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 «Кульсары» 220/110/10 кВ Западных МЭС*

Специальность *5В071800 - Электроэнергетика*

Выполнил (а) *Муратбекулы Айбар, РЗА-10-03*
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель *Уткин Л.А., ст. преподаватель*
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:
по экономической части:
Валиева Л.Ш., к.э.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «02» июня 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:
Санатова Т.С., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «3» 06 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:
Уткин Л.А., ст. преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____20___г.
(подпись)

Нормоконтролер: *Ефимова О.Н., к.т.н., доцент*
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____20___г.
(подпись)

Рецензент: *Лавров И.А., начальник центральной службы РЗА АО «АЖК»*
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ «_____»_____20___г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество

АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет *Электроэнергетический*

Специальность *5В071800 - Электроэнергетика*

Кафедра *Электроснабжение промышленных предприятий*

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент *Мұратбекұлы Айбар*

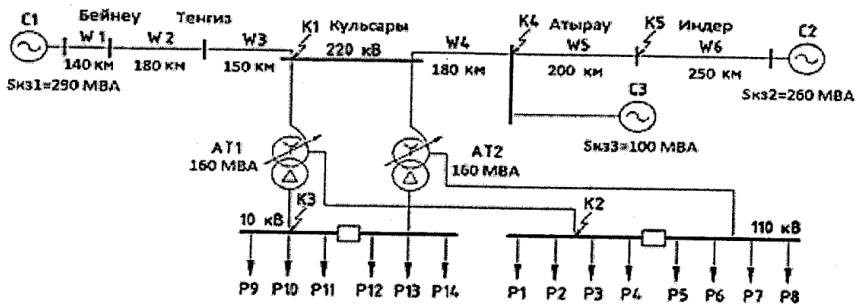
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта *Релейная защита подстанции «Кульсары» 220/110/10 кВ Западных МЭС*

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: $S_{ном}$ = 160 МВА.

Мощности систем: $S_{кзс1}$ = 290 МВА,

$S_{кзс2}$ = 260 МВА,

$S_{кзс3}$ = 100 МВА.

Параметры линии:

Линия	Длина, км	Мощность на линии, МВА
W1	140	160
W2	180	190
W3	150	180
W4	180	180
W5	200	190
W6	250	160

Отмечены точки КЗ:
К1 – трёхфазное и однофазное КЗ на стороне ВН (220 кВ);
К2 – трёхфазное и однофазное КЗ на стороне СН (110 кВ);
К3 – трёхфазное КЗ на стороне НН (10 кВ);
К4 – однофазное КЗ на ПС Атырау (220 кВ);
К5 – однофазное на ПС Индер (220 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) 5ВО71800.14.ЭЭ.86.Э3 – Принципиальная однолинейная схема подстанции «Кульсары» 220/110/10 кВ
2) 5ВО71800.14.ЭЭ.86.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит автотрансформатора
3) 5ВО71800.14.ЭЭ.86.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей резервных защит линии
4) 5ВО71800.14.ЭЭ.86.Э4 – Бинарные входа и выхода терминала SIPROTEC 7SA611
5) 5ВО71800.14.ЭЭ.86.Э4 – Оперативная схема управления и автомики выключателя Q2

Рекомендуемая основная литература:

1. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита энергетических систем: Учебное пособие для техникумов. – М.: Энргоатомиздат, 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
БЖД	Сапатова Г.С.	1.04. - 3.06.14	
Экономический	Валиева Л.Ш.	02.04 – 2.06.14	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание

Дата выдачи задания *«01» октября* 2013 г.

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

Руководитель _____ *Уткин Л.А.*
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент _____ *Муратбекулы А.*
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада «Құлсары» 220/110/10 кВ қосалқы стансасының релелік қорғанысы және автоматикасы жасалды.

Желінің алмастыру схемасы, релелік қорғаныс, электр құрал-жабдықтарын таңдауы 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 «Кульсары» 220/110/10 кВ.

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 substation «Kulsary» 220/110/10 kV.

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

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

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

Содержание

	Перечень сокращений и обозначений	7
	Введение	8
1	Исходные данные к дипломному проекту	9
2	Выбор схемы распределительных устройств	11
2.1	Общие требования	11
2.2	Выбор электрической схемы ОРУ 220 кВ	12
2.3	Выбор электрической схемы ОРУ 110 кВ	15
2.4	Выбор электрической схемы РУ 10 кВ	18
2.5	Выбор схемы питания собственных нужд подстанции	18
3	Расчёт токов короткого замыкания	20
3.1	Общие положения	20
3.2	Расчет токов короткого замыкания на высоком, среднем и низком сторонах напряжения	21
4	Выбор электрического оборудования	23
4.1	Расчетные условия для выбора аппаратов по продолжительным режимам работы	23
4.2	Выбор выключателей	24
4.3	Выбор разъединителей	26
4.4	Выбор измерительного трансформатора тока	28
4.5	Выбор измерительного трансформатора напряжения	31
4.6	Выбор КРУ 10 кВ	32
4.7	Выбор ограничителей перенапряжений для защиты электрооборудования подстанции	36
4.8	Выбор предохранителя для защиты трансформаторов напряжения	36
5	Проектирование релейной защиты автотрансформатора	37
5.1	Основные положения	37
5.2	Основные защиты автотрансформатора	38
5.3	Расчет резервных защит автотрансформатора	46
6	Проектирование релейной защиты линии 220 кВ	54
6.1	Общие положения	54
6.2	Расчет и анализ дистанционной защиты линии 220 кВ	55
6.3	Расчет и анализ резервной токовой защиты	58
7	Экономическая часть	64
7.1	Бизнес план строительства подстанции «Кульсары»	64
7.2	Расчет технико-экономических показателей подстанции	66
7.3	Расчет эксплуатационных издержек	68
7.4	Расчет себестоимости и тарифов на передачу электроэнергии	70
7.5	Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	73
8	Безопасность жизнедеятельности	75
8.1	Общие положения	75
8.2	Анализ условий труда в помещениях подстанции	75

8.3 Разработка мероприятий по улучшению условий труда 76
8.5 Расчет заземляющего устройства 79
Заключение
Список литературы
Приложение А. Расчет токов КЗ
Приложение Б. Выбор электрического оборудования
Приложение В. Расчет ТЗНП АТ
Приложение Г. Расчет дистанционной защиты линии 220 кВ
Приложение Д. Расчет ТЗНП линии 220 кВ

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
ДФЗ – дифференциально – фазная защита
КЗ – короткое замыкание
КРУ – комплектное распределительное устройство
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

Темой данной выпускной работы является проектирование понизительной подстанции «Кульсраы» 220/110/10 кВ. На напряжении 220 кВ подстанции осуществляется связь между подстанцией «Бейнеу», «Тенгиз», «Атырау» и подстанцией «Индер».

В данной выпускной работе рассматриваются следующие вопросы проектирования подстанции:

1) выбор главной схемы электрических соединений подстанции и выбор электрооборудования;

2) разработка релейной защиты элементов подстанции;

3) разработка релейной защиты питающих линий 220 кВ;

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

а) анализ условий труда диспетчера проектируемой подстанции;

б) расчет естественного освещения;

в) разработка заземляющего устройства подстанции.

6) в разделе «Экономика» рассмотрена экономическая и финансовая эффективность инвестиций в строительство подстанции.

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

Расчёт дистанционных, дифференциальных и токовых защит линий 220 кВ произведён для цифровых терминалов фирмы Siemens.

Для расчетов токов КЗ была применена программа Electronics Workbench 512.

1 Исходные данные к дипломному проекту

Исходная схема подстанции «Кульсары» показана на рисунке 1.1.

Данные о протяженности линий, мощностях систем и присоединенных нагрузок, приведены в таблицах 1.1 – 1.5.

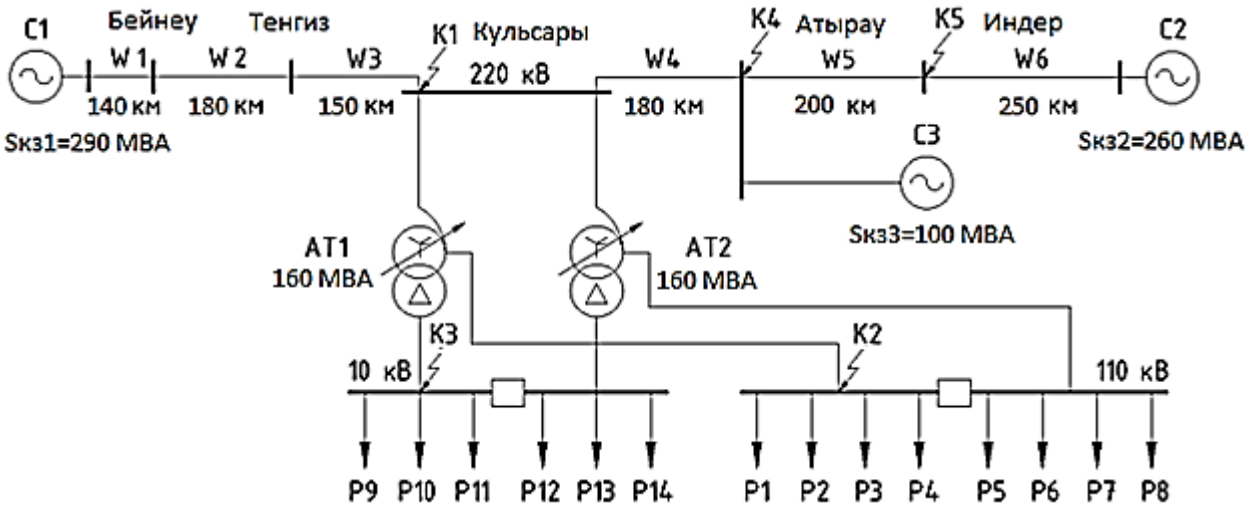


Рисунок 1.1 – Схема подстанции Кульсары 220/110/10 кВ

Таблица 1.1 – Исходные данные ЛЭП

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км
W1	140	АС-240	0,131	0,418
W2	180	АС-240	0,131	0,418
W3	150	АС-240	0,131	0,418
W4	180	АС-240	0,131	0,418
W5	200	АС-240	0,131	0,418
W6	250	АС-240	0,131	0,418

Таблица 1.2 – Данные потребителей на 110 кВ

Потребитель	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8
Нагрузка, МВт	14	14	14	14	14	14	14	14

Таблица 1.3 – Данные потребителей на 10 кВ

Потребитель	P9	P10	P11	P12	P13	P14
Нагрузка, МВт	8	8	8	8	8	8

Таблица 1.4 – Исходные данные трансформаторов

№	Тип трансформатора	$S_{ном}$, МВ·А		Наибольший допустимый ток в общей обмотки, А	Напряжение обмотки, кВ		
		АТ	Обмотки НН		ВН	СН	НН
АТ1,АТ2	АТДЦТН – 160000/220/110	160	80	650	230	121	11

Потери, кВт				Uк, %			$I_{хх}$, %
$P_{хх}$	$P_{КЗ}$			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
48	367,5	350,5	353,9	11	32	20	0,038

Таблица 1.5 – Мощности систем

Мощности систем		
$S_{кзс1}$, МВ·А	$S_{кзс2}$, МВ·А	$S_{кзс3}$, МВ·А
290	260	100

2 Выбор схемы распределительных устройств

2.1 Общие требования

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

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

б) учитывать перспективу развития подстанции;

в) учитывать требования противоаварийной автоматики;

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

д) обеспечивать наглядность, экономичность и автоматичность.

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

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

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

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

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

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

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

а) при повреждении линии – двух;

б) при повреждении трансформаторов напряжением до 500 кВ – четырех [3].

2.2 Выбор электрической схемы ОРУ 220 кВ

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

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

Рассмотрение варианта схемы мостика №220-5АН.

В схеме мостик (рисунок 2.1), линии или трансформаторы на двухтрансформаторных подстанциях соединяются между собой с помощью выключателя. Данная схема применяется на стороне ВН 35–220 кВ подстанций при необходимости секционирования выключателем линий или трансформаторов. На напряжениях 110 и 220 кВ схема мостика применяется, как правило, с ремонтной перемычкой, которая при соответствующем обосновании может не предусматриваться. Ремонтная перемычка позволяет выполнять ревизию любого выключателя со стороны линий или трансформаторов при сохранении в работе линий и трансформаторов. Перемычка обычно не предусматривается при электрификации сельских сетей напряжением 35 кВ.

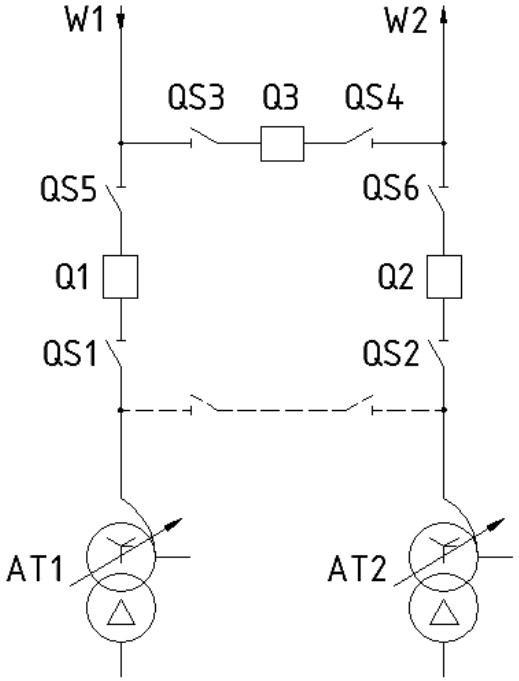


Рисунок 2.1 – Схема мостика ОРУ 220 кВ

Схема мостика относится к упрощенной схеме без сборных шин.

Выключатели могут быть расположены со стороны трансформаторов и со стороны линий 220 кВ в зависимости от того, вероятность повреждения,

какого элемента больше. Вероятность повреждения протяженной линии 220 кВ значительно больше вероятности повреждения трансформатора, поэтому выключатели устанавливаются со стороны линии [4].

В схеме для четырех присоединений ВН устанавливаются три выключателя Q1, Q2, Q3. Нормально выключатель Q3 на перемычке между двумя трансформаторами включен. При повреждении на линии W1 отключается выключатель Q1, трансформаторы АТ1 и АТ2 остаются в работе, связь с энергосистемой осуществляется по линии W2. При повреждении в трансформаторе АТ1 отключаются выключатель со стороны 6–10 кВ и выключатели Q1 и Q3. В этом случае линия W1 оказалась отключенной, хотя никаких повреждений на ней нет, что является недостатком схемы мостика.

Если учесть, что аварийное отключение трансформаторов бывает редко, то с таким недостатком схемы можно мириться, тем более что после отключения Q1 и Q3 и при необходимости вывода в ремонт поврежденного трансформатора отключают разъединитель QS1 и включают Q1, Q3, восстанавливая работу линии W1.

Для сохранения в работе обеих линий при ревизии любого выключателя (Q1, Q2, Q3) предусматривается дополнительная перемычка из двух разъединителей QS3, QS4. Нормально один разъединитель QS3 перемычки отключен. Если этого не сделать, то при КЗ в любой линии (W1 или W2) отключаются обе линии. Для ревизии выключателя Q1 предварительно включают QS3, затем отключают Q1 и разъединители по обе стороны выключателя. В результате оба трансформатора и обе линии остались в работе. Если в этом режиме произойдет КЗ на одной линии, то отключится Q2, т.е. обе линии останутся без напряжения.

Для ревизии выключателя Q3 также предварительно включают перемычку, а затем отключают Q3. Этот режим имеет тот же недостаток: при КЗ на одной линии отключаются обе линии [2].

Рассмотрение варианта схемы четырехугольника №220-7.

Схема четырехугольника (рисунок 2.2) применяется в РУ 110–750 кВ при четырех присоединениях (две линии и два автотрансформатора) и необходимости секционирования транзитной линии при мощности трансформаторов от 125 МВА и более при напряжениях 110–220 кВ и любой мощности при напряжениях 330 кВ и выше. В схеме со стороны линии установлены через развилку два выключателя, подключаемых к разным трансформаторам. Данная схема обладает более высокой надежностью по сравнению со схемой мостика, так как авария в линии или в трансформаторе приводит к отключению только поврежденного элемента. Недостаток схемы – при отключении одной из линий трансформаторы получают питание по одной линии от одного источника питания.

Схема четырехугольника экономична (четыре выключателя на четыре присоединения), позволяет производить опробование и ревизию любого выключателя без нарушения работы ее элементов. Схема обладает высокой надежностью. Отключение всех присоединений маловероятно, оно может

произойти при совпадении ревизии одного из выключателей, например Q1, повреждении линии W2 и отказе выключателя второй цепи Q4. При ремонте линии W2 отключают выключатели Q3, Q4 и разъединители, установленные в сторону линий. Связь оставшихся в работе присоединений W1, AT1 и AT2 осуществляется через выключатели Q1, Q2. Если в этот период повредится AT1, то отключится выключатель Q2, второй трансформатор и линия W1 останутся в работе, но транзит мощности будет нарушен. Установка линейных разъединителей QS1 и QS2 устраняет этот недостаток.

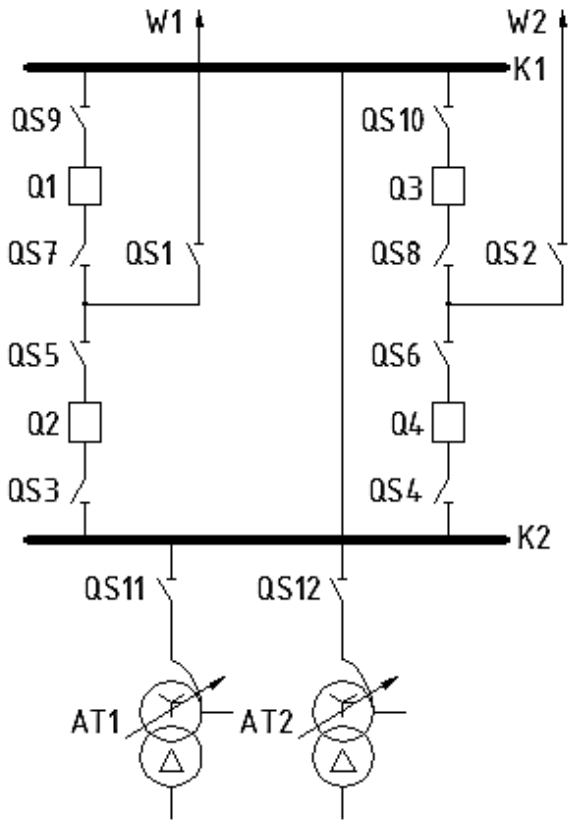


Рисунок 2.2 – Схема четырехугольника ОРУ 220 кВ

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

По результатам сопоставления вариантов, схема мостика является наиболее простой и недорогой. Схема четырехугольника имеет на один выключатель больше и является более дорогой. Но с точки зрения надежности, схема четырехугольника является более надежной.

Выбранный вариант схемы ОРУ 220 кВ – схема четырехугольника.

2.3 Выбор электрической схемы ОРУ 110 кВ

С учетом наличия двух присоединений (автотрансформаторов) и двух отходящих линий с возможностью увеличения числа присоединений, в качестве ОРУ СН рассмотрим схемы с одной рабочей секционированной выключателем системой сборных шин, представленной на рисунке 2.3, и схему с одной рабочей секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин, представленной на рисунке 2.4.

Схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин №110-12.

Одним из важных требованиям к схемам на стороне среднего напряжения является создание условий для ревизий и опробований выключателей без перерыва работы. Этим требованиям отвечает схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин, представленная на рисунке 2.3.

В нормальном режиме обходная система шин КВ находится без напряжения, разъединители QSB1, QSB2, QSB3 и т.д., соединяющие линии и трансформаторы с обходной системой шин, отключены. Обходной выключатель QB1 отключен.

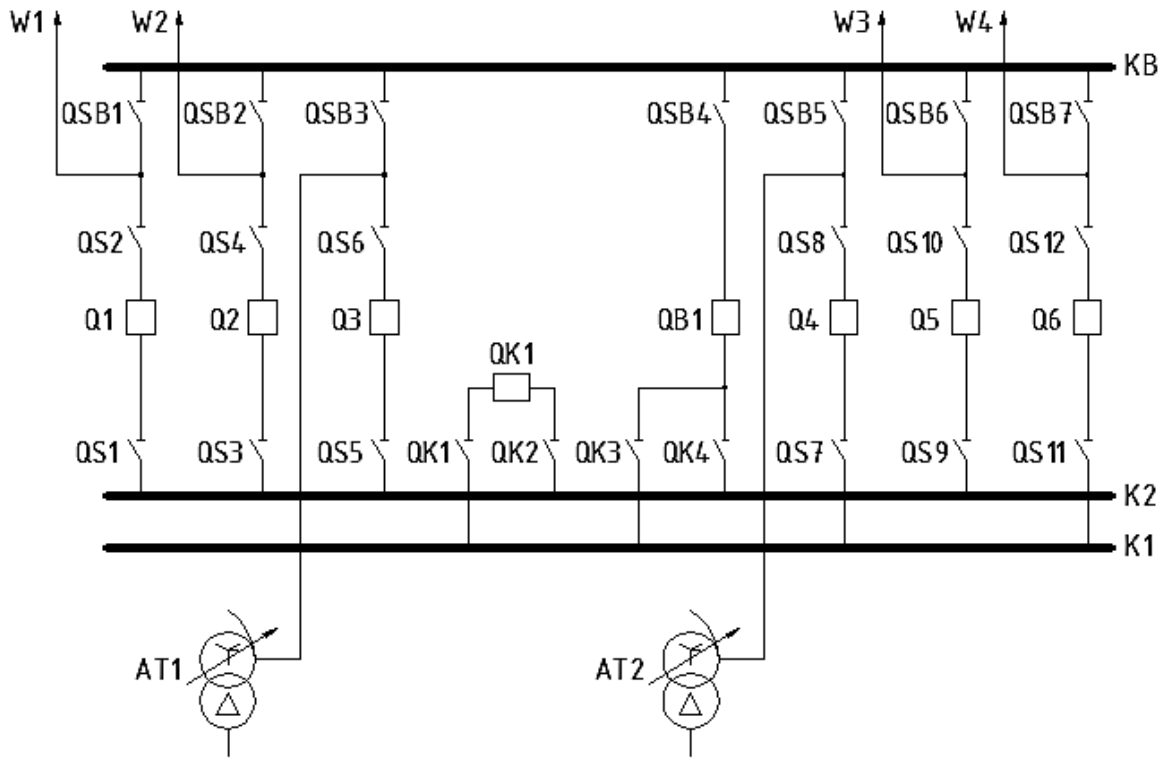


Рисунок 2.3 – Схема соединения ОРУ 110 кВ с одной рабочей секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин

Секции шин соединены между собой выключателям QK1. С помощью обходной системы шин любой выключатель линий и трансформаторов может

быть заменен обходным выключателем, для чего надо произвести следующие операции: включить QB1 для проверки исправности обходной системы шин; отключить QB1; включить разъединитель от обходной системы шин к тому присоединению, где намечен ремонт выключателя (QSB1); включить обходной выключатель QB1; отключить выключатель Q1, намеченный для ремонта; отключить разъединители по обе стороны выключателя QS1 и QS2. После указанных операций линия W1 получает питание через обходную систему шин, выключатель QB1 – от первой секции сборных шин К2. Все эти операции производятся без нарушения электроснабжения по линии W1, хотя они связаны с большим количеством переключений.

В рассмотренной схеме ремонт секции К1 или К2 связан с отключением всех линий, присоединенных к данной секции и одного трансформатора, поэтому такие схемы можно применять при парных линиях или линиях, резервируемых от других подстанций, а также радиальных, но не более одной на секцию. Число присоединений на секции РУ 35–220 кВ должно определяться экономической целесообразностью установки секционных выключателей с учетом стоимости на недоотпущенную электроэнергию при полном погашении РУ.

К недостаткам данной схемы следует отнести:

– отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех линий, присоединённых к данной секции. Ликвидация аварии затягивается, т.к. все операции по переходу с отключенной секции на обходную, производятся разъединителями;

– большое количество операций разъединителями при выводе в ревизию и ремонт выключателей усложняет эксплуатацию РУ.

Достоинством этой схемы является:

– возможность ремонта любой секции шин без отключения потребителей и источников

– при КЗ на одной секции шин потребители теряют питание только на время переключения на обходную секцию шин [5].

Схема с двумя системами сборных шин и с обходной системой шин №110-13Н.

Для РУ 110–220 кВ с большим числом присоединений применяется схема с двумя рабочими и обходной системами шин с одним выключателем (рисунок 2.4) на цепь. Как правило, обе системы шин находятся в работе при соответствующем фиксированном распределении всех присоединений: линии W1, W3, W5 и трансформатор АТ1 присоединены к первой системе шин К1, линии W2, W4, W6 и трансформатор АТ2 – ко второй системе шин К2, шиносоединительный выключатель QK1 включен.

Такое распределение присоединений увеличивает надежность схемы, так как при КЗ на шинах отключаются шиносоединительный выключатель QK1 и только половина присоединений. Если повреждение на шинах устойчивое, отключившиеся присоединения переводят на исправную систему шин. Перерыв электроснабжения половины присоединений определяется

длительностью переключений. Рассмотренная схема рекомендуется для РУ 110–220 кВ на стороне ВН и СН подстанций при числе присоединений 7–15, а также на электростанциях при числе присоединений 10.

Особенности схемы с двумя системами шин были рассмотрены ранее. Здесь следует отметить, что для РУ 110 кВ и выше существенными становятся недостатки этой схемы:

– отказ одного выключателя при аварии приводит к отключению всех источников питания и линий, присоединенных к данной системе шин, а если в работе находится одна система шин, отключаются все присоединения. Ликвидация аварии затягивается, так как все операции по переходу с одной системы шин на другую производятся разъединителями [2].

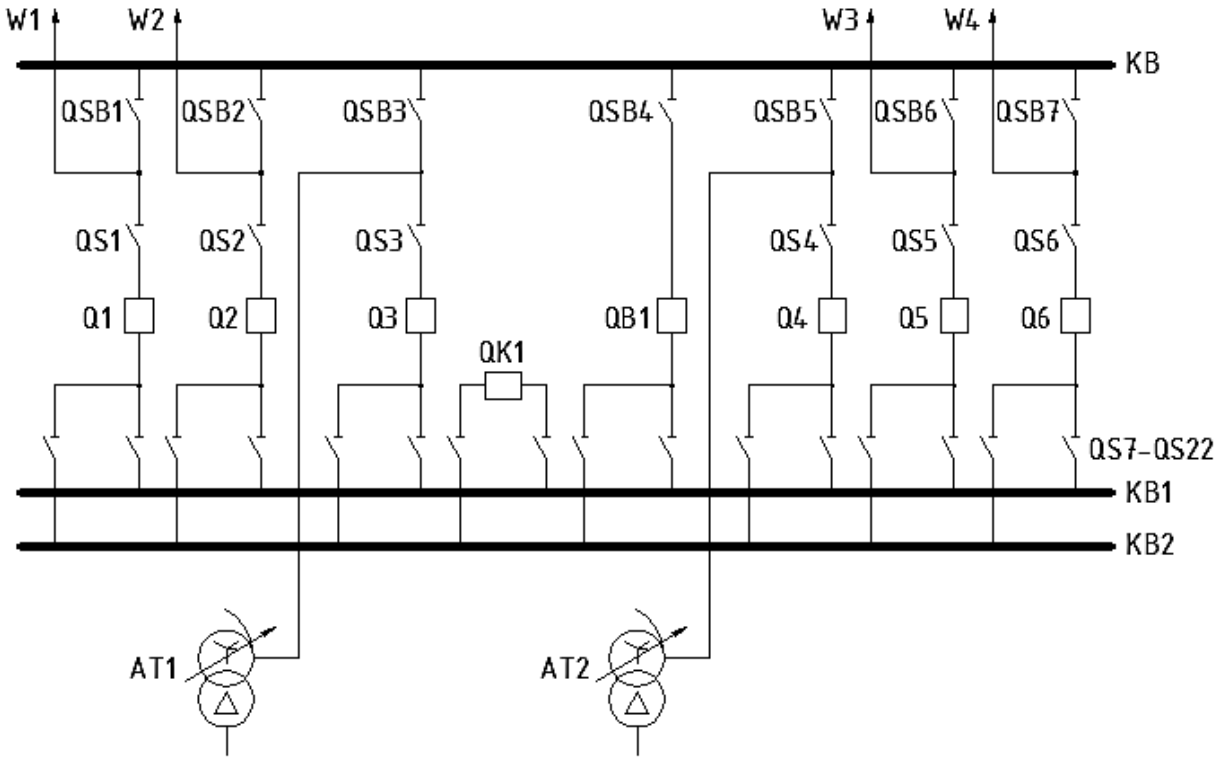


Рисунок 2.4 – Схема соединения ОРУ 110 кВ с двумя рабочими секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин

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 [2].

Из приведённого анализа схем видно, что схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин является более экономическим выгодным и надежным.

Выбранный вариант схемы ОРУ 110 кВ – схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин.

2.4 Выбор электрической схемы РУ 10 кВ

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

Одиночная секционированная система сборных шин (рисунок 2.5) надежна, так как коммутационных операций меньше, чем при двойной системе, и, следовательно, меньше ошибок при эксплуатации. Разъединители не является оперативными и служат только для снятия напряжения с выключателя на время его ревизии или ремонта, поэтому серьезных последствий от ошибок при оперировании с ними не бывает, так как они снабжены надежной и простой блокировкой (как правило, механической) с выключателями, которая практически исключает ошибочных операций [2].

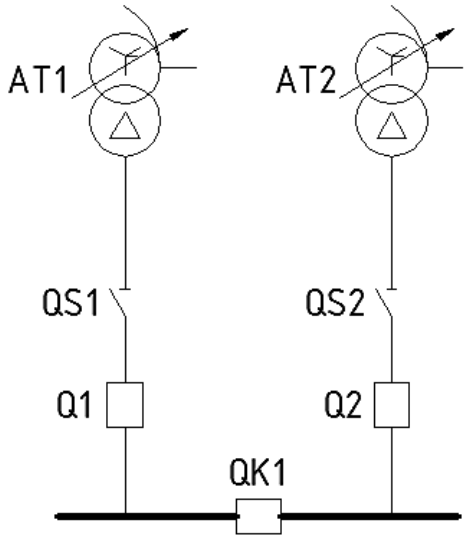


Рисунок 2.5 – Схема РУ НН с одной системой сборных шин, секционированной выключателем

2.5 Выбор схемы питания собственных нужд подстанции

Установки собственных нужд (с.н.) являются важными элементами электрических станций и подстанций. Повреждения в системе с.н. неоднократно приводили к нарушению работы подстанции в целом и развитию аварий в энергосистеме.

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

Выбор схем с.н. электроустановок производится с учетом состава и характеристик электроприемников, мощности приводных механизмов, требований к надежности электроснабжения отдельных групп потребителей. На двухтрансформаторных подстанциях устанавливаются два трансформатора собственных нужд (ТСН) со скрытым резервом. ТСН подключаются к сборным шинам РУ 10 кВ через предохранители.

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

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

Число ТСН принимаем два, мощность определяем по условию:

$$S_{тсн} \geq \frac{S_{расч.с.н.}}{1,4} = \frac{2500}{1,4} = 1785,71 \text{ кВ}A.$$

Выбираем два трансформатора СН типа ТМ–2500/10 с номинальной мощностью $S_{ном}$ = 2500 кВА.

На рисунке 2.6 представлена схема питания собственных нужд подстанции:

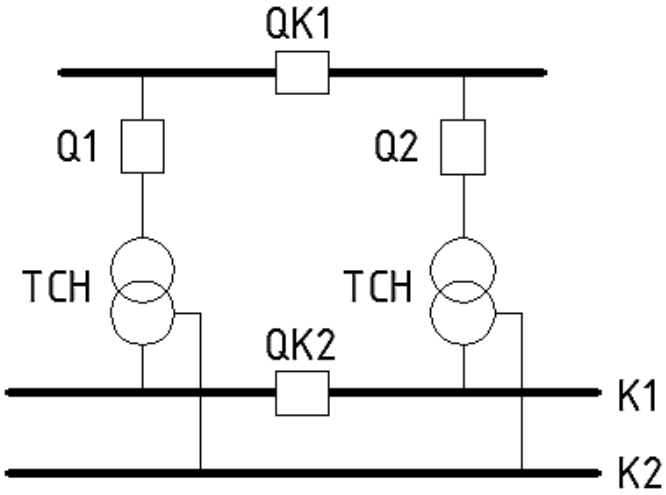


Рисунок 2.6 – Схема питания собственных нужд подстанции

3 Расчёт токов короткого замыкания

3.1 Общие положения

В инженерной практике расчеты токов КЗ в электрических системах выполняются с целью:

– выбора уставок устройств релейной защиты и автоматики, их наладки и проверки поведения в аварийных ситуациях, связанных с короткими замыканиями;

– выбора и проверки электрических аппаратов – выключателей, разъединителей, короткозамыкателей и т.д. – на термическую и динамическую стойкость при токах КЗ;

– определения места повреждения на воздушных линиях электропередачи;

– выбора и проверки устройств грозозащиты и связи.

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

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

– в электрической системе отсутствуют качания, т.е. не учитывается угол сдвига между ЭДС параллельно работающих генераторов;

– отсутствует насыщение магнитных систем генераторов, трансформаторов, двигателей;

– практически не учитывается емкостная проводимость линий электропередачи, за исключением линий напряжением выше 330 кВ значительной протяженности (>150 км);

– не учитываются токи намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;

– не учитываются активные сопротивления генераторов, трансформаторов, реакторов из-за их незначительной величины по сравнению с индуктивными сопротивлениями;

– не учитывается незначительная несимметрия 3–х фазных электрических систем;

– как правило, не учитывается влияние нагрузки в процессе КЗ [1].

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

Расчет токов КЗ проведем в системе относительных единиц.

В качестве базисных величин принимаем мощность $S_б = 1000$ МВA.

Напряжение $U_б = 230$ кВ, 115 кВ, $10{,}5$ кВ.

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

Расчет токов трехфазного КЗ выполняется в следующем порядке:

1) Составляется расчетная схема (рисунок 3.1) рассматриваемой подстанций, намечаются расчетные точки КЗ:

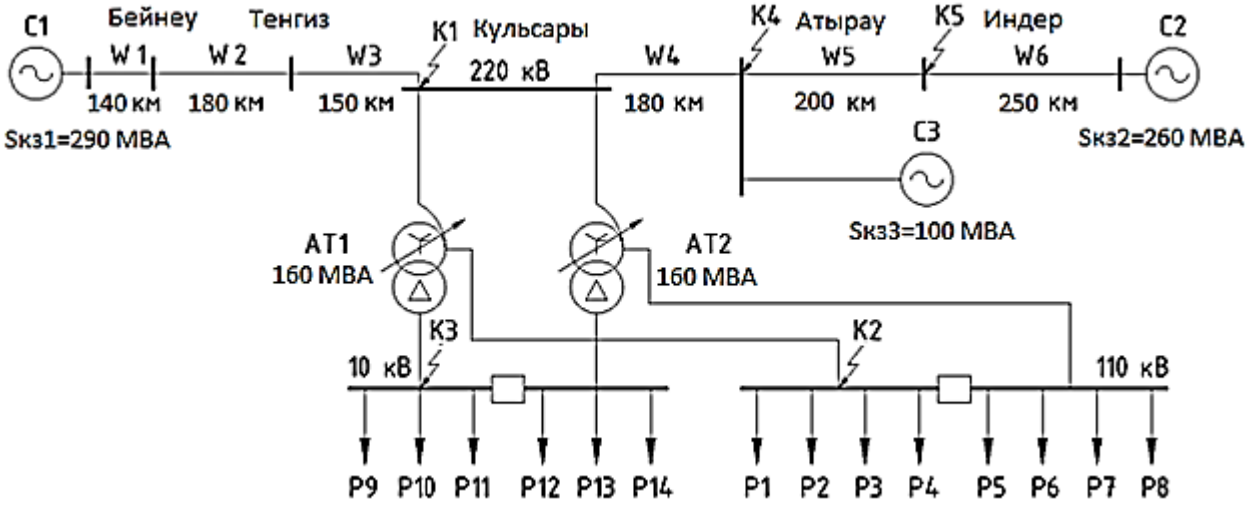


Рисунок 3.1 – Расчетная схема подстанций

2) На основании расчетной схемы составляется эквивалентная схема замещения (рисунок 3.2), все сопротивления на ней нумеруются:

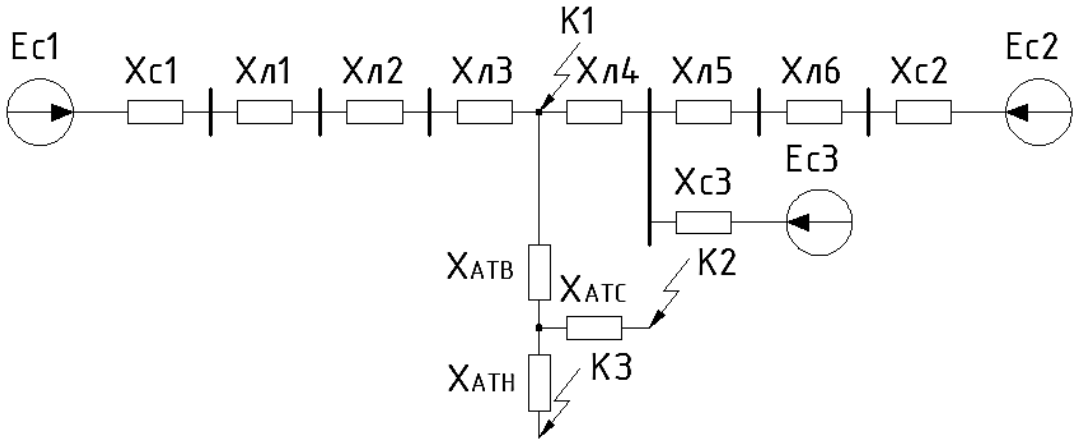


Рисунок 3.2 – Схема замещения подстанций

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

Сопротивление системы:

$$X_{\text{с}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}}}. \tag{3.1}$$

Сопротивление ЛЭП:

$$X_{\text{л}} = X_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{cp}^2}. \tag{3.2}$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{A\text{ТВ}} = \frac{(U_{\text{ВН}} + U_{\text{ВС}} - U_{\text{СН}})}{200} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{A\text{Т}}}, \tag{3.3}$$

$$X_{A\text{ТС}} = \frac{(U_{\text{ВС}} + U_{\text{СН}} - U_{\text{ВН}})}{200} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{A\text{Т}}}, \tag{3.4}$$

$$X_{A\text{ТН}} = \frac{(U_{\text{ВН}} + U_{\text{СН}} - U_{\text{ВС}})}{200} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{A\text{Т}}}. \tag{3.5}$$

4) Определяют по закону Ома начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{\text{п0}}$, а затем ударный ток $i_{\text{уд}}$, периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени t ($I_{\text{п0}}$, $i_{a\tau}$) (приложение А).

Результаты расчетов токов КЗ сведены в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Значения трехфазных токов КЗ

Точки КЗ	$I_{\text{кз}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА
К1	0,83	2,48
К2	1,231	3,177
К3	10,49	26,3

4 Выбор электрического оборудования

4.1 Расчетные условия для выбора аппаратов по продолжительным режимам работы

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

Наибольший ток нормального режима на стороне 220 кВ:

$$I_{норм} = 0{,}7 \cdot \frac{S_{ном.ат}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0{,}7 \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 220} = 294{,}27\ A,$$

где $S_{ном.ат}$ – номинальная мощность автотрансформатора.

Наибольший ток нормального режима на стороне 110 кВ:

$$I_{норм} = 0{,}7 \cdot \frac{S_{нг}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 0{,}7 \cdot \frac{112}{\sqrt{3} \cdot 110} = 588{,}54\ A,$$

где $S_{нг} = 112$ МВA – персональная загрузка на стороне СН (задана исходными данными).

Наибольший ток нормального режима на стороне 10 кВ:

$$I_{норм} = \frac{S_{нг}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{48}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2774{,}57\ A,$$

где $S_{нг} = 48$ МВA – персональная загрузка на стороне НН (задана исходными данными).

Наибольший ток послеаварийного или ремонтного режима принимается при условии отключения параллельно работающего трансформатора, когда оставшийся в работе трансформатор может быть перегружен по правилам аварийных длительных или систематических перегрузок (допускается 40%) [2].

Максимальный ток на стороне 220 кВ:

$$I_{макс} = 1{,}4 \cdot \frac{S_{ном.ат}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1{,}4 \cdot \frac{160}{\sqrt{3} \cdot 220} = 264{,}27\ A,$$

где $S_{ном.ат}$ – номинальная мощность автотрансформатора.

Максимальный ток на стороне 110 кВ:

$$I_{макс} = 1{,}4 \cdot \frac{S_{ном.ат}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1{,}4 \cdot \frac{112}{\sqrt{3} \cdot 110} = 823{,}96\ A,$$

где $S_{нг} = 112$ МВA – персональная загрузка на стороне СН (задана исходными данными).

Максимальный ток на стороне 10 кВ:

$$I_{макс} = 2 \cdot I_{норм} = 2 \cdot 2774{,}57 = 5549{,}14\ A,$$

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

4.2 Выбор выключателей

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

– надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

– быстрота действия, т. е. наименьшее время отключения;

– пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

– возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;

– взрыво– и пожаробезопасность; удобство транспортировки и эксплуатации.

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

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{кВ}, \quad (4.1)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс}, A, \quad (4.2)$$

$$I_{вкл} \geq i_{у}, \text{к}A, \quad (4.3)$$

$$I_{откл} \geq I_{п0}, \text{к}A, \quad (4.4)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{к}, \text{к}A^2 \cdot \text{с}, \quad (4.5)$$

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

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

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

$i_{у}$ – ударный ток КЗ;

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

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

Выбор выключателей 220 кВ.

При выборе выключателя для ОРУ 220 кВ сравним выключатель типа 3AP1 FG, фирмы SIEMENS, и выключатель типа LTB 245E1 фирмы ABB.

Параметры и расчетные значения выключателей для проверки сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор выключателя ОРУ 220 кВ

Расчетные данные		Выключатель 3AP1 FG (SIEMENS)		Выключатель LTB 245E1 (ABB)	
$U_{уст.ном}$, кВ	220	$U_{ном}$, кВ	245	$U_{ном}$, кВ	245
$I_{макс}$, А	588,54	$I_{ном}$, А	4000	$I_{ном}$, А	4000
$i_у$, кА	2,48	$I_{вкл}$, кА	135	$I_{вкл}$, кА	125
$I_{п0}$, кА	0,83	$I_{откл}$, кА	50	$I_{откл}$, кА	50
$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	1,033	$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	7500	$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	7500

Для ОРУ 220 кВ выбираем выключатель 3AP1 FG фирмы SIEMENS (приложение Б), т.к. его параметры удовлетворяют всем требованиям и обладает высокой надежностью.

Выбор выключателей 110 кВ.

При выборе выключателя для ОРУ 110 кВ сравним выключатель типа 3AP1 FG, фирмы SIEMENS, и выключатель типа LTB 145D1/B фирмы ABB.

Параметры и расчетные значения выключателей для проверки сведем в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Выбор выключателя ОРУ 110 кВ

Расчетные данные		Выключатель 3AP1 FG (SIEMENS)		Выключатель LTB 145D1/B (ABB)	
$U_{уст.ном}$, кВ	110	$U_{ном}$, кВ	123	$U_{ном}$, кВ	145
$I_{макс}$, А	823,96	$I_{ном}$, А	4000	$I_{ном}$, А	3150
$i_у$, кА	3,177	$I_{вкл}$, кА	108	$I_{вкл}$, кА	100
$I_{п0}$, кА	1,231	$I_{откл}$, кА	40	$I_{откл}$, кА	40
$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	15,14	$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	4800	$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	4800

Для ОРУ 110 кВ выбираем выключатель 3AP1 FG фирмы SIEMENS (приложение Б), т.к. его параметры удовлетворяют всем требованиям и обладает высокой надежностью.

4.3 Выбор разъединителей

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

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

б) электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ;

в) исключение самопроизвольных отключений;

г) четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер) [2].

Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}, \text{кВ}, \quad (4.6)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}, A, \quad (4.7)$$

$$I_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{у}}, \text{к}A, \quad (4.8)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \text{к}A^2 \cdot \text{с}, \quad (4.9)$$

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

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

$i_{\text{у}}$ – ударный ток КЗ;

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

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

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

Выбор разъединителей 220 кВ.

При выборе разъединителя для ОРУ 220 кВ сравним разъединитель типа 3DN1CB, фирмы SIEMENS, и разъединитель типа SDF245 фирмы ABB.

Разъединители 3DN1CB и SDF245 являются горизонтально-поворотными.

Горизонтально-поворотные разъединители представляют собой разъединители с двумя изоляционными колоннами и токоведущими плечами, перемещающимися в горизонтальной плоскости. Конструкция разъединителей обеспечивает защиту от коррозии и возможность их наружной установки.

Разъединители могут располагаться параллельно друг другу или в одну линию. Каждый полюс горизонтально-поворотного разъединителя может быть оснащен одним заземляющим ножом или двумя заземляющими ножами.

Горизонтально-поворотные разъединители могут приводиться в действие от электродвигательного или от ручного привода [9].

Параметры и расчетные значения разъединителей для проверки сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор разъединителя ОРУ 220 кВ

Расчетные данные		Разъединитель 3DN1CB (SIEMENS)		Разъединитель SDF245 (ABB)	
$U_{уст.ном}$, кВ	220	$U_{ном}$, кВ	245	$U_{ном}$, кВ	245
$I_{макс}$, А	588,54	$I_{ном}$, А	3150	$I_{ном}$, А	3150
$i_у$, кА	2,48	$I_{пр.скв}$, кА	160	$I_{пр.скв}$, кА	125
$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	1,033	$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	11907	$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	7500

На ОРУ 220 кВ выбираем разъединитель 3DN1CB фирмы SIEMENS (приложение Б) ввиду его экономической целесообразностью.

Выбор разъединителей 110 кВ.

При выборе разъединителя для ОРУ 110 кВ сравним разъединитель типа 3DN1CB, фирмы SIEMENS, и разъединитель типа SDF123 фирмы ABB.

Разъединители 3DN1CB и SDF123 являются горизонтально-поворотными.

Горизонтально-поворотные разъединители представляют собой разъединители с двумя изоляционными колоннами и токоведущими плечами, перемещающимися в горизонтальной плоскости. Конструкция разъединителей обеспечивает защиту от коррозии и возможность их наружной установки.

Разъединители могут располагаться параллельно друг другу или в одну линию. Каждый полюс горизонтально-поворотного разъединителя может быть оснащен одним заземляющим ножом или двумя заземляющими ножами.

Горизонтально-поворотные разъединители могут приводиться в действие от электродвигательного или от ручного привода [9].

Параметры и расчетные значения разъединителей для проверки сведем в таблицу 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор разъединителя ОРУ 110 кВ

Расчетные данные		Разъединитель 3DN1CB (SIEMENS)		Разъединитель SDF123 (ABB)	
$U_{уст.ном}$, кВ	110	$U_{ном}$, кВ	123	$U_{ном}$, кВ	123
$I_{макс}$, А	823,96	$I_{ном}$, А	3150	$I_{ном}$, А	3150
$i_у$, кА	3,177	$I_{пр.скв}$, кА	160	$I_{пр.скв}$, кА	125
$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	15,14	$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	11907	$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	7500

На ОРУ 110 кВ выбираем разъединитель 3DN1CB фирмы SIEMENS (приложение Б) ввиду его экономической целесообразностью.

4.4 Выбор измерительного трансформатора тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [2].

Трансформаторы тока выбираются:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}, \text{кВ}, \quad (4.10)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}, A, \quad (4.11)$$

$$\left(k_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{ном}}\right)^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \text{к}A^2 \cdot \text{с}, \quad (4.12)$$

$$Z_{2\text{ном}} \geq Z_{2\text{расч}}, Ом, \quad (4.13)$$

где $U_{\text{уст.ном}}$ – номинальное напряжение установленного оборудования;
$I_{\text{макс}}$ – наибольший ток ремонтного или послеаварийного режима;
$I_{\text{тер}}^2$ – ток термической стойкости;
$k_{\text{тер}}$ – кратность термической стойкости по каталогу;
$I_{1\text{ном}}$ – первичный номинальный ток трансформатора тока;
$B_{\text{к}}$ – импульс квадратичного тока КЗ.
$Z_{2\text{расч}}$ – вторичная нагрузка трансформатора тока.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_{2\text{расч}} = r_{2\text{расч}}$.

Выбор трансформаторов тока для ОРУ 220 кВ.

Для определения сопротивления нагрузки вторичной обмотки пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне 220 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-379	0,1	0,1	0,1
Счётчик энергии	Альфа А2	0,05	0,05	0,05
РЗиА		0,15	0,15	0,15
Итого		0,3	0,3	0,3

Определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0{,}3}{1^2} = 0{,}3\ Ом.$$

Трансформаторы тока соединены по схеме полной звезды. Длина соединительного провода для данной схемы составляет 60 м. Применяем провод с медными жилами, так как данное требование предъявляется при подключении терминала. Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 1,2 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,05, тогда сопротивление проводов.

Принимаем контрольный кабель КВВГ с жилами сечением 2,5 мм^2.

Окончательно сопротивление провода определяем:

$$r_{пр2} = \rho \cdot \frac{l}{S} = 0{,}0175 \cdot \frac{60}{2{,}5} = 0{,}42\ Ом.$$

Определяем расчетное сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр2} + r_к = 0{,}3 + 0{,}42 + 0{,}1 = 0{,}77\ Ом.$$

В качестве трансформаторов тока, устанавливаемых на ОРУ 220 кВ, выбираем трансформаторы тока типа ТФНД-220.

Параметры и расчетные значения ТТ для проверки сведем в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Выбор трансформатора тока РУ 220 кВ

Расчетные данные		Трансформатор тока ТФНД–220	
$U_{уст.ном}$, кВ	220	$U_{ном}$, кВ	220
$I_{макс}$, А	588,54	$I_{ном}$, А	1000
$B_к$, к$A^2 \cdot$ с	1,033	$\left(k_{тер} \cdot I_{1ном}\right)^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	1875
$Z_{2расч}$, Ом	0,77	$Z_{2ном}$, Ом	1,2

Для проверки трансформаторов тока воспользуемся программой «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П. (приложение Б).

Выбор трансформаторов тока для ОРУ 110 кВ.

Для определения сопротивления нагрузки вторичной обмотки пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне 110 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-379	0,1	0,1	0,1
Счётчик энергии	Альфа А2	0,05	0,05	0,05
РЗиА		0,15	0,15	0,15
Итого		0,3	0,3	0,3

Определим сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0{,}3}{1^2} = 0{,}3\ Ом.$$

Трансформаторы тока соединены по схеме полной звезды. Длина соединительного провода для данной схемы составляет 60 м. Применяем провод с медными жилами, так как данное требование предъявляется при подключении терминала. Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 1,2 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,05, тогда сопротивление проводов:

Принимаем контрольный кабель КВВГ с жилами сечением 2,5 мм^2.

Окончательно сопротивление провода определяем:

$$r_{\text{пр}2} = \rho \cdot \frac{l}{S} = 0{,}0175 \cdot \frac{60}{2{,}5} = 0{,}42\ Ом.$$

Определяем расчетное сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}2} + r_{\text{к}} = 0{,}3 + 0{,}42 + 0{,}05 = 0{,}77\ Ом.$$

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

Параметры и расчетные значения ТТ для проверки сведем в таблицу 4.8.

Таблица 4.8 – Выбор трансформатора тока ОРУ 110 кВ

Расчетные данные		Трансформатор тока ТФНД - 110М	
$U_{\text{уст.ном}}$, кВ	110	$U_{\text{ном}}$, кВ	110
$I_{\text{макс}}$, А	823,96	$I_{\text{ном}}$, А	1000
$B_{\text{к}}$, к$A^2 \cdot$ с	15,14	$\left(k_{\text{тер}} \cdot I_{1\text{ном}}\right)^2 \cdot t_{\text{тер}}$, к$A^2 \cdot$ с	7500
$Z_{2\text{расч}}$, Ом	0,77	$Z_{2\text{ном}}$, Ом	1,6

Для проверки трансформаторов тока воспользуемся программой «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П. (приложение Б).

4.5 Выбор измерительного трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения [2].

Трансформаторы напряжения выбираются:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}, \text{кВ}, \quad (4.14)$$

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\sum} \quad , Ом, \quad (4.15)$$

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

$S_{2\sum}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН.

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 [2].

Выбор трансформаторов напряжения для ОРУ 220 кВ.

Выбираем трансформаторы напряжения фирмы SIEMENS.

Вторичные нагрузки ТН приведены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Вторичная нагрузка ТН ОРУ 220 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-379	0,1
Счётчик энергии	Альфа А2	0,05
РЗиА		0,9
Итого:		1,05

Параметры и расчетные значения ТН для проверки сведем в таблицу 4.10.

Таблица 4.10 – Выбор ТН ОРУ 220 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные VEOT 245 (SIEMENS)
$U_{\text{уст}}$ = 220 кВ	$U_{\text{ном}}$ = 245 кВ
$S_{2\sum}$ = 1,05 ВА	$S_{\text{ном}}$ = 300 ВА
Класс точности 0,5	

Выбор трансформаторов напряжения для ОРУ 110 кВ.

Вторичные нагрузки ТН приведены в таблице 4.11.

Таблица 4.11 – Вторичная нагрузка ТН ОРУ 110 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-379	0,1
Счётчик энергии	Альфа А2	0,05
РЗиА		0,9
Итого:		1,05

Параметры и расчетные значения ТН для проверки сведем в таблицу 4.12.

Таблица 4.12 – Выбор ТН ОРУ 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные VEOT 123 (SIEMENS)
$U_{уст}$ = 110 кВ	$U_{ном}$ = 123 кВ
$S_{2\sum}$ = 1,05 ВА	$S_{ном}$ = 200 ВА
Класс точности 0,5	

4.6 Выбор КРУ 10 кВ

Комплектное распределительное устройство (КРУ) – это распределительное устройство, состоящее из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами.

С целью уменьшения размеров, улучшения эксплуатационных характеристик и повышения надежности к электрическим аппаратам КРУ предъявляются следующие требования:

– выключатели должны обладать малыми габаритами и встроенным приводом, высокой износостойкостью, пожаро- и взрывобезопасностью. Они должны снабжаться розеточными или пальцевыми контактами. С учетом этих требований в КРУ применяются маломасляные, электромагнитные, элегазовые и вакуумные выключатели;

– трансформаторы тока и напряжения применяются с литой изоляцией, обладающей высокой электрической и механической прочностью. Такие трансформаторы не требуют ухода в эксплуатации;

– разъединители должны быть механически связаны с выключателем и обеспечивать электробезопасность при выкатывании выключателя, смонтированного на тележке.

Комплектные устройства по сравнению с обычными конструкциями электротехнических установок обладают следующими основными преимуществами:

– значительно уменьшаются объемы строительно-монтажных работ и

сокращаются сроки их выполнения;

– достигается большая экономия трудозатрат;

– улучшается качество электроустановок, увеличивается надежность и безопасность их обслуживания и сокращаются эксплуатационные расходы;

– обеспечивается удобство и быстрота при расширении и реконструкции;

– упрощается комплектация и снабжение при производстве строительно-монтажных работ;

– сокращаются объемы и сроки проектирования.

Применение комплектных устройств является основой индустриализации строительно-монтажных работ при сооружении электрических станций, трансформаторных подстанций и электроустановок промышленных предприятий [2].

Каталожные данные КРУ 10 кВ фирмы SIEMENS NXAIR P14 приведены в таблице 4.13.

Таблица 4.13 – Технические характеристики КРУ 10 кВ NXAIR P14 (SIEMENS)

Номинальные параметры: NXAIR P12 (SIEMENS)		
1	2	3
Напряжение	кВ	12
Частота	Гц	50/60
Одноминутное испытательное напряжение («фаза-фаза», «фаза-земля»)	кВ	28
Импульсное испытательное напряжение («фаза-фаза», «фаза-земля»)	кВ	75
Ток отключения КЗ	кА	50
Кратковременный ток, 3 с	кА	50
Ток включения при коротком замыкании	кА	125/130
Ударный ток	кА	125/130
Ток сборных шин	кА	6000
Ток присоединений:		
Ячейка силового выключателя	А	6000
Ячейка контактора	А	600
Ячейка разъединителя	А	6000
Ячейка секционного выключателя-разъединителя	А	6000
Ячейка подключения сборных шин	А	6000

Параметры и расчетные значения выключателей для проверки сведем в таблицу 4.14.

Таблица 4.14 – Выбор ячейки выключателя КРУ 10 кВ

Расчетные данные		Выключатель NXAIR P (SIEMENS)	
$U_{уст.ном}$, кВ	10	$U_{ном}$, кВ	12
$I_{макс}$, А	5549,13	$I_{ном}$, А	6000
$i_у$, кА	26,3	$I_{вкл}$, кА	125
$I_{п0}$, кА	10,19	$I_{откл}$, кА	50
$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	155,75	$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	7500

Параметры и расчетные значения разъединителей для проверки сведем в таблицу 4.15.

Таблица 4.15 – Выбор ячейки разъединителя КРУ 10 кВ

Расчетные данные		Разъединителя NXAIR P (SIEMENS)	
$U_{уст.ном}$, кВ	10	$U_{ном}$, кВ	12
$I_{макс}$, А	5549,13	$I_{ном}$, А	6000
$i_у$, кА	26,3	$I_{пр.скв}$, кА	125
$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	155,75	$B_к = I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	7500

Выбор ячейки трансформаторов тока для КРУ 10 кВ.

Для определения сопротивления нагрузки вторичной обмотки пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам.

Вторичные нагрузки ТТ приведены в таблице 4.16.

Таблица 4.16 – Вторичная нагрузка ТТ на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э-365	0,1	0,1	0,1
Счётчик энергии	Альфа А1800	0,05	0,05	0,05
РЗиА		0,15	0,15	0,15
Итого		0,3	0,3	0,3

Определим сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{0,3}{1^2} = 0,3\ Ом.$$

Трансформаторы тока соединены по схеме полной звезды. Длина соединительного провода для данной схемы составляет 60 м. Применяем

провод с медными жилами, так как данное требование предъявляется при подключении терминала. Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 1,2 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,05, тогда сопротивление проводов:

Принимаем контрольный кабель КВВГ с жилами сечением 2,5 мм^2.

Окончательно сопротивление провода определяем:

$$r_{пр2} = \rho \cdot \frac{l}{S} = 0{,}0175 \cdot \frac{60}{2{,}5} = 0{,}42\ Ом.$$

Определяем расчетное сопротивление вторичной нагрузки:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр2} + r_к = 0{,}3 + 0{,}42 + 0{,}05 = 0{,}77\ Ом.$$

В качестве трансформаторов тока, устанавливаемых на РУ 10 кВ, выбираем трансформаторы тока типа ТШЛ-10

Параметры и расчетные значения ТТ для проверки сведем в таблицу 4.17.

Таблица 4.17 – Выбор трансформатора тока КРУ 10 кВ

Расчетные данные		Трансформатор тока ТШЛ-10	
$U_{уст.ном}$, кВ	10	$U_{ном}$, кВ	10
$I_{макс}$, А	5549,13	$I_{ном}$, А	6000
$B_к$, к$A^2 \cdot$ с	155,75	$\left(k_{тер} \cdot I_{1ном}\right)^2 \cdot t_{тер}$, к$A^2 \cdot$ с	16878
$Z_{2расч}$, Ом	0,77	$Z_{2ном}$, Ом	1,2

Для проверки трансформаторов тока воспользуемся программой «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П. (приложение Б).

Выбор ячейки трансформатора напряжения для КРУ 10 кВ.

Вторичные нагрузки ТН приведены в таблице 4.18.

Параметры и расчетные значения ТН приведены в таблице 4.19.

Таблица 4.18 – Вторичная нагрузка ТН КРУ 10 кВ

Прибор	Тип	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-379	0,1
Счётчик энергии	Альфа А2	0,05
РЗиА		0,9
Итого:		1,05

Таблица 4.19 – Выбор ячейки ТН КРУ 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные 3TL6/8 (SIEMENS)
$U_{уст}$ = 10 кВ	$U_{ном}$ = 12 кВ
$S_{2\sum}$ = 1,05 ВА	$S_{ном}$ = 100 ВА
Класс точности 0,5	

4.7 Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) для защиты электрооборудования подстанции

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

Ограничители перенапряжения выбираются:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{кВ}, \tag{4.16}$$

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

На стороне ВН: 3EP1 245 – 1PL1
На стороне СН: 3EP1 123 – 1PL1
На стороне НН: 3EP1 012 – 1PL1

4.8 Выбор предохранителя для защиты трансформаторов напряжения

Предохранители выбираются:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{кВ}, \tag{4.17}$$

$$I_{откл} \geq I_{п0}, \text{к}A, \tag{4.18}$$

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

$I_{п0}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к ТН.

Параметры и расчетные значения предохранителя приведены таблице 4.20.

Таблица 4.20 – Выбор предохранителя РУ 10 кВ

Расчетные данные		Предохранитель ПКТ–104	
$U_{уст.ном}$, кВ	10	$U_{ном}$, кВ	10
$I_{п0}$, кА	10,19	$I_{откл}$, кА	31,5

5 Проектирование релейной защиты автотрансформатора

5.1 Основные положения

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

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

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

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

– многофазных замыканий в обмотках и на выводах;

– однофазных замыканий на землю в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;

– витковых замыканий в обмотках;

– токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;

– токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;

– понижения уровня масла;

– "пожар стали" магнитопровода.

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

а) в качестве основных защит:

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

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

б) в качестве резервных защит:

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

– двухступенчатая токовые защиты нулевой последовательности от КЗ землю на сторонах высшего и среднего напряжений;

– токовая направленная защита обратной последовательности от несимметричных внешних КЗ и максимальная токовая защита с пуском по

напряжению от трехфазных КЗ.

В том числе на сторонах высшего и среднего напряжений предусматривается установка устройств резервирования отказов выключателей (УРОВ) [1].

5.2 Основные защиты автотрансформатора

Продольная дифференциальная токовая защита автотрансформатора, использующая характеристики стабилизации (торможения).

Принцип действия дифзащиты основан на измерении и сравнении токов всех сторон автотрансформатора, отдельно для каждой фазы, с учетом коэффициентов трансформации между его обмотками [17].

На рисунке 5.1 приведен график срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве 7UT613.

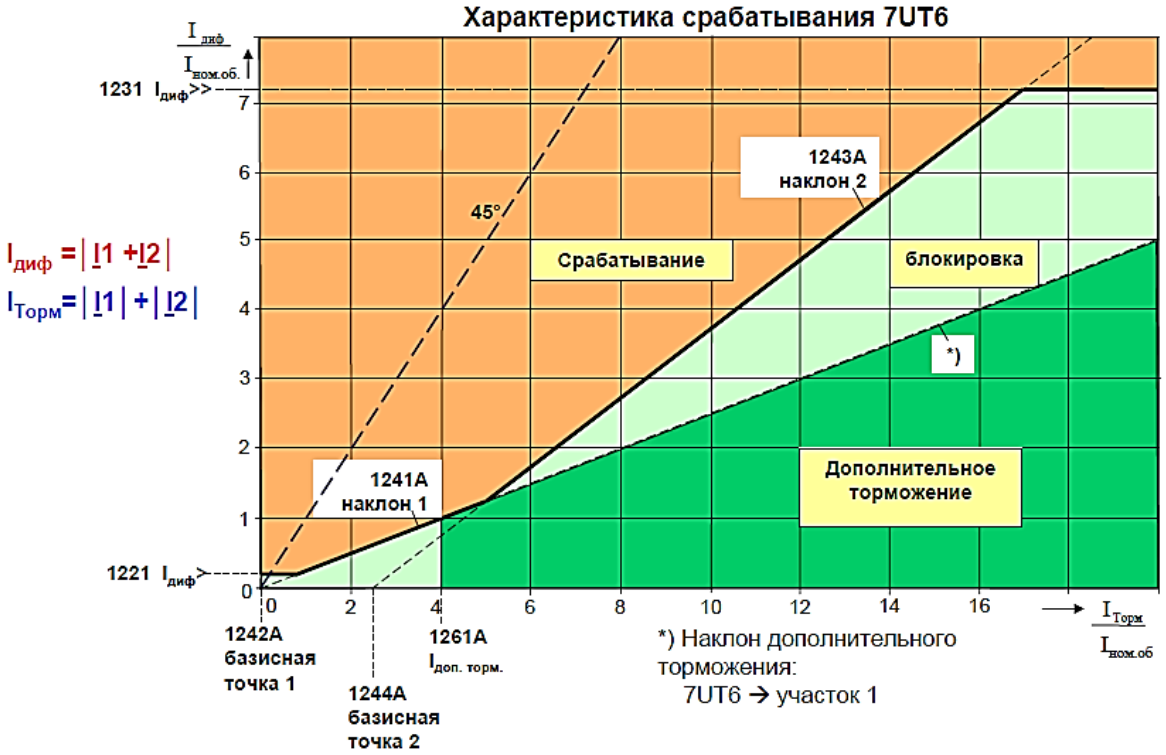


Рисунок 5.1 – Показана полная характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве 7UT613

На поясняющей диаграмме показана полная характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве 7UT613:

− участок «а» характеристики представляет собой минимальный порог чувствительности дифзащиты (I-DIFF>) для диапазона малых токов повреждения автотрансформатора (не превышающих номинальный ток) при

заданном отсутствии торможения, и учитывает постоянную погрешность измерения токов, возникающую вследствие влияния токов намагничивания измерительных ТТ защиты, а также изменение токов нагрузки сторон автотрансформатора при регулировании напряжения (РПН);

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

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

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

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

Применяемое устройство SIPROTEC: 7UT613.

Описание устройства:

Реле дифференциальной защиты 7UT613 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.

Защита может применяться для трехфазных и однофазных трансформаторов.

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

Кроме функции дифференциальной защиты устройство включает резервную токовую защиту обмоток со стороны звезды. Дополнительно можно использовать защиту от низко- или высокоомных замыканий на землю, защиту обратной последовательности и защиту при отказе выключателя. Реле позволяет выполнять измерение и контроль температур с помощью внешних термодатчиков. Поэтому возможно полностью контролировать термическое состояние трансформатора, например, вычислить температуру масла на активном участке [18].

Реле обеспечивает легкодоступное местное управление и функции автоматизации.

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 модемных коммуникационных архитектур с системами управления [18].

Внутренние функции устройства:

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

87N – Дифференциальная токовая защита от замыкания на землю, срабатывает при однофазных КЗ в защищаемой зоне, ограниченной трансформаторами тока. Действует без выдержки времени – на отключение выключателей трансформатора, пуск УРОВ;

50, 51. Максимальная токовая защита имеет 3 ступени и используется как токовая защита от перегрузки (I>, I>>, 51) на стороне 220 кВ, на выводах общей обмотки АТ и на стороне 35 кВ;

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

ER – Регистратор внутренних событий (устройства). Переключение групп уставок защит устройства (с помощью клавиатуры устройства);

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

Выбор начального тока срабатывания основной характеристики дифзащиты.

Исходные данные для расчета ДЗТ приведен в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		220 кВ	110 кВ	10 кВ
Первичные токи защищаемого автотрансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	294,27	588,54	2774,57
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	$k_т$	1000/1	1000/1	6000/1
Схема соединения трансформаторов тока		Y	Y	Y
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_т}$	0,294	0,589	2,775

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

$$87\text{Т}(I - DIFF >) = K_{отс} \cdot I_{нб.торм.нач}. \quad (5.1)$$

Ток небаланса в режиме начала торможения:

$$I_{нб.торм.нач} = \left(K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta f_{вып} + K_{ток} \cdot \Delta U_{рег}\right) \cdot I_{ном}, \quad (5.2)$$

где $K_{отс} = 1{,}5$ – коэффициент отстройки;

$K_{одн} = 1$ – коэффициент однотипности ТТ;

$K_{пер} = 1$ – коэффициент увеличения тока в переходном режиме внешнего КЗ, соответствующего току начала торможения;

$\Delta f_{вып} = 0{,}05$ – относительное значение токовой погрешности промежуточных ТТ и аналого-цифрового преобразователя (АЦП) терминала;

$\varepsilon = 0{,}12$ – относительное значение полной погрешности измерительных ТТ (в диапазоне токов нагрузки не превышающих номинальный ток ТТ);

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

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

Ток небаланса в режиме начала торможения:

$$I_{нб.торм.нач} = (1 \cdot 1 \cdot 0{,}05 + 0{,}1 + 1 \cdot 0{,}16) \cdot 294{,}27 = 91{,}22\ A,$$

$$I_{нб.торм.нач.отн} = \frac{91{,}22}{294{,}27} = 0{,}31\ о.е.$$

Минимальный ток срабатывания защиты:

$$87\text{Т}(I - DIFF >) = 1{,}5 \cdot 91{,}22 = 136{,}84\ A,$$

$$87\text{Т}(I - DIFF >)_{отн} = \frac{136{,}84}{294{,}27} = 0{,}465\ о.е.$$

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

В общем случае, $SLOPE1$ определяется по выражению:

$$SLOPE1 = \frac{\Delta I_{\text{дифф}}}{\Delta I_{\text{торм}}} = tg\alpha, \qquad (5.3)$$

где $\Delta I_{\text{дифф}}$ – приращение относительного дифференциального тока,

$\Delta I_{\text{торм}}$ – приращение относительного тормозного тока (арифметическая сумма токов всех плеч дифзащиты);

α – угол наклона характеристики.

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

$$SLOPE1 = \frac{K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч.отн}} - (I - DIFF >)_{\text{отн}}}{\sum I_{\text{торм.расч.отн}} - I_{\text{торм.нач.отн}}}, \qquad (5.4)$$

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

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

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

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

$$I_{\text{нб.расч.п}} = \left(K_{\text{пер}} \cdot K_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta f_{\text{выр}} + K_{\text{ток}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}\right) \cdot I_{\text{макс.вн}}, \qquad (5.5)$$

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

$\varepsilon = 0{,}12$ – относительное значение полной погрешности ТТ в режиме внешнего КЗ;

$I_{\text{макс.вн}}$ – максимальный сквозной ток КЗ (при внешнем КЗ на стороне НН трансформатора), $I_{\text{макс.вн}} = 10190\ A$.

$$I_{\text{нб.расч.п}} = (2 \cdot 1 \cdot 0{,}1 + 0{,}05 + 1 \cdot 0{,}16) \cdot 10190 = 4174{,}9\ A,$$

$$I_{\text{нб.расч.отн}} = \frac{4177{,}9}{588{,}54} = 14{,}19\ o.\text{е.}$$

Ток торможения определяется соответственно, для этого же режима:

$$\sum I_{\text{торм.расч.п}} = \left(2 - \varepsilon - \Delta f_{\text{выр}} - K_{\text{ток}} \cdot \Delta U_{\text{рег}}\right) \cdot I_{\text{макс.вн}}, \qquad (5.6)$$

$$\sum I_{\text{торм.расч.п}} = (2 - 0{,}1 - 0{,}05 - 1 \cdot 0{,}16) \cdot 10190 = 17221{,}1\ A,$$

$$\sum I_{\text{торм.расч.отн}} = \frac{17221{,}1}{294{,}27} = 58{,}51\ o.\text{е.}$$

Коэффициент торможения:

$$SLOPE1 = \frac{1{,}5 \cdot 14{,}19 - 0{,}465}{58{,}51 - 0{,}31} = 0{,}358\ o.\text{е.}$$

Ток начала торможения:

$$I_{\text{торм.нач(1)}} = \frac{I - DIFF >}{SLOPE1}, \tag{5.7}$$

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

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

$$BASE\ POINT1 = 0.$$

Параметры дополнительного (второго) наклонного участка характеристики торможения.

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

$$SLOPE2 = 0{,}5\ o.\text{е.}$$

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

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

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

$$BASE\ POINT2 = I_{\text{торм.нач(2)}} - \frac{I_{\text{диф.1-2}}}{SLOPE2}, \tag{5.8}$$

$$I_{\text{диф.1-2}} = SLOPE1 \cdot \left(I_{\text{торм.нач(2)}} - BASE\ POINT1\right), \tag{5.9}$$

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

Уставка начальной точки характеристики (2):

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

Дифференциальная отсечка.

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

Величина этой уставки должна быть выше чем I-DIFF> (Чувствительная функция дифзащиты) [17].

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

$$87\text{Т}(I - DIFF >) = 7 \cdot I_{\text{ном}} = 7 \cdot 294{,}27 = 2059{,}89\ A,$$

$$87\text{Т}(I - DIFF >)_{o\text{тн}} = \frac{2059{,}89}{294{,}27} = 7\ o.\text{е.}$$

Уставки дифференциальной защиты автотрансформатора приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2 - Уставки дифференциальной защиты автотрансформатора

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

Проверка чувствительности дифзащиты автотрансформатора

Коэффициент чувствительности ($K_{\text{ч}}$) ДЗТ определяется (только для чувствительного органа) при металлическом КЗ на выводах (всех сторонах)

защищаемого трансформатора, и его работе в расчетном режиме (рабочем ответвлении регулируемой обмотки), обусловливающем минимальный ток КЗ, по следующим выражениям.

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{SLOPE1 \cdot \sum I_{\text{торм.расч.п}}} = \frac{1}{SLOPE1} \geq 2, \qquad (5.10)$$

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

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

Для второго участка наклона характеристики срабатывания:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{SLOPE2 \cdot (\sum I_{\text{торм.расч.п}} - BASE\ POINT2)} \geq 2, \qquad (5.11)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – минимальное расчетное значение периодической составляющей суммарного тока КЗ в защищаемой зоне, $I_{\text{кз.мин}} = I_{\text{к.вн}}^{(2)} = 830 \cdot 0{,}87 = 722{,}1\ A$;

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

$BASE\ POINT2 = 1{,}42$

$$K_{\text{ч}} = \frac{722{,}1}{0{,}5 \cdot (722{,}1 - 1{,}42)} = 2{,}004.$$

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

Газовая защита автотрансформатора АТДЦТН – 160000 /220/110.

Действие газовой защиты основано на том, что при повреждениях внутри кожуха трансформатора происходит разложение масла и органической изоляции, которое сопровождается выделением газа. Также оно является более интенсивным, чем действие обмазок и флюсов, так как реакции между газообразными веществами и жидким металлом обладают значительно большей скоростью. Допускается действие газовой защиты на сигнал как при слабом, так и при сильном газообразовании на трансформаторах, имеющих дифзащиту или отсечку, не имеющих

выключателей, а также на внутрицеховых мощностью 1600 кВА и меньше при наличии защиты от к.з. Замедление действия газовой защиты не требуется, так как предполагается, что ее действие не сопровождается понижением напряжения и блок БПЗ-401 обеспечивает необходимую скорость заряда. При действии газовой защиты на сигнал дежурный персонал обязан отключить полученный сигнал и при наличии резервного трансформатора немедленно ввести последний в работу и отключить работающий. После этого следует осмотреть трансформатор и выяснить, есть ли в реле газ. Затем дежурный персонал должен выпустить накопившийся в реле воздух, перевести защиту на сигнал и сообщить об этом начальнику электро-цеха и подстанции.

О причинах действия газовой защиты и о характере повреждения можно судить на основании анализа скопившегося в реле газа, определяя его количество, горючесть, цвет и химический состав. Контроль за работой газовой защиты, анализ ее позволяют выявить повреждения на ранней стадии их возникновения и в ряде случаев оперативно устранить определенные неполадки в работе трансформатора. Если причиной действия газовой защиты является выделение воздуха из масла, то воздух из реле необходимо выпустить. При снижении уровня масла его необходимо долить. Так как работа газовой защиты может быть вызвана различными причинами, то прежде чем приступить к устранению неисправности, необходимо точно установить ее причину, для чего необходимо исследовать газы, скопившиеся в газовом реле. Для обеспечения действия газовой защиты, на отключение при кратковременном замыкании контактов газового реле выполняется подхват отключающего импульса. При масляных и воздушных выключателях с общим приводом подхват отключающего импульса производится с помощью удерживающих обмоток выходных промежуточных реле. При воздушных выключателях с индивидуальными приводами у каждого полюса подхват отключающего импульса предусматривается в схеме управления. При понижении уровня масла в трансформаторе действие газовой защиты будет аналогично рассмотренному с той только разницей, что уровень масла в газовом реле понизится не в результате вытеснения масла Скапливающимися газами, а вследствие его утечки.

Эксплуатационный персонал станций и подстанций может судить о характере повреждения в трансформаторе и причинах действия газовой защиты по анализу газа в газовом реле.

5.3 Расчет резервных защит автотрансформатора

Токовая защита от перегрузки и охлаждения обмоток АТ.

Применяемое устройство SIPROTEC: 7UT613 (ДЗТ).

Устройство 7UT613 (ДЗТ) дополнительно используется для реализации функции защиты от перегрузки по току общей обмотки ВН/СН

автотрансформатора. Для этих целей трансформатор тока, установленный в одной фазе обмотки ВН/СН на стороне выводов нейтрали АТ, подключается к отдельному однофазному измерительному входу устройства 7UT613 (ДЗТ), в котором на указанном входе параметрируется однофазная МТЗ (функция ANSI 50N/G). Одна из ступеней этой защиты с помощью CFC-логики выполняет функцию токовой защиты от перегрузки общей части обмотки ВН/СН АТ с действием на сигнал [17].

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

$$49(I>) = \frac{K_{отс} \cdot K_{рег}}{K_{воз}} \cdot I_{ном} = \frac{1{,}05 \cdot 1{,}05}{0{,}95} \cdot 588{,}54 = 761{,}4\ A,$$

$$49(I>)_{втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{764{,}4}{1000} \cdot 5 = 3{,}81\ A,$$

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

$K_{воз} = 0{,}95 -$коэффициент возврата реле;

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

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

$$49(I>) = \frac{K_{отс} \cdot K_{рег} \cdot (I_{ном.сн} - I_{ном.вн})}{K_{воз}} = \frac{1{,}05 \cdot 1{,}05 \cdot 294{,}27}{0{,}95} = 341{,}51\ A,$$

$$49(I>)_{втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{456{,}84}{1000} \cdot 1 = 0{,}34\ A.$$

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

$$49(I>) = \frac{K_{отс} \cdot K_{рег} \cdot I_{ном}}{K_{воз}} = \frac{1{,}05 \cdot 1{,}05 \cdot 2774{,}57}{0{,}95} = 3066{,}63\ A,$$

$$49(I>)_{втор} = \frac{I_{сз}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{3066{,}63}{6000} \cdot 1 = 0{,}51\ A.$$

Охлаждение автотрансформатора.

На стороне ВН:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{раб.макс} = 0{,}8 \cdot 294{,}27 = 235{,}416\ A,$$

$$I_{\text{сз.втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{235{,}416}{1000} \cdot 1 = 0{,}235\ A.$$

На выводах общей обмотки:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot (I_{раб.макс.\text{сн}} - I_{раб.макс.\text{вн}}) = 0{,}8 \cdot 235{,}42 = 188{,}33\ A,$$

$$I_{\text{сз.втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{440{,}89}{1000} \cdot 1 = 0{,}188\ A.$$

На стороне НН:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{раб.макс} = 0{,}8 \cdot 2774{,}54 = 2219{,}632\ A,$$

$$I_{\text{сз.втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{2219{,}632}{6000} \cdot 1 = 0{,}37\ A.$$

Расчет МТЗ автотрансформатора.

Сторона ВН.

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

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

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

$$50 - 1(I >) = I_{\text{с.з}} \geq \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс}}, \qquad (5.12)$$

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

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

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле, $K_{\text{в}} = 0{,}95$;

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

$$50 - 1(I >) = \frac{1{,}2 \cdot 1{,}2}{0{,}95} \cdot 294{,}27 = 423{,}78\ \text{А},$$

$$50-1(I>)_{отн}=\frac{423,78}{294,27}=1,516\ о.е.$$

Проверка чувствительности:

$$K_ч=\frac{I^{(2)}_{кз.ВН}}{I_{с.з}}\geq 1,5, \qquad (5.13)$$

$$K_ч=\frac{I^{(2)}_{кз.ВН}}{I_{с.з}}=\frac{722,1}{423,78}=1,94>1,5.$$

Чувствительность достаточна.

Сторона СН.

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

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

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

$$50-1(I>)=\frac{1,2\cdot 1,2}{0,95}\cdot(588,54-294,27)=371,71\ A,$$

$$50-1(I>)_{отн}=\frac{371,71}{294,27}=1,516\ о.е.$$

Проверка чувствительности:

$$K_ч=\frac{I^{(2)}_{кз.СН}}{I_{с.з}}\geq 1,5, \qquad (5.14)$$

$$K_ч=\frac{I^{(2)}_{кз.СН}}{I_{с.з}}=\frac{1070,97}{371,71}=2,88>1,5.$$

Чувствительность достаточна.

Сторона НН.

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

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

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

$$50-1(I>)=\frac{1{,}2\cdot 1{,}2}{0{,}95}\cdot\ 2774{,}54=3795{,}57\ A,$$

$$50-1(I>)_{отн}=\frac{3795{,}57}{2774{,}54}=1{,}516\ о.е.$$

Проверка чувствительности:

$$K_{ч}=\frac{I^{(2)}_{кз.НН}}{I_{с.з}}\geq 1{,}5, \qquad (5.15)$$

$$K_{ч}=\frac{I^{(2)}_{кз.НН}}{I_{с.з}}=\frac{8865{,}3}{3795{,}57}=2{,}34>1{,}5.$$

Чувствительность достаточна.

Токовая защита обратной последовательности АТ.

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

Токовая защита обратной последовательности предназначена для резервирования основных защит автотрансформатора и выполнения функций дальнего резервирования. Защита устанавливается на стороне высшего напряжения и выполняется направленной в сторону сети высшего напряжения и ненаправленной в сторону среднего напряжения. Свойство направленности реализуется при помощи фильтр-реле типа РМОП-2, ненаправленная зашита выполняется на фильтр-реле тока типа РТФ-8 [17].

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

ТЗОП на стороне ВН.

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

$$I_{сз.}=I_{обр.норм.раб.}\cdot k_{перегр.}\cdot I_{ном.}, \qquad (5.16)$$

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

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

$$I_{\text{сз.}} = 0{,}2 \cdot 1{,}4 \cdot 294{,}27 = 82{,}4\ A.$$

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

Сторона СН.

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

$$K_{\text{ч}} = \frac{1070{,}97}{82{,}4} = 13.$$

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

Сторона НН.

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

$$K_{\text{ч}} = \frac{8865{,}3}{82{,}4} = 107{,}59.$$

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

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

Выбор уставок по току срабатывания ступеней ТЗНП на стороне ВН(СН) АТ.

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SJ622.

Защита предназначена для резервирования действия защит при КЗ на землю в обмотке и на стороне (в сети) ВН(СН) автотрансформатора.

Сторона ВН.

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

$$I_{\text{сз}}^{(I)} = 1{,}3 \cdot 3I_0 = 1{,}3 \cdot 3 \cdot 106{,}8 = 416{,}52\ A,$$

где $3I_0$ – ток на высокой стороне при однофазном КЗ на средней стороне (приложение В).

Коэффициент чувствительности проверяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{\text{ВН}}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{3 \cdot 165{,}9}{416{,}52} = 1{,}2,$$

где $3I_0$ - ток на высокой стороне при однофазном КЗ на высокой стороне, значение тока получено с помощью программы Electronics Workbench (приложение В).

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

$$I_{\text{сз}}^{(II)} = 1{,}25 \cdot 0{,}05 \cdot I_{\text{н}ом} = 1{,}25 \cdot 0{,}05 \cdot 294{,}47 = 18{,}4\ A,$$

где $I_{\text{н}ом}$ - номинальный ток высокой стороны.

На стороне СН.

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

$$I_{\text{сз}}^{(I)} = \frac{3I_0}{1{,}5} = \frac{3 \cdot 292{,}5}{1{,}5} = 585\ A,$$

где $3I_0$ - ток на средней стороне при КЗ на стороне среднего напряжения (приложение В).

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0}{I_{\text{с.з}}} = \frac{877{,}5}{585} = 1{,}5.$$

Вторая ступень отстраивается от тока небаланса:

$$I_{\text{сз}}^{(II)} = 1{,}25 \cdot 0{,}05 \cdot I_{\text{н}ом} = 1{,}25 \cdot 0{,}05 \cdot 588{,}54 = 36{,}78\ A,$$

где $I_{\text{н}ом}$ -номинальный ток СН.

Дистанционная защита АТ от междуфазных КЗ.

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

$$Z_{\text{сз}}^{I} = K_{o\text{тс}} \cdot Z_w, \qquad (5.17)$$

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

$$Z_{сз}^{I} = 0{,}85 \cdot 75{,}28 = 63{,}99\ Ом.$$

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

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

$$Z_{сз}^{II} = \frac{U_{ср.мин.м.ф.}}{\sqrt{3} \cdot K_{зап} \cdot I_{раб.макс.} \cdot K_{отс} \cdot K_{воз} \cdot \cos(\varphi_{л} - \varphi_{н})}, \qquad (5.18)$$

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

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

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

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

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

$\varphi_{л}$ –угол между напряжением и током линии;

$\varphi_{н}$ – угол между напряжением и током нагрузки.

$$U_{ср.мин.м.ф.} = 0{,}8 \cdot U_{раб.мин.} = 0{,}8 \cdot \frac{220}{\sqrt{3}} = 101{,}62\ кВ.$$

Максимальный рабочии ток ВН автотрансформатора:

$$I_{раб.макс.} = \frac{1{,}4 \cdot S_{нагр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{1{,}4 \cdot 160}{\sqrt{3} \cdot 220} = 588{,}54\ A.$$

Срабатывания II ступени дистанционной защиты АТ:

$$Z_{сз}^{II} = \frac{101{,}62}{\sqrt{3} \cdot 1{,}5 \cdot 588{,}54 \cdot 1{,}25 \cdot 1{,}05 \cdot \cos(70 - 27)} = 69{,}23\ Ом.$$

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

6 Проектирование релейной защиты линии 220 кВ

6.1 Общие положения

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

Дистанционные защиты используются в сетях сложной конфигурации для защиты линий от междуфазных КЗ. Эти защиты приходят в действие при снижении сопротивлений сети, т.е. являются минимальными. Основным преимуществом дистанционных защит по сравнению с токовыми защитами является независимость защищаемой зоны при изменении уровня токов КЗ, т.е. при изменении режима работы сети, а также направленность действия. Селективность защит смежных линий обеспечивается введением ступенчатых выдержек времени: все КЗ в пределах I зоны (ступени), ближайшей к месту установки защиты, отключаются с минимальным временем; все КЗ в пределах II зоны – с большим временем; КЗ в пределах III зоны отключаются с наибольшим временем. Измерительными органами дистанционной защиты являются направленные реле полного сопротивления, которые называются дистанционными органами (реле I и II степеней) и пусковыми органами (реле III ступени). Отдельная ступень защиты выполняется ускоренной, это 3 ступень, передача может производится по каналу связи или по оптоволокну, которое может быть выполнено в встроенным в грозозащитный трос или выполнено самонесущим кабелем [23].

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SA611.

Описание устройства.

Устройство дистанционной релейной защиты 7SA611 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;

– 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);

– 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);
– токовая защита на вводе с блокировкой от защит фидеров (50STUB);
– защита от повышения/понижения напряжения (59/27);
– защита от повышения/понижения частоты (81O/U);
– автоматическое повторное включение (АПВ) (79);
– контроль синхронизма (25);
– защита от отказа выключателя (УРОВ) (50BF);
– защита от тепловой перегрузки (49).

6.2 Расчет и анализ дистанционной защиты линии 220 кВ

Расчет параметров схемы замещения можно произвести в относительных или именованных единицах. Используем метод именованных единиц. Для этого, все элементы схемы должны быть приведены к одному базисному напряжению, за базисное напряжение принимаем $U_{баз} = 230$ кВ.

Сопротивления всех элементов рассчитаны в приложение Г.

Результаты сводим в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Сопротивления линий

Элемент	Длина, км	U, кВ	Хл, Ом
Л1	140	230	58,52
Л2	180	230	75,28
Л3	150	230	62,7
Л4	180	230	75,28
Л5	200	230	83,6
Л6	250	230	104,5

Расчет первичных сопротивлений дистанционной защиты.

Расчет сопротивления срабатывания I ступени.

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

$$Z_{с.з4}^{I} = \frac{Z_{л4}}{1 + \beta + \delta} = 0{,}85 \cdot Z_{л4}, \qquad (6.5)$$

где β = 0,05 – коэффициент, учитывающий погрешность трансформато-

ров напряжения и реле сопротивления;

δ = 0,1 – коэффициент, учитывающий погрешность расчетов первичных электрических величин.

$$Z^{I}_{\text{с.з4}} = 0{,}85 \cdot 75{,}28 = 63{,}99\ Ом.$$

Первая ступень работает без выдержки времени.

Расчет сопротивления срабатывания II ступени.

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

Сопротивление срабатывания II ступени ДЗ линии Л4:

$$Z^{II}_{\text{с.з4}} = \frac{(Z_{\text{л4}} + (1-\alpha) \cdot \frac{Z^{I}_{\text{с.з5}}}{k_{\text{т.л5}}})}{1+\beta+\delta} = 0{,}85 \cdot Z_{\text{л4}} + 0{,}66 \cdot \frac{Z_{\text{л5}}}{k_{\text{т.л5}}}, \qquad (6.6)$$

где α = 0,1 – коэффициент, учитывающий погрешность трансформаторов тока;

$k_{\text{т.л5}}$ – коэффициент токораспределения.

Коэффициент токораспределения $k_{\text{т.л5}}$ учитывает влияние возможной подпитки тока КЗ на смежной линии Л5:

$$k_{\text{т.л5}} = \frac{I_{\text{л4}}}{I_{\text{л5}}}, \qquad (6.7)$$

где $I_{\text{л4}}$ и $I_{\text{л5}}$ – токи КЗ, протекающие через комплекты защит линий Л4 и Л5 соответственно, точка КЗ в конце линии Л5 (приложение Г), при максимальном режиме энергосистемы, А.

Для нахождения токов $I_{\text{л4}}$ и $I_{\text{л5}}$ составляем требуемую схему в программе-симуляторе, амперметры устанавливаем в местах расположения защит линий Л4 и Л5 (приложение Г).

$$k_{\text{т.л5}} = \frac{I_{\text{л4}}}{I_{\text{л5}}} = \frac{217{,}8}{404{,}9} = 0{,}54,$$

$$Z^{II}_{\text{с.з4}} = 0{,}85 \cdot Z_{\text{л4}} + 0{,}66 \cdot \frac{Z_{\text{л5}}}{k_{\text{т.л.5}}} = 0{,}85 \cdot 75{,}28 + 0{,}66 \cdot \frac{83{,}6}{0{,}26} = 119{,}166\ Ом.$$

Проверка чувствительности II ступени ДЗ защиты линии Л4:

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z^{II}_{\text{с.з4}}}{Z_{\text{л4}}} = \frac{119{,}166}{75{,}28} = 1{,}58 \geq 1{,}25.$$

Значение сопротивления второй ступени удовлетворяет требованиям по чувствительности.

Выдержка времени второй ступени принимается равной ступени селективности:

$$t_{\text{с.з4}}^{II} = \Delta t = 0{,}5 \text{ с.}$$

Расчет сопротивления срабатывания III ступени.

$$Z_{\text{с.з4}}^{III} = \frac{Z_{раб.\text{мин}}}{k_{\text{н}} \cdot k_{зап} \cdot k_{воз}} = \frac{U_{раб.\text{мин}}}{\left(\sqrt{3} \cdot k_{\text{н}} \cdot k_{зап} \cdot k_{воз} \cdot I_{раб.макс} \cdot \cos\left(\varphi_{\text{мч}} - \varphi_{раб}\right)\right)}, \quad (6.8)$$

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

$k_{\text{н}} = 1{,}2$ – коэффициент надежности;

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

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

$U_{раб.\text{мин}} = (0{,}9 \div 0{,}95) \cdot U_{ном}$ – минимальное рабочее напряжение, кВ;

$I_{раб.макс} = 918{,}51\ A$ – максимальный рабочий ток;

$\varphi_{\text{мч}} = 70°$ – угол максимальной чувствительности реле защиты (задан исходными данными);

$\varphi_{раб} = 27°$ – угол между током и напряжением при режиме максимальной нагрузки (задан исходными данными).

$$Z_{\text{с.з4}}^{III} = \frac{0{,}9 \cdot 220000}{\sqrt{3} \cdot 1{,}2 \cdot 1{,}5 \cdot 1{,}05 \cdot 588{,}54 \cdot \cos(70 - 27)} = 135{,}155\ Ом.$$

Проверка чувствительности III ступени ДЗ защиты линии Л4:

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{\text{с.з4}}^{III}}{Z_{\text{л4}}} = \frac{135{,}155}{75{,}28} = 1{,}8 \geq 1{,}5.$$

Значение сопротивления III ступени удовлетворяет требованиям по чувствительности.

Выдержка времени III ступени принимается по встречно-ступенчатому принципу на ступень селективности больше выдержки времени III ступени смежной линии.

Выдержка времени III ступени Л6:

$$\text{t}_{\text{с.з6}}^{\text{III}} = 0{,}8 \text{ с.}$$

Выдержка времени III ступени Л5:

$$t_{с.з5}^{III} = t_{с.з6}^{III} + \Delta t = 0{,}8 + 0{,}5 = 1{,}3 \text{ с.}$$

Выдержка времени III ступени Л4:

$$t_{с.з4}^{III} = t_{с.з5}^{III} + \Delta t = 1{,}3 + 0{,}5 = 1{,}8 \text{ с.}$$

Расчет вторичных сопротивлений дистанционной защиты.

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

Вторичное сопротивление:

$$Z_{с.р} = Z_{с.з} \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}}, \qquad (6.9)$$

где n_{TA} и n_{TV} – коэффициенты трансформации трансформаторов тока и напряжения соответственно;

Коэффициент трансформации трансформатора тока ТФНД-220 $n_{TA} = 1000/1 = 1000$.

Коэффициент трансформации трансформатора напряжения VEOT 245 $n_{TV} = 220000/100 = 2200$.

$$Z_{с.р4}^{I} = Z_{с.з4}^{I} \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}} = 63{,}99 \cdot \frac{1000}{2200} = 29{,}09\ Ом.$$

Вторичное сопротивление второй ступени:

$$Z_{с.р4}^{II} = Z_{с.з.4}^{II} \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}} = 119{,}166 \cdot \frac{1000}{2200} = 54{,}166\ Ом.$$

Вторичное сопротивление третьей ступени:

$$Z_{с.р4}^{III} = Z_{с.з.4}^{III} \cdot \frac{n_{TA}}{n_{TV}} = 135{,}155 \cdot \frac{1000}{2200} = 61{,}43\ Ом.$$

6.3 Расчет и анализ резервной токовой защиты

Токовая направленная защита нулевой последовательности линии. Применяемое устройство SIPROTEC: 7SA611.

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

Расчет параметров комплексной схемы.

ТЗНП рассчитывается по току $3I_0$, а для расчета нулевых токов необходимо применять комплексные схемы однофазного и двухфазного КЗ на землю. Комплексные схемы включают в себя схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей [23].

Расчет можно провести в относительных или именованных единицах. Используем метод именованных единиц. Для этого, все элементы схемы должны быть приведены к одному базисному напряжению, за базисное напряжение принимаем $U_б$ = 230 кВ.

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

Сопротивления всех элементов рассчитаны в приложении Д.

Результаты сводим в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Сопротивление линий прямой, обратной и нулевой последовательности для ЛЭП

Линия	Длина, км	$U_б$, $U_{ср}$, кВ	$x^0_{уд}$, Ом/км	$x^0_л$, Ом	$x_л$, Ом
Л1	140	230	1,293	181,2	58,52
Л2	180	230	1,293	232,74	75,28
Л3	150	230	1,293	193,95	62,7
Л4	180	230	1,293	232,74	75,28
Л5	200	230	1,293	258,6	83,6
Л6	250	230	1,293	323,25	104,5

Расчет I ступени ТЗНП.

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

$$I^I_{с.з.4} = k_{отс} \cdot 3I_0, \qquad (6.16)$$

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

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

$$I_{с.з.4}^{I} = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0^{(1)}, \quad (6.17)$$

$$I_{с.з.4}^{I} = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0^{(1,1)}. \quad (6.18)$$

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

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 155{,}5\ A,$$

$$I_0^{(1,1)} = 155{,}9\ A.$$

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

$$I_{с.з.4}^{I} = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0 = 1{,}3 \cdot 3 \cdot 155{,}5 = 608{,}1\ A.$$

Первая ступень работает без выдержки времени.

Расчет II ступени ТЗНП.

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

Необходимо рассчитать ток срабатывания I ступени линии Л5 – $I_{с.з5}^{I}$, затем по условию согласования с $I_{с.з5}^{I}$ рассчитать ток срабатывания II ступени линии Л4 (приложение Д).

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 129{,}3\ A,$$
$$I_0^{(1,1)} = 112{,}8\ A.$$

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

$$I_{с.з.5}^{I} = k_{отс} \cdot 3I_0 = 1{,}3 \cdot 3 \cdot 129{,}3 = 504{,}27\ A.$$

Ток срабатывания второй ступени защиты линии Л4:

$$I_{\text{с.з.4}}^{II} = k_{o\text{тс}} \cdot K_{\text{т.л4}} \cdot I_{\text{с.з.5}}^{I}, \quad (6.19)$$

где $k_{o\text{тс}} = 1{,}1$ – коэффициент отстройки;

$k_{\text{т.л4}}$ – коэффициент токораспределения для защищаемой линии, при замыкании на землю в конце зоны, защищаемой той ступенью защиты предыдущего элемента, с которой производится согласование.

$$K_{\text{т.л4}} = \frac{I_{\text{л4}}}{I_{\text{л5}}} \geq 1{,}5, \quad (6.20)$$

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

$$K_{\text{т.л4}} = \frac{84{,}28}{129{,}3} = 0{,}6518,$$

$$I_{\text{с.з.4}}^{II} = k_{o\text{тс}} \cdot K_{\text{т.л4}} \cdot I_{\text{с.з.5}}^{I} = 1{,}1 \cdot 0{,}6528 \cdot 504{,}7 = 362{,}10\ A.$$

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{\text{с.з.4}}^{II}} \geq 1{,}5, \quad (6.21)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 155{,}5}{362{,}10} = 1{,}28.$$

Чувствительность удовлетворительная.

Выдержка времени II ступени принимается равной ступени селективности:

$$t_{\text{с.з4}}^{II} = \Delta t = 0{,}3 \text{ с}.$$

Расчет III ступени ТЗНП.

III ступень отстраивается от тока небаланса возникающего в фильтре $3I_0$, к которому подключается ТЗНП. Наибольшее значение ток небаланса имеет при протекании тока трехфазного КЗ, точка КЗ берется на противоположной подстанции.

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

$$I_{\text{с.з.4}}^{III} = k_{o\text{тс}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{нб}}, \quad (6.22)$$

где $k_{o\text{тс}}$=1,25 – коэффициент отстройки;

$k_{\text{пер}}$=1 – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме;

$I_{\text{нб}}$ – ток небаланса.

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{к}} \cdot \varepsilon \cdot k_A \cdot k_{o\text{дн}}, \quad (6.23)$$

где ε = 0,1 – погрешность трансформаторов тока;

k_A = 1 – коэффициент апериодической составляющей;

$k_{o\text{дн}}$ = 0,5 – коэффициент однотипности трансформаторов тока.

$$I_{\text{нб}} = 292{,}4 \cdot 0{,}1 \cdot 1 \cdot 0{,}5 = 14{,}62\ A,$$

$$I_{\text{с.з.4}}^{III} = 1{,}25 \cdot 1 \cdot 14{,}62 = 18{,}275\ A.$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{\text{с.з.4}}^{III}}, \quad (6.24)$$

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

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

В результате моделирования получаем:

$$I_0^{(1)} = 84{,}28A,$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{\text{с.з.4}}^{III}} \geq 1{,}2, \quad (6.25)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 84{,}28}{18{,}275} = 13{,}84 > 1{,}2.$$

Чувствительность удовлетворительная.

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

$$t_{\text{с.з6}}^{III} = 0{,}5 \text{ с.}$$

выдержка времени III ступени Л5:

$$t_{\text{с.з5}}^{III} = t_{\text{с.з6}}^{III} + \Delta t = 0{,}5 + 0{,}3 = 0{,}8 \text{ с.}$$

выдержка времени III ступени Л4:

$$t_{\text{с.з4}}^{III} = t_{\text{с.з5}}^{III} + \Delta t = 0{,}8 + 0{,}3 = 1{,}1 \text{ с.}$$

Расчет токов срабатывания реле ступеней ТЗНП.

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

$$i_{\text{с.}p}^{I} = \frac{I_{\text{с.з}}}{\eta_{\text{T}A}}, \tag{6.26}$$

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

Коэффициент трансформации трансформатора тока ТФНД-220 $n_{TA} = 1000/1 = 1000$.

$$i_{\text{с.}p}^{I} = \frac{608{,}1}{1000} = 0{,}6081\ A,$$

$$i_{\text{с.}p}^{II} = \frac{362{,}10}{1000} = 0{,}3621\ A,$$

$$i_{\text{с.}p}^{III} = \frac{18{,}275}{1000} = 0{,}0{,}018\ A.$$

7 Экономическая часть

7.1 Бизнес план строительства подстанции «Кульсары»

Резюме

Целью технико-экономического обоснования является расчет экономической эффективности строительства подстанции «Кульсары» 220/110/10 кВ.

Строящаяся подстанция предназначена для реализации электроэнергии Атырауской области со стороны 110 и 10 кВ.

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

В состав ПС входят два автотрансформатора напряжением 220/110/10 кВ мощностью 160 МВА, открытые распределительные устройства (ОРУ) 220, 110 кВ, КРУ 10 кВ и здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ).

Капиталовложения в подстанцию: 1293,954 млн. тенге.

Срок окупаемости подстанции: 5 лет.

Анализ рынка сбыта

В связи с выявленным дефицитом в энергоснабжении потребителей рассматриваемого района в перспективе, предполагается что модернизация ПС позволит РЭК реализовать дополнительную электроэнергию потребителям, за счет снижения потерь в линиях и другом оборудовании вызванных физическим износом оборудования, а так же за счет сведения на минимум потерь от недоотпуска электроэнергии, вызванного моральным устареванием оборудования. В Атырауской области находится множество заводов, нуждающихся в расширении производства, в связи с которым должна быть передана большая мощность электроэнергии. На территории области расположены такие заводы как АО «КазХром», ТОО «Акпан» и другие. Так-же существуют проекты развития и расширения производств, потенциально обладающими немалой энергоемкостью, к примеру: ТОО «Самрат» занимающейся цветной металлургией.

Тарифы на электроэнергию

Для стоимостной оценки результата реконструкции ПС используются действующий тариф на электроэнергию для Атырауской области 12,45 тенге/кВт.

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

План производства

В соответствии со строительными нормами срок реконструкции ПС «Кульсары» принят равным 12 месяцам.

Годовой объём передаваемой электроэнергии подстанции «Кульсары» составляет около 634,05 млн. кВт·ч. Объем передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов суммарной мощностью 320 МВА, коэффициента мощности $\cos\varphi = 0{,}9$, коэффициента загрузки $K_з = 0{,}7$ и планируемого количества часов использования максимума загрузки для данной подстанции, которое составляет 4500 часов.

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

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

Организационный план

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

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

На подстанции и прилегающих к ней сетях устанавливается современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения. Ремонт будет осуществляться с помощью персонала специализированных ремонтных организаций.

Юридический план

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

заемного капитала потенциальных инвесторов.

100% акций подстанции принадлежат ТОО «Кульсары».

Схема выплаты процентов за кредит принимаем из расчета 15 % годовых, начиная с первого года эксплуатации. Кредит на строительство ПС берется в Банке Туран Алем.

Экологическая информация

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

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

7.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП

Определение капитальных вложений в строительство подстанции

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 ($К_{ПС}$) зависят от многих факторов и разделены на четыре составляющие:

– затраты по распределительным устройствам (РУ) – $К_{РУ}$;

– затраты по силовым трансформаторам – $К_{Т}$;

– затраты по РЗиА – $К_{РЗ}$;

– постоянная часть затрат – $К_{пост}$.

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

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

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

Таким образом, капитальные затраты по ПС

$$К_{ПС} = К_{РУ} + К_{Т} + К_{РЗ} + К_{пост}, \qquad (7.1)$$

Все расчеты капиталовложений в подстанции сводятся в таблице 7.1-7.4.

Таблица 7.1 - Капитальные вложения в распределительные устройства

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тг.	Всего
1	2	3	4
Выключатель 220 кВ	3	4,55	13,65
Выключатель 110 кВ	8	3,64	29,12
Разъединитель 220 кВ	9	1,82	16,38
Разъединитель 110 кВ	28	1,456	40,768
Трансформаторы тока 220 кВ	33	0,182	6,006
Трансформаторы тока 110 кВ	42	0,16	6,72
Трансформатор напряжения 220 кВ	2	0,15	0,3
Трансформатор напряжения 110 кВ	3	0,12	0,36
Ограничители перенапряжений 220 кВ	2	0,91	0,6
Ограничители перенапряжений 110 кВ	3	0,728	0,75
КРУ 10 кВ	1	10	10
Итого			124,654

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

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге.	Всего млн. тенге
1	2	3	4
Шкаф релейной защиты линии 220 кВ фирмы «SIEMENS»	4	4,3	17,2
Шкаф релейной защиты линии 110 кВ фирмы «SIEMENS»	1	4,3	4,3
Шкаф релейной защиты АТ фирмы «SIEMENS»	4	4,3	17,2
		Итого	38,7

Таблица 7.3 - Капитальные вложения в силовые трансформаторы

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
1	2	3	4
Автотрансформатор АТДЦТН – 160000/220/110/10	2	150	300

Примем, что постоянная часть затрат ($К_{пост}$)=130 млн. тенге.

Капитальные затраты по ПС

$$К_{ПС} = 124{,}654 + 38{,}7 + 300 + 130 = 593{,}354 \text{ млн. тенге.}$$

Определение капитальных вложений в строительство прилегающих сетей

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

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

$$К_{ЛЭП} = К \cdot L, \qquad (7.2)$$

где К – 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 7.4

Таблица 7.4 – Капитальные вложения в ЛЭП

Линия	Общая длина линии, км	Стоимость одного км.длины линии, млн.тенге	Общая стоимость линии, млн.тенге (с учетом рем.баз и линий связи)
ВЛ 220кВ	18	5,65	101,7
ВЛ 110 кВ	124	5,65	700,6
		Итого	802,3

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составляют

$$К_{ЭС} = К_{ПС} + К_{ЛЭП}, \qquad (7.3)$$

$$К_{ЭС} = 593{,}354 + 700{,}6 = 1293{,}954 \text{ млн. тенге.}$$

7.3 Расчет эксплуатационных издержек

Ежегодные эксплуатационные издержки составляют

$$И_{экс\sum} = И_{эксПС} + И_{эксЛЭП}, \qquad (7.4)$$

где $И_{эксПС}$ – эксплуатационные издержки на подстанцию;

$И_{эксЛЭП}$ – эксплуатационные издержки на ЛЭП;

Эксплуатационные издержки определяются по формуле

$$И_{экс} = И_{ам} + И_{\frac{об}{рем}}, \quad (7.5)$$

$$И_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot К, \quad (7.6)$$

$$И_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot К, \quad (7.7)$$

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

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

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

$\alpha_{об/рем}$ – нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, % (в таблицах 7.5 – 7.6);

К – 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 7.5 – 7.6.

Таблица 7.5 – Расчет эксплуатационных издержек по подстанции

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге	$\alpha_{ам}$,%	$\alpha_{об/рем}$, %	$И_{ам}$, млн. тенге	$И_{об/рем}$, млн. тенге	$И_{экс}$, млн. тенге
ОРУ 220 кВ	80,269	6,7	2,5	5,38	2,01	7,38
ОРУ 110 кВ	121,05	6,7	2,5	8,11	3,03	11,14
КРУ 10 кВ	53,33	6,7	2,5	3,57	1,33	4,91
Автотрансформаторы	338,7	5	3	16,94	10,16	27,10
			Итого:	34	16,53	50,52

Таблица 7.6 – Расчет эксплуатационных издержек по ЛЭП

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге.	$\alpha_{ам}$,%	$\alpha_{об/рем}$,%	$И_{ам}$, млн. тенге	$И_{об/рем}$, млн. тенге	$И_{экс}$, млн. тенге
ВЛ 220 кВ	101,7	2,0	0,8	2,03	0,81	2,85
ВЛ 110 кВ	700,6	2,0	0,8	14,01	5,60	19,62
			Итого:	16,04	6,41	22,47

Таким образом ежегодные издержки на амортизацию составляют

$$И_{экс\sum} = 34 + 16{,}04 = 50{,}04 \text{ млн. тенге.}$$

7.4 Расчет себестоимости на передачу электроэнергии

Для ПС составляющими эксплуатационных расходов являются:

– энергия на хозяйственные нужды (обогрев помещений, монтерских пунктов, освещение всех зданий, помещений предприятия, ремонтных баз);

– ремонт (капитальные, текущие ремонты и техобслуживание оборудования, нуждающегося в данном виде ремонта согласно графику);

– энергия на компенсацию технических потерь;

– материалы на эксплуатацию (в эту статью включаются затраты, связанные с техническим обслуживанием энергооборудования и транспорта, материалы, инструменты, приспособления основного и вспомогательного производств, материалы на обеспечение санитарно-гигиенических требований и техники безопасности, поддержание зданий в рабочем состоянии, ГСМ);

– расходы на оплату труда (складываются из оплаты труда производственного и административного персонала);

– износ основных средств;

– командировочные расходы (командировочные расходы для административного и производственного персонала);

– канцелярские расходы;

– охрана труда (любая компания нуждается в спецодежде, обуви и комплектах, необходимых по требованиям охраны труда);

– поверка приборов (необходима поверка рабочих и исходных эталонов);

– страхование от несчастных случаев (страхование в РК обязательно – выбирается только вид страхования);

– переработка электроэнергии тяговыми подстанциями;

– типографские расходы (эта статья складывается из закупки бланков различной отчетности и повседневного пользования (журналов, карточек,

ведомостей, актов, инструкций, правил, заявок));

– подготовка кадров (складывается из сумм договоров тех организаций, куда на повышение квалификации ездят работники компании);

– расходы на экологию (эта статья содержит расходы, связанные с выбросами в атмосферу вредных веществ от использования ГСМ транспортом компании, с загрязнением среды твердо-бытовыми отходами и т.д.);

– услуги связи (абонентская плата за телефон, оплата междугородних и международных переговоров, оплата высокочастотной связи);

– расходы на коммунальные услуги (стоимость холодной воды и канализации, вывоз мусора, тепловая энергия);

– налоговые платежи;

– расходные материалы для вычислительной и оргтехники (сюда включается закупка картриджей, барабанов, тонеров, запчастей);

– услуги банка (комиссионные за проведение зарплаты, командировочных, операций с расчетными счетами и т.д. в размере установленного процента с сумм оборота);

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

Себестоимость электроэнергии определится из выражения

$$S = \frac{\sum И}{Э}, \tag{7.8}$$

где $\sum И$ – суммарные издержки;

Э – объем отпущенной электроэнергии.

$$\sum И = И_{ам} + И_{др}, \tag{7.9}$$

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

$И_{др}$ – прочие издержки (состовляют 55% от общих затрат).

$$И_{др} = \frac{50{,}04 \cdot 0{,}55}{0{,}45} = 61{,}16 \text{ млн. тенге},$$

$$\sum И = 50{,}04 + 61{,}16 = 111{,}2 \text{ млн. тенге}.$$

Объем выпущенной электроэнергии определяется по формуле

$$Э = n \cdot P \cdot \cos\varphi \cdot К_з \cdot T_{max}, \tag{7.10}$$

где P – мощность трансформаторов;

$К_з$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

T_{max} – число часов максимума нагрузки.

$$Э = 2 \cdot 112 \cdot 10^3 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}7 \cdot 4500 = 635{,}04 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Тогда себестоимость составит

$$S = \frac{111{,}2}{635{,}04} = 0{,}175\,\frac{\text{тенге}}{\text{кВт}\cdot\text{ч}}.$$

Расчет объема реализованной продукции

Принимаем следующие тарифы на электроэнергию

$T = 12{,}45$ тенге/кВт · ч – тариф за электроэнергию в Атырауской области.

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

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

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

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит

$$V_{\text{реал}} = \text{Э} \cdot \text{Т}, \tag{7.11}$$

$$V_{реал} = 635{,}04 \cdot 12{,}45 = 7\ \text{мл}рд.\ 906\ \text{млн. тенге}.$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты:

Выплаты энергопроизводящим предприятиям:

$$V_{\text{ЭП}O} = 635{,}04 \cdot 5{,}5 = 3\ \text{мл}рд.\ 492\ \text{млн. тенге}.$$

Выплаты KEGOC:

$$V_{\text{KEGOC}} = 635{,}04 \cdot 1{,}685 = \ 1\ \text{мл}рд.\ 070\ \text{млн. тенге}.$$

Выплаты региональной компании:

$$V_{P\text{ЭК}} = 635{,}04 \cdot 3{,}3 = 2\ \text{мл}рд.\ 095\ \text{млн. тенге}.$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии

$$\text{П} = 7{,}906 - 3{,}492 - 1{,}07 - 2{,}095 = \ 1249\ \text{млн. тенге}.$$

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

$$\text{ЧП} = 1{,}249 \cdot 0{,}8 = \ 999\ \text{млн. тенге}.$$

40% полученной чистой прибыли будет направлена на погашения инвестиционных средств

$$\text{ЧП}_{\text{инв}} = 0{,}4 \cdot 999 = 399{,}6\ \text{млн. тенге}.$$

7.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

ЧПС "Чистая приведенная стоимость"

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

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^{n} \frac{CF}{(1+r)^n} - I_{\text{с}}, \qquad (7.12)$$

где $I_{\text{с}}$ – инвестиции в данный проект, млн. тенге,

r – ставка дисконтирования, $r = 15$ %.(банковский кредит)

n – время реализации проекта, год

CF – денежный поток:

$$CF = \text{ЧП}_{\text{инв}} + \text{И}_{am}, \qquad (7.13)$$

$$CF = 399{,}6 + 50{,}04 \ = 449{,}64 \text{ млн. тенге.}$$

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

$\text{ЧПС} > 0$ и по максимальной его величине, следовательно фирма получает дополнительную рыночную стоимость.

$\text{ЧПС} = 0$, то аналитик обязан провести дополнительные исследования по рассматриваемым проектам с учетом выплачиваемых налогов.

$\text{ЧПС} < 0$, то проект отвергается, т.к. рыночная стоимость имущества уменьшается.

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

Таблица 7.7 – Расчет ЧПС при,

Год	CF, млн. тенге	$\frac{CF}{(1+r)^n}$, млн. тенге	ЧПС, млн. тенге	I_C, млн. тенге
0				-1293,654
1	449,64	390,99	-902,96	
2	449,64	339,99	-562,97	
3	449,64	295,65	-267,32	
4	449,64	257,08	-10,24	
5	449,64	223,55	213,31	
6	449,64	194,39	407,70	

Расчет ведется до первого положительного значения ЧПС. ЧПС больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

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

Внутреняя норма прибыли (ВНП) – IRR

Оценка ВНП(IRR) имеет следующие свойства:

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

Внутренняя норма прибыли рассчитывается по формуле:

$$IRR = \left(1 - \sqrt[n]{\frac{CF}{I_c}}\right) \cdot 100\%, \qquad (7.14)$$

$$IRR = \left(1 - \sqrt[5]{\frac{449{,}64}{1293{,}654}}\right) \cdot 100\% = 19{,}05\ \%$$

Технико-экономическое обоснование строительства подстанции «Кульсары» 220/110/10 кВ с введением современных устройств релейной защиты и автоматики показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 1293,954 млн. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 5 лет, т.е. строительство подстанции является экономически целесообразным.

8 Безопасность жизнедеятельности

8.1 Общие положения

Подстанция является понижающей, имеет два автотрансформатора 220/110/10 кВ; для питания собственных нужд имеется трансформатор 10/0,4 кВ; распределительные устройства 220 и 110 кВ открытого типа, 10 кВ КРУ.

Диспетчер по релейной защите проводит свой рабочий день в зале панелей релейной защиты и для обеспечения нормальной работы работникам службы РЗиА необходимо произвести анализ условий труда на их рабочем месте.

8.2 Анализ условий труда в помещениях подстанции

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

Для создания благоприятных условий труда рассчитано естественное освещение и искусственное освещение. Условия искусственного освещения на промышленных предприятиях оказывают большое влияние на зрительную работоспособность, физическое и моральное состояние людей, а следовательно, на производительность труда, качество продукции и производственный травматизм. Искусственное освещение - общее, E = 150 лк, что не удовлетворяет нормам освещенности. Помимо рабочего освещения имеется аварийное и эвакуационное освещение.

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

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

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

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

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

8.3 Разработка мероприятий по улучшению условий труда.

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

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

Для создания благоприятных условий труда производственное освещение отвечает следующим требованиям:

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

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

– Резкие тени на рабочей поверхности отсутствуют;

– Освещение обеспечивает необходимый спектральный состав света для правильной цветопередачи;

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

Таблица 8.2 – Исходные данные

Показатель	Обозначение	Значение
1. Длина помещения, м	А	16
2. Ширина помещения, м	В	12
3. Высота помещения, м	Н	4
4. Высота рабочей поверхности, м	$h_{РАБ}$	1,3

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

На подстанции искусственное освещение устанавливаем по типу системы освещения:

– Местное - концентрируется световой поток непосредственно на рабочих местах;

– Общее, которое делится на равномерное и локализованное;
– Комбинированное – совмещение общего и местного освещений.

В проекте предусмотрено также искусственное освещение:

– Аварийное, которое применяется при внезапном отключении рабочего освещения (5% от общего освещения);

– Рабочее – освещение во всех помещениях и на территории, для создания условий нормальной работы;

– Эвакуационное – предусматривается в местах, опасных для прохода людей (≥0,5 лк – освещенность в зданиях, 0,2 лк – вне их).

Нормирование искусственного освещения производится в соответствии со СНиП РК 2.04-05-2002, освещенность на рабочих местах нормируем в зависимости от условий выполнения зрительных работ, вида источника света и системы освещения.

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

Рассчитаем общее освещение зала панелей релейной защиты подстанции длиной 16 м, шириной 12 м, высотой 4 м. Разряд зрительной работы IV, в. Нормируемая освещенность равна 300 лк.

Таблица 8.3 – Тип светильника

Тип помещения	Диспечерское помещение
Тип светильника	НВХ 250М
Цоколь	Е40
Тип лампы	Osram HQL 250W E40
Коэф. использования, %	60
Cosφ	0.85
Мощность ПРА, Вт	22
Световой поток, лм	13000

Индекс помещения, определяется соотношением размеров освещаемого помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h(A+B)}. \quad (8.1)$$

Высота подвеса светильников над рабочей поверхностью:

$$h = H - h_{раб} = 4 - 1{,}3 = 2{,}7 \text{ м.} \quad (8.2)$$

Тогда индекс помещения определим как:

$$i = \frac{A \cdot B}{h_{раб} + (A \cdot B)} = \frac{16 \cdot 12}{2{,}7 + (16 \cdot 12)} = 2{,}539. \quad (8.3)$$

Световой поток:

$$F = \frac{E \cdot к_з \cdot S \cdot z}{\eta}, \quad (8.4)$$

$$F = \frac{E \cdot K_з \cdot S \cdot Z}{\eta} = \frac{300 \cdot 1.5 \cdot 16 \cdot 12 \cdot 1{,}1}{0{,}6} = 158400 \text{ лм,}$$

где $E = 300$ лк – нормируемая освещенность;
$K_з = 1{,}5$ – коэффициент запаса при искусственном освещении;
$S =$ освещаемая площадь;
$Z = 1{,}1$ – коэффициент неравномерности освещения;
η – коэффициент использования светового потока;

Количество светильников:

$$N = \frac{F}{Fл} = \frac{158400}{13000} = 12. \quad (8.5)$$

Тогда расчетный световой поток будет определяться по формуле:

$$F_P = \frac{E \cdot K_з \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta}, \quad (8.6)$$

$$F = \frac{E \cdot K_з \cdot S \cdot Z}{\eta} = \frac{300 \cdot 1.5 \cdot 16 \cdot 12 \cdot 1{,}1}{12 \cdot 0{,}6} = 158400 \text{ лм.}$$

Проверка светового потока:

$$\Delta F = \frac{F_л - F_p}{F_л} \cdot 100\%, \quad (8.7)$$

$$\Delta F = \frac{13000 - 13200}{13000} \cdot 100\% = -1{,}54\%.$$

Полученная величина находится в пределах $-10\% \le \Delta F \le +20\%$, значит перерасчёт светового потока не требуется.

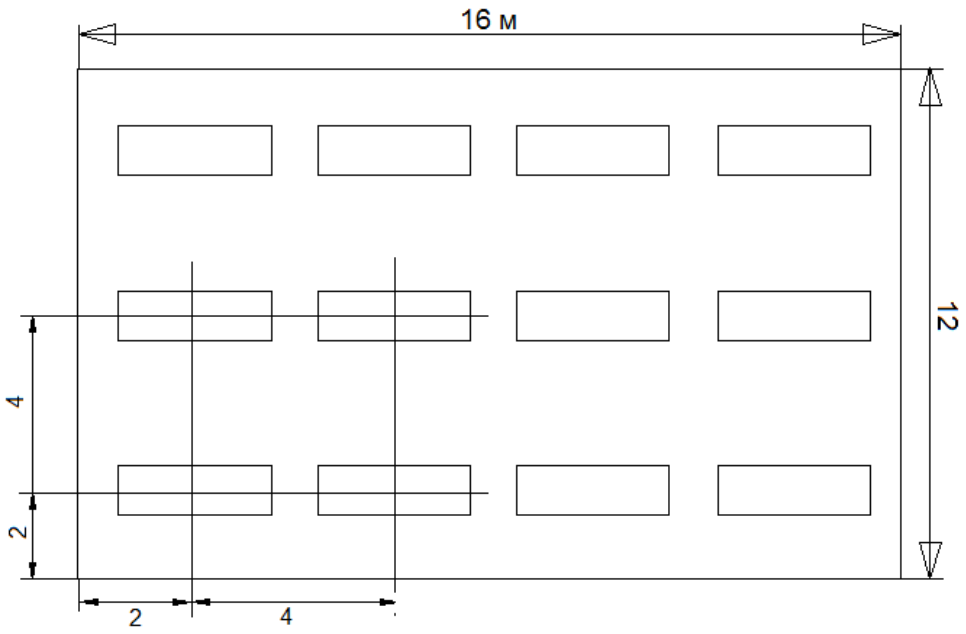


Рисунок 8.1 – Схема люминесцентных ламп в диспетчерском помещении подстанции

8.4 Расчет заземляющего устройства

Подстанция является понижающей, расположенная в III климатической зоне, имеет два трансформатора напряжением 220/110/10 кВ, для питания собственных нужд имеется два трансформатора 10/0,4 кВ; распределительные устройства 220 и 110 кВ открытого типа, 10 кВ - закрытого.

Ожидаемый ток короткого замыкания на стороне 10 кВ $I_{кз} = 8389\ A$, получен путем расчета в программе Electronics Workbench.

Площадь подстанций Кульсары 220/110/10 кВ $S = 31500$ м^2.

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

По периметру контура в грунт забиты вертикальные элементы (стержни) диаметром $d = 0{,}04$ м и длиной $l = 10$ м, соединенные стальной полосой сечением 40×4 мм, горизонтальная сетка внутри контура состоит из полос сечением 4×40 мм.

Толщина верхнего слоя земли $h_1 = 3$ м.

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

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

Сетка заземления не должна пролегать непосредственно под оборудованием, поэтому, рассчитав количество электродов, необходимо

сгустить линии сетки там, где нет оборудования, и, наоборот, разредить там, где находится оборудование.

$$\rho_{1расч} = \rho_1 \cdot \psi. \tag{8.8}$$

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

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

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

$$\rho_{2расч} = \rho, \tag{8.9}$$

$$\rho_{2расч} = 150\ Ом \cdot м.$$

Отношение ρ_1 / ρ_2 с учетом коэффициента сезонности:

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

Примем расстояние между электродами в модели заземлителя $a = 5$ м.

Определим число вертикальных электродов при известном a:

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \tag{8.10}$$

где S – площадь территории, занимаемой заземлителем, м^2;

n – число вертикальных электродов.

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{31500}}{5} = 142.$$

Или можно определить по следующей формуле:

$$n = \frac{P}{a}, \tag{8.11}$$

где P – периметр контура заземлителя.

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

$$l_{отн} = \frac{h_1 - t_o}{l_в} = \frac{3-0,8}{10} = 0,22 \text{ м.}$$

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

$$\rho_э = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k, \tag{8.12}$$

где показатель степени:

$$k = 0,43 \cdot \left(l_{отн} + 0,272 \cdot \ln\frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_в}\right), \tag{8.13}$$

$$k = 0,43 \cdot \left(0,22 + 0,272 \cdot \ln\frac{5 \cdot \sqrt{2}}{10}\right) = 0,05,$$

$$\rho_э = 150 \cdot \left(\frac{600}{150}\right)^{0,05} = 160,766\ Ом \cdot м.$$

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

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

$$R_з = 0,443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^g + \frac{\rho_1}{L + n \cdot l_в}, \tag{8.14}$$

$$g = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_е}, \tag{8.15}$$

$$l_е = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2}, \tag{8.16}$$

где n – число вертикальных проводников;

L – общая длина проводников.

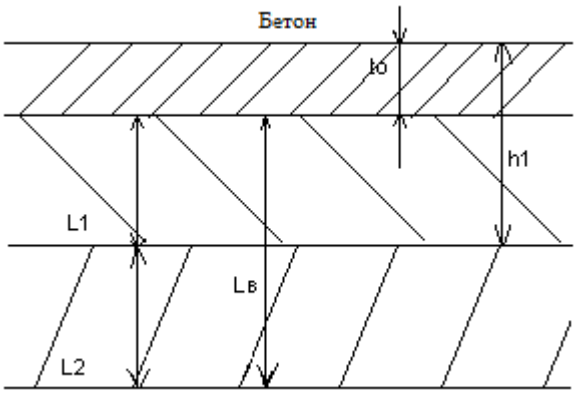


Рисунок 8.2 - Двухслойная модель земли

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

$$g = \frac{2 \cdot 3}{\sqrt{31500} + 142 \cdot 12{,}5} = 0{,}003,$$

$$L = 15 \cdot 150 + 21 \cdot 210 = 6660 \text{ м},$$

$$R_{з} = 0{,}443 \cdot \frac{150}{\sqrt{31500}} \cdot \left(\frac{600}{150}\right)^{0{,}006} + \frac{600}{6660 + 142 \cdot 10} = 0{,}452\ Ом.$$

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

$$a_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_{в} \cdot L}\right)^{0{,}45}, \qquad (8.17)$$

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

P – периметр сетки, м;

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

$$a_1 = 0{,}72 \cdot \left(\frac{10 \cdot \sqrt{31500}}{10 \cdot 6660}\right)^{0{,}45} = 0{,}14.$$

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

$$a_2 = \frac{R_h}{R_h + 1{,}5 \cdot \rho_c}, \qquad (8.18)$$

где R_h- сопротивление тела человека;

ρ_1 - удельное сопротивление верхнего слоя земли.

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

Напряжение прикосновения определяется по следующей формуле:

$$U_{пр} = I_{кз} \cdot R_з \cdot a_1 \cdot a_{2.} \qquad (8.19)$$

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

Потенциал заземлителя определяется по формуле:

$$\varphi_з = I_{кз} \cdot R_з = 8389 \cdot 0{,}452 = 3791{,}82 \text{ В}.$$

Находим максимальное напряжение прикосновения:

$$U_{пр.max} = \varphi_з \cdot \alpha_1 = 3791{,}82 \cdot 0{,}14 = 530{,}9 \text{ В}.$$

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

$$U_{пр} = U_{пр.max} - I_h \cdot 1{,}5 \cdot \rho_с \leq U_{доп}, \qquad (8.20)$$

где I_h – ток через человека.

Имеем:

$$I_h = \frac{U_{пр.max}}{R_h + 1{,}5 \cdot \rho_1} = \frac{530{,}9}{1000 + 1{,}5 \cdot 600} = 0{,}28\ A.$$

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

$$U_{пр} = 530{,}9 - 0{,}28 \cdot 1{,}5 \cdot 600 \leq 450,$$
$$278{,}9\text{В} \leq 450 \text{ В}.$$

Условие выполняется.

Коэффициент напряжения шага для сложного заземлителя, состоящего из сетки и ряда вертикальных проводников, может быть определен в зависимости от типа заземлителя. Принимаем $\beta_1 = 0{,}18$. Определяем коэффициент β_2 – коэффициент снижения напряжения шага, зависящий от удельного сопротивления верхнего слоя земли согласно следующей формуле:

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

По следующей формуле определяем напряжение шага:

$$U_{\text{ш}} = I_{\text{кз}} \cdot R_{\text{з}} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 8389 \cdot 0{,}452 \cdot 0{,}15 \cdot 0{,}217 = 123{,}42\text{В}$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока:

$$U_{\text{ш}} = U_{1-2max} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_{\text{с}} \leq U_{\text{доп}}, \qquad (8.21)$$

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

$$U_{1-2max} = \varphi_{\text{з}} \cdot \beta_1 = 3791{,}82 \cdot 0{,}15 = 568{,}77 \text{ В}.$$

Ток через человека находим по формуле:

$$I_h = \frac{U_{1-2max}}{R_h + 6 \cdot \rho_{\text{с}}} = \frac{568{,}77}{1000 + 6 \cdot 600} = 0{,}124\ A.$$

Проверим условие безопасности:

$$U_{\text{пр}} = 568{,}77 - 0{,}124 \cdot 6 \cdot 600 \leq 450,$$

$$122{,}37 \text{ В} \leq 450 \text{ В}.$$

Условие выполняется.

Рассмотрим возможность использования данного заземлителя по требованиям $R_{\text{з}}$.

$$R_{\text{з}}^{I} = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{I_{\text{кз}} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2} = \frac{450}{8389 \cdot 0{,}14 \cdot 0{,}52} = 1{,}03\ Ом,$$

$$R_{\text{з}}^{II} = \frac{U_{\text{ш.доп}}}{I_{\text{кз}} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{8389 \cdot 0{,}15 \cdot 0{,}217} = 1{,}65\ Ом.$$

Полученное в результате расчетов сопротивление заземления $R_з = 0{,}418\ Ом$, удовлетворяет условиям $R_з < R_з^I$ и $R_з < R_з^{II}$.

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

Протяженность кабелей питания двигателей составляет 40 м. Длина отдельных кабелей достигает 80 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:

$$l_к = 3 \cdot (4 \cdot 0{,}04 + 0{,}08) = 0{,}72км.$$

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

$$I_з = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_к + l_в)}{350} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot (35 \cdot 0{,}72 + 0)}{350} = 1{,}247\ A,$$

где U – фазное напряжение сети, кВ;

$l_к$ – общая длина подключенных к сети кабельных линий, км;

$l_в$ – общая длина подключенных к сети воздушных линий, км.

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

$$I_h = I_з \cdot \frac{R_з}{R_h}. \qquad (8.22)$$

Примем, что

$a_1 = 0{,}14$;

$a_2 = 0{,}52$;

$\beta_1 = 0{,}15$;

$\beta_2 = 0{,}217$;

$R_з = 0{,}464\ Ом$;

$R_h = 1000\ Ом$;

$I_з = 1{,}247\ A$.

$$I_h = 1{,}247 \cdot \frac{0{,}452}{1000} = 0{,}00056\ \ A.$$

Находим $U_{\text{пр}}$:

$$U_{\text{пр}} = I_{\text{з}} \cdot R_{\text{з}} \cdot a_1 \cdot a_2 = 1{,}247 \cdot 0{,}452 \cdot 0{,}14 \cdot 0{,}52 = 0{,}044 \text{ В}.$$

Находим $U_{\text{ш}}$:

$$U_{\text{ш}} = I_{\text{з}} \cdot R_{\text{з}} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1{,}247 \cdot 0{,}452 \cdot 0{,}15 \cdot 0{,}217 = 0{,}0183 \text{ В}.$$

Ток через человека:

$$I_h = I_{\text{з}} \cdot \frac{R_{\text{з}}}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 1{,}247 \cdot \frac{0{,}452}{1000} \cdot 0{,}15 \cdot 0{,}217 = 0{,}0183 \text{ м}A.$$

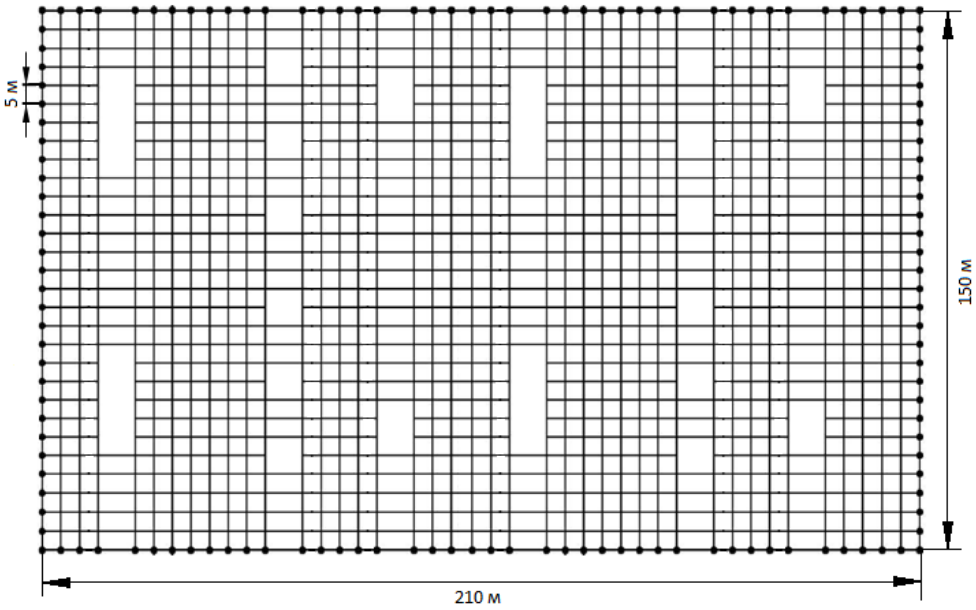


Рисунок 8.3 - Расчетная модель заземлителя

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

Заключение

В дипломном проекте спроектирована релейная защита подстанции «Кульсары» напряжением 220/110/10 кВ в Атырауской облости. Произведен выбор основного электрического оборудования.

В разделе «Разработка главной схемы электрических соединений подстанции» разработана главная электрическая схема подстанции и выбрано основное электрооборудование, устанавливаемое на проектируемой подстанции: два автотрансформатора типа АТДЦТН-160000/220/ 110, выключатели, разъединители, предохранители, ограничители перенапряжений, трансформаторы тока и напряжения.

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

В разделе «Проектирование релейной защиты системной линии 220 кВ» была спроектирована релейная защита на терминалах: основная (дистанционная) – 7SA611, резервная (ТЗНП) – 7SA611.

В разделе «Экономическая часть» был рассчитан объем капиталовложений в строительство ПС «Никольская» и определен срок окупаемости с учетом дисконтирования.

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

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок - 648 с.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстаний: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648с.
3. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения
4. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с. – (Высшее образование).
5. Васильев А.А., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. – М.: Энергия, 1980. 608с.
6. Неклепаев Б.И., Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 608с.
7. Высоковольтные выключатели SIEMENS 3AP1/2 на напряжения от 72,2 кВ до 500 кВ.
8. Выключатели колонковые элегазовые ABB.
9. Разъединители и заземлители SIEMENS
10. Разъединители и заземлители ABB
11. «Справочник персонала РЗиА» Кулешова В.П.
12. Трансформаторы напряжения SIEMENS
13. КРУ SIEMENS
14. ОПН SIEMENS
15. Каталог предохранителей ПОЗИТРОН
16. Каталог кабелей КАМКАБЕЛЬ
17. СТО 56947007-29.120.70.135-2012. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗиА серии SIPROTEC (Siemens AG) автотрансформаторов ВН 220-750 кВ.
18. Мануалы SIEMENS SIPROTEC.
19. РД 153-34.0-35.518-2001. Инструкция по эксплуатации газовой защиты.
20. Дьяков А.Ф., Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем: Учебное пособие для студентов вузов. – М.: Издательство МЭИ, 2000.- 199 с., ил.
21. Дьяков А.Ф., Платонов В.В Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 248 с.
22. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и автоматики в сетях 110—750 кВ. —М.: Энергия, 1979. 152 с.
23. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. — М.: Энергия, 1980. 88с.

24. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13 А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Схемы.—М.: Энергоатомиздат, 1985. 112с.

25. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Ь. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Расчеты.—М.: Энергоатомиздат. 1985.96с.

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

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

28. Н.И. Овчаренко Дифференциально-фазная защита ЛЭП напряжением 110-220 кВ ДФЗ-201.-М.: НТФ «Энергопрогресс», 2002.-72с.

29. Дифференциально-фазная защита линии L60 GE Multilin.

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

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

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

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

34. СНиП РК 2.04-05-2002.

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

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

Приложение А

Расчет токов КЗ

Сопротивление системы:

$$X_{\text{с}1} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}1}} = \frac{1000}{290} = 3{,}45\ o.\text{е.},$$

$$X_{\text{с}2} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}2}} = \frac{1000}{260} = 3{,}85\ o.\text{е.},$$

$$X_{\text{с}3} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{кз}3}} = \frac{1000}{100} = 10\ o.\text{е.}.$$

Сопротивление ЛЭП:

$$X_{\text{л}1} = X_{\text{уд}} \cdot l_1 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{cp}^2} = 0{,}418 \cdot 140 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1{,}106\ o.\text{е.},$$

$$X_{\text{л}2} = X_{\text{уд}} \cdot l_2 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{cp}^2} = 0{,}418 \cdot 180 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1{,}43\ o.\text{е.},$$

$$X_{\text{л}3} = X_{\text{уд}} \cdot l_3 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{cp}^2} = 0{,}418 \cdot 150 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1{,}191\ o.\text{е.},$$

$$X_{\text{л}4} = X_{\text{уд}} \cdot l_4 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{cp}^2} = 0{,}418 \cdot 180 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1{,}43\ o.\text{е.},$$

$$X_{\text{л}5} = X_{\text{уд}} \cdot l_5 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{cp}^2} = 0{,}418 \cdot 200 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1{,}59\ o.\text{е.},$$

$$X_{\text{л}6} = X_{\text{уд}} \cdot l_6 \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{cp}^2} = 0{,}418 \cdot 250 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1{,}99\ o.\text{е.},$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$X_{A\text{ТВ}} = \frac{(U_{\text{ВН}} + U_{\text{ВС}} - U_{\text{СН}})}{200} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{A\text{Т}}} = \frac{(32 + 11 - 20)}{200} \cdot \frac{1000}{160} = 0{,}9\ o.\text{е.},$$

$$X_{A\text{ТС}} = \frac{(U_{\text{ВС}} + U_{\text{СН}} - U_{\text{ВН}})}{200} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{A\text{Т}}} = \frac{(11 + 20 - 32)}{200} \cdot \frac{1000}{160} = 0\ o.\text{е.},$$

$$X_{АТН} = \frac{(U_{ВН} + U_{СН} - U_{ВС})}{200} \cdot \frac{S_б}{S_{АТ}} = \frac{(32 + 20 - 11)}{200} \cdot \frac{1000}{160} = 1{,}6\ о.е..$$

Расчет токов короткого замыкания проведен с использованием программы Electronic Workbench 512 (рисунок А1-А3).

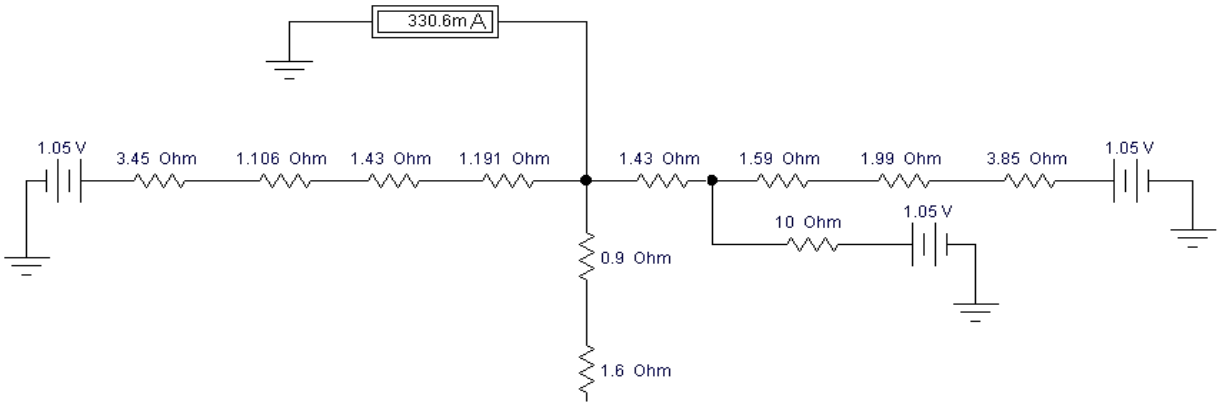


Рисунок А.1 – Ток КЗ на высокой стороне автотрансформатора

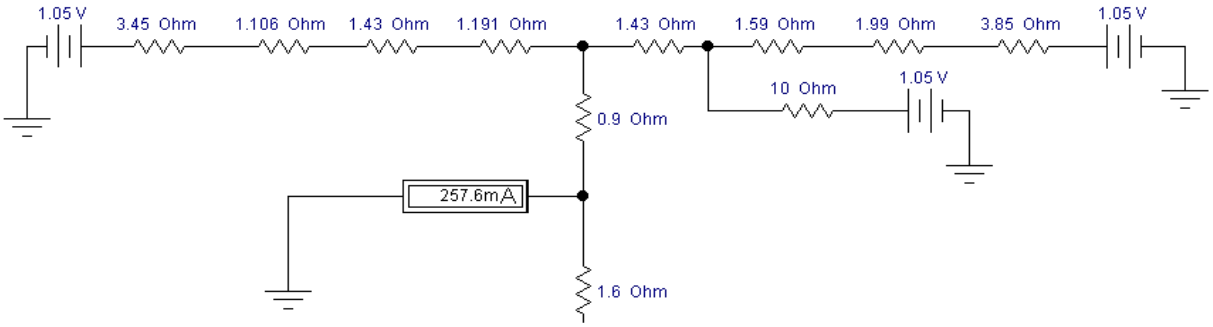


Рисунок А.2 – Ток КЗ на средней стороне автотрансформатора

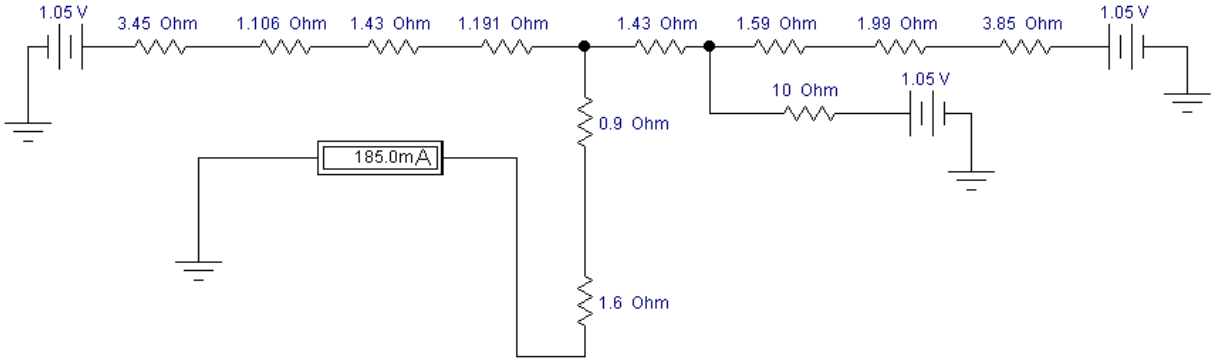


Рисунок А.3 – Ток КЗ на низкой стороне автотрансформатора

Определяют по закону Ома начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ $I_{п0}$, а затем ударный ток $i_{уд}$, периодическую и апериодическую составляющие тока КЗ для заданного момента времени t ($I_{п0}$, $i_{a\tau}$).

Формула для расчета базисного тока:

$$I_{б1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б1}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2{,}51 \text{ к}A,$$

$$I_{б2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б2}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 4{,}78 \text{ к}A,$$

$$I_{б3} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{б3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 54{,}89 \text{ к}A.$$

Ток короткого замыкания:

$$I_{к1}^{(3)} = I_1 \cdot I_{б1} = 0{,}3306 \cdot 2{,}51 = 0{,}83 \text{ к}A,$$

$$I_{к2}^{(3)} = I_2 \cdot I_{б2} = 0{,}2576 \cdot 4{,}78 = 1{,}231 \text{ к}A,$$

$$I_{к3}^{(3)} = I_3 \cdot I_{б3} = 0{,}1856 \cdot 54{,}89 = 10{,}19 \text{ к}A.$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к1}^{(3)} \cdot k_у = \sqrt{2} \cdot 0{,}83 \cdot 1{,}825 = 2{,}48 \text{ к}A,$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к2}^{(3)} \cdot k_у = \sqrt{2} \cdot 1{,}231 \cdot 1{,}825 = 3{,}177 \text{ к}A,$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{к3}^{(3)} \cdot k_у = \sqrt{2} \cdot 10{,}19 \cdot 1{,}825 = 26{,}3 \text{ к}A.$$

Ударный коэффициент:

$$k_у = 1 + e^{-\frac{0{,}01}{0{,}05}} = 1{,}825.$$

где $T_a = 0{,}05$ с – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Приложение Б

Выбор электрического оборудования

Каталожные данные выключателей SIEMENS показан на рисунке Б1.

Тип		3AP1						3AP2		
Номинальное напряжение	кВ	72.5	123	145	170	245	300	362	420	550
Количество дугогасительных камер на одну фазу		1						2		
Электрическая прочность изоляции (напряжение промышленной частоты 1 мин)	кВ	140	230	275	325	460	460	520	610	800
Электрическая прочность изоляции (напряжение грозового импульса)	кВ	325	550	650	750	1050	1050	1175	1425	1550
Электрическая прочность изоляции (коммутационноый импульс)	кВ						850	950	1050	1175
Номинальный рабочий ток главной цепи	А	4000	4000	4000	4000	4000	4000	5000	5000	5000
Отключающая способность	$kA_{(rms)}$	40	40	40	40	50	40	63	63	63
Максимальное мгновенное значение тока включения	$kA_{(peak)}$	108	108	108	108	135	108	170	170	170
Номинальные последовательности коммутаций АПВ		0-0.3 s-CO-3 min-CO or CO-15 s-CO								
Полное время отключения не более		3 периодов тока						2 периодов тока		
Частота сети	Гц	50/60								
Тип привода		пружинный								
Номинальное значение напряжения постоянного тока цепей управления	$В_{DC}$	48...250								
Напряжение питания двигателя										
постоянный ток	$В_{DC}$	48/60/110/125/220/250								
переменный ток	$В_{AC}$	120...240, 50 Гц; 120...280, 60 Гц								
Изоляционные расстояния										
фаза/земля	мм	700	1250	1250	1500	1900	2200	3400	3400	3800
между участками коммутируемой цепи	мм	1200	1200	1200	1400	1900	2200	3200	3200	3800
Длина пути утечки фаза/земля	мм	2248	3625	3625	4250	6125	7626	10375	10375	13750
между участками коммутируемой цепи	мм	3625	3625	3625	4250	6125	8575	10500	10500	13750

Рисунок Б.1 – Выбор выключателя на стороне 220 кВ

Каталожные данные выключателей SIEMENS показан на рисунке Б1.

Расчетное напряжение (kV)	245		
Испытательное напряжение промышленной частоты 50 Hz на землю и между проводниками (kV) на изоляционном расстоянии (kV)	460 530		
Импульсное напряжение 1,2/50 мкс на землю и между проводниками (kV) на изоляционном расстоянии (kV)	1050 1200		
Номинальный рабочий ток (A)	D BF4	D BF8	D BF12
	1250...2500	3150	4000
Расчетное пиковое значение сквозного тока КЗ (kA)	63 / 80 / 100 / 125 / 160		
Расчетный кратковременный выдерживаемый ток КЗ (kA)	25 / 31.5 / 40 / 50 / 63		
Расчетное время КЗ (с)	1 / 3		
Масса/разъединитель	См. чертеж с указанием размеров		
Коммутационная контактная система для переключения шин (по желанию заказчика) Расчетное значение напряжения переключения шин Расчетное значение тока переключения шин Гарантируемое число циклов коммутационных операций контактов	Тип DKK 200 V 1600 A 100 циклов «ВКЛ..»«ВЫКЛ.»		
Толщина стенки гололёда (по желанию заказчика) - Класс, мм	10/20		
Температурные пределы - I,°C – II,°C	-25/+40 -50/+50		

Рисунок Б.2 – Выбор разъединителя на стороне 220 кВ

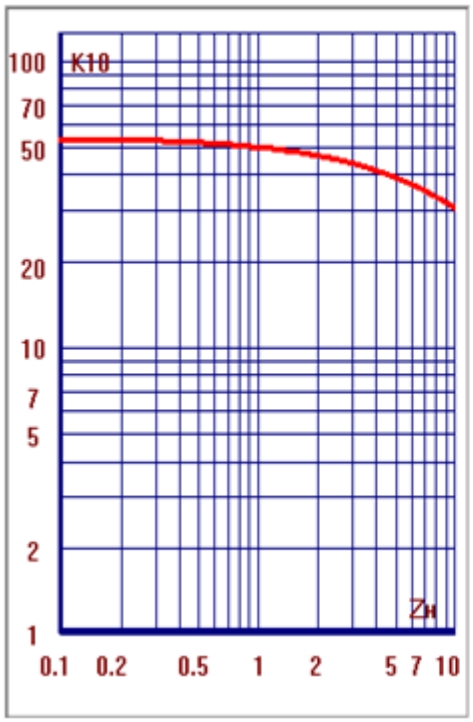
Выбор и проверка ТТ показаны на рисунках Б3-Б8.

Выбор трансформаторов тока | По 10%К характеристике | По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл (%)	К10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТОЛ-10	1000	5	Р	18	36	0.342	0	0.6
ТОЛ-10	1000	5	0.5	14	36	0.225	0	0.4
ТОЛ-10	1500	5	Р	29	36	0.537	0	0.6
ТОЛ-10	1500	5	0.5	17	36	0.363	0	0.4
ТФНД-110М	600	5	Д	20		0.48	0	1.2
ТФНД-110М	600	5	0.5	12		0.33	0	1.2
ТФНД-110М	1000	5	Д	10		0.8	1.2	4
ТФНД-110М	1000	5	0.5	6		0.6	0.4	4
ТФНД-110М	750	5	Д	8		0.6	0.6	4
ТФНД-110М	750	5	0.5	5		0.5	0	4
ТФНД-110М	600	5	0.5	3.7		0.4	0	4
ТФНД-110М	2000	1	Д	10		11	30	100
ТФНД-220	1000	1	0.5	6		8.8	10	100
ТФНД-220	750	1	0.5	5		6.3	0	100
ТФНД-220	750	1	Д	8		8.2	15	100
ТФНД-220	600	1	0.5	3.8		5.25	0	100
ТФНД-220	100	5	Р	30		0.45	0	0.8
ТФНД-220	100	5	0.5	10		0.33	0	1.2
ТФНД-220	800	5	Р	20		0.52	0.39	1.2
ТФНД-220	800	5	0.5	10		0.5	0	1.2

Рисунок Б.3 – Выбор трансформатора тока на стороне 220 кВ

Выбор трансформаторов тока | По 10%К характеристике | По характеристике намагничивания



Трансформаторы тока:

Тип трансформатора тока : ТФНД-220

Ном. ток трансформаторов тока (А) : 1000 | 1

Класс точности обмотки : 0.5

Предельная 10% кратность : 50.9

Предельный ток 10% погрешности (А) : 50907.0

Расчет погрешности :

Сопротивление нагрузки (Ом) : 0.77

Расчетный первичный ток (А) : 588.54

Расчетный вторичный ток тр-ров тока (А): 0.589

Действительный вторичный ток (А) : 0.588

Напряжение на выводах тр-ра тока (В) : 0.45

Токовая погрешность трансформатор. тока (%) : 0.167

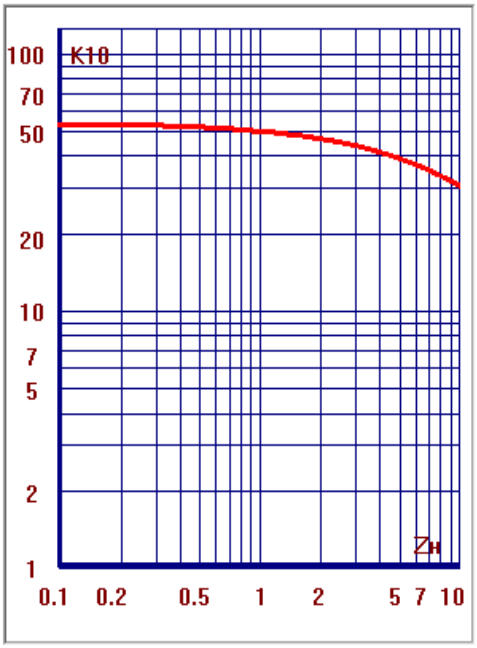
Рисунок Б.4 – Определение токовой погрешности ТТ на стороне 220 кВ

Выбор трансформаторов тока | По 10%К характеристике | По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл (%)	К10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТОЛ-10	1000	5	Р	18	36	0.342	0	0.6
ТОЛ-10	1000	5	0.5	14	36	0.225	0	0.4
ТОЛ-10	1500	5	Р	29	36	0.537	0	0.6
ТОЛ-10	1500	5	0.5	17	36	0.363	0	0.4
ТФНД-110М	600	5	Д	20		0.48	0	1.2
ТФНД-110М	600	5	0.5	12		0.33	0	1.2
ТФНД-110М	1000	5	Д	10		0.8	1.2	4
ТФНД-110М	1000	5	0.5	6		0.6	0.4	4
ТФНД-110М	750	5	Д	8		0.6	0.6	4
ТФНД-110М	750	5	0.5	5		0.5	0	4
ТФНД-110М	600	5	0.5	3.7		0.4	0	4
ТФНД-110М	2000	1	Д	10		11	30	100
ТФНД-110М	1000	1	0.5	6		8.8	10	100
ТФНД-110М	750	1	0.5	5		6.3	0	100
ТФНД-110М	750	1	Д	8		8.2	15	100
ТФНД-110М	600	1	0.5	3.8		5.25	0	100
ТФНД-110М	100	5	Р	30		0.45	0	0.8
ТФНД-110М	100	5	0.5	10		0.33	0	1.2
ТФНД-110М	800	5	Р	20		0.52	0.39	1.2
ТФНД-110М	800	5	0.5	10		0.5	0	1.2

Рисунок Б.5 – Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

Выбор трансформаторов тока | По 10%К характеристике | По характеристике намагничивания



Трансформаторы тока:

Тип трансформатора тока : ТФНД-110М

Ном. ток трансформаторов тока (А) : 1000 | 1

Класс точности обмотки : 0.5

Предельная 10% кратность : 50.9

Предельный ток 10% погрешности (А) : 50907.0

Расчет погрешности :

Сопротивление нагрузки (Ом) : 0.77

Расчетный первичный ток (А) : 823.96

Расчетный вторичный ток тр-ров тока (А): 0.824

Действительный вторичный ток (А) : 0.823

Напряжение на выводах тр-ра тока (В) : 0.63

Токовая погрешность трансформатор. тока (%) : 0.133

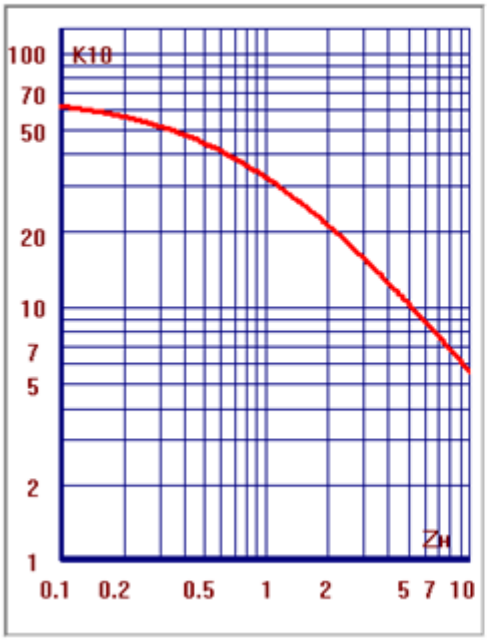
Рисунок Б.6 – Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

- | Выбор трансформаторов тока | По 10%К характеристике | По характеристике намагничивания

Тип ТТ	I1ном (А)	I2ном (А)	Кл (%)	К10	Ктерм	R2 (Ом)	X2 (Ом)	Zном (Ом)
ТВ-110/20	150	5	-			0.14	0.38	0.8
ТВ-110/20	200	5	-	10		0.16	0.27	0.8
в	100	5	-	10		0.14	0.34	0.8
ТВ-110/20	150	5	-	10		0.14	0.34	0.8
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
ТВ-110/50	300	5	-	20		0.28	0.4	1.2
ТВ-110/50	200	5	-	20		0.28	0.4	0.8
ТВ-110/50	150	5	-	10		0.14	0.3	0.8
ТВ-110/50	100	5	-	5		0.14	0.2	0.8
ТШЛ-10	2000	1	Р	25	35	0.42	0.5	1.2
ТШЛ-10	2000	1	0.5	20	35	0.28	0.3	0.8
ТШЛ-10	3000	1	Р	25	35	0.54	0.67	1.2
ТШЛ-10	3000	1	0.5	20	35	0.36	0.52	0.8
ТШЛ-10	4000	1	Р	25	35	0.72	1	1.2
ТШЛ-10	4000	1	0.5	20	35	0.48	0.54	0.8
ТШЛ-10	5000	1	Р	25	35	0.9	1.03	1.2
ТШЛ-10	6000	1	0.5	20	35	0.6	0.65	0.8
ТШЛП-10	1000	5	Р	25		0.3	0.1	1.2
ТШЛП-10	1000	5	0.5	20		0.125	0.001	0.8

Рисунок Б.7 – Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

- | Выбор трансформаторов тока | По 10%К характеристике | По характеристике намагничивания



Трансформаторы тока:

Тип трансформатора тока : ТШЛ-10

Ном. ток трансформаторов тока (А) : 6000 | 1

Класс точности обмотки : 0.5

Предельная 10% кратность : 37.0

Предельный ток 10% погрешности (А) : 221942.6

Расчет погрешности :

Сопротивление нагрузки (Ом) : 0.77

Расчетный первичный ток (А) : 5549.13

Расчетный вторичный ток тр-ров тока (А): 0.924

Действительный вторичный ток (А) : 0.922

Напряжение на выводах тр-ра тока (В) : 3.56

Токовая погрешность трансформатор. тока (%) : 0.056

Рисунок Б.8 – Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

Приложение В

Расчет ТЗНП АТ

Расчет токов короткого замыкания проведен с использованием программы Electronics Workbench 512 (рисунок В1-В3).

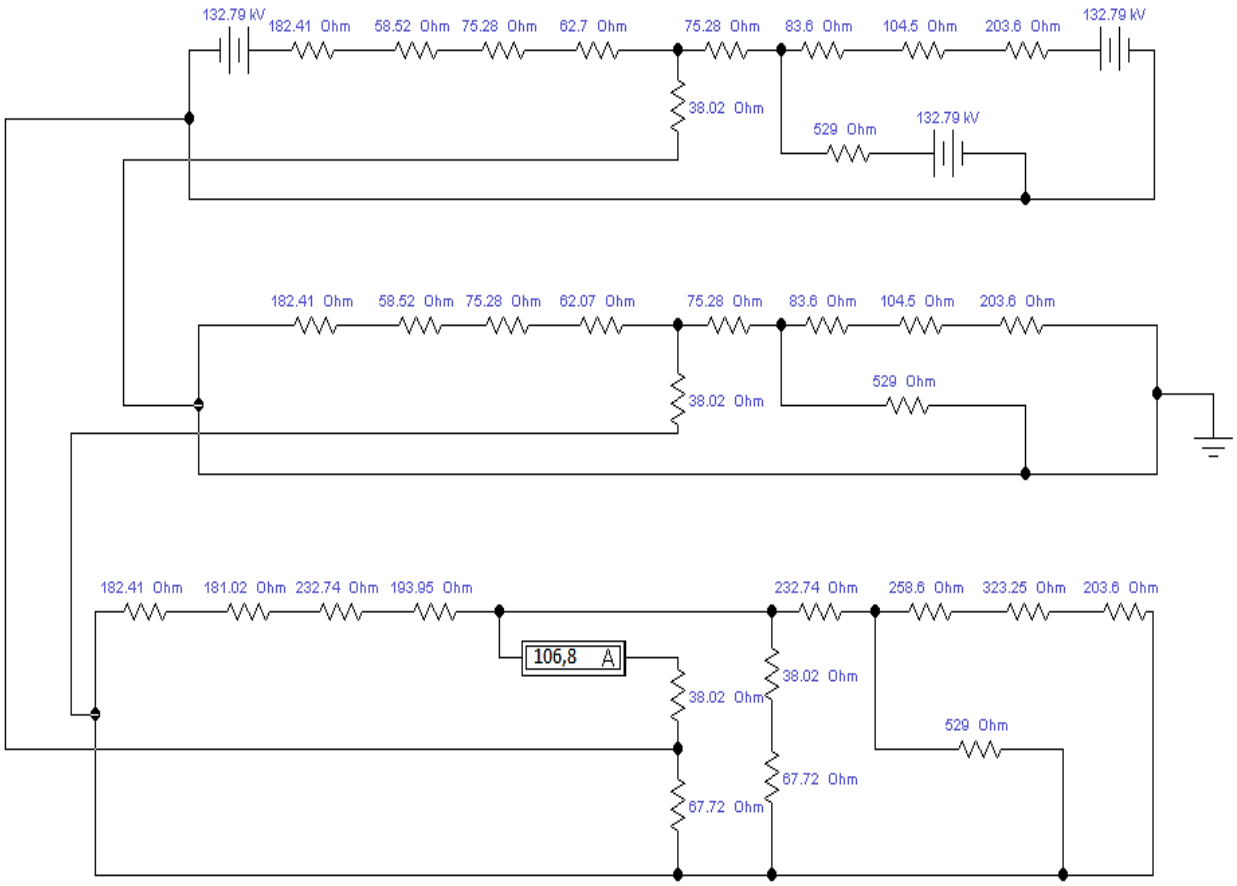


Рисунок В.1 – Однофазное КЗ на СН

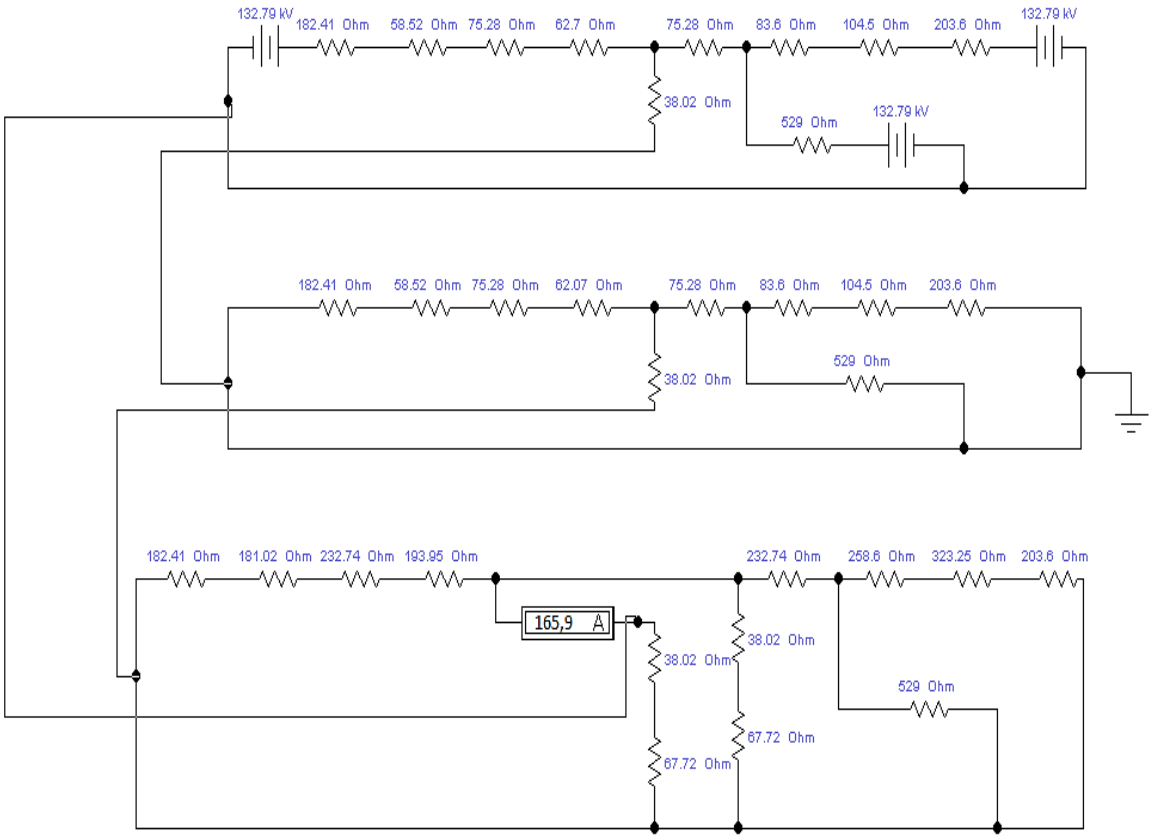


Рисунок В.2 – Однофазное КЗ на ВН

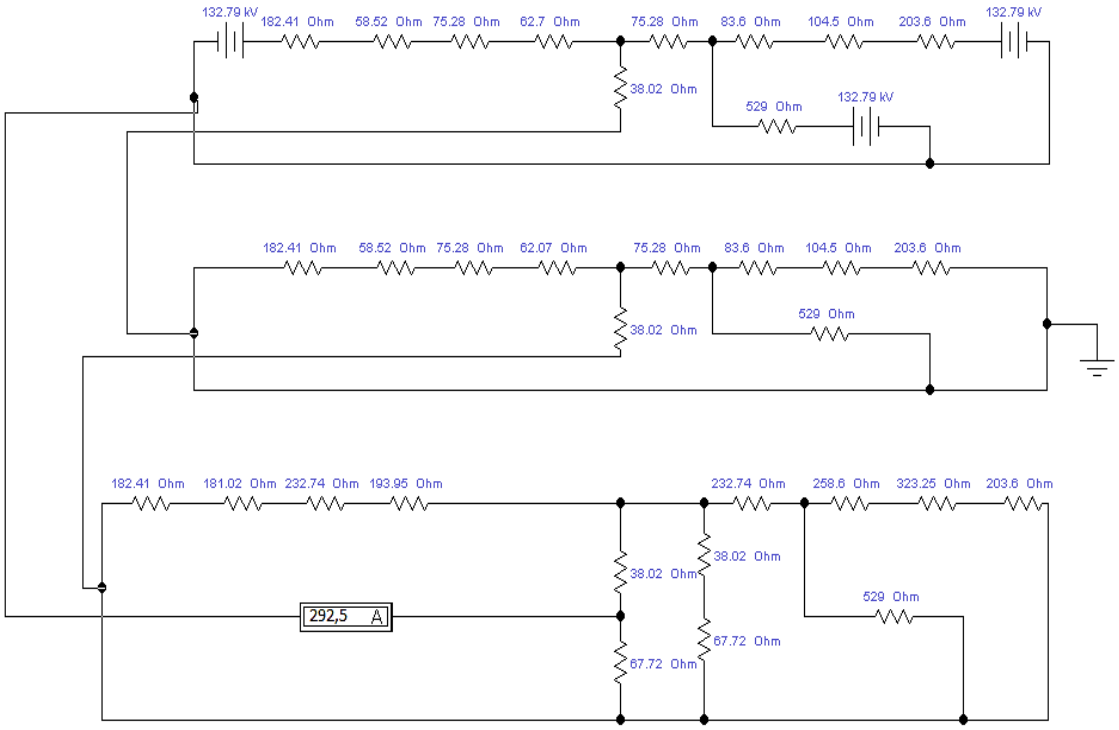


Рисунок В.3 – Однофазное КЗ на СН

Приложение Г

Расчет дистанционная защита линии 220 кВ

Фазное напряжение систем:

$$E_{\text{с1.ф}} = E_{\text{с2.ф}} = E_{\text{с3.ф}} = \frac{230 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot 230} = 132{,}79\ о.\text{е.}$$

где $U_{\text{с}} = 230$ кВ – заданное напряжение системы, кВ;
$U_{ср} = 230$ кВ – среднее напряжение системы, кВ.

Сопротивления систем:

$$x_{c1.max} = \frac{230^2}{290} = 182{,}41\ Ом,$$

$$x_{c1.min} = \frac{230^2}{0{,}87 \cdot 290} = 209{,}67\ Ом,$$

$$x_{c2.max} = \frac{230^2}{260} = 203{,}46\ Ом,$$

$$x_{c2.min} = \frac{230^2}{0{,}87 \cdot 260} = 233{,}86\ Ом,$$

$$x_{c3.max} = \frac{230^2}{100} = 529\ Ом,$$

$$x_{c3.min} = \frac{230^2}{0{,}87 \cdot 1000} = 608{,}04\ Ом,$$

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

Сопротивления линий:

$$x_{\text{л1}} = \frac{0{,}418 \cdot 140 \cdot 230^2}{230^2} = 58{,}52\ Ом.$$

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

l – длина линии, км;
$U_{ср} = 230$ кВ – среднее напряжение линии, кВ.

Аналогично рассчитаем сопротивления линий Л2 – Л6, результаты сводим в таблицу Г.1.

Таблица Г.1 – Сопротивления линий

Элемент	Длина, км	U, кВ	Хл, Ом
Л1	140	230	58,52
Л2	180	230	75,28
Л3	150	230	62,7
Л4	180	230	75,28
Л5	200	230	83,6
Л6	250	230	104,5

Схема замещения ЛЭП показана на рисунке Г.1.

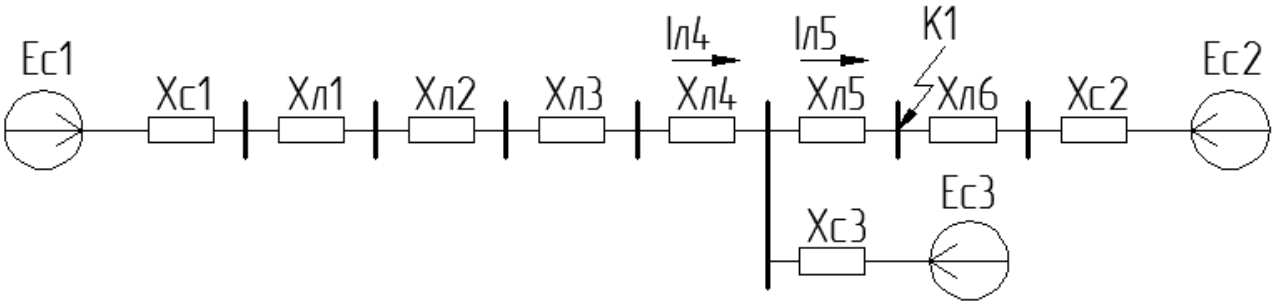


Рисунок Г.1 – Схема замещения ЛЭП

Расчет токов $I_{л4}$ и $I_{л5}$ с использованием программы Electronics Workbench 512 показан на рисунке Г2.

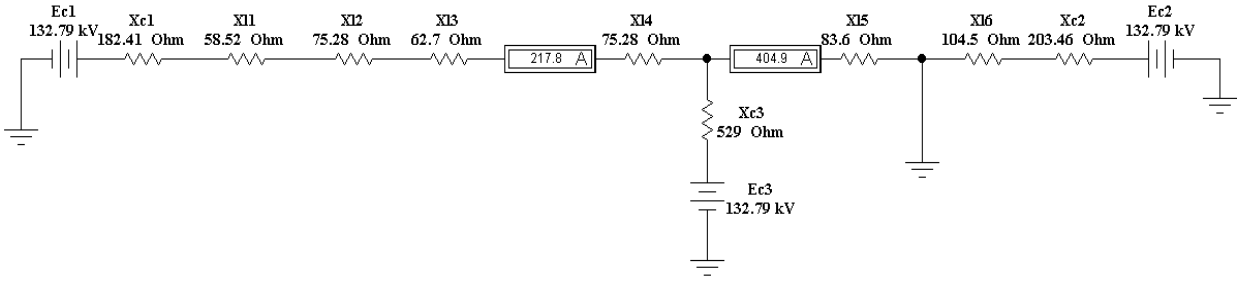


Рисунок Г.2 – Определение токов $I_{л4}$ и $I_{л5}$ при помощи программы Electronics Workbench 512

Приложение Д

Расчет ТЗНП линии 220 кВ

Схема замещения нулевой последовательности:

Сопротивления трансформатора:

$$x_{\text{тВ}} = \frac{(U_{\text{кВ-Н}}\% + U_{\text{кВ-С}}\% - U_{\text{кС-Н}}\%)}{200} \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{23}{200} \cdot \frac{230^2}{160} = 38{,}02\ Ом,$$

$$x_{\text{тС}} = \frac{(U_{\text{кВ-С}}\% + U_{\text{кС-Н}}\% - U_{\text{кВ-Н}}\%)}{200} \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{0}{200} \cdot \frac{230^2}{160} = 0,$$

$$x_{\text{тН}} = \frac{(U_{\text{кВ-Н}}\% + U_{\text{кС-Н}}\% - U_{\text{кВ-С}}\%)}{200} \cdot \frac{U_{\text{б}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{41}{200} \cdot \frac{230^2}{160} = 67{,}72\ Ом.$$

Сопротивления нулевой последовательности трансформаторов равны сопротивлениям прямой последовательности $x_{\text{т}}^0 = x_{\text{т}}$.

Сопротивления линий:

$$x_{\text{л1}}^0 = 1{,}293 \cdot 140 \cdot \frac{230^2}{230^2} = 181{,}02\ Ом.$$

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

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

Аналогично рассчитаем сопротивления линий Л2 – Л6, результаты сводим в таблицу Д.1.

Таблица Д.1 – Сопротивление линий прямой, обратной и нулевой последовательности для ЛЭП

Линия	Длина, км	$U_{\text{б}}$, $U_{ср}$, кВ	$x_{\text{уд}}^0$, Ом/км	$x_{\text{л}}^0$, Ом	$x_{\text{л}}$, Ом
Л1	140	230	1,293	181,2	58,52
Л2	180	230	1,293	232,74	75,28
Л3	150	230	1,293	193,95	62,7
Л4	180	230	1,293	232,74	75,28
Л5	200	230	1,293	258,6	83,6
Л6	250	230	1,293	323,25	104,5

Сопротивления систем:

$$x^0_{\text{с}1.max} = x_{c1.max} = 182{,}41\ Ом,$$

$$x^0_{\text{с}1.min} = x_{\text{с}1.min} = 209{,}67\ Ом,$$

$$x^0_{\text{с}2.max} = x_{\text{с}2.max} = 203{,}46\ Ом,$$

$$x^0_{\text{с}2.min} = x_{\text{с}2.min} = 233{,}86\ Ом,$$

$$x^0_{\text{с}3.max} = x_{\text{с}3.max} = 529\ Ом,$$

$$x^0_{\text{с}3.min} = x_{\text{с}3.min} = 608{,}04\ Ом.$$

Схема замещения ЛЭП показана на рисунке Д.1.

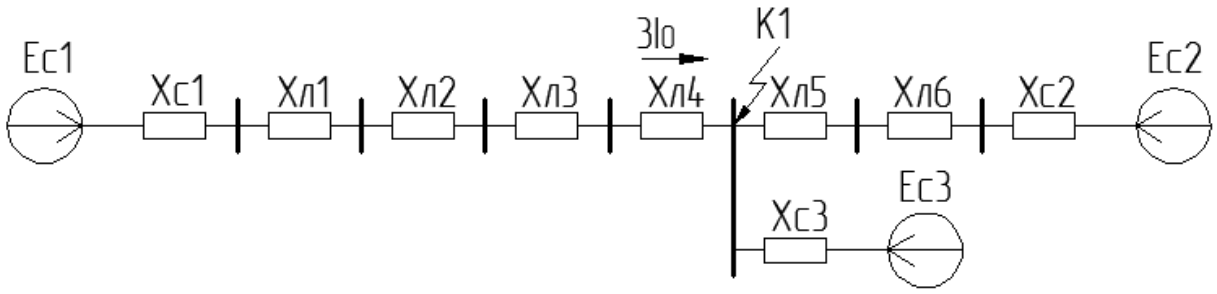


Рисунок Д.1 – Схема замещения

Расчет токов короткого замыкания проведен с использованием программы Electronics Workbench 512 (рисунок Д.2-Д.3).

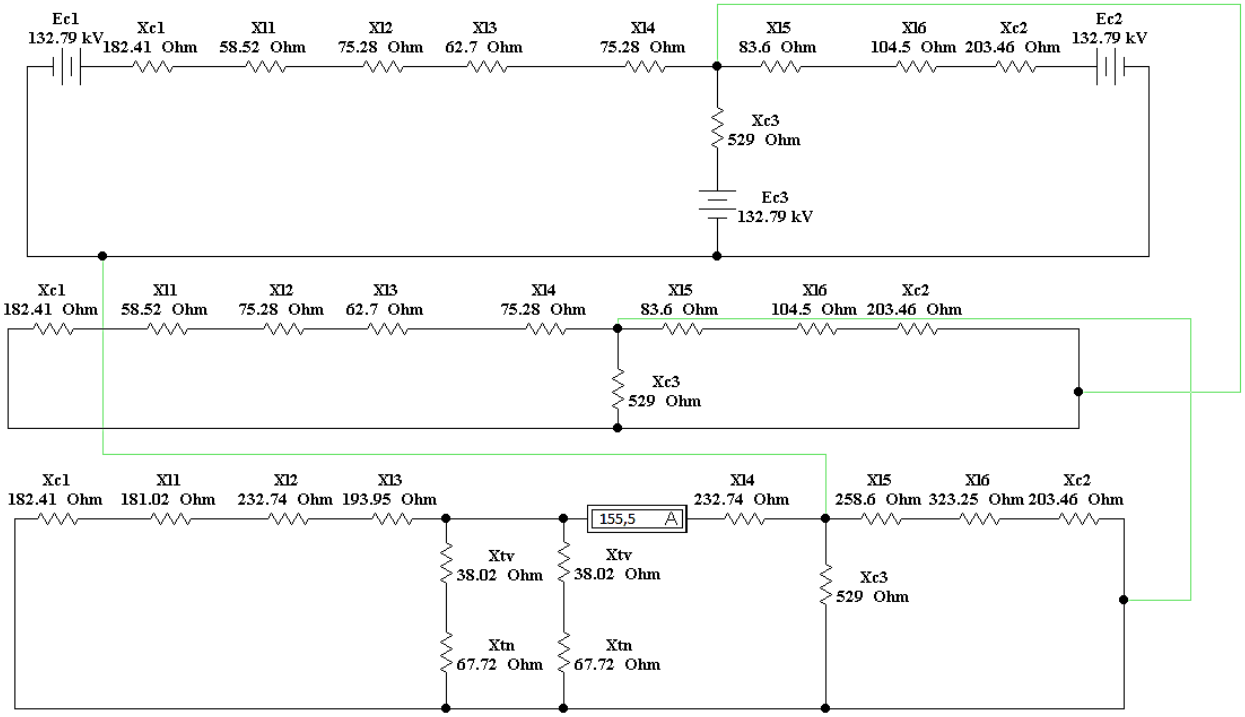


Рисунок Д.2 – Однофазное КЗ в конце защищаемой линии W4

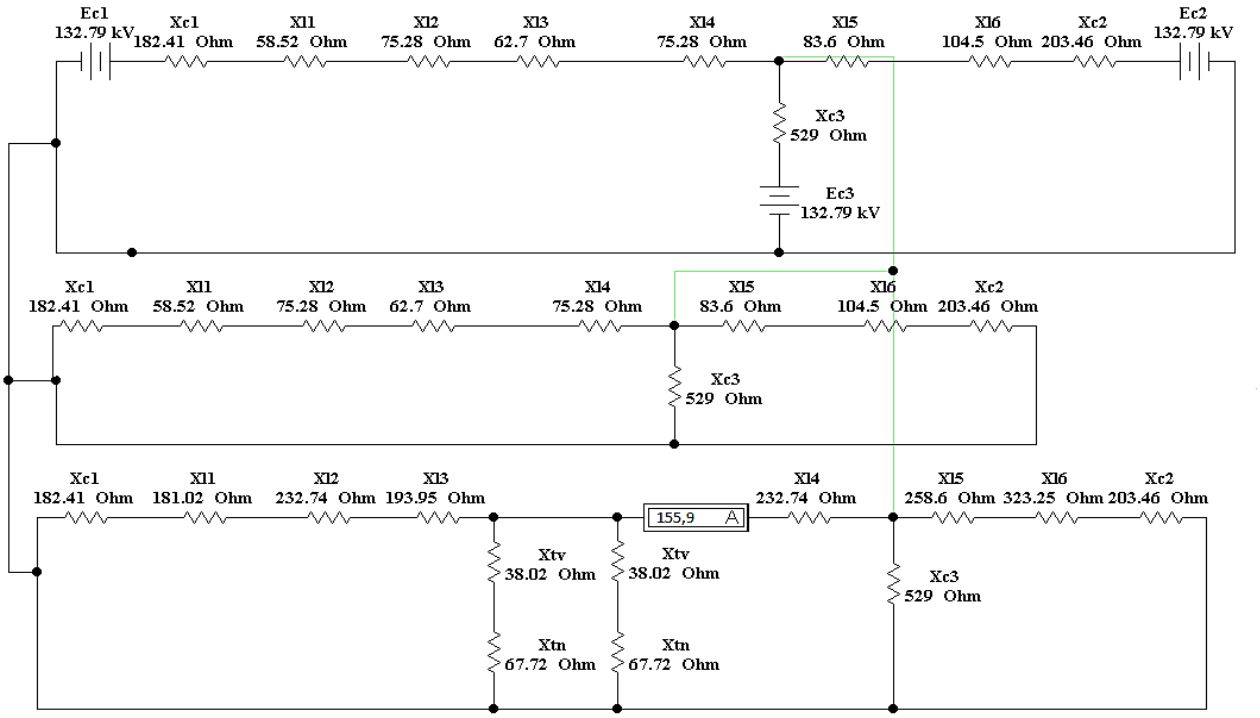


Рисунок Д.3 – Двухфазное КЗ в конце защищаемой линии W4

Схема замещения ЛЭП показана на рисунке Д.4.

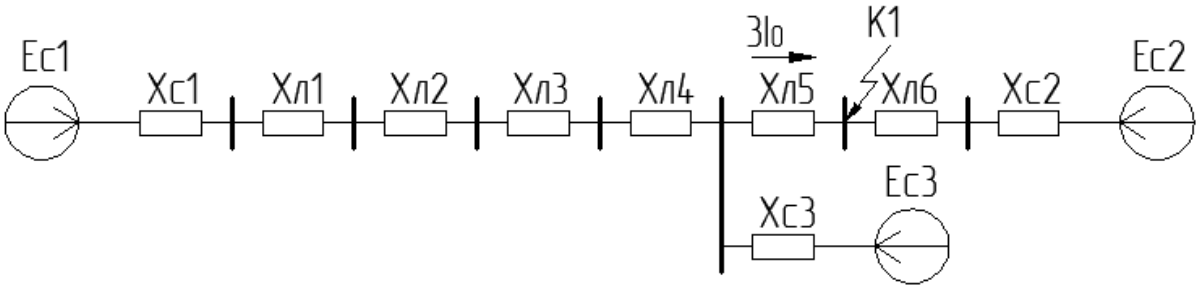


Рисунок Д.4 – Схема замещения

Расчет токов короткого замыкания проведен с использованием программы Electronics Workbench 512 (рисунок Д.5-Д.6).

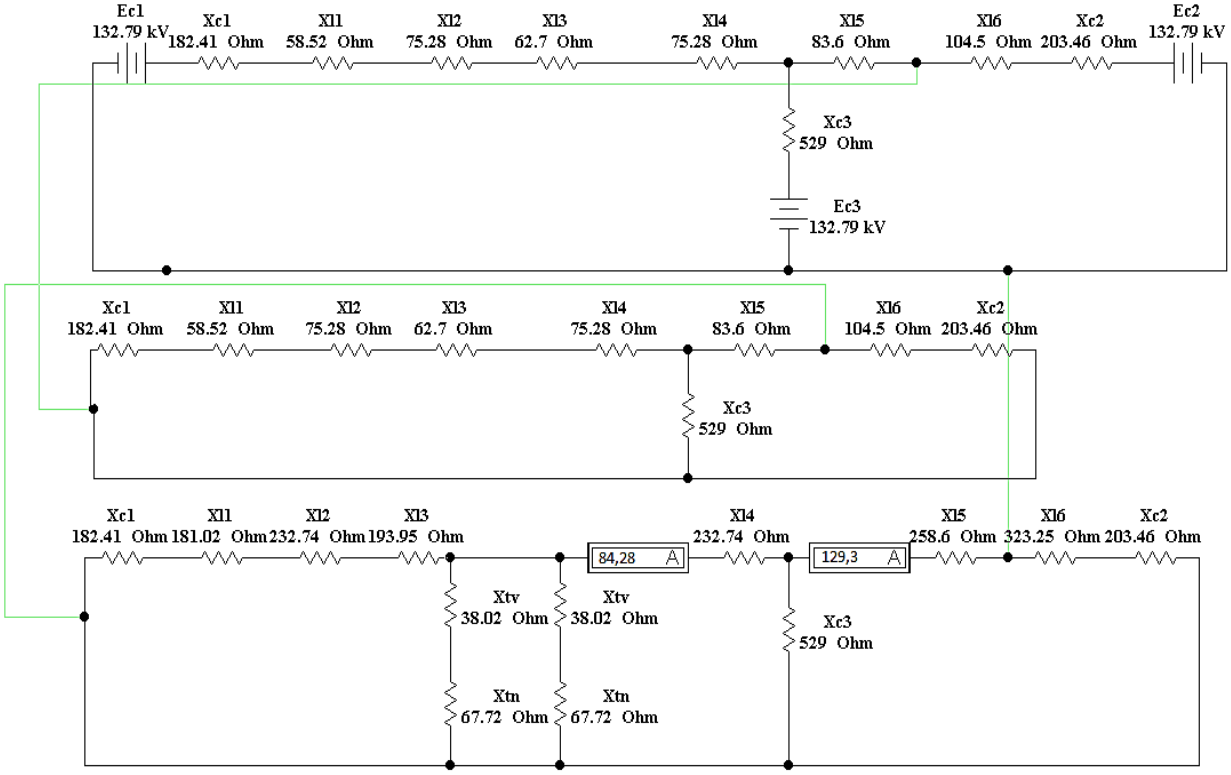


Рисунок Д.5 – Однофазное КЗ в конце смежной линии W5

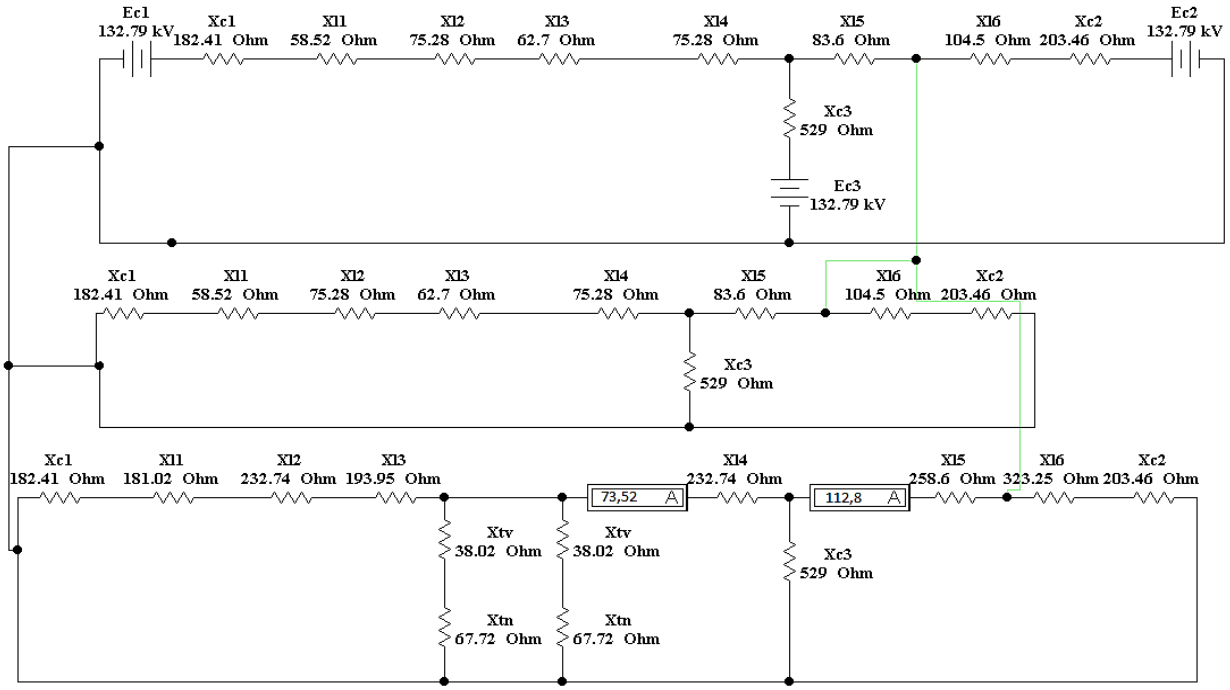


Рисунок Д.6 – Двухфазное КЗ в конце смежной линии W5

Расчет токов $I_{л4}$ и $I_{л5}$ с использованием программы Electronics Workbench 512 показан на рисунке Д.7.

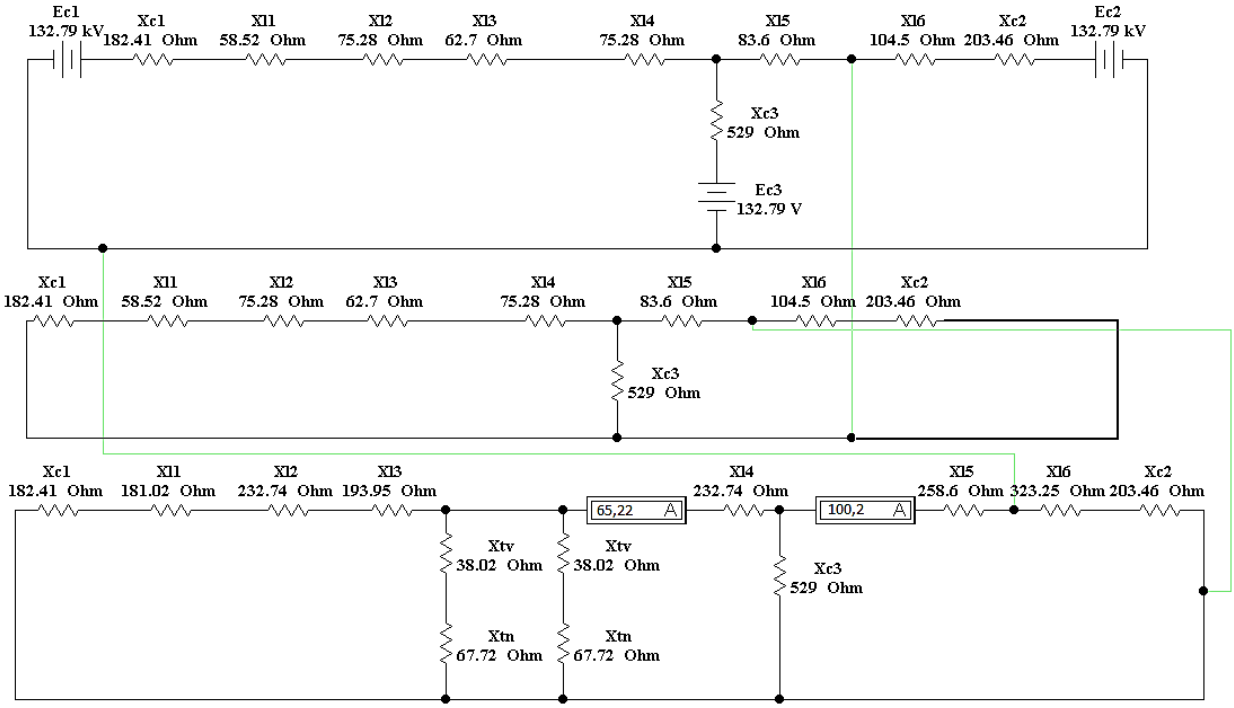


Рисунок Д.7 – Определение токов $I_{л4}$ и $I_{л5}$

Схема замещения прямой последовательности показана на рисунке Д.8.

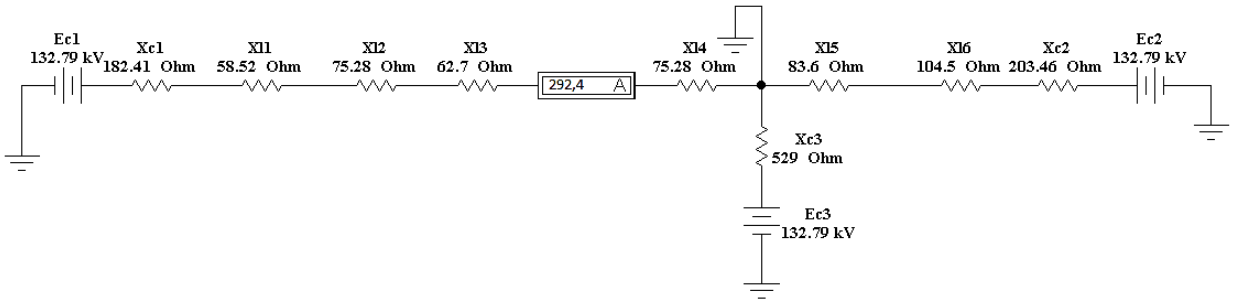


Рисунок Д.8 – Схема замещения прямой последовательности для расчета III ступени

Расчет токов короткого замыкания проведен с использованием программы Electronics Workbench 512 (рисунок Д.9).

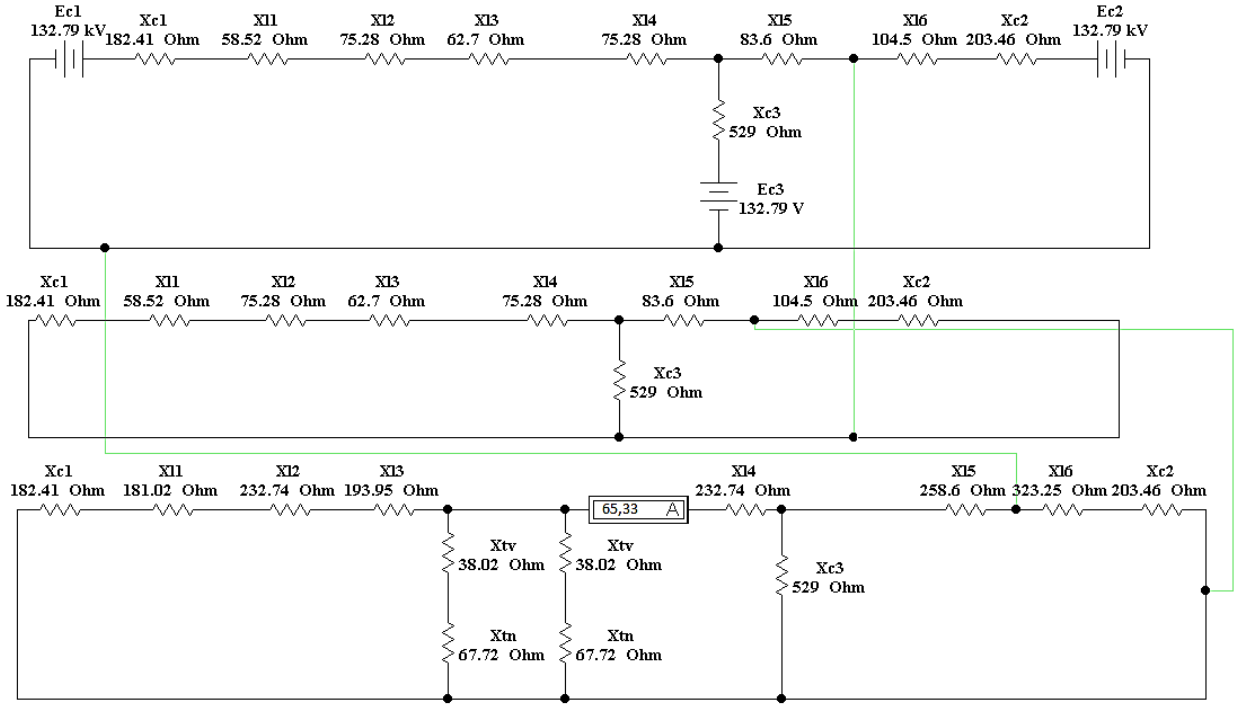


Рисунок Д.9 – Комплексная схема замещения для однофазного КЗ в конце линии W4