 450 \text{ В,}$$

Условие выполняется.

Рассмотрим возможность использования данного заземлителя по требованиям R_3 .

$$R_3^I = \frac{U_{пр.доп}}{I_{кз} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2} = \frac{450}{4820 \cdot 0,06 \cdot 0,53} = 2,77 \text{ Ом,}$$

$$R_3^{II} = \frac{U_{ш.доп}}{I_{кз} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{4820 \cdot 0,15 \cdot 0,224} = 2,78 \text{ Ом.}$$

Полученное в результате расчетов сопротивление заземления $R_3 = 0,296$ Ом, удовлетворяет условиям $R_3 < R_3^I$ и $R_3 < R_3^{II}$.

Рассмотрим возможность использования заземляющего устройства ОРУ 220 кВ 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:

$$l_k = 3 \cdot (4 \cdot 0,05 + 0,08) = 0,84 \text{ км.}$$

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

$$I_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_k + l_b)}{350} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot (35 \cdot 0,84 + 0)}{350} = 1,45 \text{ А,}$$

где U – фазное напряжение сети, кВ;

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

l_b – 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 коэффициента α_2 , $U_{\text{пр}} = U_3$. Так как $\alpha_1 = 1$, ток через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h}. \quad (5.15)$$

Примем, что

$$a_1 = 0,06;$$

$$a_2 = 0,53;$$

$$\beta_1 = 0,15;$$

$$\beta_2 = 0,224;$$

$$R_3 = 0,237 \text{ Ом};$$

$$R_h = 1000 \text{ Ом};$$

$$I_3 = 1,45 \text{ А}.$$

$$I_h = 1,45 \cdot \frac{0,237}{1000} = 0,0003 \text{ А}.$$

Находим $U_{\text{пр}}$:

$$U_{\text{пр}} = I_3 \cdot R_3 \cdot a_1 \cdot a_2 = 1,45 \cdot 0,237 \cdot 0,06 \cdot 0,53 = 0,0010 \text{ В}.$$

Находим $U_{\text{ш}}$:

$$U_{\text{ш}} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1,45 \cdot 0,237 \cdot 0,15 \cdot 0,224 = 0,0115 \text{ В}.$$

Ток, проходящий через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1,45 \cdot \frac{0,237}{1000} \cdot 0,15 \cdot 0,224 = 0,0076 \text{ мА}.$$

Допустимые значения напряжения прикосновения $U_{\text{пр}}$ и проходящего через человека тока для сети выше 1000 В с изолированной нейтралью при $t = 1 \text{ с}$ и более $U_{\text{пр}} = 36 \text{ В}$ и $I_h = 6 \text{ мА}$, то есть условия безопасности выполнены и существует возможность использования заземляющего устройства ОРУ 110 кВ в качестве выносного для РУ СН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ[5].

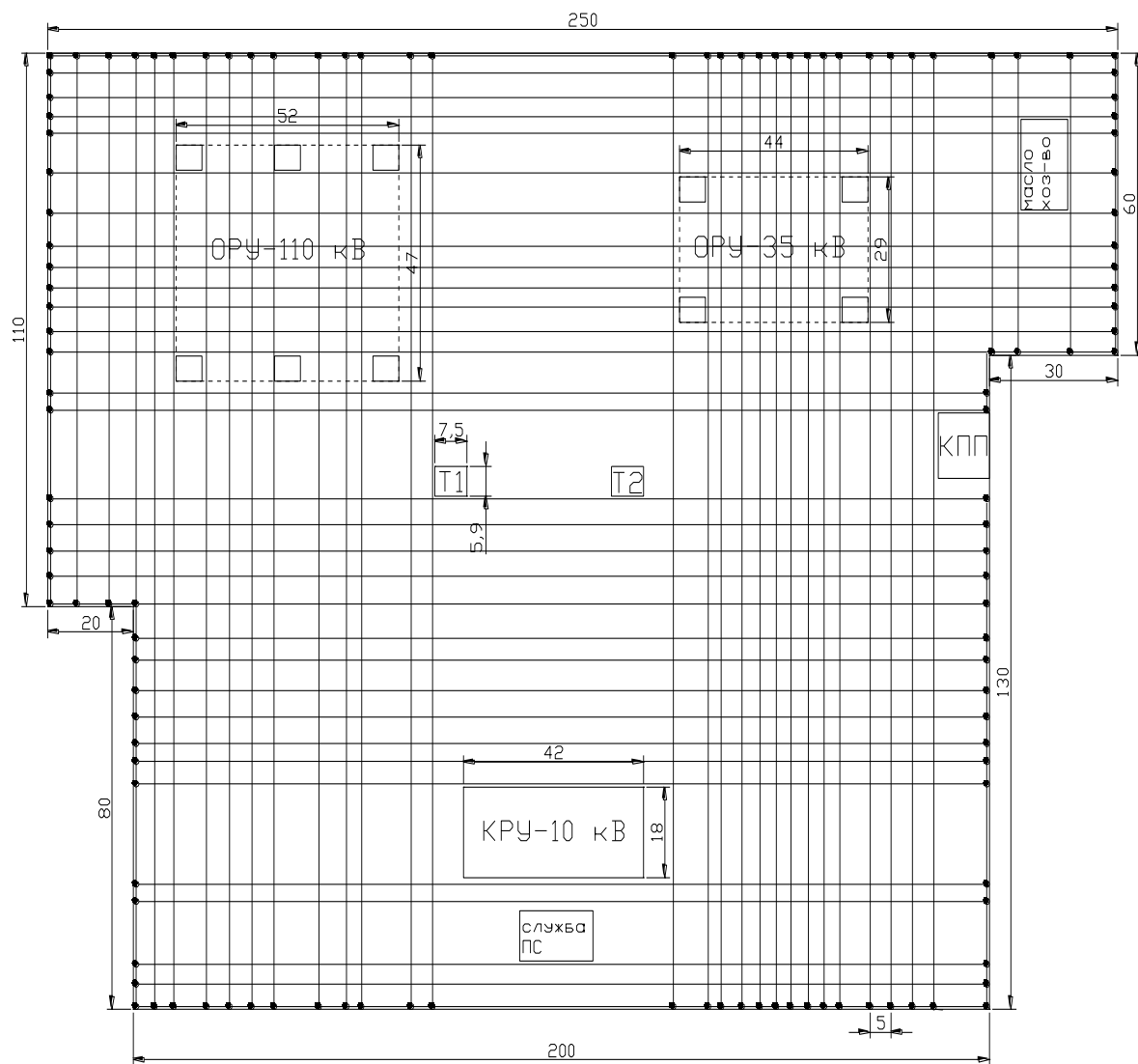


Рисунок 5.4 – Расчетная модель заземлителя

6 Бизнес план строительства подстанции «Айдарлы АЖК 110/35/10 кВ»

6.1 Общее положение

Резюме.

Целью разработки экономической части дипломного проекта подстанции «Айдарлы АЖК 110/35/10 кВ» и подходящих к ней линий 110, 35 и 10 кВ является расчёт экономической эффективности проекта, включающей в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта.

В состав ПС входят два трехобмоточных трансформатора напряжением 110/35/10 кВ мощностью 25 МВА, открытые распределительные устройства (ОРУ) 110 и 35 кВ, комплектное распределительное устройство (КРУ) 10 кВ и здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ).

Капиталовложения в подстанцию: 424.55 млн. тенге.

Денежный поток: 141.65 млн. тенге.

Срок окупаемости подстанции: 5 года.

Строительство осуществляется за счет кредита в банке «KaspiBank».

Рынок сбыта.

Объектом экономического анализа является оборудование подстанции и ЛЭП. В связи с выявлением дефицита электроэнергии рассматриваемого района предполагается, что строительство подстанции позволит реализовать необходимой энергией потребителей.

Все стоимостные показатели в финансово-экономических расчетах, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, приняты в тенге.

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы. Тариф принимаем исходя из себестоимости передаваемой электроэнергии, который для Алматинской области равен 14.36 тенге/кВт.

План производства.

В соответствии со «СНиП» срок строительства ПС «Айдарлы АЖК 110/35/10 кВ» принят равным 12 месяцам.

Объем 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.

Юридический план.

Кредит для строительства подстанции берется в банке с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 15 % годовых.

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

Экологическая информация.

Экология строительства это еще и ответственность за выбор места, где будет расположено подстанция. Здесь стоит выделить два аспекта: как окружающая среда повлияет на человека и как человек повлияет на нее своим вмешательством. Экологические обследования обычно проводятся наряду с инженерными изысканиями. Очень важно определить, не несет ли район, выбранный для строительства, угрозы для здоровья и жизни людей.

Гораздо более серьезные вопросы экология строительства затрагивает в том случае, когда речь идет о возможном вреде, который человек может нанести природе возведением зданий. Это позволит сохранить ареал обитания птиц и зверей, которых так мало осталось в окрестностях наших городов. Все это можно предотвратить с помощью экологических изысканий, которые уже не выглядят простой формальностью.

При размещении, выполнении предпроектной и проектной подготовки, проведении строительных работ по зданиям, строениям и иным объектам, оказывающим прямое или косвенное влияние на состояние окружающей среды предусмотрели мероприятия по охране природы, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов, оздоровлению окружающей среды.

6.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП

Определение капитальных вложений в строительство подстанции.

Капитальные затраты на сооружение ПС состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей и прочего оборудования, затрат на монтажные работы.

Капитальные вложения в ПС ($K_{ПС}$) зависят от многих факторов и разделены на четыре составляющие:

- 1) затраты по распределительным устройствам (РУ) – $K_{РУ}$;
- 2) затраты по силовым трансформаторам – K_T ;
- 3) затраты по РЗА – $K_{РЗ}$;
- 4) постоянная часть затрат – $K_{пост}$.

Расчетная стоимость ячеек РУ учитывает стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, РЗА, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительного-монтажных работ.

Расчетная стоимость трансформаторов включает затраты на ошиновку, шинопроводы, грозозащиту, заземление, контрольные кабели, РЗ, строительные конструкции и строительного-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.

Таким образом, капитальные затраты по ПС:

$$K_{ПС} = K_{ру} + K_T + K_{PЗ} + K_{пост} \cdot \quad (6.1)$$

Все расчеты капиталовложений в подстанции сводятся в таблице 6.1 - 6.4.

Таблица 6.1 – Капитальные вложения в распределительные устройства

Наименование оборудования	Кол.-во, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
Выключатель 110 кВ	4	3,64	14,56
Выключатель 35 кВ	6	2,58	15,48
Разъединитель 110 кВ	10	1,46	14,6
Разъединитель 35 кВ	17	1,02	17,34
Трансформаторы тока 110 кВ	21	0,16	3,36
Трансформаторы тока 35 кВ	39	0,09	3,51
Трансформатор напряжения 110 кВ	2	0,12	0,24
Трансформатор напряжения 35 кВ	2	0,08	0,16
Ограничители перенапряжений 110 кВ	2	0,72	1,44
Ограничители перенапряжений 35 кВ	2	0,58	1,16
КРУ 10 кВ	1	10	10
Итого			81,85

Таблица 6.2 – Капитальные вложения в подстанцию (PЗ и А)

Наименование оборудования	Кол.-во, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
Шкаф релейной защиты линии 110 кВ фирмы «SIEMENS»	3	4,3	12,9
Шкаф релейной защиты линии 35 кВ фирмы «SIEMENS»	1	4,3	4,3
Шкаф релейной защиты трансформатора фирмы «SIEMENS»	3	4,3	12,9
Итого			30,1

Таблица 6.3 – Капитальные вложения в силовые трансформаторы

Наименование оборудования	Кол.-во, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
Трансформатор ТДТН – 25000/110	2	18	36

Примем, что постоянная часть затрат ($K_{\text{пост}}$)=120 млн. тенге.

Капитальные затраты по ПС:

$$K_{\text{ПС}} = 81,85 + 30,1 + 36 + 120 = 267,95 \text{ млн. тенге.}$$

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:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K \cdot L, \quad (6.2)$$

где K – удельные капитальные затраты на сооружение ВЛ, учитывающие затраты на провод, опоры, строительно-монтажные работы;
 L - протяженность ВЛ.

Все расчеты капиталовложений в линии электропередач сводятся в форму таблицы 6.4

Таблица 6.4 – 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)
ВЛ 110 кВ	21	5,4	113,4
ВЛ 35 кВ	8	5,4	43,2
Итого			156,6

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составляют:

$$K_{\text{ЭС}} = K_{\text{ПС}} + K_{\text{ЛЭП}}, \quad (6.3)$$

$$K_{\text{ЭС}} = 267,95 + 156,6 = 424,55 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет эксплуатационных издержек.

Ежегодные эксплуатационные издержки составляют:

$$I_{\text{экс}\Sigma} = I_{\text{эксПС}} + I_{\text{эксЛЭП}}, \quad (6.4)$$

где $I_{\text{эксПС}}$ – эксплуатационные издержки на подстанцию;
 $I_{\text{эксЛЭП}}$ – эксплуатационные издержки на ЛЭП.

Эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{об/рем}}, \quad (6.5)$$

где $I_{\text{ам}}$ – ежегодные издержки на амортизацию, тенге;
 $I_{\text{об/рем}}$ – издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге.

$$I = \frac{\alpha_{\text{ам}}}{100} \cdot K, \quad (6.6)$$

$$I_{\text{об/рем}} = \frac{\alpha_{\text{об/рем}}}{100} \cdot K, \quad (6.7)$$

где $\alpha_{\text{ам}}$ – нормы отчислений на амортизацию, %;
 $\alpha_{\text{об/рем}}$ – нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, % (в таблицах 6.5 – 6.6);
 K – капитальные вложения.

Показатели стоимости ОРУ 220, 110 кВ 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 строительные и монтажные работы.

Расчет эксплуатационных издержек сводится в таблицы 6.5 – 6.6.

Таблица 6.5 – Расчет эксплуатационных издержек

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге	$\alpha_{\text{ам}}$, %	$\alpha_{\text{об/рем}}$, %	$I_{\text{ам}}$, млн.тенге	$I_{\text{об/рем}}$, млн.тенге	$I_{\text{экс}}$, млн.тенге
ОРУ 110 кВ	74,20	6,7	2,5	4,97	1,86	6,83
ОРУ 35 кВ	77,65	6,7	2,5	5,20	1,94	7,14
КРУ 10 кВ	50,00	6,7	2,5	3,35	1,25	4,60
Трансформаторы	36	5	3	1,80	1,08	2,88
Итого				15,32	6,13	21,45

Таблица 6.6 – Расчет эксплуатационных издержек

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге	$\alpha_{\text{ам}}$, %	$\alpha_{\text{об/рем}}$, %	$I_{\text{ам}}$, млн.тенге	$I_{\text{об/рем}}$, млн.тенге	$I_{\text{экс}}$, млн.тенге
ВЛ 110 кВ	113,4	2	0,8	2,27	0,91	3,18
ВЛ 35 кВ	43,2	2	0,8	0,86	0,35	1,21
Итого				3,13	1,25	4,38

Таким образом ежегодные издержки на амортизацию составляют:

$$I_{\text{экс}\Sigma} = 15,32 + 3,13 = 18,45 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет себестоимости на передачу электроэнергии.

Для ПС составляющими эксплуатационных расходов являются:

- 1) энергия на хозяйственные нужды (обогрев помещений, монтерских пунктов, освещение всех зданий, помещений предприятия, ремонтных баз);
- 2) ремонт (капитальные, текущие ремонты и техобслуживание оборудования, нуждающегося в данном виде ремонта согласно графику);
- 3) энергия на компенсацию технических потерь;
- 4) 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);
- 5) расходы на оплату труда (складываются из оплаты труда производственного и административного персонала);
- 6) износ основных средств;
- 7) командировочные расходы (командировочные расходы для административного и производственного персонала);
- 8) канцелярские расходы;
- 9) охрана труда (любая компания нуждается в спецодежде, обуви и комплектах, необходимых по требованиям охраны труда);
- 10) поверка приборов (необходима поверка рабочих и исходных эталонов);
- 11) страхование от несчастных случаев (страхование в РК обязательно – выбирается только вид страхования);
- 12) переработка электроэнергии тяговыми подстанциями;
- 13) типографские расходы (эта статья складывается из закупки бланков различной отчетности и повседневного пользования (журналов, карточек, ведомостей, актов, инструкций, правил, заявок));
- 14) подготовка кадров (складывается из сумм договоров тех организаций, куда на повышение квалификации ездят работники компании);
- 15) 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.);
- 16) услуги связи (абонентская плата за телефон, оплата междугородних и международных переговоров, оплата высокочастотной связи);
- 17) расходы на коммунальные услуги (стоимость холодной воды и канализации, вывоз мусора, тепловая энергия);
- 18) налоговые платежи;
- 19) расходные материалы для вычислительной и оргтехники (сюда включается закупка картриджей, барабанов, тонеров, запчастей);
- 20) услуги банка (комиссионные за проведение зарплат),

командировочных, операций с расчетными счетами и т.д. в размере установленного процента с сумм оборота);

21) услуги почтамта (за пересылку корреспонденции, писем, деловой переписки и др. почтамт согласно договору выставляет счет).

Себестоимость электроэнергии определится из выражения:

$$S = \frac{\sum I}{\mathcal{E}}, \quad (6.8)$$

где $\sum I$ – суммарные издержки;
 \mathcal{E} – объем отпущенной электроэнергии.

$$\sum I = I_{\text{ам}} + I_{\text{др}}, \quad (6.9)$$

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

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

$$I_{\text{др}} = \frac{18,45 \cdot 0,55}{0,45} = 22,55 \text{ млн. тенге,}$$

$$\sum I = 18,45 + 22,55 = 41 \text{ млн. тенге.}$$

Объем выпущенной электроэнергии определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = n \cdot P \cdot \cos \varphi \cdot K_z \cdot T_{\text{max}}, \quad (6.10)$$

где P – мощность трансформаторов;
 K_z – коэффициент загрузки трансформаторов;
 T_{max} – число часов максимума нагрузки.

$$\mathcal{E} = 2 \cdot 17,5 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4500 = 99,225 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда себестоимость составит:

$$S = \frac{41}{99,225} = 0,413 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Расчет чистой прибыли.

Стоимость электроэнергии:

$T = 14,36$ тенге/кВт · ч – тариф за электроэнергию в Алматинской области.

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

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

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

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит

$$V_{\text{реал}} = \mathcal{E} \cdot T, \quad (6.11)$$

$$V_{\text{реал}} = 99,225 \cdot 14,36 = 1 \text{ млрд. } 425 \text{ млн. тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты:
Выплаты энергопроизводящим предприятиям:

$$V_{\text{ЭПО}} = 99,225 \cdot 5,5 = 546 \text{ млн. тенге.}$$

Выплаты КЕГОС:

$$V_{\text{КЕГОС}} = 99,225 \cdot 1,685 = 167 \text{ млн. тенге.}$$

Выплаты региональной компании:

$$V_{\text{РЭК}} = 99,225 \cdot 3,3 = 327 \text{ млн. тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии:

$$V_{\text{ост}} = 1,425 - 0,546 - 0,167 - 0,327 = 385 \text{ млн. тенге.}$$

Прибыль составит:

$$\Pi = V_{\text{ост}} - \sum I = 385 - 41 = 344 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$\text{ЧП} = 344 \cdot 0,8 = 275,2 \text{ млн. тенге.}$$

40% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств

$$\text{ЧП}_{\text{инв}} = 0,4 \cdot 275,2 = 110,8 \text{ млн. тенге.}$$

6.3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

ЧПС – "Чистая приведенная стоимость".

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. Для определения ЧПС 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

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \frac{CF}{(1+r)^t} - I_c, \quad (6.12)$$

где I_c – инвестиции в данный проект, млн. тенге;
 r – ставка дисконтирования, $r = 15\%$ (банковский кредит);
 n – время реализации проекта, год;
 CF – денежный поток:

$$CF = \text{ЧП}_{\text{инв}} + I_{\text{ам}}, \quad (6.13)$$

$$CF = 110,8 + 18,45 = 128,53 \text{ млн. тенге.}$$

$\text{ЧПС} > 0$ 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.

Примечается, что CF не изменяется со временем. Расчет сводится в таблицу 6.7

Таблица 6.7 – Расчет ЧПС

Год	CF , млн. тенге	$\frac{CF}{(1+r)^{n^2}}$ млн. тенге	ЧПС, млн. тенге	I_c , млн. тенге
0				-424,55
1	128,53	111,77	-312,88	
2	128,53	97,19	-215,70	
3	128,53	84,51	-131,19	
4	128,53	73,49	-57,70	
5	128,53	63,90	6,20	

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.

Внутренняя норма прибыли (ВНП) – IRR.

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

- 1) не зависит от вида денежного потока;
- 2) не линейная форма зависимости;
- 3) представляет собой убывающую функцию;
- 4) не обладает свойством адетивности;
- 5) позволяет предположить ожидать ли максимальную прибыль (норму доходности).

Внутренняя норма прибыли рассчитывается по формуле:

$$IRR = \left(1 - \sqrt[n]{\frac{CF}{I_c}}\right) \cdot 100\%, \quad (6.8)$$

$$IRR = \left(1 - \sqrt[5]{\frac{128,53}{424,55}}\right) \cdot 100\% = 20\%$$

Внутренняя норма прибыли служит индикатором риска. В нашем случае IRR превышает нашу процентную ставку на 5 % ($IRR - r = 20\% - 15\%$).

Из приведенных расчетов видно, что срок окупаемости инвестиций составил около 5 лет.

Анализ приведённых финансово-экономических показателей свидетельствует об эффективности инвестиций в рассматриваемый проект.

Заключение

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

В разделе после расчета токов короткого замыкания «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» были выбраны выключатели 110 кВ - ЗАР1 ДТ-123,35 кВ - ЗАР1 ДТ-72.5, 10 кВ - КРУ-С-10-8.4ТЭ, разъединители для РУ 110 кВ - ЗДН1СВ-123, для РУ 35 кВ - ЗДН1СВ 72.5, измерительные ТН - для РУ 110 кВ - НКФ-110-57, для РУ 35 кВ - ЗНОЛ-35, для РУ 10 кВ - НТМИ-10-66, ОПН - на стороне ВН: ЗЕР1 123-1PL1; на стороне СН: ЗЕР1 37-1PL1; на стороне НН: ЗЕР1 012-1PL1, трансформаторы тока для РУ 110 кВ - ТВТ-110 750/5, для 35 кВ - ТФНД-35-М 800/5, для 10 кВ - ТОЛ-10 1500/5.

В разделе «Проектирование релейной защиты трансформатора подстанции» была спроектирована релейная защита на терминалах: основная (дифференциальная защита) – на 7UT613, резервная – на 7SJ61.

В разделе «Проектирование релейной защиты линии 110 кВ» была спроектирована релейная защита на терминалах: основная (дистанционная) – 7SA611, резервная (ТЗНП, МТЗ) – 7SJ61.

В разделе «Экономическая часть» был рассчитан объем капиталовложений в строительство ПС «Айдарлы-АЖК» 110/35/10 кВ и определен срок окупаемости с и без учета дисконтирования.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» был произведен расчет заземляющего устройства, защита от шума, а также спроектировано место диспетчера с учетом санитарных и эргономических требований.

Список использованной литературы

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Основное и вспомогательное оборудование электрических станций и подстанций.— М.: Энергоатом из дат. 1987.
2. Неклепаев Б.И., Крючков И.И. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования.— М.: Энергоатом из дат. 1988. 608с.
3. Чернобровов Н.А. Релейная защита – М., Высшая школа, 1981.– 232 с.: ил.
4. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
5. SIPROTEC kat 2004 ru.
6. Manual: 7SA6XX - Дистанционная защита
7. Князевский Б.А. «Охрана труда в электроустановках».— 3 изд., перераб. и доп. – Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
8. Шумозащитные ограждения автотрансформаторов напряжением 220–330 кВ 9750 ТМ 1979 г. Киевский филиал УкрОЭнергосетьпроект.
9. Санатова Т.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работ.
10. Инвестиционное проектирование: практическое руководство по экономическому обоснованию инвестиционных проектов. Под редакцией Шумилина СИ. М.: Финстатинформ, 1995. -234 с.
11. А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк.: Методические указания по выполнению расчетно-графической работы на тему: «Определение основных технико-экономических показателей деятельности энергокомпаний в условиях рынка», Алматы 2008 г.
12. Электротехнический справочник. Том 3. книга 1.
13. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 2001г. 528 с.
14. Дьяков А.Ф., Овчаренков Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. - М.: МЭИ, 2000
15. Воронина А.А. Безопасность труда в электроустановках / А.А.Воронина, Н.Ф.Шибенко – М., Высшая школа, 1984. – 312с. : ил.
16. Камнев В.Н. Монтаж устройств вторичной коммутации – М., Высшая школа, 1997.–271 с.
17. Коптев А.А. Электромонтер оперативно-выездной бригады подстанций – М., Высшая школа, 1988.–266 с.: ил.

Приложение А

Расчет токов КЗ на программе ElectronicsWorkbench

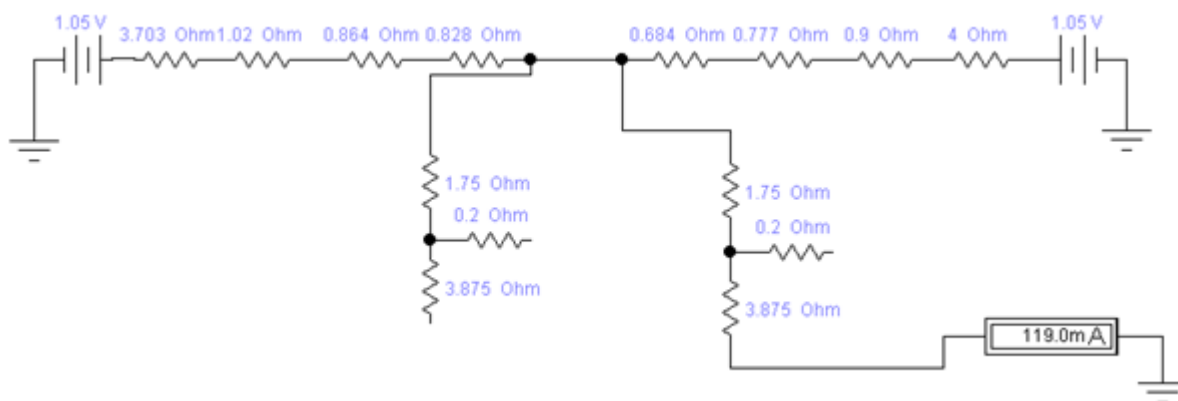


Рисунок А.1 – Расчет ТКЗ на низкой стороне

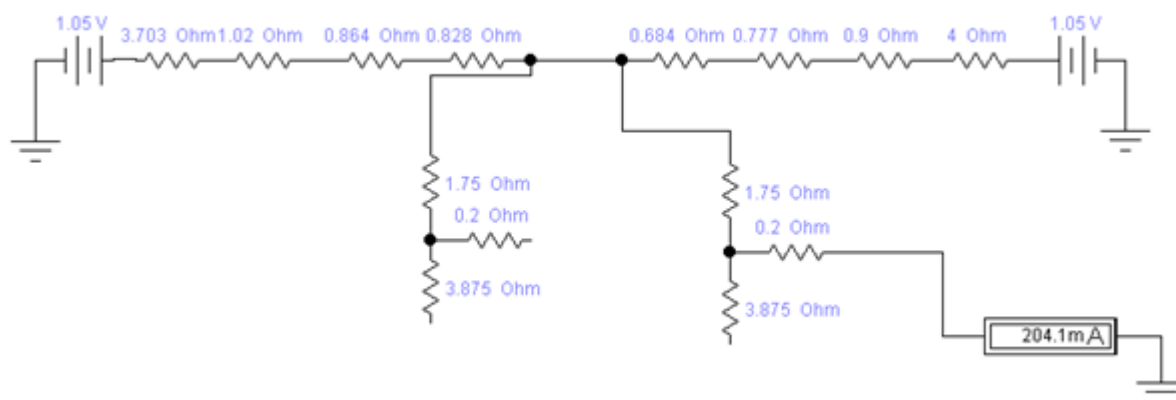


Рисунок А.2 – Расчет ТКЗ на средней стороне

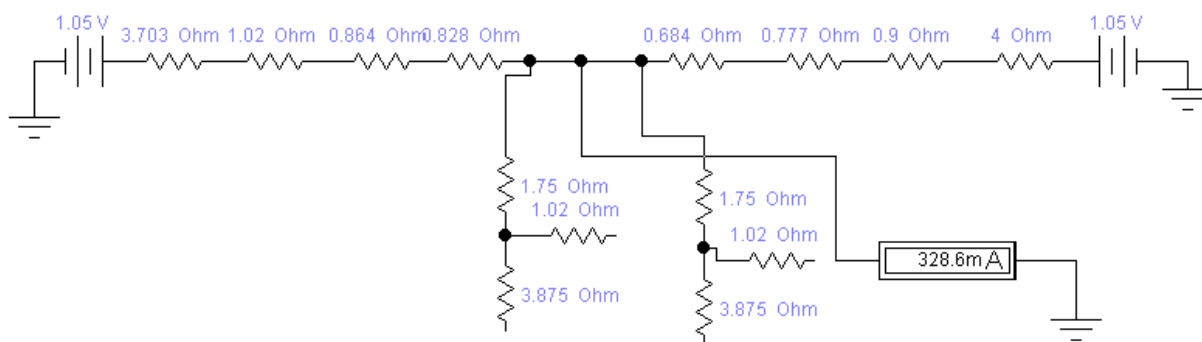


Рисунок А.3 – Расчет ТКЗ на высокой стороне

Приложение Б

Расчет токов КЗ на программе АРМ СРЗА

11-	U=115.0/-0	Z1=0.783+j41.180	Z2=0.783+j41.180	Z0=0.232+j42.011				
0	Общая нейтраль	1612	91	534	91	534	91	1601
2		1506	90	499	90	499	90	1526
		110	106	36	106	36	106	76
12-	U=115.0/0	Z1=20.544+j94.348	Z2=20.544+j94.348	Z0=22.090+j203.120				
1		688	102	167	99	167	99	502
3		562	101	137	98	137	98	339
		125	106	31	103	31	103	162
13-	U=115.0/0	Z1=35.714+j136.076	Z2=35.714+j136.076	Z0=23.186+j210.829				
2		472	105	135	101	135	101	405
4		321	104	92	101	92	101	141
		151	105	43	102	43	102	263
14-	U=115.0/0	Z1=41.846+j154.299	Z2=41.846+j154.299	Z0=0.427+j42.285				
3		415	105	184	103	184	103	552
7		230	105	102	104	102	104	26
8		185	105	82	103	82	103	22
11		0	0	0	0	0	0	252
		0	0	0	0	0	0	252
15-	U=115.0/-0	Z1=1.763+j59.603	Z2=1.763+j59.603	Z0=0.434+j62.247				
0	Общая нейтраль	1113	92	366	91	366	91	1097
6		1004	90	330	90	330	90	1033
		114	107	37	106	37	106	65
16-	U=115.0/-0	Z1=22.711+j111.196	Z2=22.711+j111.196	Z0=25.097+j238.303				
5		585	102	142	99	142	99	427
7		453	100	110	97	110	97	295
		132	107	32	104	32	104	133
17-	U=115.0/0	Z1=38.267+j148.288	Z2=38.267+j148.288	Z0=29.081+j260.637				
4		434	104	117	101	117	101	351
6		167	106	45	102	45	102	220
		267	103	72	100	72	100	132
18-	U=115.0/-0	Z1=41.846+j172.157	Z2=41.846+j172.157	Z0=0.161+j26.926				
4		375	104	174	103	174	103	523
9		187	104	87	103	87	103	14
10		187	104	87	103	87	103	262
		0	0	0	0	0	0	248
19-	U=37.6/0	Z1=4.469+j18.386	Z2=4.469+j18.386	Z0=0.040+j6.732				
8		1147	104	488	102	489	102	1465
11		573	104	244	102	244	102	733
15		573	104	244	102	244	102	733
16		0	0	0	0	0	0	0
17		0	0	0	0	0	0	0
18		0	0	0	0	0	0	0
19		0	0	0	0	0	0	0
20		0	0	0	0	0	0	0
10-	U=10.5/0	Z1=0.349+j1.910	Z2=0.349+j1.910	Z0=0.000-j-0.000				
0	Общая нейтраль	3123	100	0	0	0	0	0
8		0	0	0	0	0	0	0
		3123	100	0	0	0	0	0
11-	U=115.0/-0	Z1=41.846+j172.157	Z2=41.846+j172.157	Z0=0.161+j26.926				
4		375	104	174	103	174	103	523
9		187	104	87	103	87	103	14
13		187	104	87	103	87	103	262
		0	0	0	0	0	0	248
13-	U=10.5/0	Z1=0.349+j1.910	Z2=0.349+j1.910	Z0=0.000-j-0.000				
0	Общая нейтраль	3123	100	0	0	0	0	0
11		0	0	0	0	0	0	0
		3123	100	0	0	0	0	0

Рисунок Б.1 – Протокол расчета токов короткого замыкания

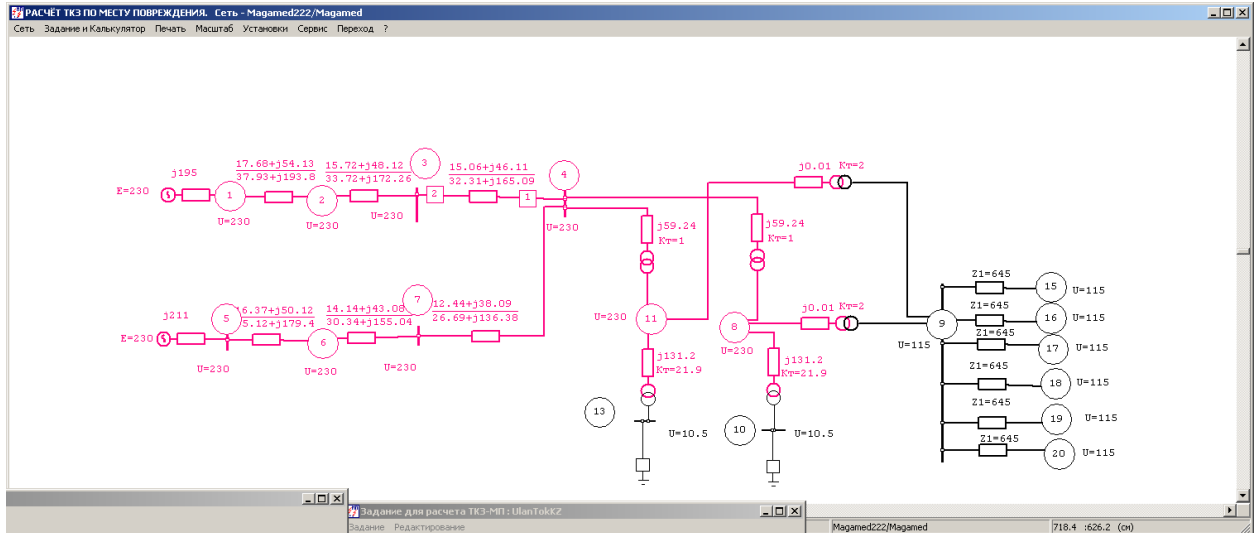


Рисунок Б.2 – Расчетная модель схемы подстанции

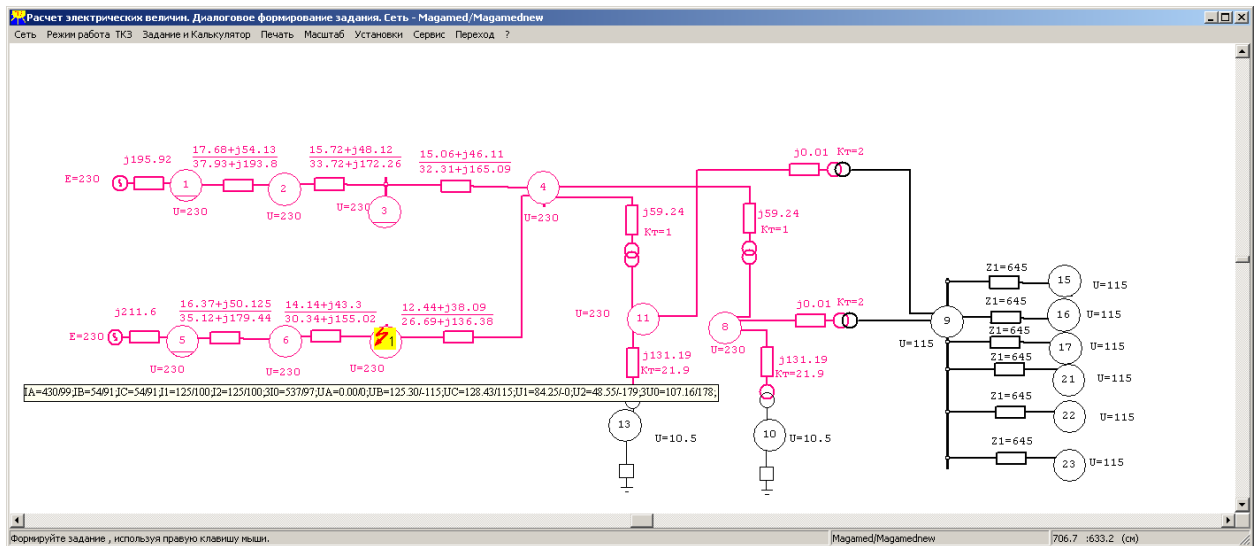


Рисунок Б.3 – однофазный ток КЗ в линии w4

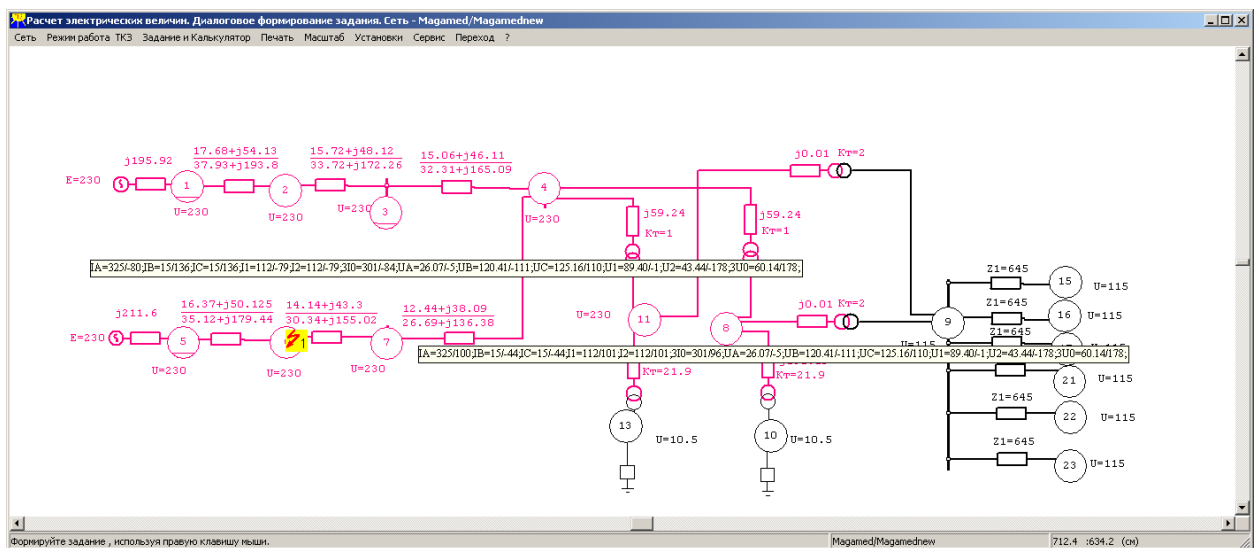


Рисунок Б.4 – однофазный ток КЗ в конце линии w5

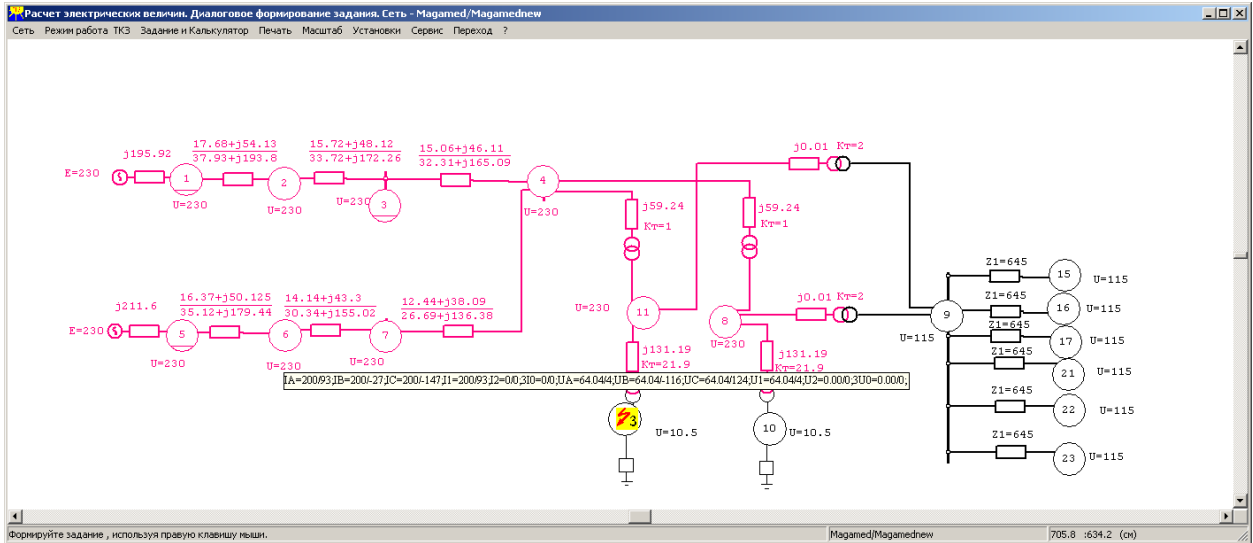


Рисунок Б.5 – Ток в линии w4 при трехфазном КЗ за трансформатором

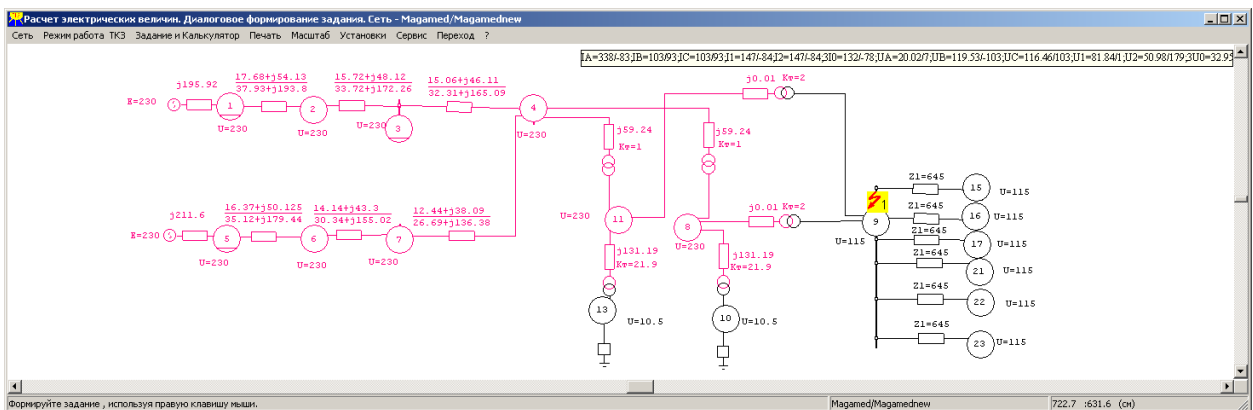


Рисунок Б.6 – Ток на высокой стороне (в линии) при однофазном КЗ на средней стороне

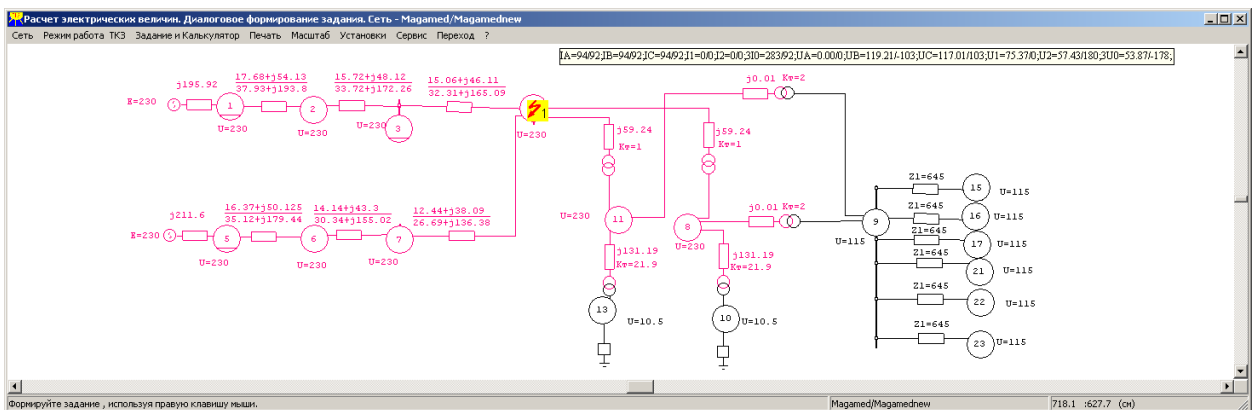


Рисунок Б.7 – ток на высокой стороне (в линии) при однофазном КЗ на стороне ВН

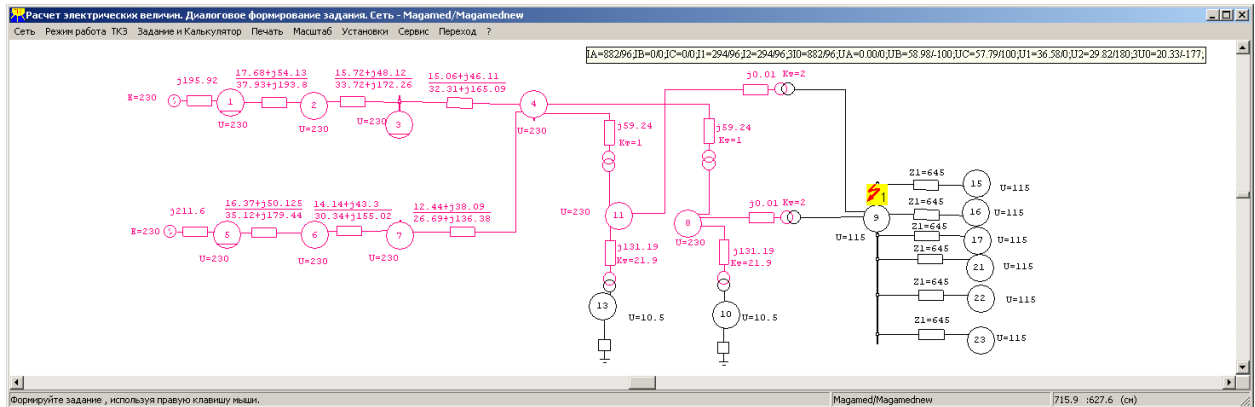


Рисунок Б.8 – Ток на средней стороне при однофазном КЗ на стороне СН

Приложение В

Проверка ТТ по 10 % погрешности наружной установки

Расчет трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока По 10%К характеристике По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл (%)	K10	Kтерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТВТ-110	200	5	-	20	25	0.11	0.39	0.8
ТВТ-110	300	5	-	20	25	0.167	0.44	1
ТВТ-110	400	5	-	20	25	0.222	0.37	1.6
ТВТ-110	600	5	-	20	25	0.334	0.68	2
ТВТ-110	400	5	-	24	25	0.222	0	1.2
ТВТ-110	600	5	-	24	25	0.334	0	1.2
ТФЗМ-110	750	5	-	24	25	0.56	0	1.6
ТФЗМ-110	1000	5	-	24	25	0.56	0.66	1.6
ТФЗМ-110	1000	5	-	24	25	0.56	0.66	1.2
ТФЗМ-110	1500	5	-	24	25	0.675	1	1.2
ТФЗМ-110	2000	5	-	24	25	0.9	1.3	1.6
ТФЗМ-110	400	1	-	24	25	3.8	0	30
ТВТ-110	600	1	-	24	25	5.6	0	30
ТВТ-110	750	1	-	24	25	7.2	0	40
ТФЗМ-110	1000	1	-	24	25	9.6	23.2	40
ТФЗМ-110	1000	1	-	24	25	9.6	23.2	30
ТФЗМ-110	1500	1	-	24	25	11.8	30.4	30
ТФЗМ-110	2000	1	-	24	25	15.5	38.6	40
ТВ-110/20	200	5	-	10		0.16	0.43	0.8
ТВ-110/20	300	5	-	6.5		0.16	0.43	1.2

Поиск:

Справка Расчет Протокол Принтер Выход

Рисунок В.1 – Выбор ТТ на РУ 220 кВ

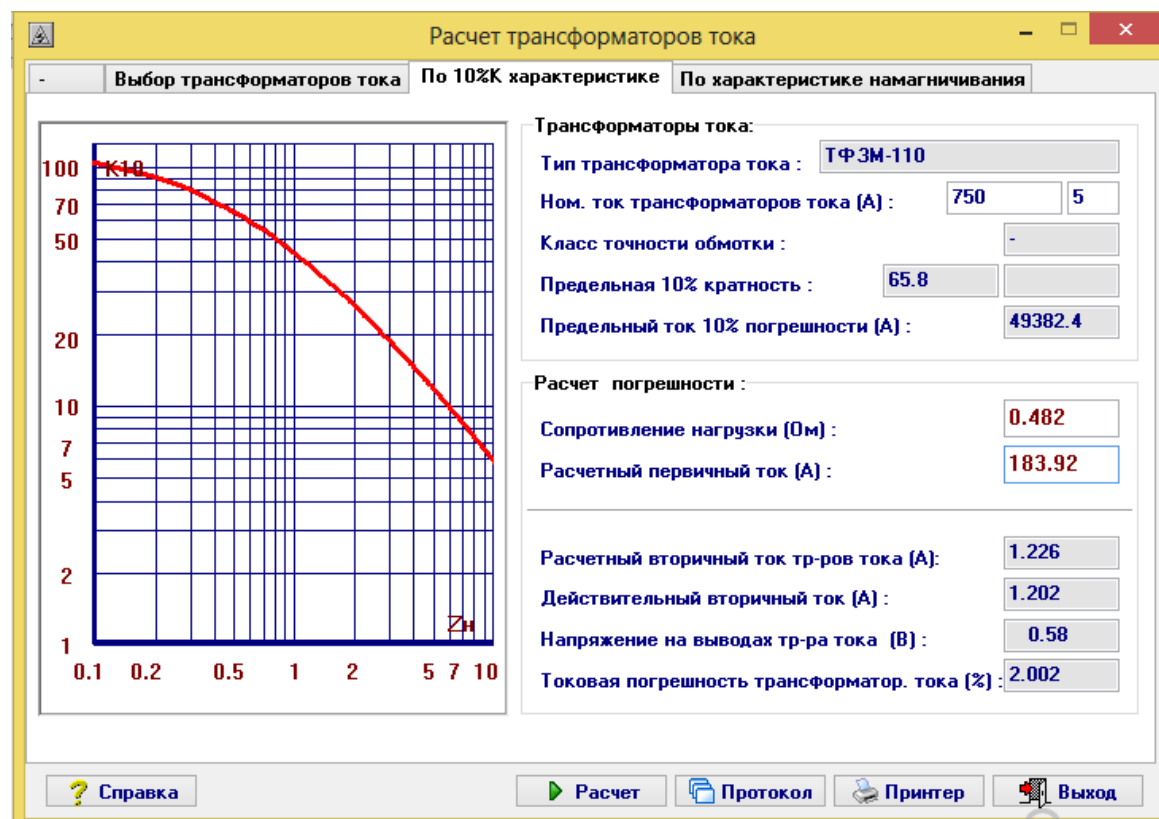


Рисунок В.2 – Проверка по 10% характеристики