

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: Расчет релейной защиты подстанции «Тимирязево» 220/110/10 кВ

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Булатов Е.С., РЗ - 10 - 03

(Фамилия и инициалы)

группа

Научный руководитель Уткин Л.А., старший преподаватель

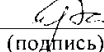
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Валиева Л.Ш., к.э.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)



(подпись)

« 03 » _____ 2014 г.

по безопасности жизнедеятельности:

Санатова Т.С., к.т.н., доцент

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)



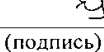
(подпись)

« 30 » _____ 2014 г.

по применению вычислительной техники:

Уткин Л.А., старший преподаватель

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)



(подпись)

« 30 » _____ 2014 г.

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

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)



(подпись)

« _____ » _____ 20 _____ г.

Рецензент: Черныш Д.В., ведущий специалист ПТО ТОО «Компания «Сатти Жол»



(подпись)

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

« _____ » _____ 20 _____ г.

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

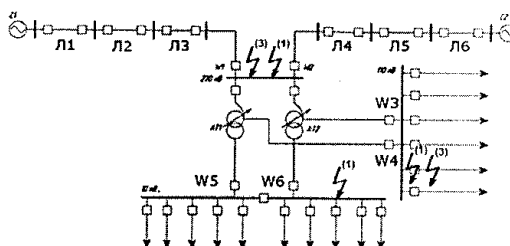
Студент Булатов Ердаулет Саттаулы
 (фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Расчет релейной защиты подстанции «Тимирязево» 220/110/10 кВ

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

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

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



Мощность трансформатора: $S_{ном} = 125$ МВА.

Мощности систем: $S_{кзс1} = 310$ МВА;

$S_{кзс2} = 290$ МВА.

Параметры линии:

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	$X_l, \text{ Ом}$	$R_l, \text{ Ом}$
Л1	150	АС-240/32	0,418	0,131
Л2	113	АС-240/32	0,418	0,131
Л3	85	АС-240/32	0,418	0,131
Л4	75	АС-240/32	0,418	0,131
Л5	112	АС-240/32	0,418	0,131
Л6	100	АС-240/32	0,418	0,131

Отмечены точки КЗ:

- К1 – однофазное на стороне ВН (220 кВ);
- К2 – однофазное на стороне СН (110 кВ);
- К3 – трёхфазное на стороне НН (10 кВ);

- K4 – трехфазное на стороне СН (110 кВ);
- K5 – трехфазное на стороне ВН (110 кВ).

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

- 1) Разработка главной электрической схемы
- 2) Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования
- 3) Проектирование релейной защиты элементов подстанции
- 4) Параметрирование и проверка РЗА силового трансформатора ПС 220/110/10 кВ
- 5) Технико-экономическое обоснование
- 6) Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- 1) 5BO71800.76.ЭЭ.15.Э3 – Принципиальная однолинейная схема подстанции «Тимирязево» 220/110/10кВ
- 2) 5BO71800.76.ЭЭ.15.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит трансформатора
- 3) 5BO71800.76.ЭЭ.15.Э5 – Однолинейная схема подключения токовых цепей защит линии W3 (W4)
- 4) 5BO71800.76.ЭЭ.15.Э5 – Бинарные входа и выхода терминала Siprotec
- 5) 5BO71800.76.ЭЭ.15.Э5 – Оперативные цепи управления защитами. Сигнальные цепи положения выключателя.
- 6) 5BO71800.76.ЭЭ.15.Э6 – РПН автотрансформатора

Рекомендуемая основная литература:

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

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
БНД	Савицкий М.П.	1.04 - 30.05.14	Савицкий
ВТ	Умкин	1.04 - 30.05.14	Умкин
Экономическая часть	Войничева И.В.	1.04 - 03.06.14	Войничева

ГРАФИК
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Выбор схемы распределительных устройств, расчет токов КЗ	28.10.13	Выполнено
2	Выбор электрического оборудования	21.11.13	Выполнено
3	Проектирование релейной защиты подстанции	3.1.14	Выполнено
4	Специальная часть	23.1.14	Выполнено
5	Схема РПН и ее описание	18.2.14	Выполнено
6	Экономическая часть	19.3.14	Выполнено
7	Безопасность жизнедеятельности	16.4.14	Выполнено
8	Расчет заземляющего устройства подстанции	29.4.14	Выполнено
9	Разработка технического материала	20.5.14	Выполнено

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 _____ Булатов Е.С.
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жобада Қостанай облысындағы «Тимирязево» қосалқы стансасының релелік қорғау жасалды.

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

Сонымен қатар, экономика мен өміртіршілік қауіпсіздігі мәселелері қарастырылған.

Аннотация

В данном дипломном проекте было разработана релейная защита подстанции «Тимирязево» в Костанайской области.

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

Выполнены графические части, подтверждающие основные направления дипломного проекта.

Также рассмотрены вопросы экономики и безопасности жизнедеятельности.

Annotation

This diploma thesis is devoted to research of relay protection of Kostanay region «Timiryazevo» substation.

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

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

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

Содержание

	Перечень сокращений и обозначений	6
	Введение	7
1	Исходные данные к проекту	9
2	Выбор схемы распределительных устройств	11
2.1	Расчет токов короткого замыкания	16
2.2	Выбор электрического оборудования	21
3	Проектирование релейной защиты подстанции	27
3.1	Релейная защита автотрансформатора подстанции	28
3.2	Расчет основных защит автотрансформатора	29
3.3	Расчет резервных защит автотрансформатора	42
3.4	Дистанционная защита АТ от междуфазных КЗ	47
3.5	Выбор уставок по току срабатывания ступеней ТЗНП	48
3.6	Проектирование релейной защиты системной линии 220 кВ	50
3.7	Токовая защита нулевой последовательности линии	56
4	Специальная часть. РПН автотрансформатора	64
4.1	Задачи и необходимость регулирования	64
4.2	Способы регулирования напряжения	64
4.3	Переключение ответвлений под нагрузкой	65
4.4	Выбор ответвлений автотрансформатора	68
4.5	Схема привода РПН и его описание	72
4.6	Терминал автоматического регулирования напряжения автотрансформатора под нагрузкой	75
5	Экономическая часть	76
5.1	Бизнес план строительства подстанции «Тимирязево»	76
5.2	Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП	77
5.3	Расчет эксплуатационных издержек	81
5.4	Расчет себестоимости и прибыли на передачу электроэнергии	82
5.5	Показатели эффективности инвестиций	85
6	Безопасность жизнедеятельности	87
6.1	Анализ условий труда инженера РЗиА	87
6.2	Расчет искусственного освещения диспетчерского пункта на подстанции	88
6.3	Расчет заземляющего устройства подстанции	90
	Заключение	97
	Список литературы	98
	Приложение А. Выбор измерительного трансформаторов тока и напряжения	100
	Приложение Б. Схемы замещения расчетов токов КЗ для ТЗНП	108

Перечень сокращений и обозначений

АВР	- автоматическое включение резерва
АПВ	- автоматическое повторное включение
АТ	- автотрансформатор
ВЛ	- воздушная линия
ВН	- высокое напряжение
ВЧ	- высокая частота
ГЗ	- газовая защита
ГТС	- газотурбинная станция
ДФЗ	- дифференциально-фазная защита
КЗ	- короткое замыкание
ЛЭП	- линия электропередач
МТЗ	- максимальная токовая защита
МЭС	- межсистемные электрические сети
НН	- низкое напряжение
ОПН	- ограничитель перенапряжения
ОРУ	- открытое распределительное устройство
ПС	- подстанция
ПУЭ	- правила устройства электроустановок
РЗ	- релейная защита
РПН	- регулирование под нагрузкой
РУ	- распределительное устройство
РЭК	- региональная электросетевая компания
СД	- синхронный двигатель
СН	- среднее напряжение
с.н.	- собственные нужды
ТЗНП	- токовая защита нулевой последовательности
ТЗОП	- токовая защита обратной последовательности
ТОО	- товарищество с ограниченной ответственностью
ТТ	- трансформатор тока
ТЭО	- технико – экономическое обоснование
ТЭЦ	- теплоэлектроцентраль
УРОВ	- устройство резервирования отказа выключателя
ЭДС	- электродвижущая сила
IRR	- норма прибыли инвестиционного проекта
NPV	- чистый приведенный доход
PP	- срок окупаемости инвестиций

Введение

Темой дипломного проекта является проектирование релейной защиты подстанции «Тимирязево» 220/110/10 кВ и расчет дифференциальной защиты трансформатора на терминале Siprotec. На напряжении 220 кВ подстанции осуществляется связь между двумя энергосистемами, на напряжении 110 кВ подстанция питает нескольких потребителей. От шин 10 кВ проектируемой подстанции питаются РП 10 кВ, с которых осуществляется электроснабжение потребителей всех трех категорий.

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

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

В проектировании Релейной защиты рассматриваются защиты автотрансформатора и линий. При расчетах релейной защиты для автотрансформатора АТДЦТН – 125000/220/110/10 рассматриваются основные и резервные защиты. В качестве основных защит трансформатора: газовая защита и дифференциальная токовая защита, выполненная на терминалах релейной защиты производства Siemens. Резервные защиты, установленные на трансформаторе, представлены следующими видами защит: максимальной токовой защитой, защитой от перегрузки, охлаждение трансформатора, ТЗОП, ТЗНП, дистанционная защита. При расчетах релейной защиты для линий рассматриваются защиты вида: дистанционная защита и ТЗНП для линии 220кВ[2].

В специальной части рассматривается РПН автотрансформатора.

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

В экономической части дипломного проекта производится экономическая оценка инвестиций в строительство подстанции и время его окупаемости.

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

1 Исходные данные к дипломному проекту

Ниже приведенные исходные данные к дипломному проекту. На рисунке 1.1 предоставлена схема подстанции «Тимирязево» 220/110/10 кВ.

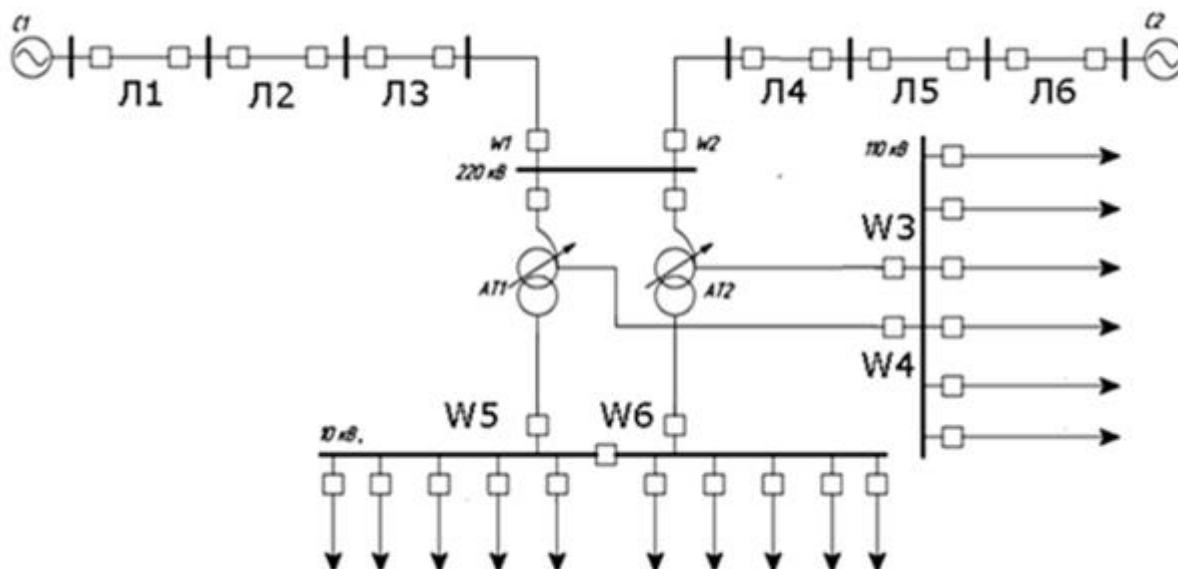


Рисунок 1.1 Исходная схема подстанции «Тимирязево»

Подстанция питается от 2-х линий, напряжением 220 кВ. Линии соединены с системой через другие подстанции соответствующего напряжения. Далее в таблице 1.1 привожу характеристики питающих линий и смежных с ними участков.

Таблица 1.1 Исходные данные ЛЭП и системы

№ ЛЭП	Длина линий, км	Марка провода	$X_{1уд.},$ Ом/км	$R_{1уд.},$ Ом/км	$X_0,$ Ом/км
Л1	150	АС-240/32	0,418	0,131	1,293
Л2	113	АС-240/32	0,418	0,131	1,293
Л3	85	АС-240/32	0,418	0,131	1,293
Л4	75	АС-240/32	0,418	0,131	1,293
Л5	112	АС-240/32	0,418	0,131	1,293
Л6	100	АС-240/32	0,418	0,131	1,293

К подстанции присоединены нагрузки со стороны 110 кВ – 6 линий по 30 МВА, со стороны 10 кВ нагрузка выполнена 10-ью линиями мощностью по

2,5 МВА. Так как нагрузки на одноименном напряжении одинаковы, то их объединяем, для удобства сведения в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 Данные потребителей

P1,МВт	P2,МВт	P3,МВт	P4,МВт	P5,МВт	P6,МВт
180	150	140	130	150	180

Понижение напряжения на подстанции осуществляется двумя автотрансформаторами, мощностью 125 МВА, как указано в задании. Для подстанции выбираю автотрансформатор АДЦТН – 125000/220/110/10 – У1, паспортные данные которого указаны в таблице 1.3.

Таблица 1.3 Номинальные параметры автотрансформатора АДЦТН-125000/220/110/10

S _{НОМ} , МВ·А	Напряжение обмотки, кВ			Потери, кВт				U _к , %			I _х , %	S _{НН} , МВ А	РПН, %
	ВН	СН	Н Н	P _х	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН	ВН- СН	ВН- НН	СН- НН			
125	230	121	11	85	290	-	-	11	31	19	0,5	125	± 6 × 2%

Для систем, от которых питается расчетная подстанция, задается мощность систем: S_{кз.с1max} = 310 МВ·А, S_{кз.с2max} = 290 МВ·А.

2 Выбор схемы распределительных устройств

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

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

- обеспечивать требуемую надежность работы РУ исходя из условий электроснабжения потребителей;

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

- обеспечивать возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы;

- обеспечивать требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности;

- схемы РУ должны позволять вывод отдельных выключателей и других аппаратов в ремонт;

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

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

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

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

- сравнение вариантов схем, намеченных к разработке на основании перечисленных требований, и их окончательный выбор производится на основании технико-экономических расчетов. Выбираются варианты, обеспечивающие требуемую надежность, а затем из них выбирается более экономичный. Либо, в случае неограниченности финансовых ресурсов вариант, с наибольшей надежностью, в случае необходимости совмещения двух этих факторов, необходимо проводить технико-экономическое сравнение.

Выбор электрической схемы РУ 220 кВ.

По месту положения в сети данная подстанция классифицируется как узловая. В этом случае как возможными для РУ с двумя отходящими линиями и четырьмя присоединениями, рассмотрим нижеприведенную схему.

Рассмотрим схему четырехугольника для схемы РУ на 220 кВ. Данная схема приведена на рисунке 2.1.

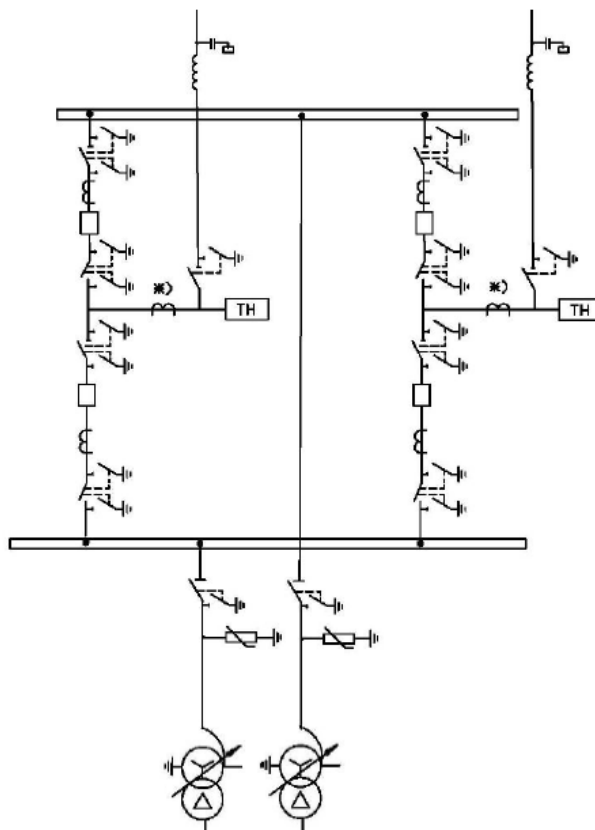


Рисунок 2.1 – Схема РУ 220 кВ

Основные условия применения: проходная подстанция с двухсторонним питанием по двум линиям.

Критерии надежности:

- при отказе любого выключателя отключается не более одной линии и одного (авто)трансформатора. При этом теряется транзит мощности через сторону высшего напряжения подстанции. При заданной в схеме присоединения подстанций к энергосистеме (двухстороннее питание) потеря транзита не приводит к ограничению электроснабжения потребителей на смежных подстанциях;

- схема четырехугольника является альтернативой схеме мостика, в которой при отказе «среднего» выключателя возможно полное погашение распределительного устройства;

- схему четырехугольника наиболее предпочтительно использовать для двухтрансформаторных подстанций 500 и 750 кВ с двумя линиями, для подстанций 110-330 кВ эта схема применяется при наличии соответствующих технико-экономических обоснований с учетом фактора надежности.

Эксплуатационные критерии:

- простая и наглядная;
- электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны;
- как следствие минимизированы отказы по вине персонала.

Автотрансформаторы подключаются к двум источникам питания через развилку выключателей, что является дополнительным преимуществом схемы в ремонтных и послеаварийных режимах.

Мы выбираем вариант «Схема четырехугольника», из-за ее экономичности и целесообразности. Целесообразность объясняется отсутствием возможности в ближайшее десятилетие присоединения новых линий 220 кВ, так как в рассматриваемом районе уже сформировалась сеть высокого напряжения.

Выбор электрической схемы РУ 110 кВ.

Для РУ 110 кВ с шестью отходящими линиями и восьмью присоединениями конкурирующими является схема представленная ниже.

Схема с двумя системами сборных шин и с обходной системой шин (рисунок 2.2).

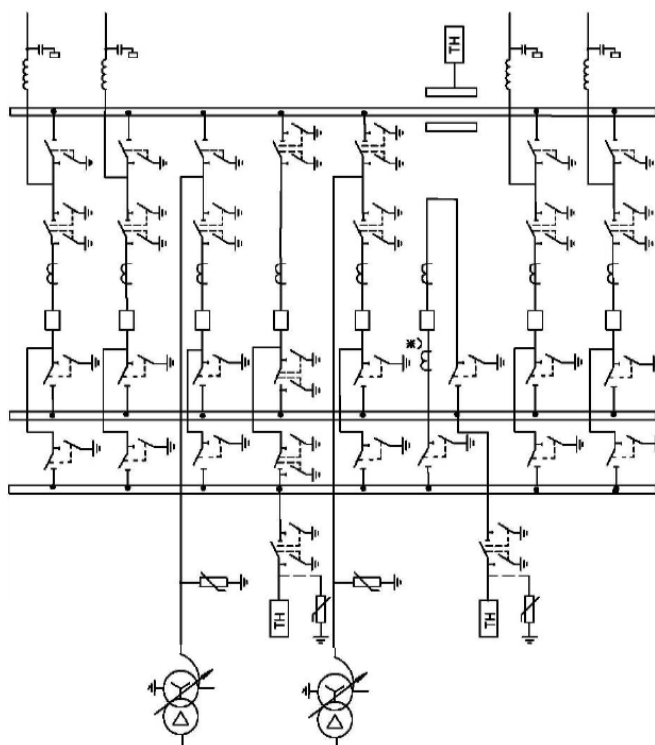


Рисунок 2.2 – Схема РУ 110 кВ

Два автотрансформатора и три линии с возможностью увеличения числа присоединений (т.е. расширения подстанции) свыше шести: при расширении до шести присоединений используется схема шестиугольника. Вопросы расширения подстанции анализируются при выборе схем электрических сетей на перспективу 5-10 лет.

Этапность развития: возможно развитие до схемы с двумя секционированными системами сборных шин и с обходной системой шин.

Основные условия применения:

- более двух нерезервируемых присоединений на подстанции и, как следствие, необходимость их сохранения в работе при плановом отключении системы сборных шин. при этом обходная система шин включена в схему плавки гололеда на воздушных линиях;

- в нормальном режиме присоединения по возможности симметрично распределены между системами сборных шин, также в нормальном режиме обходной выключатель не задействован.

Критерии надежности:

- при отказе нормально включенного шино-соединительного выключателя возможно полное погашение распределительного устройства;

- при оперативных переключениях сборные шины имеют непосредственную электрическую связь на развилках из шинных разъединителей, и при возникновении отказов возможно полное погашение распределительного устройства;

- по сравнению со схемой с одной секционированной системой сборных шин и с обходной системой шин на порядок увеличивает математическое ожидание недоотпуска электроэнергии потребителям при прочих равных условиях.

Из двух вариантов выбираем вторую «схему с двумя системами сборных шин и с обходной системой шин», т.к. она содержит меньше выключателей, что уменьшает ее стоимость и обеспечивает надежность. Кроме того данная схема является маневренной, в плане расширения подстанции. Так число линий присоединенных к такой схеме может быть увеличено, без изменения параметров всей схемы.

Выбор схемы РУ 10 кВ.

На низшем напряжении 6-10 кВ подстанций применяют схему с двумя системами сборных шин. На двухтрансформаторных подстанциях шины всегда секционированы, при этом число секций равно двум или четырём. При двух секциях, секции работают, как правило, отдельно и реже – параллельно. При четырёх секциях, когда используют трансформаторы с расщеплённой обмоткой, или в цепи трансформаторов устанавливают двоянные групповые реакторы, секции работают только отдельно. Выбор той или иной схемы связан с вопросом ограничения токов КЗ[3].

Для ограничения токов КЗ на подстанциях используют:

- отдельную работу автотрансформаторов на стороне НН;

- групповые реакторы различного исполнения – сдвоенные или одинарные, групповые в цепи автотрансформаторов или линейные групповые и реже линейные индивидуальные реакторы.

Для РУ 10 кВ выбираем схему с одной системой сборных шин, секционированной выключателем.

К достоинствам данной схемы можно отнести следующее:

- простота;
- наглядность;
- экономичность;
- достаточно высокая надежность.

Однако данная схема обладает и рядом недостатков. При повреждении и последующем ремонте одной секции ответственные потребители, нормально питающиеся с обеих секций, остаются без резерва, а потребители, нерезервированные по сети, отключаются на все время ремонта (рисунок 2.3).

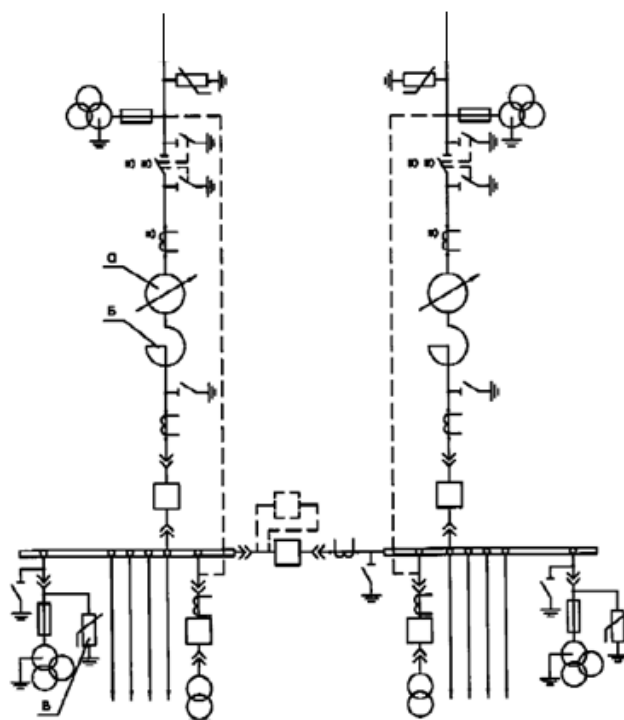


Рисунок 2.3 – Схема РУ-10 кВ

Выбор схемы питания собственных нужд.

Выбор схем собственных нужд электроустановок производится с учетом состава и характеристик электроприемников, мощности приводных механизмов, требований к надежности электроснабжения отдельных групп потребителей. На двухтрансформаторных подстанциях устанавливаются два трансформатора собственных нужд со скрытым резервом.

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

нужд (СН) неоднократно приводили к нарушению работы подстанции в целом и развитию аварий в энергосистеме.

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

Выбираем 2 трансформатора СН типа ТСЗ-10/0,4 с $S_{НОМ} = 630$ кВА. Схема питания собственных нужд показана на рисунке 2.4.

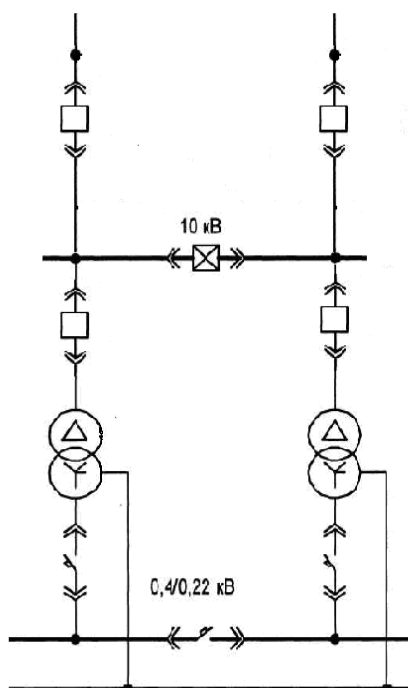


Рисунок 2.4 – Схема питания собственных нужд

2.1 Расчет токов короткого замыкания

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. Все без исключения элементы схемы заменяются соответствующими электрическими сопротивлениями, а для источников

питания, кроме того указываются значения ЭДС.

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;
- не учитываются токи намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
- не учитываются активные сопротивления генераторов, трансформаторов, реакторов из-за их незначительной величины по сравнению с индуктивными сопротивлениями.

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

Расчет токов КЗ проведем в системе относительных единиц.

Применение относительных (безразмерных) единиц позволяет быстро сопоставить результаты вычислений для различных точек системы. Подобная система единиц может применяться как в относительно номинальном варианте, где за основу принимаются параметры наиболее ответственного элемента, так и в относительно базисном варианте[4]. В этом случае за основу принимаются две базисные единицы, остальные получаются из принятых. В качестве базисных величин принимаем мощность $S_B = 1000 \text{ MVA}$ и напряжение $U_B = 230 \text{ кВ}; 110 \text{ кВ}; 10,5 \text{ кВ}$. Формула для расчета базисного тока:

$$I_{\sigma} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (2.1)$$

$$I_{\sigma 230} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 2513 \text{ A},$$

$$I_{\sigma 115} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5026 \text{ A},$$

$$I_{\sigma 10,5} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55051 \text{ A},$$

Сопротивление системы:

$$x_C = \frac{S_B}{S_{K3}}, \quad (2.2)$$

$$x_{C1\max} = \frac{1000}{310} = 3,22 \text{ о.е.},$$

$$x_{C2\max} = \frac{1000}{290} = 3,45, \text{ о.е.}$$

Сопротивление ЛЭП:

$$x_{Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CH}^2}, \quad (2.3)$$

$$x_{Л1} = 0,418 \cdot 150 \cdot \frac{1000}{230^2} = 1,18 \text{ о.е.},$$

$$x_{Л2} = 0,418 \cdot 113 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,89 \text{ о.е.},$$

$$x_{Л3} = 0,418 \cdot 85 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,67 \text{ о.е.},$$

$$x_{Л4} = 0,418 \cdot 75 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,59 \text{ о.е.},$$

$$x_{Л5} = 0,418 \cdot 112 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,88 \text{ о.е.},$$

$$x_{Л6} = 0,418 \cdot 100 \cdot \frac{1000}{230^2} = 0,79 \text{ о.е.}$$

Сопротивление автотрансформатора:

$$x_{ATB} = \frac{(U_{BH} + U_{BC} - U_{CH})}{200} \cdot \frac{S_B}{S_T}, \quad (2.4)$$

$$x_{ATB} = \frac{(31+11-19)}{200} \cdot \frac{1000}{125} = 0,92 \text{ о.е.},$$

$$x_{ATC} = \frac{(U_{BC} + U_{CH} - U_{BH})}{200} \cdot \frac{S_B}{S_T}, \quad (2.5)$$

$$x_{ATC} = \frac{(11+19-31)}{200} \cdot \frac{1000}{125} = -0,04 = 0 \text{ о.е.}$$

$$x_{ATH} = \frac{(U_{BH} + U_{CH} - U_{BC})}{200} \cdot \frac{S_B}{S_T}, \quad (2.6)$$

$$x_{ATH} = \frac{(31+19-11)}{200} \cdot \frac{1000}{125} = 1,56 \text{ o.e.}$$

Ток короткого замыкания:

$$I_K^{(3)} = \frac{E_{\mathcal{E}}}{x_{\mathcal{E}}} \cdot I_B \quad (2.7)$$

Ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_K^{(3)} \quad (2.8)$$

Для простоты и удобства схему замещения с моделируем в программе Electronics Workbench, а сопротивление элементов схемы замещения сведем в таблицу 2.1

Таблица 2.1 Сопротивление элементов схемы замещения

	Элемент	о.е.
Сопротивления систем	X_{c1max}	3,22
	X_{c2max}	3,45
Сопротивления обмоток автотрансформатора	X_{arB}	0,92
	X_{arC}	0
	X_{arH}	1,56
Сопротивления ЛЭП	$X_{л1}$	1,18
	$X_{л2}$	0,89
	$X_{л3}$	0,67
	$X_{л4}$	0,59
	$X_{л5}$	0,88
	$X_{л6}$	0,79

На рисунке 2.5 показана схема замещения.

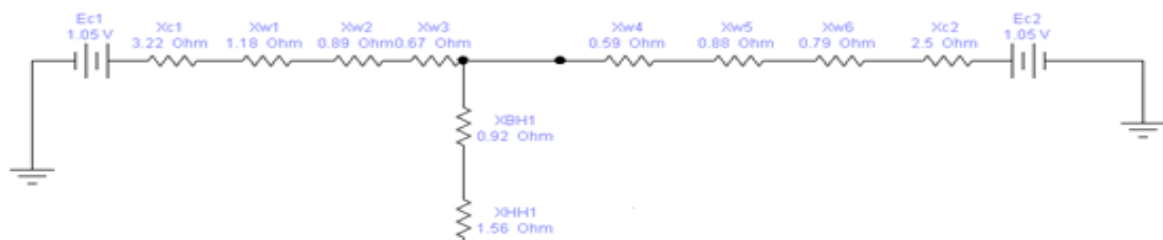


Рисунок 2.5 – Схема замещения

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

При замыкании на стороне 220 кВ ток проходит от системы по линиям и максимальное его значение наблюдается на шинах 220 кВ нашей подстанции. Расчет трехфазного тока показан на рисунке 2.6.

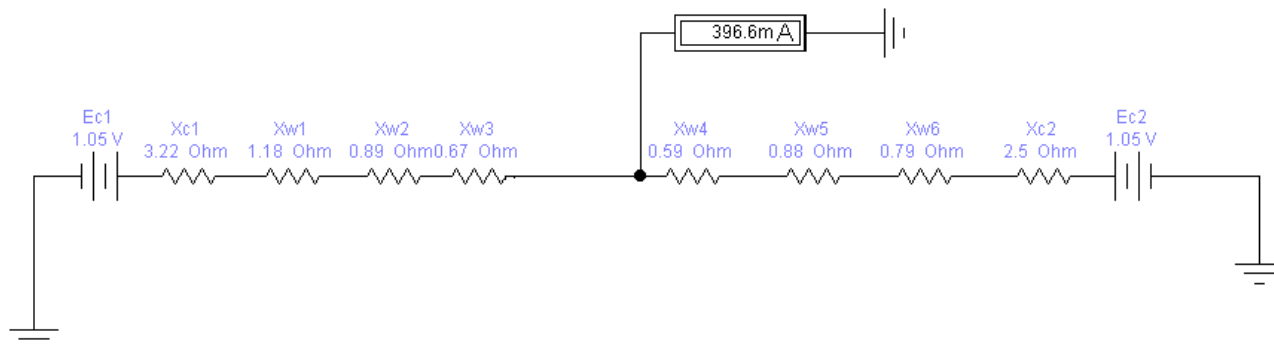


Рисунок 2.6 – Трехфазный ток на стороне 220 кВ

При замыкании на стороне 110 кВ ток проходит не только через линии, но и через обмотки автотрансформатора высокого и среднего напряжения, но так как у автотрансформатора сопротивление обмотки среднего напряжения равно нулю, то учитывается только сопротивление обмотки высокого напряжения (рисунок 2.7).

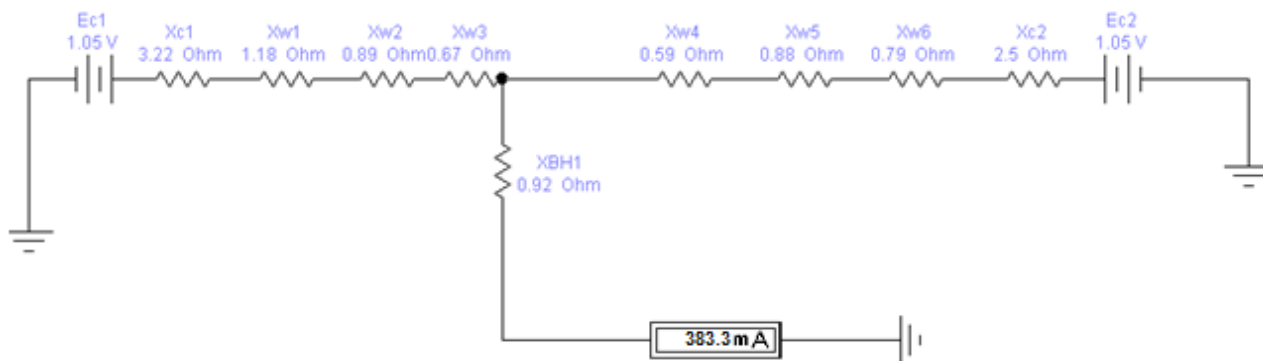


Рисунок 2.7 – Трехфазный ток на стороне 110 кВ

При замыкании на стороне 10 кВ ток проходит через обмотки высокого и низкого напряжения. Учитывается только одна линия сопротивлений схемы замещения, так как это допускается при расчете КЗ на низкой стороне. Схема расчета трехфазного тока на стороне НН показана на рисунке 2.8.

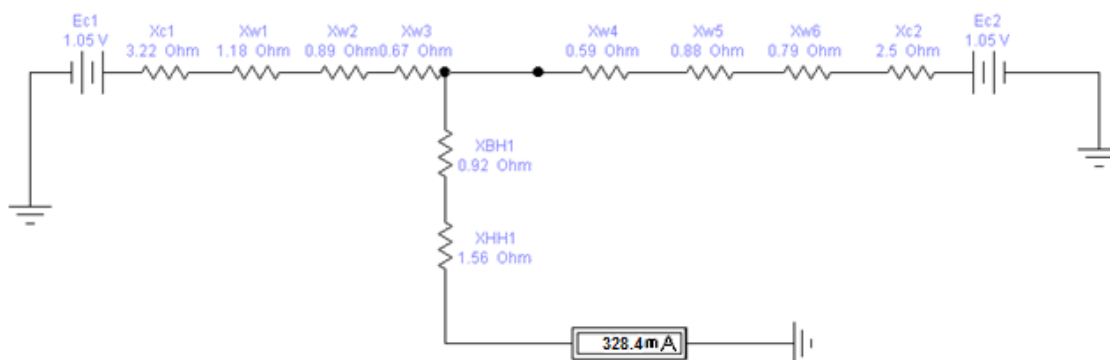


Рисунок 2.8 – Трехфазный ток на стороне 10 кВ

Найдем трехфазный ток короткого замыкания на каждой стороне в соответствии с формулой 2.7, приведенной выше.

$$I_{K220}^{(3)} = 0,396 \cdot 2513 = 995,1 \text{ A},$$

$$I_{K110}^{(3)} = 0,383 \cdot 5026 = 1927,3 \text{ A},$$

$$I_{K10}^{(3)} = 0,328 \cdot 55051 = 17938 \text{ A}.$$

Ударный ток короткого замыкания найдем по формуле 2.8, так же приведенной выше. В данной формуле K_y – ударный коэффициент, равный 1,8.

$$i_{y220} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 995,1 = 2533 \text{ A},$$

$$i_{y110} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1927,6 = 4906 \text{ A},$$

$$i_{y10} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 17958 = 45713 \text{ A}.$$

Полученные результаты сведем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 Трехфазные токи КЗ при максимальном режиме

Вид тока	$I_B, \text{ A}$	$I_{K3},$ о.е	$I_{K3}, \text{ A}$	$i_y, \text{ A}$
Сторона 220 кВ	2513	0,396	995,1	2533
Сторона 110 кВ	5026	0,383	1927,3	4906
Сторона 10 кВ	55051	0,328	17938	45713

2.2 Выбор электрического оборудования

Выбор выключателей.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, они служат для отключения и включения в цепи в любых

режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание[7].

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов;
- быстрота действия, то есть наименьше время отключения;
- пригодность для быстросрабатывающего автоматического повторного включения, то есть быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво - и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выбор выключателей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном} \text{ кВ}, \quad (2.9)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб} \text{ А}, \quad (2.10)$$

$$I_{дин} \geq I_{уд} \text{ А}, \quad (2.11)$$

$$I_{отк} \geq I_n \text{ А}, \quad (2.12)$$

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (2.13)$$

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

$I_{раб}$ - рабочий ток установленного оборудования, находится по формуле:

$$I_{раб} = \frac{S_{ном.обм.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ср.}} \quad (2.14)$$

$S_{ном.обм.тр.}$ - номинальная мощность обмотки автотрансформатора;

B_k - термическая стойкость выключателя, определяется по формуле:

$$B_k = I_n^2 \cdot (t_{откл} + t_A), \quad (2.15)$$

где I_n - периодическая составляющая тока короткого замыкания;

$t_{откл}$ - собственное время отключения выключателя;
 t_A - собственное время срабатывания релейной защиты;
 $I_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания, возьмем из таблицы 2.2.

$$\text{для РУ 220 кВ: } I_{ном.раб.} = \frac{0,7 \cdot 125 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 230 \text{ кВ}} = 219,8 \text{ А};$$

$$\text{для РУ 110 кВ: } I_{ном.раб.} = \frac{0,7 \cdot 125 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 115 \text{ кВ}} = 439 \text{ А};$$

$$\text{для РУ 10 кВ: } I_{ном.раб.} = \frac{0,7 \cdot 125 \text{ МВА}}{\sqrt{3} \cdot 11 \text{ кВ}} = 4597 \text{ А}.$$

Рабочий максимальный ток находим с учетом допустимой перегрузки трансформатора:

$$I_{раб.максВН} = 1,4 \cdot I_{ном.раб} = 1,4 \cdot 219,8 = 308 \text{ А},$$

$$I_{раб.максСН} = 1,4 \cdot I_{ном.раб} = 1,4 \cdot 439 = 615 \text{ А},$$

$$I_{раб.максНН} = 1,4 \cdot I_{ном.раб} = 1,4 \cdot 4597 = 6435 \text{ А}.$$

Расчетные параметры выключателей приведем в таблицах 2.3 - 2.5.

Таблица 2.3 Выбор выключателя 220 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель ВЭБ-220	Выключатель 3AP1DT-245/ЕК (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 220 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 220 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.макс.ВН} = 308 \text{ А};$	$I_{ном.} = 3150 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2500 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 2533 \text{ А};$	$I_{дин} = 125 \text{ кА};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 3350 \text{ А};$	$I_{отк} = 50 \text{ кА};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$

Для РУ 220 кВ выбираем выключатель 3AP1DT-245/ЕК т.к. его параметры удовлетворяют всем требованиям, обладает высокой надежностью и экономически более выгоден[10]. Верхнее рабочее значение температуры воздуха, окружающего выключатель составляет +40°C, а нижнее составляет -60°C. Относительная влажность воздуха: при температуре +15°C - 75% (верхнее значение 100% при температуре +25°C). Данные характеристики

необходимы на рассматриваемой подстанции в связи с ее географическим расположением.

Таблица 2.4 Выбор выключателя 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель ВГТ-110	Выключатель 3AP1FG-145/EK (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.макс.СН} = 615 \text{ А};$	$I_{ном.} = 3150 \text{ А};$	$I_{ном.} = 3150 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 3761 \text{ А};$	$I_{дин} = 102 \text{ кА};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 1477 \text{ А};$	$I_{отк} = 50 \text{ кА};$	$I_{отк} = 40 \text{ кА};$

Для РУ 110 кВ выберем выключатель типа 3AP1FG-145/EK ввиду его надежности. Так же как и в случае с выключателем на 220 кВ необходимо обратить внимание на механические характеристики выключателя, в связи с погодными условиями и географическим расположением подстанции.

Выключатели серии 3AP1FG относятся к электрическим коммутационным аппаратам высокого напряжения, в которых гасящей и изолирующей средой является элегаз (SF₆). Элегазовый выключатель 3AP1FG колонковый. Состоит из трех полюсов (колонн), установленных на общей раме и механически связанных друг с другом. Силовой выключатель предназначен для применения в диапазоне температуры окружающей среды от -55 °С до +40 °С.

Таблица 2.5 Выбор выключателя 10 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Выключатель ВГМ-20	Выключатель ВВ/TEL-10-20/1000 У2
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 12 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.макс.НН} = 6435 \text{ А};$	$I_{ном.} = 11200 \text{ А};$	$I_{ном.} = 1000 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 44892 \text{ А};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$	$I_{дин} = 51 \text{ кА};$
$I_{отк} \geq I_n$	$I_n = 17688 \text{ А};$	$I_{отк} = 90 \text{ кА};$	$I_{отк} = 20 \text{ кА};$

Для РУ 10 кВ мы выбрали вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-20/1000 ввиду его большей надежности. Выключатель имеет большой номинальный ток, поэтому для гашения дуги применяет масло. Данный выключатель может использоваться на напряжение до 12 кВ. Его отличительной особенностью является его повсеместное применение в укомплектованных ячейках КРУН-10 кВ, что говорит о его повышенной надежности.

Выбор разъединителей.

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

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании токов КЗ;
- исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Выбор разъединителей производится по следующим условиям:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном} \text{ кВ}, \quad (2.16)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб} \text{ А}, \quad (2.17)$$

$$I_{дин} \geq I_{уд} \text{ А}, \quad (2.18)$$

$$I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к} \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (2.19)$$

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

Таблица 2.6 Выбор разъединителя 220 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	РДЗ-220/2000 НУХЛ1	Разъединитель 3DN1CB (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 220 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 220 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 245 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.макс.ВН} = 308 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 2533 \text{ А};$	$I_{дин} = 80 \text{ кА};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$

На РУ 220 кВ выбираем разъединитель 3DN1CB, так как он полностью соответствует нашим условиям, а также ввиду его надежности и экономической целесообразности.

Таблица 2.7 Выбор разъединителя 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Разъединитель РГД-110	Разъединитель SSBII-AM-123 (Siemens)
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 110 \text{ кВ};$	$U_{ном.} = 123 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб.макс.СН} = 615 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А};$	$I_{ном.} = 2000 \text{ А};$
$I_{дин} \geq I_{уд}$	$I_{уд.} = 3761 \text{ А};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$	$I_{дин} = 100 \text{ кА};$

На РУ 110 кВ выбираем разъединитель SSBII-AM-123 ввиду его экономической целесообразности и высокой надежности.

Разъединитель предназначен для включения и отключения обесточенных участков электрических цепей переменного тока частотой 50, 60 Гц с номинальным напряжением 110 кВ, находящихся под напряжением, с созданием видимого разрыва, а также заземления отключенных участков при помощи заземлителей [5]. Разъединитель допускает включение и отключение токов холостого хода трансформаторов, зарядных емкостных токов. Разъединители изготавливаются в трехполюсном исполнении.

3 Проектирование релейной защиты подстанций

Согласно ПУЭ электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для:

а) автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы (электроустановки) с помощью выключателей; если повреждение непосредственно не нарушает работу электрической системы, допускается действие релейной защиты только на сигнал;

б) 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.

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы и ограничения области и степени повреждения элемента.

Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем, чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки

Надежность функционирования релейной защиты должна быть обеспечена применением устройств, которые по своим параметрам и исполнению соответствуют назначению, а также надлежащим обслуживанием этих устройств[1].

Для релейных защит с выдержками времени в каждом конкретном случае следует рассматривать целесообразность обеспечения действия защиты от начального значения тока или сопротивления при КЗ для исключения отказов срабатывания.

На каждом из элементов электроустановки должна быть предусмотрена основная защита, предназначенная для ее действия при повреждениях в пределах всего защищаемого элемента с временем, меньшим, чем у других установленных на этом элементе защит.

Для действия при отказах защит или выключателей смежных элементов следует предусматривать резервную защиту, предназначенную для обеспечения дальнего резервного действия.

Если основная защита элемента обладает абсолютной селективностью, то на данном элементе должна быть установлена резервная защита, выполняющая функции не только дальнего, но и ближнего резервирования.

Оценка чувствительности основных типов релейных защит должна производиться при помощи коэффициента чувствительности.

3.1 Релейная защита автотрансформатора подстанции

Согласно ПУЭ для трансформаторов 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 обмотке 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;
- частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ;
- однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

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

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

- для трансформаторов мощностью 6,3 МВ·А и более;
- для шунтирующих реакторов напряжением 500 кВ;
- для внутрицеховых понижающих трансформаторов мощностью 630 кВ·А и более.

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

В качестве основных защит:

- продольная дифференциальная токовая защита автотрансформатора - защита от всех видов КЗ в обмотках и на выводах автотрансформатора, включая витковые замыкания в обмотках;
- газовая защита - защита от замыканий внутри бака автотрансформатора и в контакторном объеме РПН, сопровождающихся выделением газа.

В качестве резервных защит:

- максимальная токовая защита в однофазном исполнении от симметричных перегрузок автотрансформатора обмоток ВН и НН;
- двухступенчатые токовые защиты нулевой последовательности от КЗ землю на сторонах высшего и среднего напряжений;

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

- двухступенчатая дистанционная защита от многофазных КЗ - защита для обеспечения согласования защит от многофазных КЗ линий, подходящих к ПС, с защитой автотрансформаторов, а также для дальнего резервирования в сетях среднего напряжения[6].

3.2 Расчет основных защит автотрансформатора

Расчет дифференциальной токовой защиты автотрансформатора.

Описание терминала дифференциального реле 7UT613.

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

Функции:

- дифференциальная защита трансформаторов с числом обмоток от 2 до 5 (3-/1-фазных);
- дифференциальная защита двигателей и генераторов;
- дифференциальная защита от двух до пяти коротких линий;
- дифференциальная защита сборных шин с числом присоединений не более 12 (пофазная или с суммирующим трансформатором тока);
- дифференциальная защита с пофазным измерением;

- быстрое отключение при повреждениях с большими по величине токами;
- блокирование при бросках тока намагничивания;
- защита от коротких замыканий или замыканий на землю;
- защита от перегрузок с измерением или без измерения температуры;
- защита обратной последовательности;
- защита при отказе выключателя (уров);
- ограниченная защита от низко- или высокоомных замыканий на землю;
- команды для управления автоматическими выключателями и разъединителями;
- 7ut63x: на графическом дисплее показано положение элементов выключателей, местных/удаленных выключателей, управляемых кнопками;
- управление с помощью клавиатуры, дискретных входов, digsi 4 или системы scada;
- логика, определенная пользователем с cfc;
- самоконтроль устройства;
- контроль исправности цепи отключения;
- регистрация аварийных процессов с помощью осциллографирования;
- постоянное измерение рабочего дифференциального тока и тока торможения;
- генераторов;
- двигателей;
- секций с короткими линиями;
- сборных шин;
- продольных и поперечных реакторов.

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

Дифференциальный (рабочий) ток дифзащиты представляет собой модуль геометрической (векторной) суммы всех измеряемых токов сторон автотрансформатора. При этом предполагается, что токи, втекающие в защищаемую зону имеют одинаковый «положительный» знак, и наоборот.

Тормозной ток (препятствующий действию рабочего тока) дифзащиты представляет собой сумму модулей всех измеряемых токов сторон АТ.

Функция дифференциальной токовой защиты АТ включает два основных принципиальных алгоритма действия (рисунок 3.1):

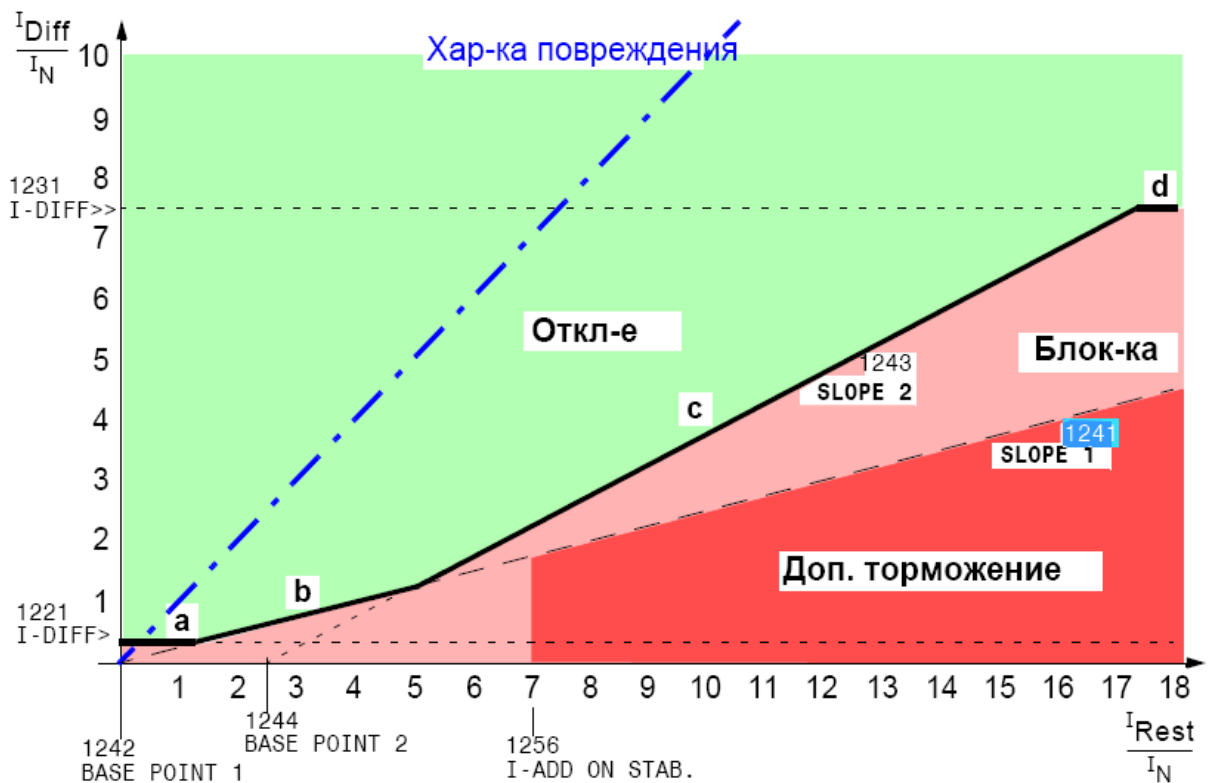


Рисунок 3.1 – Характеристика срабатывания реле 7UT13

- характеристика действия защиты с токовым торможением, представляющая собой чувствительный орган защиты с током срабатывания, величина которого увеличивается пропорционально тормозному току защиты;

- характеристика быстрого действия защиты при повреждениях с низким сопротивлением в защищаемой зоне, представляющая собой грубый орган защиты с высоким порогом тока срабатывания (дифференциальная отсечка), который не ограничивается имеющимися тормозными характеристиками защиты;

- ток включения, или иначе, бросок тока намагничивания ненагруженного силового автотрансформатора для продольной дифзащиты является дифференциальным током небаланса, который требует специальных технических мер для обеспечения не действия защиты в режимах коммутации автотрансформатора на стороне питания.

При сквозных токах короткого замыкания (КЗ) большой величины (повреждение вне зоны защиты) возможно возникновение значительных дифференциальных токов небаланса, превышающих порог срабатывания основной (чувствительной) ступени дифзащиты, вследствие увеличения погрешности измерения, или насыщения трансформаторов тока одной из сторон автотрансформатора. Для предотвращения излишних срабатываний дифзащиты в таких случаях, используется функция эффективного

торможения токами, протекающими на всех сторонах объекта (сумма модулей токов).

Отстройка (не действие) дифзащиты при внешних КЗ обеспечивается, в основном, правильным выбором наклона характеристики срабатывания (торможения) реле, который определяется величиной коэффициента торможения, представляющей собой $\text{tg}\alpha$.

Для продольной дифзащиты автотрансформатора, имеющего трансформаторы тока на всех сторонах (обмотках) и в каждой фазе, должна применяться функция PROT. ОБЪЕКТ (Объект защиты) – автотрансформатор (задается по адресу 105).

Кроме того, общий ввод функции DIFF. PROT. осуществляется по адресу 112 – Включено, и дополнительно, по адресу 1201 – Включено.

Выбор начального тока срабатывания основной характеристики дифзащиты.

Исходные данные для расчета ДЗТ приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета ДЗТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		230 кВ	115 кВ	10,5 кВ
Первичные токи защищаемого автотрансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I_{ном} = \frac{S_{ном.прох.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	314,4	628,3	6881
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	k_m	1000/1	2000/2	6000/5
Схема соединения трансформаторов тока		Y	Y	Y
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{ном} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_m}$	0,314	0,628	5,73

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

$$87T(I - DIFF >) = K_{отс} \cdot I_{нб.торм.нач} \quad (3.1)$$

Ток небаланса в режиме начала торможения:

$$I_{нб.торм.нач} = (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta f_{выр} + K_{ток} \cdot \Delta U_{рег}) \cdot I_{ном}, \quad (3.2)$$

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;

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

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение полной погрешности измерительных ТТ (в диапазоне токов нагрузки не превышающих номинальный ток ТТ);

$K_{ток} < 1$ – 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 автотансформатора.

Ток небаланса в режиме начала торможения:

$$I_{нб.торм.нач} = (1 \cdot 1 \cdot 0,05 + 0,1 + 1 \cdot 0,16) \cdot 314,4 = 97,4 \text{ А},$$

$$I_{нб.торм.нач.отн} = \frac{97,4}{314,4} = 0,31 \text{ о. е.}$$

Минимальный ток срабатывания защиты:

$$87T(I - DIFF >) = 1,5 \cdot 97,4 = 146,1 ,$$

$$87T(I - DIFF >)_{отн} = \frac{146,1}{314,4} = 0,465 \text{ о. е.}$$

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

В общем случае, SLOPE1 определяется по выражению:

$$SLOPE1 = \frac{\Delta I_{дифф}}{\Delta I_{торм}} = tg\alpha, \quad (3.3)$$

где $\Delta I_{дифф}$ – приращение относительного дифференциального тока;
 $\Delta I_{торм}$ – 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:

$$SLOPE1 = \frac{K_{отс} \cdot I_{нб.расч.отн} - (I - DIFF >)_{отн}}{\sum I_{торм.расч.отн} - I_{торм.нач.отн}}, \quad (3.4)$$

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

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

$$I_{нб.расч.л} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta f_{выр} + K_{ток} \cdot \Delta U_{рег}) \cdot I_{макс.вн}, \quad (3.5)$$

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

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

$I_{макс.вн}$ – максимальный сквозной ток КЗ (при внешнем КЗ на стороне НН трансформатора), $I_{макс.вн} = 11274 \text{ A}$.

$$I_{нб.расч.л} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,05 + 1 \cdot 0,16) \cdot 6881 = 2821 \text{ A},$$

$$I_{нб.расч.отн} = \frac{2821}{314,4} = 8,97 \text{ о. е.}$$

Ток торможения определяется соответственно, для этого же режима:

$$\sum I_{торм.расч.п} = (2 - \varepsilon - \Delta f_{выр} - K_{ток} \cdot \Delta U_{рег}) \cdot I_{макс.вн}, \quad (3.6)$$

$$\sum I_{торм.расч.п} = (2 - 0,1 - 0,05 - 1 \cdot 0,16) \cdot 6881 = 11628,9 \text{ A},$$

$$\Sigma I_{\text{торм.расч.отн}} = \frac{11628,9}{314,4} = 36,98 \text{ о. е.}$$

Коэффициент торможения:

$$SLOPE1 = \frac{1,5 \cdot 8,97 - 0,465}{36,98 - 0,31} = 0,354 \text{ о. е.}$$

Ток начала торможения:

$$I_{\text{торм.нач}(1)} = \frac{I-DIFF>}{SLOPE1}, \quad (3.7)$$

$$I_{\text{торм.нач}(1)} = \frac{0,465}{0,354} = 1,3 \text{ о. е.}$$

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

$$BASE POINT1 = 0.$$

Параметры дополнительного (второго) наклонного участка характеристики торможения.

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

$$SLOPE2 = 0,5 \text{ о. е.}$$

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

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

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

$$BASE POINT2 = I_{\text{торм.нач}(2)} - \frac{I_{\text{диф.1-2}}}{SLOPE2}, \quad (3.8)$$

$$I_{\text{диф.1-2}} = SLOPE1 \cdot (I_{\text{торм.нач}(2)} - BASE POINT1), \quad (3.9)$$

$$I_{\text{диф.1-2}} = 0,354 \cdot (5 - 0) = 1,77 \text{ о. е.}$$

Уставка начальной точки характеристики (2):

$$\text{BASE POINT2} = 5 - \frac{1,77}{0,5} = 1,46 \text{ о. е.}$$

Дифференциальная отсечка.

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

Величина этой уставки должна быть выше чем I-DIFF> (Чувствительная функция дифзащиты)[13].

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

$$87T(I - DIFF >) = 7 \cdot I_{\text{ном}} = 7 \cdot 314,4 = 2200,8 \text{ А,}$$

$$87T(I - DIFF >)_{\text{отн}} = \frac{2200,8}{314,4} = 7 \text{ о. е.}$$

На поясняющей диаграмме показана полная характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве 7UT61x/63x, в т.ч.:

– 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 ($\leq 10\%$) для ТТ, а также погрешности измерения токов внешних КЗ, вызванные действием РПН автотрансформатора;

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

- дифференциальные токи превышающие порог «d» вызывают немедленное отключение независимо от величины торможения и содержания гармоник (уставка I-DIFF>>). 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).

Характеристика срабатывания реле приведена на рисунке 3.2.

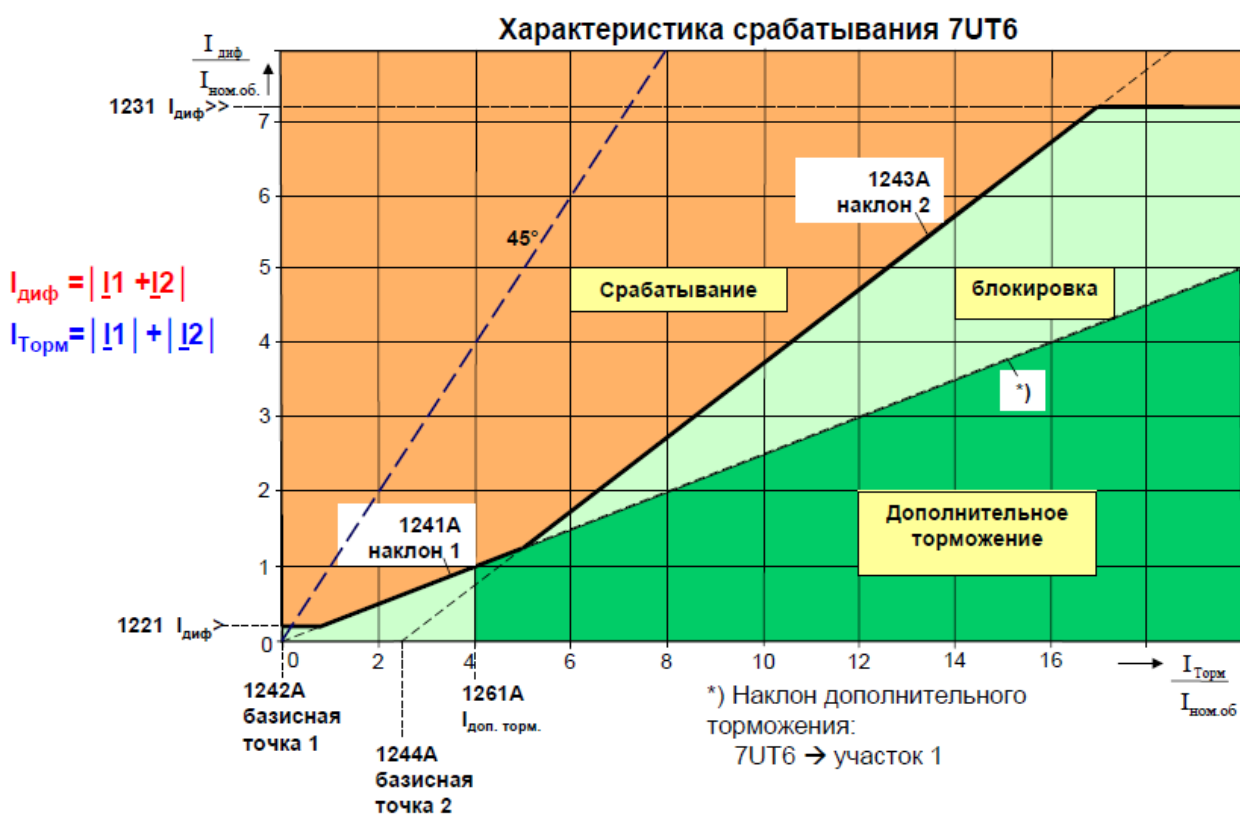


Рисунок 3.2 – Полная характеристика срабатывания/торможения функции дифзащиты в устройстве 7UT613

Значения дифференциального и тормозного токов - $I_{\text{ДИФФ}}$ и $I_{\text{ТОРМ}}$ определяют положение рабочей точки защиты относительно характеристики срабатывания/торможения дифзащиты. Если пересечение этих значений образует рабочую точку, лежащую в области срабатывания, то выдается сигнал отключения. Если указанная точка пересечения $I_{\text{ДИФФ}}$ и $I_{\text{ТОРМ}}$ находится вблизи характеристики повреждения (не менее 80 % от

наклона характеристики внутреннего повреждения автотрансформатора), то отключение будет выполнено даже если характеристика отключения была сильно увеличена из-за дополнительного торможения, при пуске, или при обнаружении апериодической составляющей[9].

Уставки дифференциальной защиты автотрансформатора показаны в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Уставки дифференциальной защиты автотрансформатора

Адрес	Обозначение	Наименование	Значения
1221	$I - DIFF >$	Уставка по току основной функции дифзащиты	0,465
1241A	$SLOPE1$	Уставка коэффициента торможения дифзащиты	0,354
1242A	$BASE POINT1$	Положение точки пересечения характеристики торможения с осью $\frac{I_{\text{ТОРМ}}}{I_{\text{НОМ}}}$	0
1243A	$SLOPE2$	Минимальная уставка наклона второго участка характеристики торможения	0,5
1244A	$BASE POINT2$	Уставка начальной точки характеристики (2)	1,46
1231	$I - DIFF \gg$	Уставка по току функции дифференциальной отсечки	7

Проверка чувствительности дифзащиты трансформатора.

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), обуславливающим минимальный ток КЗ, по нижеприведенным выражениям[14].

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{SLOPE1 \cdot \sum I_{\text{торм.расч.н}}} = \frac{1}{SLOPE1} \geq 2, \quad (3.10)$$

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

$$K_{\text{ч}} = \frac{1}{0,354} = 2,8.$$

Для второго участка наклона характеристики срабатывания/торможения:

$$K_q = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{\text{SLOPE2} \cdot (\Sigma I_{\text{торм.расч.п}} - \text{BASE POINT2})} \geq 2, \quad (3.11)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – минимальное значение составляющей суммарного тока КЗ в защищаемой зоне, $I_{\text{кз.мин}} = I_{\text{к.вн}}^{(2)} = 995,1 \cdot 0,87 = 865,7 \text{ А}$.

BASE POINT2 – величина тока базовой точки второй характеристики торможения.

$$\text{BASE POINT2} = 1,46 \cdot 314,4 = 459 \text{ А},$$

$$K_q = \frac{865,7}{0,5 \cdot (865,7 - 459)} = 4,26.$$

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

Расчет резервных защит автотрансформатора.

Данные для расчета резервных защит автотрансформатора приведены в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Исходные данные для расчета резервных защит АТ

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовые значения для стороны		
		230 кВ	115 кВ	10,5 кВ
Первичные токи защищаемого автотрансформатора, А	$I_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U}$	314,4	628,3	6881

Газовая защита автотрансформатора.

Газовая защита (ГЗ) – это защита от внутренних повреждений трансформатора, сопровождающихся выделением газа, понижением уровня масла в газовом реле, или интенсивным движением потока масла из бака трансформатора в расширитель. Для правильной работы ГЗ корпус трансформатора устанавливается с наклоном 1,5-2% в сторону расширителя. Газовое реле устанавливается в рассечку трубопровода от корпуса трансформатора к расширителю. Газовая защита абсолютно селективная и не реагирует на повреждения вне бака трансформатора. Газовая защита трансформатора выполняется двухступенчатой:

- первая ступень ГЗ срабатывает при не значительном выделении газа, или понижении уровня масла в газовом реле, и с выдержкой времени действует на сигнал;

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

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

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

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

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

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

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

При КЗ динамическим воздействием тока обмотки трансформатора сжимаются и посылают толчком масло в расширитель. Сжатие препятствуют клинья которые раскрепляют обмотку. Однако со временем клинья усыхают и деформируются, а витки обмотки получают возможность некоторого перемещения. При этом бросок масла становится сильнее и скорость потока масла увеличивается. В какой то степени срабатывания газовой защиты можно избежать путем закругления уставки по скорости масла, если срабатывание газовой защиты происходит при толчке масла. Но лучше выполнить капитальный ремонт трансформатора с укреплением обмоток[16].

Газовая защита переключателя РПН.

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

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

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

3.3 Расчет резервных защит автотрансформатора

*Расчет МТЗ трансформатора без пуска по напряжению.
Сторона ВН.*

Защита предназначена для резервирования быстродействующих защит при КЗ в трансформаторе и на его выводах СН и НН[12].

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

$$50 - 1(I >) = I_{с.з} \geq \frac{K_{отс} \cdot K_{сзп}}{K_{в}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (3.12)$$

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

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

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

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

$$50 - 1(I >) = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 308 = 466,8 \text{ A,}$$

$$50 - 1(I >)_{\text{отн}} = \frac{466,8}{308} = 1,516 \text{ о. е.}$$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (3.13)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.ВН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{995,1}{466,8} = 2,13 > 1,5.$$

Чувствительность достаточна.

Сторона СН.

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

Ток срабатывания МТЗ СН без пуска по напряжению выбирается по условию отстройки от максимального рабочего тока перегрузки в послеаварийных режимах в соответствии с (3.11):

$$50 - 1(I >) = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 615 = 932,2 \text{ A,}$$

$$50 - 1(I >)_{\text{отн}} = \frac{932,2}{615} = 1,516 \text{ о. е.}$$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.СН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (3.14)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.СН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{1677}{932,2} = 1,8 > 1,5.$$

Чувствительность достаточна.

Сторона НН.

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

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

$$50 - 1(I >) = \frac{1,2 \cdot 1,2}{0,95} \cdot 6435 = 9754 \text{ А,}$$
$$50 - 1(I >)_{\text{отн}} = \frac{9754}{6435} = 1,516 \text{ о. е.}$$

Проверка чувствительности:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.НН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5, \quad (3.15)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.НН}}^{(2)}}{I_{\text{с.з}}} = \frac{15606}{9754} = 1,61 > 1,5.$$

Чувствительность достаточна.

Токовая защита от перегрузки 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 СFC-логики выполняет функцию токовой защиты от перегрузки общей части обмотки ВН/СН АТ с действием на сигнал.

Общий ввод/вывод функции ТЗП обмотки ВН/СН АТ (50N/G) осуществляется по адресу 124 МТЗ зем НВВ/ИВВ в режимах:

- выведено;
- независим.

Дополнительно по адресу 2401 Земл. = Реле заблокировано.

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

$$49(I >) = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{рег}}}{K_{\text{в03}}} \cdot I_{\text{НОМ}} = \frac{1,05 \cdot 1,05}{0,95} \cdot 314,4 = 364,87 \text{ А,}$$

$$49(I >)_{\text{втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{364,87}{1000} \cdot 5 = 1,82 \text{ А.}$$

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

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

$K_{\text{рег}} = 1,05$ – 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:

$$49(I >) = \frac{K_{\text{отс}} \cdot (K_{\text{рег}} \cdot I_{\text{ном.сн}} - I_{\text{ном.вн}})}{K_{\text{воз}}} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 942,7}{0,95} = 1094 \text{ А,}$$

$$49(I >)_{\text{втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{1071,1}{1000} \cdot 5 = 5,47 \text{ А.}$$

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

$$49(I >) = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{рег}} \cdot I_{\text{ном}}}{K_{\text{воз}}} = \frac{1,05 \cdot 1,05 \cdot 6881}{0,95} = 7985 ,$$

$$49(I >)_{\text{втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{2110,59}{6000} \cdot 5 = 6,65 \text{ А.}$$

Охлаждение трансформатора.

На стороне ВН:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = 0,8 \cdot 308 = 246,2 \text{ А,}$$

$$I_{\text{сз.втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{246,2}{1000} \cdot 5 = 1,23 \text{ А.}$$

На выводах общей обмотки:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{н}} \cdot (I_{\text{раб.макс.сн}} - I_{\text{раб.макс.вн}}) = 0,8 \cdot 923 = 738,4 \text{ А,}$$

$$I_{\text{сз.втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{738,4}{1000} \cdot 5 = 3,69 \text{ А.}$$

На стороне НН:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{Н}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = 0,8 \cdot 6881 = 5504 \text{ А,}$$

$$I_{\text{сз.втор}} = \frac{I_{\text{сз}}}{I_1} \cdot I_2 = \frac{5504}{6000} \cdot 5 = 4,58 \text{ А.}$$

Токовая защита обратной последовательности трансформаторов.

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

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

ТЗОП на стороне ВН. Устройство 7SJ622.

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

$$I_{\text{сз}} = I_{\text{обр.норм.раб.}} \cdot k_{\text{перегр.}} \cdot I_{\text{ном.}} \quad (3.16)$$

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

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

$$I_{\text{сз}} = 0,2 \cdot 1,4 \cdot 314,4 = 88,03 \text{ А.}$$

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

Сторона СН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{1676,5}{88,03} = 19,04.$$

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

Сторона НН.

$$K_{\text{ч}} = \frac{15606}{88,03} = 177,28.$$

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.

3.4 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:

$$Z_{\text{сз}}^I = K_{\text{отс}} \cdot Z_w, \quad (3.17)$$

где $K_{\text{отс}} = 0,85$ – коэффициент отстройки в сторону уменьшения защищаемой зоны[20].

$$Z_{\text{сз}}^I = 0,85 \cdot 31,35 = 26,64 \text{ Ом.}$$

Защита срабатывает с выдержкой времени $t = 0,9$ с.

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

$$Z_{\text{сз}}^{\text{II}} = \frac{U_{\text{ср.мин.м.ф.}}}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{зап}} \cdot I_{\text{раб.макс.}} \cdot K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{воз}} \cdot \cos(\varphi_{\text{л}} - \varphi_{\text{н}})}, \quad (3.18)$$

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

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

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

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

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

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

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

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

$$I_{\text{раб.макс.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{нагр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 220} = 918,51 \text{ А.}$$

$$Z_{\text{сз}}^{\text{II}} = \frac{101,62}{\sqrt{3} \cdot 1,5 \cdot 918,51 \cdot 1,25 \cdot 1,05 \cdot \cos(70 - 27)} = 58,47 \text{ Ом.}$$

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

3.5 Выбор уставок по току срабатывания ступеней ТЗНП

Применяемое устройство SIPROTEC: 7SA61х.

Защита предназначена для резервирования действия защит при КЗ на землю в обмотке и на стороне (в сети) ВН(СН) автотрансформатора[19].

Сторона ВН.

Первая ступень отстраивается от $3I_0$ при коротком замыкании на противоположной стороне (рисунок 3.3).

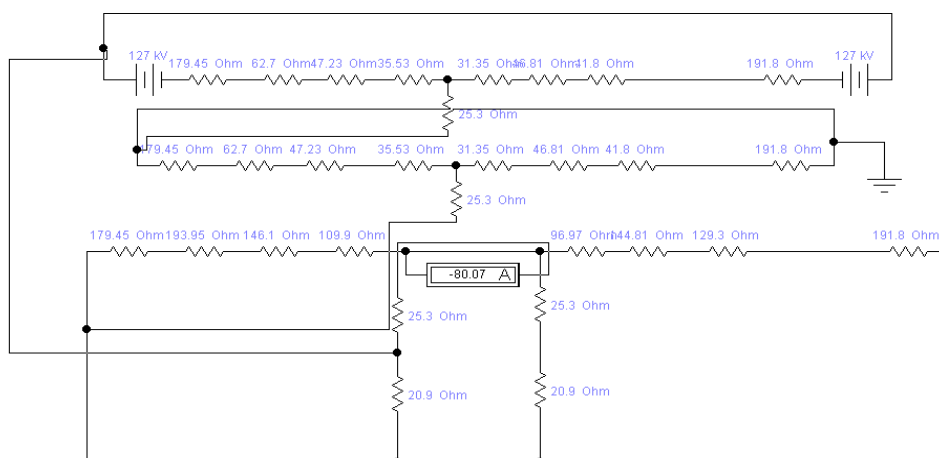


Рисунок 3.3 – Однофазное КЗ на СН

$$I_{сз}^{(I)} = 1,3 \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 80,07 = 312,27 \text{ A},$$

где $3I_0$ – ток на высокой стороне при однофазном КЗ на средней стороне.

Коэффициент чувствительности проверяется по формуле:

$$K_q = \frac{3I_0^{ВН}}{I_{с.з}} = \frac{3 \cdot 174,5}{312,27} = 1,67,$$

где $3I_0$ - ток на высокой стороне при однофазном КЗ на высокой стороне, значение тока получено с помощью программы Electronic Workbench.

Однофазное КЗ на стороне ВН показано на рисунке 3.4.

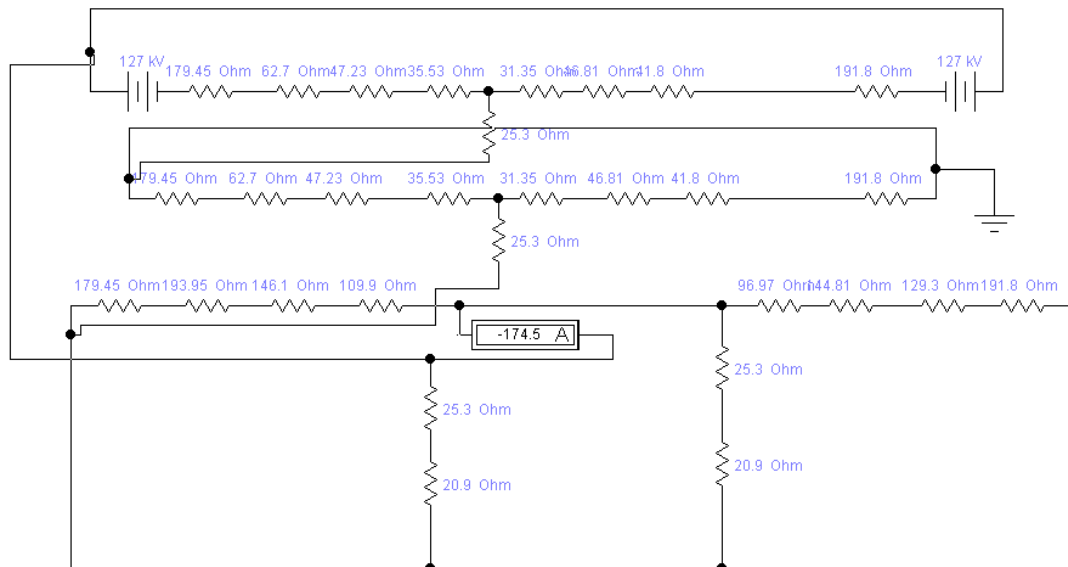


Рисунок 3.4 – Однофазное КЗ на ВН

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

$$I_{сз}^{(II)} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot I_{ном} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot 656,08 = 41 \text{ A},$$

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

На стороне СН:

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

Однофазное КЗ на стороне СН показано на рисунке 3.5.

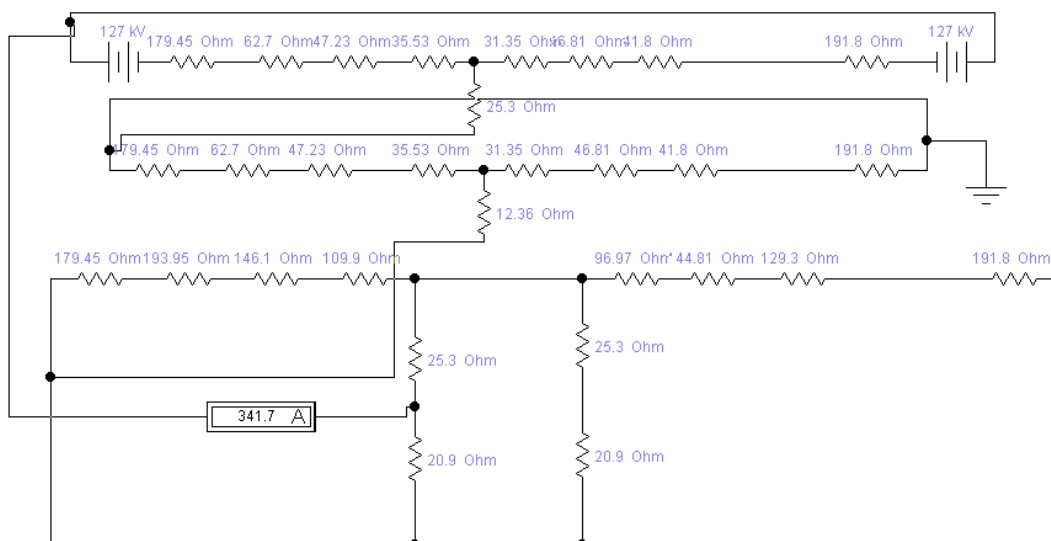


Рисунок 3.5 – Однофазное КЗ на СН

$$I_{сз}^{(I)} = \frac{3I_0}{1,5} = \frac{3 \cdot 341,7}{1,5} = 683,4 \text{ A,}$$

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

$$K_{ч} = \frac{3I_0}{I_{с.з}} = \frac{1025,1}{683,4} = 1,5.$$

Вторая ступень отстраивается от тока небаланса:

$$I_{сз}^{(II)} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot I_{ном} = 1,25 \cdot 0,05 \cdot 628,3 = 39,26 \text{ A,}$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток СН.

3.6 Проектирование релейной защиты системной линии 220 кВ

Расчет и анализ дистанционной защиты ВЛ 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 $U_{баз} = 220 \text{ кВ}$.

Фазное напряжение систем:

$$E_{c.\phi} = \frac{E_{c1} \cdot U_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{cp}}}, \quad (3.19)$$

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

$$E_{c1.\phi} = E_{c2.\phi} = E_{c3.\phi} = \frac{220 \cdot 230}{\sqrt{3} \cdot 220} = 127,6 \text{ о. е.}$$

Сопротивления систем:

$$x_{c.max} = \frac{U_6^2}{S_{\text{к.с.max}}}, \quad (3.20)$$

$$x_{c.min} = \frac{U_6^2}{S_{\text{к.с.min}}}, \quad (3.21)$$

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

$$x_{c1.max} = \frac{220^2}{310} = 156,1 \text{ Ом},$$

$$x_{c1.min} = \frac{220^2}{0,87 \cdot 310} = 179,45 \text{ Ом},$$

$$x_{c2.max} = \frac{220^2}{290} = 166,9 \text{ Ом},$$

$$x_{c2.min} = \frac{220^2}{0,87 \cdot 290} = 191,8 \text{ Ом}.$$

Сопротивления линий:

$$x_{\text{л}} = \frac{x_{\text{уд}} \cdot l \cdot U_6^2}{U_{\text{cp}}^2}, \quad (3.22)$$

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

l – длина линии, км;

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

$$x_{\text{л1}} = \frac{0,418 \cdot 150 \cdot 220^2}{220^2} = 26,64 \text{ Ом.}$$

Аналогично в программе Microsoft Excel рассчитаем сопротивления линий Л2 – Л6, результаты сводим в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Сопротивления линий

Элемент	Длина, км	U, кВ	Xл, Ом
Л1	150	220	62,7
Л2	113	220	47,23
Л3	85	220	35,53
Л4	75	220	31,35
Л5	112	220	46,81
Л6	100	220	41,8

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.

$$Z_{\text{с.з4}}^I = \frac{Z_{\text{л4}}}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_{\text{л4}}, \quad (3.23)$$

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

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

$$Z_{\text{с.з4}}^I = 0,85 \cdot 31,35 = 26,64 \text{ Ом.}$$

Первая ступень работает без выдержки времени.

Расчет сопротивления срабатывания II ступени.

Сопротивление срабатывания II ступени выбирается по условию согласования с дистанционными защитами смежных линий [21].

Сопротивление срабатывания II ступени ДЗ линии Л4.

$$Z_{с.34}^{II} = \frac{\left(Z_{л4} + (1 - \alpha) \cdot \frac{Z_{с.35}^I}{k_{т.л5}} \right)}{1 + \beta + \delta} = 0,85 \cdot Z_{л4} + 0,66 \cdot Z_{л5}, \quad (3.24)$$

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

$$Z_{с.34}^{II} = 0,85 \cdot Z_{л4} + 0,66 \cdot Z_{л5} = 0,85 \cdot 31,35 + 0,66 \cdot 46,81 = 57,54 \text{ Ом.}$$

Проверка чувствительности II ступени ДЗ защиты линии Л4.

$$k_{ч} = \frac{Z_{с.34}^{II}}{Z_{л4}} \geq 1,25, \quad (3.25)$$

$$k_{ч} = \frac{57,54}{31,35} = 1,83.$$

Значение сопротивления второй ступени удовлетворяет требованиям по чувствительности.

Выдержка времени второй ступени принимается равной ступени селективности:

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

Расчет сопротивления срабатывания III ступени.

$$Z_{с.34}^{III} = \frac{Z_{раб.min}}{k_{н} \cdot k_{зап} \cdot k_{воз}} = \frac{U_{раб.min}}{(\sqrt{3} \cdot k_{н} \cdot k_{зап} \cdot k_{воз} \cdot I_{раб.max} \cdot \cos(\varphi_{мч} - \varphi_{раб}))}, \quad (3.26)$$

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

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

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

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

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

$I_{раб.max} = 293,924 \text{ А}$ – максимальный рабочий ток;

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

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

$$Z_{с.34}^{III} = \frac{0,9 \cdot 220000}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,05 \cdot 308 \cdot \cos(70 - 27)} = 268,8 \text{ Ом.}$$

Проверяем чувствительность третьей ступени.

Третью ступень дистанционной защиты проверяют по двум условиям:

- 1 КЗ в конце защищаемой линии;

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

По первому условию коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{с.34}^{III}}{Z_{л5}} \geq 1,5, \quad (3.27)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{268,8}{46,81} = 5,74.$$

Значение сопротивления третьей ступени удовлетворяет требованиям по чувствительности первого условия.

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{с.34}^{III}}{Z_{\text{защ,max}}} \geq 1,2, \quad (3.28)$$

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

$$Z_{\text{защ,max}} = Z_{л4} + Z_{л5}, \quad (3.29)$$

$$Z_{\text{защ,max}} = Z_{л4} + \frac{Z_{л5}}{k_{\text{т,min}}} = 31,35 + 46,81 = 78,16 \text{ Ом,}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{Z_{с.34}^{III}}{Z_{\text{защ,max}}} = \frac{268,8}{78,16} = 3,43.$$

Значение сопротивления третьей ступени удовлетворяет требованиям по чувствительности второго условия.

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

- выдержка времени третьей ступени Л6:

$$t_{с.36}^{III} = 0,8 \text{ с.}$$

- выдержка времени третьей ступени Л5:

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

- выдержка времени третьей ступени Л4:

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

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:

$$Z_{с.р} = Z_{с.з} \cdot \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}}, \quad (3.30)$$

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

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$n_{ТА} = \frac{2000}{5} = 400.$$

Коэффициент трансформации трансформатора напряжения:

$$n_{ТВ} = \frac{220000}{100} = 2200.$$

$$Z_{с.р4}^I = Z_{с.з4}^I \cdot \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}} = 26,64 \cdot \frac{400}{2200} = 4,84 \text{ Ом.}$$

Вторичное сопротивление второй ступени:

$$Z_{с.р4}^{II} = Z_{с.з4}^{II} \cdot \frac{n_{ТА}}{n_{ТВ}} = 57,54 \cdot \frac{400}{2200} = 10,46 \text{ Ом.}$$

Вторичное сопротивление третьей ступени:

$$Z_{\text{с.р4}}^{\text{III}} = Z_{\text{с.з.4}}^{\text{III}} \cdot \frac{n_{\text{ТА}}}{n_{\text{ТВ}}} = 268,8 \cdot \frac{400}{2200} = 48,8 \text{ Ом.}$$

3.7 Токовая защита нулевой последовательности линии

Общие положения.

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

Расчет параметров комплексной схемы.

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

Расчет можно провести в относительных или именованных единицах. Используем метод именованных единиц. Для этого, все элементы схемы должны быть приведены к одному базисному напряжению, за базисное напряжение принимаем $U_6 = 220 \text{ кВ}$.

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

Схема замещения нулевой последовательности.

Сопротивления трансформатора:

$$x_{\text{ТВ}} = \frac{(U_{\text{кВ-Н}}\% + U_{\text{кВ-С}}\% - U_{\text{кС-Н}}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (3.31)$$

$$x_{\text{ТВ}} = \frac{23}{200} \cdot \frac{220^2}{220} = 25,3 \text{ Ом,}$$

$$x_{\text{ТС}} = \frac{(U_{\text{кВ-С}}\% + U_{\text{кС-Н}}\% - U_{\text{кВ-Н}}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (3.32)$$

$$x_{TC} \frac{0}{200} \cdot \frac{220^2}{220} = 0,$$

$$x_{TH} = \frac{(U_{KB-H}\% + U_{KC-H}\% - U_{KB-C}\%)}{200} \cdot \frac{U_6^2}{S_{НОМ}}, \quad (3.33)$$

$$x_{TH} = \frac{19}{200} \cdot \frac{220^2}{220} = 20,9 \text{ Ом.}$$

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

Сопротивления линий:

$$x_l^0 = x_{уд}^0 \cdot l \cdot \frac{U_6^2}{U_{cp}^2}, \quad (3.34)$$

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

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

$$x_{л1}^0 = 1,293 \cdot 150 \cdot \frac{220^2}{220^2} = 193,95 \text{ Ом.}$$

Удельные сопротивления линий приведены в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Удельные сопротивления линий

Линия	Длина, км	U_6, U_{cp} , кВ	$x_{уд}^0$, Ом/км	x_l^0 , Ом	$x_{л}$, Ом
Л1	150	220	1,293	193,95	62,7
Л2	113	220	1,293	146,1	47,23
Л3	85	220	1,293	109,9	35,53
Л4	75	220	1,293	96,97	31,35
Л5	112	220	1,293	144,81	46,81
Л6	100	220	1,293	129,3	41,8

Сопротивления систем:

$$x_{c1.max}^0 = x_{c1.max} = 156,1 \text{ Ом,}$$

$$x_{c1.min}^0 = x_{c1.max} = 179,45 \text{ Ом,}$$

$$x_{c2.max}^0 = x_{c2.max} = 166,9 \text{ Ом},$$

$$x_{c2.min}^0 = x_{c2.max} = 191,8 \text{ Ом}.$$

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

Расчет ТЗНП.

Расчет I ступени ТЗНП.

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

$$I_{c.3.4}^I = k_{отс} \cdot 3I_0, \quad (3.35)$$

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:

$$I_{c.3.4}^I = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0^{(1)},$$

$$I_{c.3.4}^I = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0^{(1,1)}.$$

Для определения нулевых токов применяем метод прямого моделирования. Составляем комплексные схемы, которые состоят из схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей [18].

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 255,6 \text{ А},$$

$$I_0^{(1,1)} = 307,9 \text{ А}.$$

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

$$I_{c.3.4}^I = k_{отс} \cdot 3 \cdot I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 307,9 = 1200,81 \text{ А}.$$

Расчет II ступени ТЗНП.

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

Необходимо рассчитать ток срабатывания I ступени линии Л5 – $I_{с.3.5}^I$, затем найти конец зоны срабатывания $I_{с.3.5}^I$, смоделировать в этой точке КЗ на землю и определить какой ток I_0 протекает через комплект защиты линии Л4, по этому значению рассчитать ток срабатывания II ступени линии Л4.

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 162 \text{ А,}$$

$$I_0^{(1,1)} = 164,2 \text{ А.}$$

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

$$I_{с.3.5}^I = k_{отс} \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 164,2 = 640,38 \text{ А.}$$

Ток $3I_0$ протекающий в месте установки защиты линии Л4 при КЗ в конце I ступени защиты линии Л5 определяется с помощью моделирования.

Для этого составляется комплексная схема в программе-симуляторе. При этом вместо резистора в качестве сопротивления линии Л5 используется потенциометр. Средняя точка потенциометра используется как перемещающаяся точка КЗ. Производится подбор сопротивления участка от начала линии Л5 до конца зоны I ступени. Изменяя сопротивление потенциометра, контролируются показания амперметра, установленного в начале линии Л5. Когда средняя точка потенциометра встанет в конце первой зоны защиты линии Л5, амперметр должен показывать ток равный $I_{с.3.5}^I/3$. После этого можно фиксировать показание амперметра установленного в начале линии Л4 и это будет искомый ток I_0 , далее рассчитывается $I_{с.3.4}^{II}$.

Подбираем ток в линии Л4 равный:

$$I_{с.3.5}^I/3 = 640,38/3 = 213,46 \text{ А.}$$

Для этого составляется комплексная схема в программе-симуляторе.

$$I_{с.3.4}^{II} = k_{отс} \cdot 3I_0 = 1,1 \cdot 3 \cdot 176,6 = 582,78 \text{ А,}$$

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

Проверка чувствительности II ступени.

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

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{\text{с.з.4}}^{\text{II}}} \geq 1,5, \quad (3.36)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 255,6}{582,78} = 1,31.$$

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

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

Результаты моделирования:

$$I_0^{(1)} = 107 \text{ А},$$

$$I_0^{(1,1)} = 108,6 \text{ А}.$$

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

$$I_{\text{с.з.6}}^{\text{I}} = k_{\text{отс}} \cdot 3I_0 = 1,3 \cdot 3 \cdot 108,6 = 424,53 \text{ А}.$$

Определяем ток $3I_0$, протекающий в месте установки защиты линии Л5 при КЗ в конце I ступени защиты линии Л6.

Подбираем ток в линии Л5 равный:

$$I_{\text{с.з.6}}^{\text{I}}/3 = 424,53/3 = 141,18 \text{ А}.$$

Для этого составляется комплексная схема в программе-симуляторе.

$$I_{\text{с.з.5}}^{\text{II}} = k_{\text{отс}} \cdot 3I_0 = 1,1 \cdot 3 \cdot 117,3 = 387,09 \text{ А}.$$

Проверка чувствительности второй ступени.

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

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{\text{с.з.4}}^{\text{II}}} \geq 1,5, \quad (3.37)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 255,6}{387,09} = 1,98 > 1,5.$$

Чувствительность удовлетворительна.

Выдержка времени II ступени.

Выдержка времени второй ступени принимается равной ступени селективности:

$$t_{\text{с.з.4}}^{\text{II}} = \Delta t.$$

Обычно $\Delta t = 0,35 - 0,5$ с.

Расчет III ступени ТЗНП.

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

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

$$I_{\text{с.з.4}}^{\text{III}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пер}} \cdot I_{\text{нб}}, \quad (3.38)$$

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

$k_{\text{пер}}=1$ – коэффициент, учитывающий увеличение тока небаланса в переходном режиме при выдержке времени выше $0,5 - 0,6$ с;

$I_{\text{нб}}$ – ток небаланса.

$$I_{\text{нб}} = I_{\text{к}} \cdot \varepsilon \cdot k_{\text{А}} \cdot k_{\text{одн}}, \quad (3.39)$$

где $\varepsilon = 0,1$ – погрешность трансформаторов тока,

$k_{\text{А}} = 1$ – коэффициент апериодической составляющей,

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

$$I_{\text{нб}} = 315,1 \cdot 0,1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 15,75 \text{ А,}$$

$$I_{с.3.4}^{III} = 1,25 \cdot 1 \cdot 15,75 = 19,69 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{3I_0^{(1)}}{I_{с.3.4}^{III}}, \quad (3.40)$$

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.

В результате моделирования получаем:

$$I_0^{(1)} = 102,3 \text{ А,}$$

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

$$k_{\text{ч}} = \frac{3 \cdot 102,3}{19,69} = 15,58 > 1,2.$$

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.

$$t_{с.36}^{III} = 0,8 \text{ с.}$$

Выдержка времени III ступени Л5:

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

Выдержка времени III ступени Л4 :

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

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.

$$i_{c.p}^I = \frac{I_{c.з}}{\eta_{ТА}}, \quad (3.41)$$

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

Коэффициент трансформации трансформатора тока ТВТ-110 $n_{ТА} = \frac{1500}{5} = 300$.

$$i_{c.p}^I = \frac{1200,81}{200} = 6 \text{ A},$$

$$i_{c.p}^{II} = \frac{640,38}{200} = 3,2 \text{ A},$$

$$i_{c.p}^{III} = \frac{19,69}{200} = 0,098 \text{ A}.$$

4 Специальная часть. РПН автотрансформатора

4.1 Задачи и необходимость регулирования

Любой современный потребитель электрической энергии (промышленное предприятие, жилой дом) требует получения электроэнергии в достаточном количестве и хорошего качества. Под качеством электрической энергии понимается ее частота, симметрия и величина подводимого к потребителю трехфазного напряжения.

Для экономичной и безаварийной работы любого потребителя необходимо, чтобы отклонения фактической величины подводимого к нему напряжения были минимальными. Во всяком случае, эти отклонения не должны превышать установленной для данного приемника нормы. Такие нормы определяются, например, ГОСТ 13109—67 и «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ) и не должны нарушаться. Так, для электродвигателей напряжение на зажимах не должно отличаться от номинального более чем в пределах от -5 до $+10\%$. При снижении напряжения, например, на 10% уменьшится скорость вращения двигателя и возрастут токи ротора и статора, что приведет к перегреву обмоток двигателя и сокращению срока службы его изоляции[24].

Весьма чувствительны к отклонениям напряжения осветительные установки, для которых допустимое отклонение напряжения составляет $\pm 5\%$ для жилых помещений и от $-2,5$ до $+5\%$ для общественных зданий и производственных помещений. При понижении напряжения резко ухудшается освещаемость, а при повышении, например, на 10% срок службы ламп сокращается примерно втрое.

Для некоторых дуговых электропечей снижение напряжения на 8% заставляет прекращать плавку стали, т. е. является аварийным.

Таким образом, колебания напряжения приводят к значительному ущербу и нужно стремиться сделать их минимальными. Однако выполнить это очень непросто, так как причинами колебаний напряжения являются неизбежные изменения (включения и отклонения) нагрузки и переменные режимы работы потребителей электроэнергии. Колебания напряжения являются в принципе неизбежными, поэтому для поддержания уровня напряжения постоянным требуется постоянное его регулирование.

4.2 Способы регулирования напряжения

Различают два способа регулирования напряжения: местное и централизованное.

Под местным регулированием понимают регулирование напряжения непосредственно на месте потребления, т. е. его стабилизацию на заданном

уровне у каждого отдельного потребителя (например, стабилизаторы для телевизоров) или сразу для группы потребителей (например, для одного или нескольких домов). В последнем случае в какой-то точке сети устанавливают трансформатор с устройством для регулирования напряжения. Это устройство включают, когда у всех потребителей, питаемых от этого трансформатора, надо поддержать напряжение на определенном уровне (например, 220 В).

Регулирование напряжения может быть автоматическим, без отключения трансформатора от сети. При этом потребитель даже не чувствует, что в трансформаторе происходят какие-то изменения. Такое регулирование напряжения называют регулированием под нагрузкой (РПН). Однако РПН требует применения сложных и дорогих переключающих устройств. Поэтому для трансформаторов небольшой мощности часто применяют регулирование напряжения без возбуждения, т. е. после отключения всех их обмоток от сети. Этот способ регулирования сокращенно называют ПБВ (переключение без возбуждения). После переключения трансформатор вновь включается в работу. При этом способе потребителя на какое-то время вообще отключают от сети. Особенно неудобно это там, где нагрузка меняется часто. Зато устройства ПБВ просты по конструкции и относительно дешевы.

Под централизованным регулированием понимают регулирование напряжения непосредственно на шинах генераторов электростанций при помощи изменения их возбуждения. Централизованное регулирование осуществляют обычно как «встречное», т. е. таким образом, чтобы оно заранее «встречало» колебания напряжения, вызванные нагрузкой. Так, в период наибольших нагрузок у генераторов поднимают напряжение выше номинального, чтобы компенсировать повышенные потери напряжения в сети и поддержать его у потребителя близким к номинальному. И наоборот, когда нагрузка снижается, уменьшают возбуждение у генераторов и соответственно напряжение в сети.

4.3 Переключение ответвлений под нагрузкой

Для повышения гибкости и удобства управления крупными электрическими сетями и системами большое значение имеет возможность регулирования напряжения трансформаторов без перерыва нагрузки. Потребность в таких трансформаторах быстро возрастает. В соответствии с этим промышленность выпускает трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой для всех мощностей от 63 до 200000 кВ•А с пределами регулирования $\pm(10 \div 16)\%$.

При использовании этого способа регулирования необходимо:

- обеспечить переход с одного ответвления на другое без разрыва тока, для чего в некоторый момент времени должны быть включены два соседних ответвления;

- ограничить ток короткого замыкания (ток к. з.) в части обмотки трансформатора, расположенной между этими ответвлениями при одновременном их включении.

Для этого применяют переключающие устройства с дистанционным управлением и с токоограничивающими реакторами и резисторами, а в трансформаторах, предназначенных для вентильных преобразователей, — устройства с вентильным переходом. На рисунке 4.1 приведена схема переключающего устройства с токоограничивающим реактором в трех положениях его переключающих элементов. Устройство состоит из реактора P , двух контакторов $K1$ и $K2$, предназначенных для разрыва тока, проходящего по двум параллельным ветвям реактора, и двух переключателей $\Pi1$ и $\Pi2$, осуществляющих переключения этих ветвей при отсутствии тока.

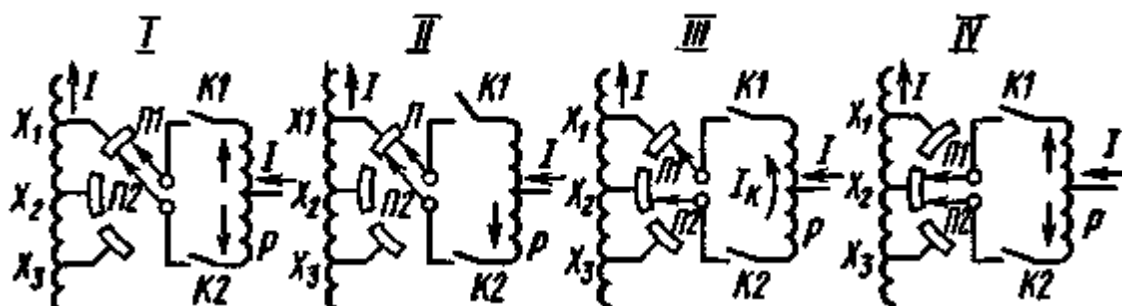


Рисунок 4.1 – Схемы переключающего устройства с токоограничивающим реактором

Переключающее устройство действует следующим образом. В первом рабочем положении I, когда переключающее устройство подключено к ответвлению $X1$, контакторы $K1$ и $K2$ замкнуты и ток проходит по параллельным ветвям реактора в разных направлениях, не намагничивая его. Поэтому индуктивное сопротивление реактора весьма мало. При переходе с ответвления $X1$ на ответвление $X2$ сначала отключается контактор $K1$, но цепь тока не прерывается, так как он продолжает проходить через контактор $K2$ (промежуточное положение II). Затем переключатель $\Pi2$ без тока переводится на ответвление $X2$, после чего вновь включается контактор $K1$ (промежуточное положение III). В этом положении через обе половины реактора проходит ток одного направления, его индуктивное сопротивление резко возрастает и он эффективно ограничивает ток I_k в замкнутом контуре, образованном частью обмотки трансформатора, которая расположена между ответвлениями $X1$ и $X2$. После этого размыкается контактор $K2$, переключатель $\Pi1$ переводится без

тока на ответвление X2 и снова замыкается контактор К2, т. е. на этом заканчивается переход во второе рабочее положение IV, при котором переключающее устройство подключено к ответвлению X2.

Реактор и переключатели помещают внутри масляного бака трансформатора, а контакторы — в специальном баке (рисунок 4.2), расположенном на боковой стенке основного бака. Находящееся в нем масло, которое загрязняется при разрыве контакторами тока, не соединяется с маслом основного бака.

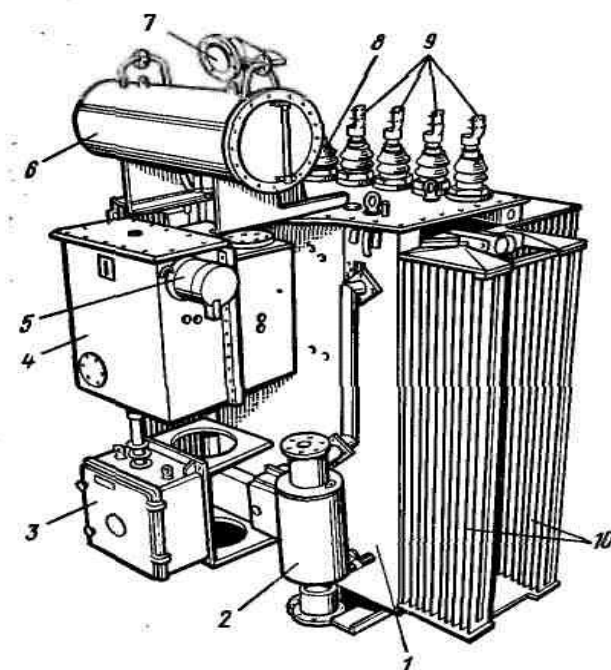


Рисунок 4.2 – Трансформатор с регулированием напряжения под нагрузкой: 1 — бак; 2 — термосифонный фильтр; 3 — приводной механизм; 4 — бак с контакторами; 5 — муфта; 6 — расширитель; 7 — выхлопная труба; 8 — вводы НН; 9 — вводы ВН; 10 — радиаторы

В переключающем устройстве с токоограничивающими резисторами (рисунок 4.3, а) имеются три переключателя — П1, П2 и П3. При работе трансформатора на ответвлении X2 переключатели П2 и П3 занимают показанное на рисунке 2 положение. Чтобы перейти на соседнее ответвление X1, сначала на это ответвление следует провести без тока переключатель П1. Затем быстродействующий переключатель П3 быстро перебрасывается по часовой стрелке в положение, при котором он замыкает контакты 1 и 2. Процесс размыкания контактов 3,4 из замыкания контактов 1, 2 происходит таким образом, что цепь тока не прерывается, а в промежуточном положении, когда переключатель П3 замыкает одновременно контакты 1 и 4, ток в части обмотки трансформатора,

расположенной между ответвлениями X_1 и X_2 , ограничивается резисторами R_1 и R_2 . Во избежание перегрева этих резисторов переключатель Π_3 переводится из одного рабочего положения в другое в течение сотых долей секунды.

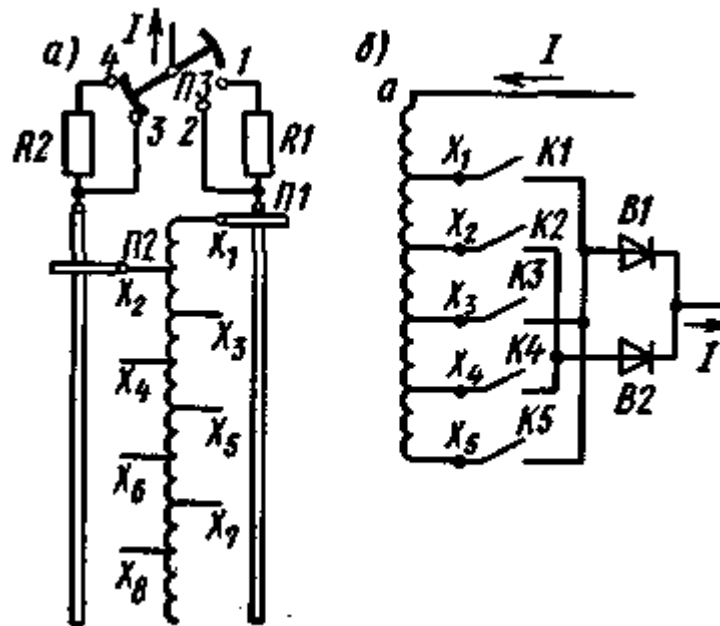


Рисунок 4.3 – Схемы переключающего устройства с токоограничивающими активными сопротивлениями (а) и с вентильным переходом (б)

При питании от трансформатора преобразовательных устройств для переключения ответвлений на вторичной обмотке к которой подключаются вентили преобразователя, широко используют схему вентильного перехода (рис. 2.60, б). В этой схеме последовательно с нечетными контакторами K_1 — K_5 включен вентиль B_1 , а последовательно с четными контакторами K_2 — K_4 — вентиль B_2 . При переходе, например, с ответвления X_1 на X_2 они позволяют осуществлять замыкание контактора K_2 до отключения K_1 , так как вентили B_1 и B_2 предотвращают возникновение тока к. з. в части обмотки между X_1 и X_2 при одновременном включении обоих контакторов. В дальнейшем контактор K_1 может быть отключен, так как цепь тока будет замкнута через контактор K_2 .

4.4 Выбор ответвлений автотрансформатора

В результате расчета режима работы сети определяются значения напряжений на шинах низшего U_n^* и среднего U_c^* напряжений приведенные

к напряжению обмотки высшего напряжения. Расчет режима выполняется при заданном напряжении на источнике питания. Фрагмент, касающийся расчета трансформатора, приведен ниже. Упрощенная схема замещения трансформатора приведена на рисунке 4.4. Количество трансформаторов подстанции учитывается при расчете сопротивлений обмоток эквивалентного.

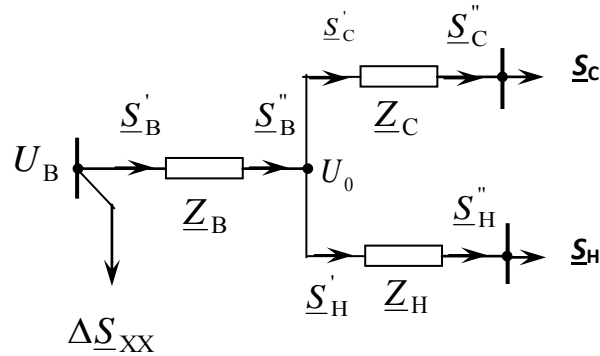


Рисунок 4.4 – К расчету режима трехобмоточного трансформатора

По мощностям в конце обмоток низшего и среднего напряжений $\underline{S}''_H = \underline{S}_H$; $\underline{S}''_C = \underline{S}_C$ рассчитываются потери мощности в этих обмотках:

$$\Delta P_H + j\Delta Q_H = \frac{P_H''^2 + Q_H''^2}{U_{\text{ВНОМТ}}^2} \cdot (R_H + jX_H) = \frac{24^2 + 18^2}{215^2} \cdot (24,5 + j11,3) = 0,019 \cdot (24,5 + j11,3) = 0,447 + j0,21,$$

$$\Delta P_C + j\Delta Q_C = \frac{P_C''^2 + Q_C''^2}{U_{\text{ВНОМТ}}^2} \cdot (R_C + jX_C) = \frac{56^2 + 42^2}{215^2} \cdot (0,86 + j0,33) = 0,1 \cdot (0,86 + j0,33) = 0,086 + j0,03.$$

Мощности в начале обмоток низшего и среднего напряжения будут равны:

$$P'_H + jQ'_H = P_H'' + jQ_H'' + \Delta P_H + j\Delta Q_H = 24 + j18 + 0,447 + j0,21 = 24,447 + j18,21 \text{ ВАр},$$

$$P'_C + jQ'_C = P_C'' + jQ_C'' + \Delta P_C + j\Delta Q_C = 56 + j42 + 0,086 + j0,03 = 56,086 + j42,03 \text{ ВАр}.$$

Мощность в конце обмотки высшего напряжения определяется по I закону Кирхгофа:

$$P_B'' + jQ_B'' = P_C' + jQ_C' + P_H' + jQ_H' = 56,086 + 24,447 + j18,21 + j42,03 = 80,533 + j60,24 \text{ ВАр}.$$

Определяются потери мощности в обмотке высшего напряжения:

$$\Delta P_B + j\Delta Q_B = \frac{P_B''^2 + Q_B''^2}{U_{\text{ВНОМТ}}^2} \cdot (R_B + jX_B) = \frac{80^2 + 60^2}{215^2} \cdot (56,3 + j34,4) = 0,216 \cdot (56,3 + j34,4) = 12,17 + j7,43.$$

Вычисляется мощность в ее начале:

$$P_B' + jQ_B' = P_B'' + jQ_B'' + \Delta P_B + j\Delta Q_B = 80 + j60 + 12,17 + j7,43 = 92,17 + j67,43 \text{ ВАр}.$$

По напряжению и мощности в начале обмотки среднего напряжения рассчитываются составляющие падения напряжения в обмотке среднего напряжения:

- продольная:

$$\Delta U_B = \frac{P_B' \cdot R_B + Q_B' \cdot X_B}{U_B} = \frac{80 \cdot 56,3 + 60 \cdot 34,4}{215} = 30,5.$$

- и при напряжении 220 кВ и выше поперечная:

$$\delta U_B = \frac{P_B' \cdot X_B - Q_B' \cdot R_B}{U_B} = \frac{80 \cdot 34,4 - 60 \cdot 56,3}{215} = 2,91.$$

Определяется напряжение в нулевой точке:

$$U_0 = \sqrt{(U_B - \Delta U_B)^2 + \delta U_B^2} = \sqrt{(215 - 30,5)^2 + 2,91^2} = 184,52, \text{ кВ}.$$

Аналогично рассчитываются составляющие падения напряжения в обмотках низшего и среднего напряжений:

$$\Delta U_H = \frac{P_H' \cdot R_H + Q_H' \cdot X_H}{U_0} = \frac{24 \cdot 24,5 + 18 \cdot 11,3}{215} = 3,68,$$

$$\delta U_H = \frac{P_H' \cdot X_H - Q_H' \cdot R_H}{U_0} = \frac{24 \cdot 11,3 - 18 \cdot 24,5}{184,52} = 0,92,$$

$$\Delta U_c = \frac{P'_c \cdot R_c + Q'_c \cdot X_c}{U_0} = \frac{56 \cdot 0,86 + 42 \cdot 0,33}{184,52} = 0,33,$$

$$\delta U_c = \frac{P'_c \cdot X_c - Q'_c \cdot R_c}{U_0} = \frac{56 \cdot 0,33 - 42 \cdot 0,86}{184,52} = 0,09.$$

Рассчитываются напряжения на стороне низшего и среднего напряжений, приведенные к напряжению обмотки высшего напряжения:

$$U_n^* = \sqrt{(U_0 - \Delta U_n)^2 + \delta U_n^2} = \sqrt{(184,52 - 3,68)^2 + 0,92^2} = 180,84 \text{ кВ},$$

$$U_c^* = \sqrt{(U_0 - \Delta U_c)^2 + \delta U_c^2} = \sqrt{(184,52 - 0,33)^2 + 0,09^2} = 184,1 \text{ кВ}.$$

При регулировании напряжения сначала рассчитывается устройство РПН. Расчет выполняется аналогично расчету устройства РПН двухобмоточного трансформатора при установке устройства в нейтрали. В результате расчета определяется напряжение ответвления обмотки высшего напряжения $U_{\text{отввст}}$.

При коэффициенте трансформации между обмотками высшего и среднего напряжений равным:

$$K_{\text{тв-с}} = \frac{U_{\text{отввст}}}{U_{\text{отвс}}} = \frac{215}{144,2} = 1,5.$$

Желаемое напряжение на шинах среднего напряжения будет равно:

$$U_{\text{сж}} = \frac{U_c^*}{K_{\text{тв-с}}} = \frac{U_c^*}{\frac{U_{\text{отввст}}}{U_{\text{отвс}}}}.$$

У автотрансформатора для регулирования напряжения имеется устройство РПН, установленное в линейном конце обмотки среднего напряжения. Регулируется напряжение только на средней стороне. Расчет выполняется аналогично расчету устройства ПБВ трехобмоточного трансформатора. Поскольку обмотка высшего напряжения автотрансформатора нерегулируема, то на ней есть только одно ответвление. Оно соответствует номинальному напряжению высшей обмотки $U_{\text{вномат}}$.

Поэтому напряжение ответвления устройства РПН автотрансформатора рассчитывается так:

$$U_{\text{отвс}} = \frac{U_{\text{вномАТ}} \cdot U_{\text{сж}}}{U_{\text{с}}^*} = \frac{220 \cdot 120,75}{184,1} = 14,2, \text{ кВ.}$$

Величина желаемого напряжения в сети среднего напряжения выбирается $U_{\text{сж}}$ независимо от режима нагрузки. Для снижения потерь мощности и электроэнергии в элементах сети целесообразно в любом режиме нагрузок поддерживать максимально допустимый уровень напряжения. Его величина определяется величиной номинального напряжения оборудования (в основном трансформаторами), которое установлено в сети среднего напряжения. Согласно ПУЭ на обмотки высшего напряжения трансформаторов допустимо длительно подавать напряжение на 5 % выше их номинальных напряжений. Так как трансформаторы, которые питаются от сети среднего напряжения, имеют разную величину номинального напряжения, то величина желаемого напряжения в сети среднего напряжения рассчитывается следующим образом:

$$U_{\text{сж}} = 1,05 \cdot U_{\text{в ном трансформаторов сети СН}}^{\text{min}} = 1,05 \cdot 115 = 120,75, \text{ кВ.}$$

Фактическое напряжение на шинах низшего напряжения подстанции определяется при расчете устройства РПН, когда оно установлено на обмотке низшего напряжения:

$$U_{\text{сф}} = U_{\text{сж}} \cdot \frac{U_{\text{отвс ст}}}{U_{\text{отвс}}} = 120,75 \cdot \frac{215}{144,2} = 10,86, \text{ кВ.}$$

В результате проведенных расчетов мы установили 4 отпайку на высшей стороне автотрансформатора:

$$U_{\text{в}} = 220 \pm 15,6, \text{ кВ.}$$

4.5 Схема привода РПН и его описание

Принципиальная электрическая схема управления приводом ПДП-4у приведена на рисунке 4.5. Для местного управления универсальный выключатель S устанавливают в положение «местное» и включают автоматический выключатель F. Схема подготовлена к работе. В зависимости от требуемого направления регулирования напряжения (в сторону 1-го или n-го положения) включают кнопки S1 или S2. В положении, указанном на схеме, включен концевой выключатель SK2, поэтому при нажатии кнопки S2 сработает сначала пускатель K2, затем K4,

которые замкнут свои силовые контакты в цепи электродвигателя. Одновременно включение пускателей К2-К4 и К1-К3 невозможно и исключается электрической блокировкой.

Электродвигатель при вращении поворачивает контроллер — выходной вал с кулачковыми шайбами, которые в определенном порядке замыкают и размыкают контактную систему КК1—КК9. Контакт КК2 обеспечивает работу электродвигателя после отключения кнопки S2, контакт КК4 затем запитывает пускатель К3, который своим вспомогательным контактом разрывает цепь питания пускателя К2 даже при нажатой кнопке S2, и двигатель останавливается, обеспечивая остановку привода на положении. В конце переключения разрывается цепь пускателя К4 и двигатель затормаживается закороченной контактами пускателя К4 статорной обмоткой. При нажатии кнопки S1 переключения происходят подобно, но электродвигатель пускателем К1 включается в обратную сторону.

При дистанционном или автоматическом управлении переключатель устанавливается в положении соответственно «дистанционное» или «автоматическое».

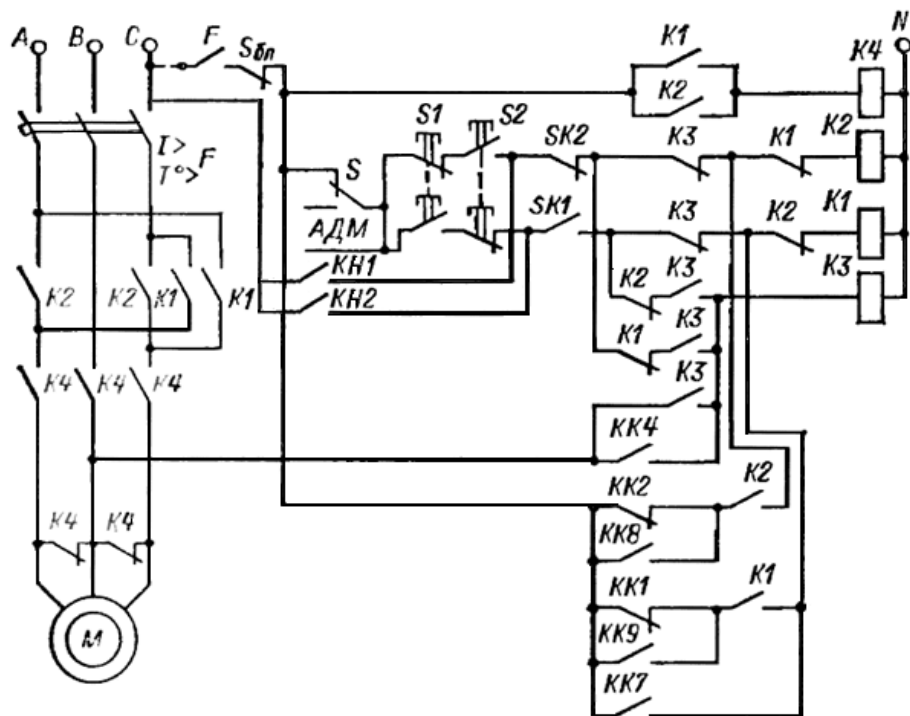


Рисунок 4.5 – Схема управления приводом типа ПДП-4у (4УТ1):

К1-К4 – пускатели; F – автоматический выключатель; S1, S2 – кнопки управления; SK1, SK2 – конечные выключатели; — выключатель ручной блокировки; А' — выключатель; КК1, КК2, КК7 – элементы доводки до положения; КК 4 — элемент включения реле; КК8, КК9 — элементы блокировки промежуточных положений

Следует иметь в виду, что привод ПДП-4у часто доставляется на монтажную площадку отдельно от трансформатора, как комплектующий узел. Поэтому до начала монтажа следует убедиться в целостности пломб, отсутствии механических повреждений снаружи и внутри шкафа привода его отдельных узлов, их комплектности. После монтажа привода следует убедиться в правильности его установки на силовом трансформаторе путем сравнения положения указателей на приводе и устройстве переключения: положения указателей должны быть одинаковыми.

Наладку привода типа ПДП-4у начинают с проверки работы привода с помощью рукоятки. Для этого оттягивают за кольцо валик ручной блокировки на себя и поворачивают его на 90° против часовой стрелки. Вставляют рукоятку, вращая которую производят переключение устройства на всем диапазоне регулирования в сторону 1 -го и в сторону n-го положений и проверяют работу механических конечных упоров. При правильной установке привода угол перекрытия от крайних положений (1 и n) до механических упоров должен быть с обеих сторон приблизительно одинаков— $10—20^\circ$.

После этого рукояткой устанавливают привод в одно из средних положений, вынимают рукоятку, ставят валик ручной блокировки на место и собирают схему питания для электрического управления приводом. На схему подают питание и при местном управлении производят несколько переключений регулирующего устройства в обоих направлениях. При переключениях проверяют правильность работы схемы: независимо от длительности подачи сигнала от кнопок привод должен переключать ответвления обмоток силового трансформатора только на одно положение, при этом «выбег» по лимбу, закрепленному на крышке шкафа привода, не должен превышать 10° , электрические конечные выключатели должны работать четко, не допускать движения привода за крайние положения и отключать питание привода при повороте на 7° за крайние положения, но всегда раньше механических конечных упоров. Электрическая блокировка промежуточных положений не должна допускать останова привода в промежуточных положениях.

При наличии группового управления время запуска и остановка параллельно работающих приводов должно быть практически одинаковым, и при рассогласовании на одно положение не должно происходить переключения – рассогласование сигнализируется лампой. При отключенной блокировке ручного управления привод не должен работать – это означает, что при вставленной рукоятке цепь управления приводом разрывается.

Наладка схемы управления привода ПДП-4у включает также проверку четкости работы механизма привода в различных «аварийных» режимах: при отказе или залипании одного из пускателей и других. Во всех

режимах приводы всех фаз должны работать синхронно, надежно, согласованно.

4.6 Терминал автоматического регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой

Базовый информационный модуль БИМ 2300 Р33 применяется в качестве устройства автоматического регулирования напряжения трансформатора под нагрузкой (АРНТ) и управляет работой привода устройства регулирования под напряжением (РПН).

Терминал имеет функции измерения положения РПН и отображения номера ступени на выносном индикаторе ВИП-01. Терминал может работать как в автономном режиме, так и в составе измерительного информационного комплекса «Черный ящик 2000».

Функциональный состав:

- импульсный и непрерывный режимы регулирования напряжения;
- ускорение переключения;
- переключение границ регулирования по внешним сигналам на дискретные входы (4 группы);
- переключение границ регулирования по часам реального времени с учётом будней и выходных;
- токовая компенсация;
- контроль перенапряжения (U_{\max});
- контроль понижения напряжения (U_{\min});
- контроль напряжения нулевой последовательности (3U0);
- контроль тока нагрузки (I_{\max});
- контроль работы привода РПН;
- измерение положения РПН;
- контроль соответствия положению ступени РПН;
- отображение положения РПН.

Дополнительные функции:

- механизм приёма / передачи информации между терминалами по каналам межмодульного обмена (КМО);
- осциллограф аварийных процессов;
- телеуправление.

Функции, реализуемые в составе комплекса ЧЯ:

- контроль и настройка параметров автоматики;
- анализ аварийных осциллограмм;
- комплексные измерения.

5 Экономическая часть

5.1 Бизнес план строительства подстанции «Тимирязево»

Резюме.

Целью технико-экономического обоснования является расчет экономической эффективности строительства подстанции «Тимирязево» 220/110/10 кВ и прилегающих к ней сетей 110 и 10 кВ является развитие электрической сети Северо-Казахстанской области.

Необходимость сооружения ПС «Тимирязево» заключается в электроснабжении административного центра Тимирязевского района и прилегающих районов, а также развитие электрической сети Северо-Казахстанской области. Для повышения надежности электроснабжения потребителей присоединения к ней намечаемых на перспективу ЛЭП 110 кВ и 10 кВ. Для строительства подстанции, передачи электроэнергии по тарифу, который ниже действующего, создается ТОО «ТимЭнегро», чтобы создать конкуренцию на розничном рынке по передаче электроэнергии.

В состав ПС входят два автотрансформатора напряжением 220/110/10 кВ мощностью 125 МВА, закрытые распределительные устройства на 220, 110, 10 кВ и здание общеподстанционного пункта управления (ОПУ).

Капиталовложения в подстанцию: 1072 млн. тенге.

Срок окупаемости подстанции: 3 года.

Анализ рынка сбыта.

В данной области имеется дефицит в электроснабжении потребителей, основным из которых являются электромеханический завод по сборке высоковольтного оборудования «Север», а также производственный и коммунально-бытовые потребители с различными нагрузками, который необходимо бесперебойно снабжать питанием.

Предполагается, что сооружение межсистемной связи позволит ТОО «ТимЭнегро» реализовать дополнительную электроэнергию потребителям.

Тарифы на электроэнергию.

Для стоимостной оценки результата реконструкции ПС используются действующий тариф на электроэнергию для Костанайской области 13,72 тенге/кВт.

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

План производства.

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

Годовой объём передаваемой электроэнергии подстанции «ТимЭнерго» составляет около 707,8 млн. кВт·ч. Объем передаваемой энергии определяется из расчета мощности устанавливаемых понижающих трансформаторов суммарной мощностью 250 МВА, коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,9$, коэффициента загрузки $K_3 = 0,7$ и планируемого количества часов использования максимума загрузки для данной подстанции, которое составляет 4500 часов.

Организационный план.

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

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

Юридический план.

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

100% акций подстанции принадлежат АО «ТимЭнерго».

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

Экологическая информация.

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

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

5.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции и ЛЭП

Определение капитальных вложений в строительство подстанции.

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

- РУ всех напряжений;
- трансформаторы (Т);

- компенсирующие устройства и реакторы;
- постоянная часть затрат.

Капитальные затраты на сооружение подстанции определяются составом оборудования:

$$K_{П/СТ} = (\sum K_i \cdot n_i + K_{\text{пост}}) \cdot \alpha_p, \quad (5.1)$$

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

n_i – соответственно число единиц перечисленного оборудования;

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

α_p – коэффициент, учитывающий район сооружения.

Расчетная стоимость ячеек РУ должна учитывать стоимость выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения, ОПН, аппаратуры управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, контрольных кабелей, ошиновки, строительных конструкций и фундаментов, а также соответствующих строительно-монтажных работ. Также дополнительно учитываются затраты на оборудование высокочастотной связи для линейных ячеек[25].

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

Показатели постоянной части затрат по подстанции учитывают полную расчетную стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройств расхода на собственные нужды, аккумуляторной батареи, компрессорной, подъездных и внутриплощадочных дорог, средств связи и телемеханики, маслохозяйства, водопровода, канализации, наружного освещения и прочих общеподстанционных элементов. Капитальные вложения в указаны в таблицах 5.1-5.3.

Таблица 5.1 - Капитальные вложения в распределительные устройства

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
1	2	3	4
Выключатель 220 кВ	3	5,5	16,5
Выключатель 110 кВ	6	2,5	15

Выключатель 10 кВ	3	0,7	2,1
Разъединитель 220 кВ	10	0,63	6,3
Разъединитель 110 кВ	31	0,52	16,12
Трансформаторы тока 220 кВ	10	0,18	1,80
Трансформаторы тока 110 кВ	31	0,11	3,41
Трансформаторы тока 10 кВ	3	0,10	0,3
Трансформатор напряжения 220 кВ	3	0,14	0,42
Трансформатор напряжения 110 кВ	3	0,11	0,33
Трансформатор напряжения 10 кВ	2	0,11	0,22
Ограничители перенапряжений 220 кВ	4	0,35	1,4
Ограничители перенапряжений 110 кВ	4	0,25	1
Ограничители перенапряжений 10 кВ	4	0,2	0,8
Итого			65,7

Таблица 5.2 - 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»	2	3,8	7,6
Шкаф релейной защиты линии 110 кВ фирмы «Siemens»	6	3,6	21,6
Шкаф релейной защиты АТ фирмы Siemens	2	5,4	10,8
Итого			40

Таблица 5.3 - Капитальные вложения в силовые трансформаторы

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена за единицу, млн. тенге	Всего, млн. тенге
1	2	3	4
Трансформатор АТДЦТН – 125000/220/110/10 – У1	2	152	304

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

Капитальные затраты по ПС:

$$K_{\text{ПС}} = 65,7 + 40 + 304 + 120 = 530 \text{ млн. тенге.}$$

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:

$$K_{\text{ЛЭП}} = K \cdot L, \quad (5.2)$$

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

Все расчеты капиталовложений в линии электропередач сводятся в форму таблицы 5.4

Таблица 5.4 – 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 220 кВ	30	5,65	170
ВЛ 110 кВ	80	4,65	372
Итого			542

Общие капитальные вложения в строительство энергообъекта составляют:

$$K_{\text{ЭС}} = K_{\text{ПС}} + K_{\text{ЛЭП}}, \quad (5.3)$$

$$K_{\text{ЭС}} = 530 + 542 = 1072 \text{ млн. тенге.}$$

5.3 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки определяются по формуле:

$$I_{\text{экс}} = I_{\text{ам}} + I_{\text{об/рем}}, \quad (5.4)$$

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

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

$$I_{\text{ам}} = \frac{\alpha_{\text{ам}}}{100} \cdot K_{\text{пс}}, \quad (5.5)$$

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

$$I_{\text{об/рем}} = \frac{\alpha_{\text{об/рем}}}{100} \cdot K_{\text{пс}}, \quad (5.6)$$

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

Показатели стоимости ОРУ 220, 110 кВ и 10 кВ учитывают установленное оборудование (выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, ОПН), панели управления защиты и автоматики, установленные в ОПУ, относящиеся к ОРУ или ячейке; кабельное хозяйство в пределах ячейки и до панелей ОПУ и др., а также строительный и монтажные работы [26].

Расчет эксплуатационных издержек сводится в таблицы 5.5, 5.6.

Таблица 5.5 – Расчет эксплуатационных издержек п/ст

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге.	$\alpha_{\text{ам}}, \%$	$\alpha_{\text{об/рем}}, \%$	$I_{\text{ам}},$ млн. тенге	$I_{\text{об/рем}},$ млн. тенге	$I_{\text{экс}},$ млн. тенге
ОРУ 220 кВ	27,8	6,7	2,5	1,86	0,69	2,55
ОРУ 110 кВ	57,46	6,7	2,5	3,85	1,43	5,29
ОРУ 10 кВ	3,5	6,7	2,5	0,23	0,087	0,317
Трансформаторы	315	5	3	15,75	9,45	25,2
Итого:				21,69	11,66	33,35

Таблица 5.6 – Расчет эксплуатационных издержек ЛЭП

Элемент	Капитальные вложения, млн.тенге.	$\alpha_{ам}, \%$	$\alpha_{об/рем}, \%$	$I_{ам},$ млн. тенге	$I_{об/рем},$ млн. тенге	$I_{экс},$ млн. тенге
ВЛ 220 кВ	170	2,0	0,8	3,4	1,36	4,76
ВЛ 110 кВ	372	2,0	0,8	7,44	2,98	10,42
Итого:				10,84	4,34	15,18

Таким образом ежегодные издержки на амортизацию составляют:

$$I_{ам} = I_{ам.ПС} + I_{ам.ЛЭП}, \quad (5.7)$$

$$I_{ам} = 33,35 + 15,18 = 48,53 \text{ млн. тенге,}$$

$$\Sigma И = I_{ам} + I_{др}, \quad (5.8)$$

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

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

$$I_{др} = \frac{48,53 \cdot 0,55}{0,45} = 59,31 \text{ млн. тенге,}$$

$$\Sigma И = 59,31 + 48,53 = 107,84 \text{ млн. тенге.}$$

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

Себестоимость электроэнергии определится из выражения:

$$S = \frac{\sum I}{\mathcal{E}}, \quad (5.9)$$

где $\sum I$ – суммарные издержки;

\mathcal{E} – объем отпущенной электроэнергии.

Объем выпущенной электроэнергии определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = n \cdot P \cdot \cos \varphi \cdot K_3 \cdot T_{\max}, \quad (5.10)$$

где P – мощность трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов;

T_{\max} – число часов максимума нагрузки.

$$\mathcal{E} = 2 \cdot 125 \cdot 10^3 \cdot 0,9 \cdot 0,7 \cdot 4500 = 707,8 \text{ млн. кВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда себестоимость составит:

$$S = \frac{107,84}{707,8} = 0,152 \frac{\text{тенге}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}.$$

Стоимость электроэнергии.

$T = 11,72$ 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;

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

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит:

$$V_{\text{реал}} = \mathcal{E} \cdot T, \quad (5.11)$$

$$V_{\text{реал}} = 707,8 \cdot 11,72 = 8290 \text{ млн. тенге.}$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты:

- выплаты энерго производящим предприятиям:

$$V_{\text{ЭПО}} = 707,8 \cdot 5,5 = 3892 \text{ млн. тенге.}$$

- выплаты KEGOC:

$$V_{\text{KEGOC}} = 707,8 \cdot 1,685 = 1192 \text{ млн. тенге.}$$

- выплаты региональной компании:

$$V_{\text{РЭК}} = 707,8 \cdot 3,3 = 2336 \text{ млн. тенге.}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии:

$$\Pi = 8,290 - 3,892 - 1,192 - 2,336 = 970 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$\text{ЧП} = 970 \cdot 0,8 = 776 \text{ млн. тенге.}$$

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

$$\text{ЧП}_{\text{инв}} = 0,6 \cdot 776 = 466 \text{ млн. тенге.}$$

5.5 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

ЧПС "Чистая приведенная стоимость".

Этот метод основан на сопоставлении дисконтированных денежных потоков с инвестициями. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$\text{ЧПС} = \sum_{t=1}^n \frac{\text{CF}}{(1+r)^t} - I_c, \quad (5.12)$$

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

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

n – время реализации проекта, год.

Денежный поток определяется по формуле:

$$\text{CF} = \text{ЧП}_{\text{инв}} + I_{\text{ам}}, \quad (5.13)$$

$$\text{CF} = 466 + 48,53 = 514,53 \text{ млн. тенге.}$$

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

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

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

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

Примечается, что CF не изменяется со временем. Расчет сводится в таблицу 5.7

Таблица 5.7 – Расчет ЧПС

Год	CF, млн. тенге	$\frac{CF}{(1+r)^n}$, млн.тенге	ЧПС, млн. тенге
0	-1072,00	-	-
1	514,53	447,42	-624,58
2	514,53	389,06	-235,52
3	514,53	338,31	102,79
4	514,53	294,18	396,97
5	514,53	255,81	652,78

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 3 лет..

Технико-экономическое обоснование строительства подстанции «Тимиразево» 220/110/10 кВ с введением современных устройств релейной защиты и автоматики показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 1072 млн. тенге, с учетом дисконтированной стоимости, окупятся за 3 года, т.е. строительство подстанции является экономически целесообразным.

6 Безопасность жизнедеятельности

6.1 Анализ условий труда инженера РЗА

При работе инженеров, прежде всего необходимо первостепенное внимание уделять вопросам безопасности труда специалистов, созданию условий, исключающих профессиональные заболевания и снижающих их утомляемость. Решение проблем механизации и автоматизации ручного труда способствует решению этих проблем. Поэтому необходимо организовать рабочее место разработчика, отвечающее требованиям безопасности труда, комфортности и оборудованное современной оргтехникой.

Помещение диспетчерский пункт РЗА: длина - 12 м, ширина - 12 м, высота - 4 м. В помещении находятся шкафы РЗА, ЩСН-0,4 кВ, диспетчерский пульт, 1 компьютер и постоянно работает 1 человек. Обслуживающий персонал работает в две смены. Дежурство производится по графику, который составляется в соответствии с законодательством о труде и утверждается должностным лицом.

Исследования показывают, что высокая температура в сочетании с высокой влажностью воздуха оказывают большое влияние на работоспособность человека. Резко увеличивается время сенсорных и моторных реакций, нарушается координация движений, увеличивается количество ошибок. Высокая температура отрицательно сказывается и на ряде психологических функций человека. Уменьшается объем оперативной памяти, резко суживается способность к ассоциациям. При +11°C начинается околоченение конечностей, такая температура минимально допустима. Поэтому в диспетчерской устанавливается благоприятный диапазон температур в летнее время от +18°C до +24°C, а в зимнее время от +17°C до +22°C.

Шум оказывает также и эмоциональное воздействие: он является причиной возникновения таких отрицательных эмоций, как досада, раздражение. Особенно неприятны высокочастотные и прерывистые шумы. В соответствии с ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования и безопасность» уровни звукового давления для инженеров лежат в пределах 38-68 дБ в зависимости от частоты шума. Фактически уровень звукового давления не превышает 30 дБ, что соответствует установленным нормам и требованиям [28].

Атмосферное давление в пределах 80-106 кПа легко переносимо человеком. При давлениях, выходящих за эти пределы, человеку требуется предварительная акклиматизация. Фактические показатели соответствуют приведенным выше нормам.

Результаты работы инженера в большой степени зависят и от освещенности рабочего места. Зрительная работа является работой средней

точности согласно СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение». Чтобы правильно спланировать рациональную систему освещения, необходимо учитывать яркость источников света, блёсткость поверхностей, качество и цвет светильников и поверхностей.

Для большой контрастности при светлом фоне наименьший уровень освещенности для данного помещения должен быть 400 лк. Необходимый уровень освещенности не достигается и составляет 250 лк. Поэтому мы провели расчет искусственного освещения диспетчерского пункта. В качестве источника искусственного освещения выбраны светильники с люминесцентными лампами.

6.2 Расчет искусственного освещения диспетчерского пункта на подстанции

Определим количество люминесцентных ламп типа ЛД со световым потоком $\Phi_{л} = 2975 \text{ лм}$.

Коэффициент отражения потолка, стен, пола: $\rho_{пот} = 50\%$, $\rho_{ст} = 50\%$, $\rho_{пол} = 10\%$.

Для того что бы найти количество необходимых светильников используем формулу:

$$N = \frac{E \cdot K_3 \cdot S \cdot Z}{\Phi \cdot \eta \cdot n} \quad (6.1)$$

где E – нормируемая освещенность ($E = 400$ лк, для данного помещения);

K_3 – коэффициент запаса при искусственном освещении ($K_3 = 1,5$);

S – освещаемая площадь;

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

Φ – световой поток лампы;

η – коэффициент использования светового потока.

Освещаемая площадь: $S = 144 \text{ м}^2$.

Расчетная высота подвеса находится из выражения:

$$h = C - h_{р.п} = 4 - 1,3 = 2,7 \text{ м}, \quad (6.2)$$

где C – высота помещения;

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

Определим индекс помещения:

$$i = \frac{A \cdot B}{h \cdot (A + B)} = \frac{12 \cdot 12}{2,7 \cdot (12 + 12)} = 2,2 \quad (6.3)$$

$\eta = 54\%$ – коэффициент использования светового потока.

$$N = \frac{400 \cdot 1,5 \cdot 144 \cdot 1,1}{2975 \cdot 4 \cdot 0,54} \approx 14 \text{ шт}$$

Длина одного светильника со штырьками 1480 мм. Длина всей установки составляет 1,4 м, ширина 0,25 м. Расположим светильники в три ряда по длине. Схема люминесцентных ламп в диспетчерском помещении подстанции показана на рисунке 6.1.

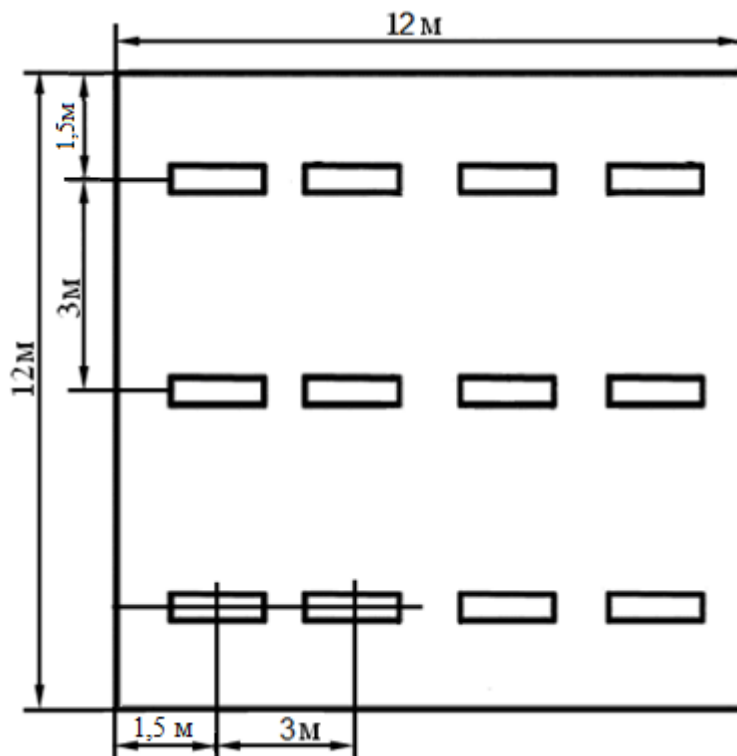


Рисунок 6.1 – Схема люминесцентных ламп в диспетчерском помещении подстанции

По итогам расчетов мы выбрали светильник типа OPL/R 436 (4x36) с лампами Philips TL-D36W/33, что соответствует СНиПам и допустимому уровню освещенности в данном помещении.

6.3 Разработка заземляющего устройства подстанции

Защитное заземление является наиболее простой и в тоже время весьма эффективной мерой защиты от поражения током при появлении напряжения на металлических нетокопроводящих частях [27].

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

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

Исходные данные.

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

Ожидаемый ток короткого замыкания на низкой стороне 220 кВ $I_{кз} = 11274$ А получен путем расчета в программе Electronics Workbench.

Размеры площадки ОРУ 220/110/10 кВ $S_{ОРУ} = 260 \times 190 = 49400$ м².

Грунт двухслойный: удельное сопротивление верхнего слоя (песок) $\rho_{1ИЗМ} = 500$ Ом·м. нижнего (суглинок) - $\rho_{2ИЗМ} = 100$ Ом·м.

По периметру контура в грунт забиты вертикальные элементы (стержни) диаметром $d = 0,02$ м и длиной $l = 3$ м, соединенные стальной полосой сечением 40х4 мм, горизонтальная сетка внутри контура состоит из полос сечением 40х4 мм.

Толщина верхнего слоя земли $h_1 = 2,6$ 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 , м².

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

$$\rho_{РАСЧ} = \rho_1 \cdot \psi = 500 \cdot 1,9 = 950 \text{ Ом} \cdot \text{м} \quad (6.4)$$

где ψ – коэффициент сезонности для слоя сезонных изменений в многослойной земле. Для северных районов = 1,9.

Так как условная толщина слоя сезонных изменений во I климатической зоне $h=2,2$ м, что меньше толщины верхнего слоя земли $h_1=2,6$ м, то:

$$\rho_{2РАСЧ} = \rho_2 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}. \quad (6.5)$$

Отношение ρ_1/ρ_2 с учетом коэффициента сезонности:

$$\frac{\rho_{1РАСЧ}}{\rho_{2РАСЧ}} = \frac{950}{100} = 9,5.$$

Примем расстояние между электродами в модели заземлителя $a=10$ м.

Определим число вертикальных электродов при известном a :

$$n = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} \quad (6.6)$$

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

n – число вертикальных электродов.

$$n = \frac{P}{a} = \frac{2 \cdot (260 + 190)}{5} = 180.$$

где P – периметр контура заземлителя;

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

$$l_{ОТН} = \frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{2,6 - 0,8}{3} = 0,6 \text{ м}.$$

Эквивалентное удельное сопротивление ρ_3 двухслойной земли для сплошного заземлителя в виде горизонтальной сетки с вертикальными электродами может быть определено по формуле[27]:

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^K = 100 \cdot \left(\frac{950}{100} \right)^{0,358} = 223,8 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

где $K = 0,43 \cdot \left(l_{ОТН} + 0,272 \cdot \ln \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B} \right) \right)$, при $1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10$.

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

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

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{\rho_2}{\sqrt{S}} \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^g + \frac{\rho_1}{L + n \cdot l}, \quad (6.7)$$

где $g = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_B}$; $l_B = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2}$;

n – число вертикальных проводников;

L – общая длина проводников.

На рисунке 6.2 показана двухслойная модель земли.

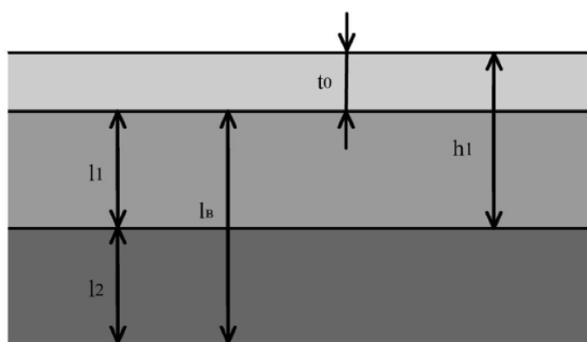


Рисунок 6.2 – Двухслойная модель земли

$$l_B = l_1 + l_2 \cdot \frac{\rho_1}{\rho_2} = 1,8 + 1,8 \cdot 9,5 = 18,9 \text{ м},$$

$$g = \frac{2 \cdot h_1}{\sqrt{S} + n \cdot l_B} = \frac{2 \cdot 2,6}{\sqrt{49400} + 180 \cdot 18,9} = 0,0014,$$

$$L = 52 \cdot 260 + 38 \cdot 190 = 20740 \text{ м},$$

$$R_3 = 0,443 \cdot \frac{100}{\sqrt{49400}} \cdot \left(\frac{950}{100} \right)^{0,0014} + \frac{950}{20740 + 180 \cdot 3} = 0,244 \text{ Ом}.$$

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

$$\alpha_1 = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{l \cdot L} \right)^{0,45} = 0,82 \cdot \left(\frac{5 \cdot \sqrt{49400}}{3 \cdot 20740} \right)^{0,45} = 0,12,$$

где $\alpha = \frac{P}{N}$ – расстояние между вертикальными проводниками, м;
 P – периметр сетки, м;
 M – функция отношения $\frac{\rho_1}{\rho_2}$. $M = 0,82$.

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

$$\alpha_2 = \frac{R_h}{R_h + 1,5 \cdot \rho_1} = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 950} = 0,41,$$

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

Напряжение прикосновения определяется по следующей формуле:

$$U_{\text{ПП}} = I_{\text{КЗ}} \cdot R_3 \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 = 11274 \cdot 0,244 \cdot 0,12 \cdot 0,41 = 135,34 \text{ В}.$$

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

Потенциал заземлителя определяется по формуле:

$$\varphi_3 = I_3 \cdot R_3 = 2750 \text{ В}.$$

Находим максимальное напряжение прикосновения:

$$U_{\text{ПП.МАХ}} = \varphi_3 \cdot \alpha_1 = 2750 \cdot 0,12 = 330 \text{ В}.$$

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

$$U_{\text{ПП}} = U_{\text{ПП.МАХ}} - I_h \cdot 1,5 \cdot \rho_C \leq U_{\text{ДОП}}, \quad (6.8)$$

$$I_h = \frac{U_{\text{ПП.МАХ}}}{R_h + 1,5 \cdot \rho_C} = \frac{330}{1000 + 1,5 \cdot 950} = 0,136 \text{ А}, \quad (6.9)$$

где I_h – ток через человека.

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

$$330 - 0,196 \cdot 1,5 \cdot 950 \leq 450 \Rightarrow 51 \leq 450$$

Условие выполняется.

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

$$\beta_2 = \frac{R_h}{R_h + 6 \cdot \rho_1} = \frac{1000}{1000 + 6 \cdot 950} = 0,15 \cdot$$

По следующей формуле определяем напряжение шага:

$$U_{\text{ш}} = I_{\text{кз}} \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 11274 \cdot 0,244 \cdot 0,15 \cdot 0,15 = 61,89 \text{ В}.$$

Условие безопасности для человека, шагающего в зоне распространения тока:

$$U_{\text{ш}} = U_{1-2.\text{MAX}} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_1 \leq U_{\text{доп}} \quad (6.10)$$

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

$$U_{1-2.\text{MAX}} = \varphi_3 \cdot \beta_1 = 2750 \cdot 0,15 = 412,5 \text{ В}.$$

Ток через человека находим по следующей формуле:

$$I_h = \frac{U_{1-2.\text{MAX}}}{R_h + 6 \cdot \rho_c} = \frac{412,5}{1000 + 6 \cdot 950} = 0,061 \text{ А}.$$

Проверим условие безопасности:

$$\begin{aligned} U_{1-2.\text{MAX}} - I_h \cdot 6 \cdot \rho_1 &\leq U_{\text{доп}} \\ 412,5 - 421,8 &\leq 450 \\ 64,8 &\leq 450 \end{aligned}$$

Условие выполняется.

Рассмотрим возможность использования данного заземлителя по требованиям R_3 :

$$R_3^I = \frac{U_{\text{пр.доп}}}{I_3 \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2} = \frac{450}{11274 \cdot 0,12 \cdot 0,41} = 0,81 \text{ Ом}.$$

$$R_3^{II} = \frac{U_{\text{ш.доп}}}{I_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2} = \frac{450}{11274 \cdot 0,15 \cdot 0,15} = 1,77 \text{ Ом}.$$

Полученное в результате расчетов сопротивление заземления $R_3 = 0,244 \text{ Ом}$, удовлетворяет условиям $R_3 < R_3^I$ и $R_3 < R_3^{II}$.

Рассмотрим возможности использования заземляющего устройства ОРУ 220 кВ в качестве выносного для РУ СН 10/0,4 кВ и сети 10/0,4 кВ. Протяженность кабелей питания составляет 100 м. Длина отдельных кабелей достигает 100 м на 1 блок, соответственно длина увеличивается в 3 раза.

$$l_h = 3 \cdot 100 = 300 \text{ м}.$$

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

$$I_3 = \frac{\sqrt{3} \cdot U \cdot (35 \cdot l_K + l_B)}{350} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot (35 \cdot 0,3 + 0)}{350} = 0,519 \text{ А},$$

где U – фазное напряжение сети, кВ;

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

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

При выносном исполнении заземления заземлители располагаются на некотором удалении от заземляемого оборудования [30]. 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 , $U_{\text{пр}} = U_3$. Так как $\alpha_1 = 1$, ток через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \tag{6.11}$$

Примем, что:

$$\begin{array}{llll} \alpha_1 = 0,12; & \beta_1 = 0,15; & R_3 = 0,244 \text{ Ом}; & R_h = 1000 \text{ Ом}. \\ \alpha_2 = 0,41; & \beta_2 = 0,15; & I_3 = 0,519 \text{ А}; & \end{array}$$

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 = 0,519 \cdot \frac{0,244}{1000} \cdot 0,12 \cdot 0,41 = 0,0006 \text{ мА}.$$

Находим $U_{\text{пр}}$:

$$U_{\text{пр}} = I_3 \cdot R_3 \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_2 = 0,519 \cdot 0,244 \cdot 0,12 \cdot 0,41 = 0,006 \text{ В}.$$

Находим $U_{\text{ш}}$:

$$U_{\text{ш}} = I_3 \cdot R_3 \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 0,519 \cdot 0,244 \cdot 0,15 \cdot 0,15 = 0,0028 \text{ В}.$$

Ток через человека:

$$I_h = I_3 \cdot \frac{R_3}{R_h} \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = 0,519 \cdot \frac{0,244}{1000} \cdot 0,15 \cdot 0,15 = 0,0028 \text{ мА}. \quad (6.12)$$

Расчетная модель заземлителя показана на рисунке 6.3.

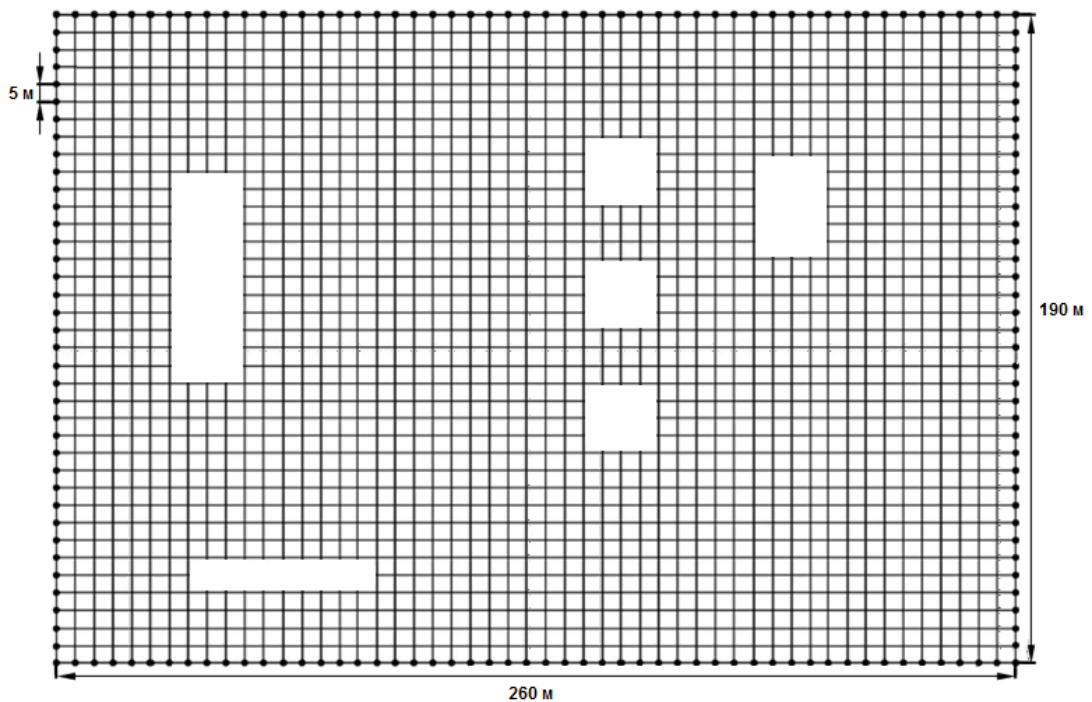


Рисунок 6.3 – Расчетная модель заземлителя

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

Заключение

Данный дипломный проект посвящен проектированию релейной защиты подстанции 220/110/10 кВ «Тимирязево». Результаты, которые были получены в результате расчетов приведены ниже.

Во втором разделе была разработана главная электрическая схема подстанции и выбрано основное электрооборудование, устанавливаемое на проектируемой подстанции: два трансформатора типа АДЦТН-125000/220/110/10, выключатели, разъединители, предохранители, ограничители перенапряжений, трансформаторы тока и напряжения. В целом подстанция представляет собой надёжную электроустановку, способную осуществлять бесперебойное электроснабжение потребителей.

В разделе «Проектирование релейной защиты автотрансформатора 220/110/10 кВ» была спроектирована релейная защита на терминалах: основная (дифференциальная защита) – на 7УТ613, резервная – на 7СЈ622.

В разделе «Проектирование релейной защиты системной линии 220 кВ» была спроектирована релейная защита на терминалах: основная (дистанционная) – 7SA622, резервная (ТЗНП) – 7SA622.

В специальной части дипломного проекта было рассмотрено регулирование под нагрузкой автотрансформатора, проведен его расчет и рассмотрены схемы присоединения и управления.

В разделе «Экономическая часть» был рассчитан объем капиталовложений в строительство ПС «Тимирязево» и определен срок окупаемости с учетом дисконтирования, который составил 3 года.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» был произведен расчет искусственного освещения, а также произведен расчет заземляющего устройства.

Список литературы

1. Правила устройства электроустановок - 648 с.
2. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648с.
3. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кв. Типовые решения
4. 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. «Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий». Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – Москва: Энергоатомиздат, 1990г.
8. Справочник по проектированию электроэнергетических систем./Под ред. Рокотяна С.С., Шапиро И.М. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352с.
9. Васильева А.П., Морозова Ю.П. Проектирование схем распределительных устройств электрических станций и подстанций. - М.:Энергия, 1980. 608с.
10. Высоковольтные выключатели SIEMENS 3AP1/2 на напряжения от 72,2 кВ до 500 кВ.
11. Вакуумный выключатель 3АНЗ на напряжения от 7,2 до 36 кВ. Инструкция по эксплуатации.
12. С53000-G1176-C160-1. SIPROTEC. Дифференциальная защита 7UT6. Версия 4.0
13. С53000-G1140-C147-6. SIPROTEC. Многофункциональное устройство защиты и местного управления 7SJ 62/63/64.Руководство по эксплуатации.
14. РД 153-34.0-35.518-2001. Инструкция по эксплуатации газовой защиты.
15. 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.
16. Дьяков А.Ф., Платонов В.В Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем: Учебное пособие. – М.: Издательство МЭИ, 2000. – 248 с.

17. 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.
18. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110—500 кВ. — М.: Энергия, 1980. 88с.
19. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13 А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Схемы.—М.: Энергоатомиздат, 1985. 112с.
20. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Расчеты.—М.: Энергоатомиздат. 1985.96с.
21. С53000-G1100-C156-1. SIPROTEC. Устройство дистанционной защиты 7SA6. Версия 4.2.Руководство по эксплуатации.
22. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учебник для вузов. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1992. 528 с.
23. М.А. Шабад «Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей». Энергоиздат 1985г.
24. Чернобровов Н.В., Семенов В.А. Релейная защита электроэнергетических систем. - М. Энергоатомиздат. 1998. 800 с.
25. Инвестиционное проектирование: практическое руководство по экономическому обоснованию инвестиционных проектов. Под редакцией Шумилина СИ. М.: Финстатинформ, 1995. -234 с.
26. Баканов М.И., Шеремет А.Д. Теория экономического анализа. - М.: Финансы и статистика, 1998
27. Санатова Т.С., Мананбаева С.Е. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела «Электробезопасность в электроустановках» в выпускных работ.
28. Князевский Б.А. «Охрана труда в электроустановках».— 3 изд., перераб. и доп. – Энергоатомиздат, 1983. – 336 с.
29. СНиП РК 2.04-05-2002.
30. Методическое пособие для выполнения расчетов по охране труда в дипломных проектах. Н. Новгород, 2000. 67 с.
31. Долин П.А. Справочник по технике безопасности. -6-е изд., перераб. И доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 824 с.

Приложение А

Выбор измерительного трансформатора тока.

Трансформаторы тока выбираются:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \quad (2.20)$$

$$I_{ном} \geq I_{раб}, \quad (2.21)$$

$$I_{сквоз} \geq I_{уд}, \quad (2.22)$$

$$r_{2номТА} \geq r_{2расч}. \quad (2.23)$$

Определение расчетного сопротивления нагрузки вторичной обмотки:

$$r_{2расч} = r_{приб} + r_{пров} + r_k, \text{ Ом}, \quad (2.24)$$

где r_k - сопротивление контактов, в проекте принимается $r_k = 0,05$ Ом;

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

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

Потребляемая мощность терминалов (по каталогу):

$$S_{терминал} = 0,3 B \cdot A.$$

Сопротивление терминала определим по формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{терминал}}{I_{2ТА}^2}, \text{ Ом}, \quad (2.25)$$

где $I_{2ТА} = 5 A$ - вторичный ток трансформатора тока, следовательно:

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

Трансформатор тока, соединенный с цифровым терминалом, подключен по схеме полной звезды. Общая длина соединительного кабеля составляет $l = 50$ м, сечение кабеля – $F = 2,5$ мм², тип кабеля – медный, удельное сопротивление меди $\rho = 0,0175$ Ом·мм² / м.

Сопротивление провода определим по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{l}{S}, \text{ Ом}, \quad (2.26)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,0175 \cdot \frac{50}{2,5} = 0,35 \text{ Ом}.$$

Расчетное сопротивление вторичной нагрузки определим по формуле (2.24):

$$r_{2\text{расч}} = 0,35 + 0,012 + 0,05 = 0,412 \text{ Ом}.$$

В выводы установленного на подстанции трансформатора встроены ТТ типа ТВТ. Параметры измерительных трансформаторов тока и расчетные значения для проверки приведены в таблицах 2.8–2.11.

На высокой стороне в качестве выносных трансформаторов тока выберем ТВ-220-I-3.

Таблица 2.8 Измерительный трансформатор тока ТВ-220-I-3

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.ном}}$	$U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.ном}} = 220 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб}}$	$I_{\text{раб}} = 308 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$I_{\text{сквоз}} \geq I_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 2533 \text{ А}$	$I_{\text{сквоз}} = 31,5 \text{ кА}$
$r_{2\text{номТА}} \geq r_{2\text{расч}}$	$r_{2\text{расч}} = 0,412 \text{ Ом}$	$r_{2\text{номТА}} = 0,69 \text{ Ом}$

На РУ 220 в качестве встроенных ТТ выберем ТВТ-220-III-2.

Таблица 2.9 Измерительный трансформатор тока ТВТ-220-III-2

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{ном} = 220кВ$	$U_{уст.ном} = 220кВ$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб} = 308А$	$I_{ном} = 1000А$
$I_{сквоз} \geq I_{уд}$	$I_{уд} = 2533А$	$I_{сквоз} = 100кА$
$r_{2номТА} \geq r_{2расч}$	$r_{2расч} = 0,412Ом$	$r_{2номТА} = 0,69Ом$

На РУ 110 выберем трансформатор тока типа ТВТ-110-IV-У2.

Таблица 2.10 Измерительный трансформатор тока ТВТ-110-IV-У2

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{ном} = 110кВ$	$U_{уст.ном} = 115кВ$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб} = 615А$	$I_{ном} = 2000А$
$I_{сквоз} \geq I_{уд}$	$I_{уд} = 3761А$	$I_{сквоз} = 100кА$
$r_{2номТА} \geq r_{2расч}$	$r_{2расч} = 0,412Ом$	$r_{2номТА} = 0,69Ом$

На РУ 10 в качестве трансформаторов тока выберем ТШВ-15.

Таблица 2.11 Измерительный трансформатор тока ТШВ-15

Условия выбора	Расчетные данные	Параметры ТТ
$U_{ном} \geq U_{уст.ном}$	$U_{ном} = 10кВ$	$U_{уст.ном} = 12кВ$
$I_{ном} \geq I_{раб}$	$I_{раб} = 6435 А;$	$I_{ном} = 8000А$
$I_{сквоз} \geq I_{уд}$	$I_{уд} = 28699А$	$I_{сквоз} = 100кА$
$r_{2номТА} \geq r_{2расч}$	$r_{2расч} = 0,412Ом$	$r_{2номТА} = 0,69Ом$

Встроенные трансформаторы тока в автотрансформатор идут в комплекте и будут иметь параметры аналогично выбранным ТТ на РУ 220, 110 и 10.

На высокой стороне АТ: ТВТ-220-1000/5;

На средней стороне АТ: ТВТ-110-2000/5;

На низкой стороне АТ: ТВТ-10-8000/5.

Проверка трансформатора тока на нагрузочную способность.

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

Результаты расчеты представим на рисунках 2.9 – 2.14.

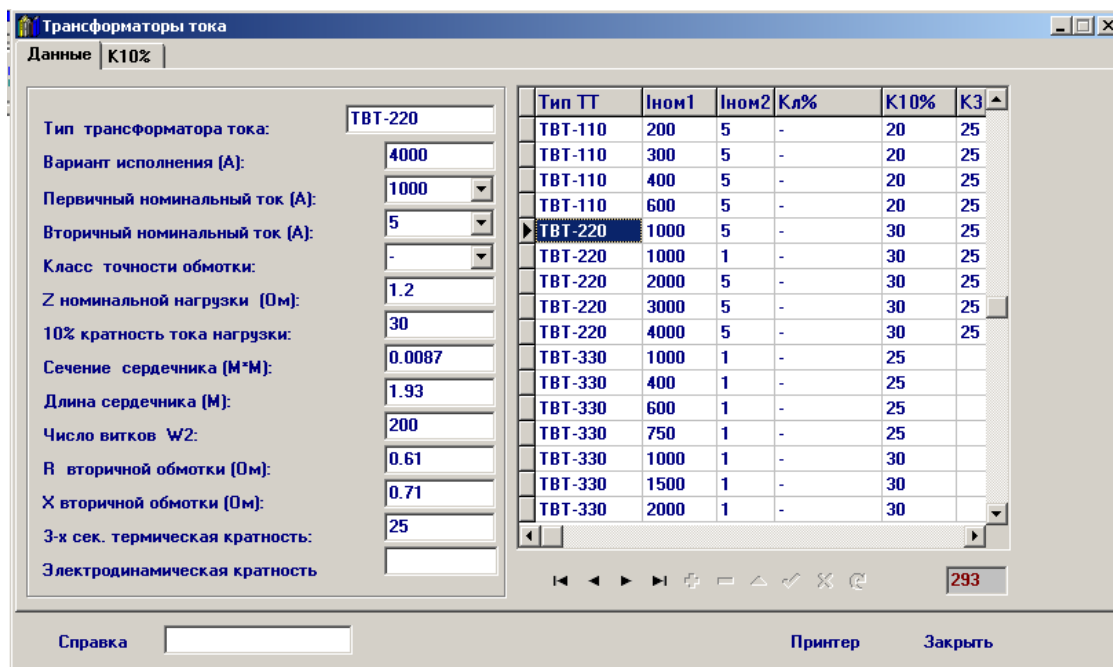


Рисунок 2.9 – Выбор трансформатора тока на стороне 220 кВ

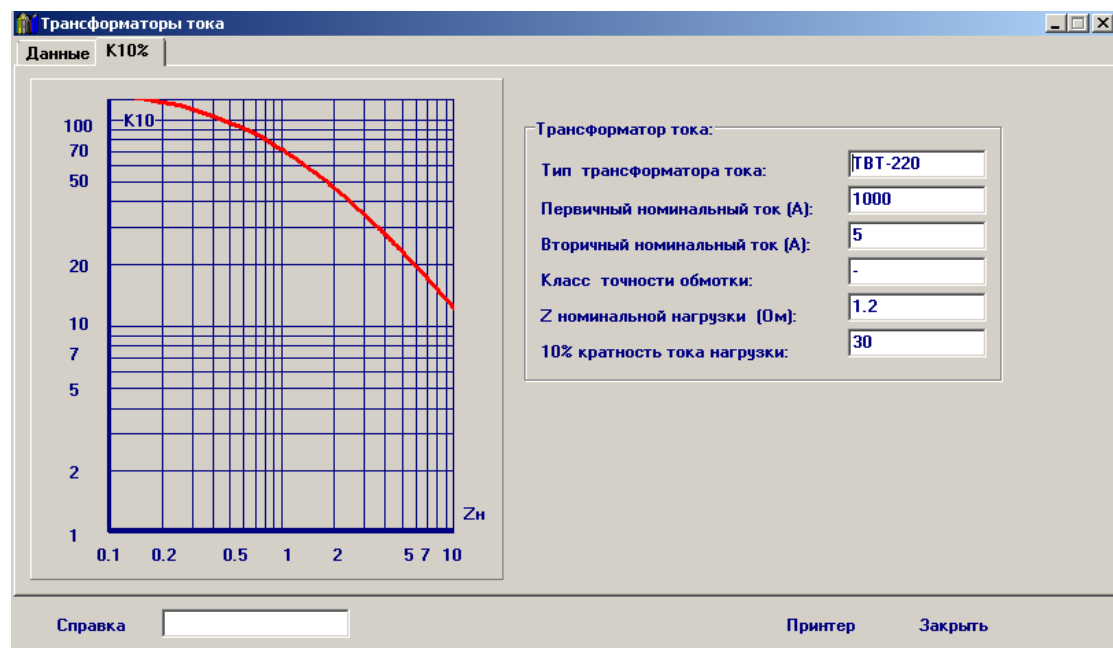


Рисунок 2.10 – Расчет погрешности ТВТ-220-300/5

Аналогично проведем проверку для трансформаторов тока на сторонах 110 и 10 кВ.

Трансформаторы тока

Данные K10%

Тип трансформатора тока: ТВТ-110

Вариант исполнения (А): 2000

Первичный номинальный ток (А): 2000

Вторичный номинальный ток (А): 5

Класс точности обмотки: -

Z номинальной нагрузки (Ом): 1.6

10% кратность тока нагрузки: 24

Сечение сердечника (М*М): 0.00576

Длина сердечника (М): 1.95

Число витков W2: 400

R вторичной обмотки (Ом): 0.9

X вторичной обмотки (Ом): 1.3

3-х сек. термическая кратность: 25

Электродинамическая кратность:

Тип ТТ	Iном1	Iном2	Кл%	K10%	K3
ТВТ-110	400	1	-	24	25
ТВТ-110	600	5	-	24	25
ТВТ-110	600	1	-	24	25
ТВТ-110	750	5	-	24	25
ТВТ-110	750	1	-	24	25
ТВТ-110	1000	5	-	24	25
ТВТ-110	1000	1	-	24	25
ТВТ-110	1500	5	-	24	25
ТВТ-110	1500	1	-	24	25
ТВТ-110	2000	5	-	24	25
ТВТ-110	2000	1	-	24	25
ТВТ-110	100	5	-	12	25
ТВТ-110	150	5	-	15	25
ТВТ-110	200	5	-	28	25
ТВТ-110	300	5	-	20	25
ТВТ-110	200	5	-	20	25

Справка [] Принтер Закреть

Рисунок 2.11 – Выбор трансформатора тока на стороне 110 кВ

Трансформаторы тока

Данные K10%

Трансформатор тока:

Тип трансформатора тока: ТВТ-110

Первичный номинальный ток (А): 2000

Вторичный номинальный ток (А): 5

Класс точности обмотки: -

Z номинальной нагрузки (Ом): 1.6

10% кратность тока нагрузки: 24

График зависимости погрешности K10% от нагрузки Zн:

Y-axis: K10% (1 to 100)

X-axis: Zн (0.1 to 10)

Справка [] Принтер Закреть

Рисунок 2.12 – Расчет погрешности ТВТ-110-2000/5

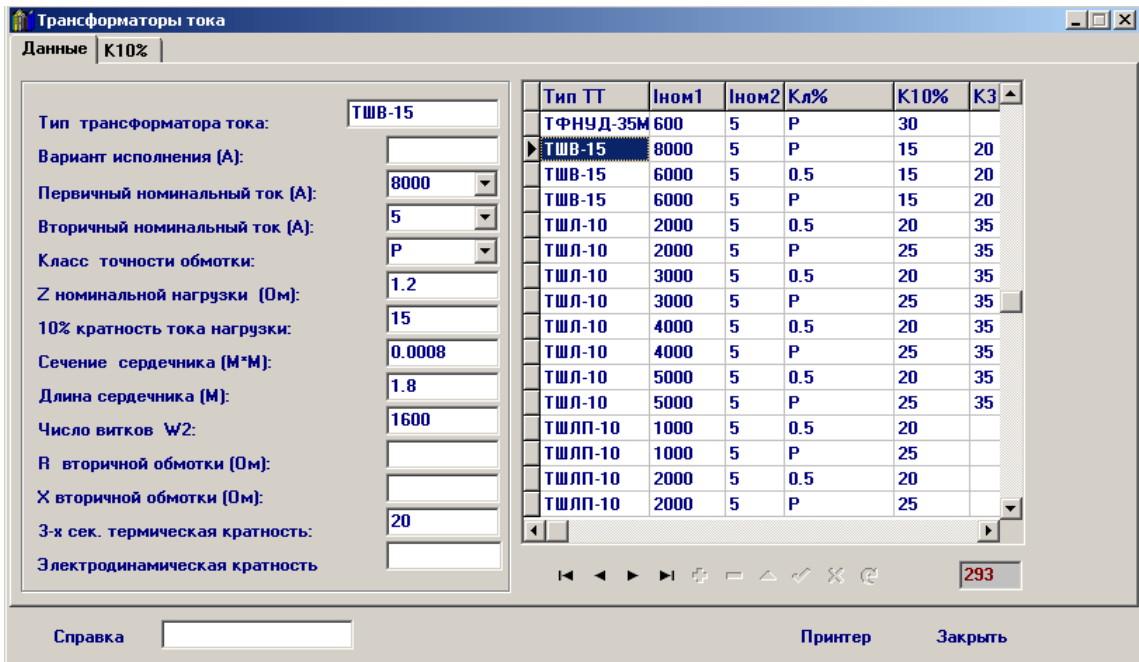


Рисунок 2.13 – Выбор трансформатора тока на стороне 10 кВ

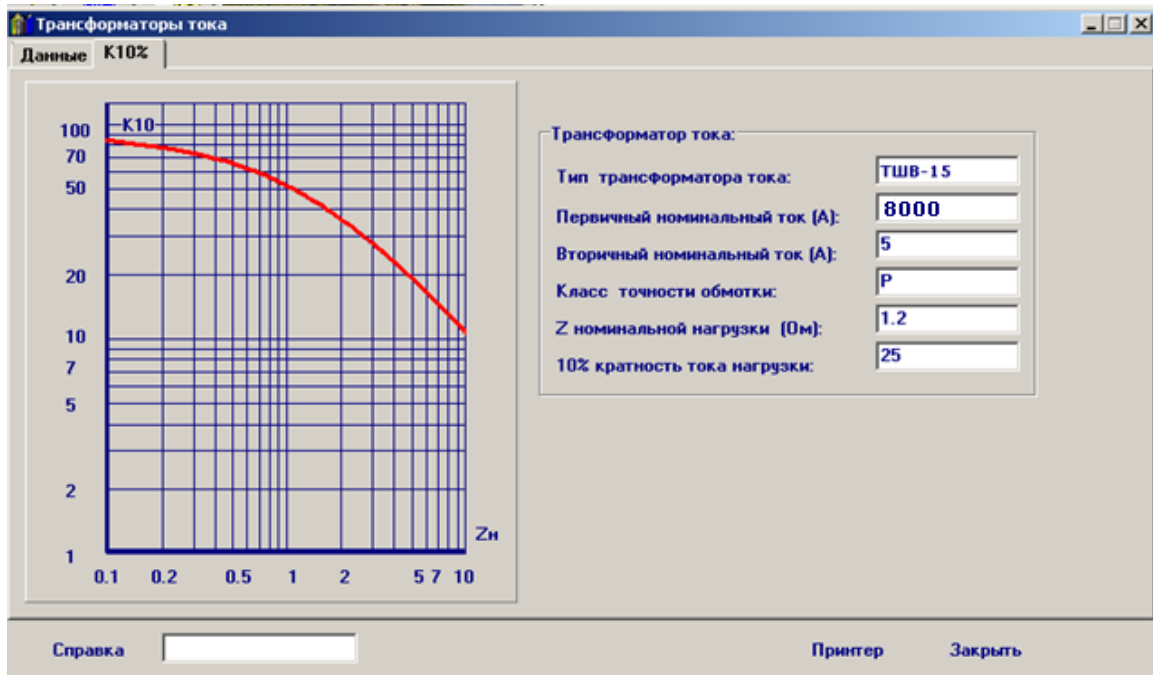


Рисунок 2.14 – Расчет погрешности ТШВ-15

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

Выбор измерительного трансформатора напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном} \text{ кВ}, \quad (2.27)$$

$$S_{2номTV} \geq S_{2расч}, \text{ Ом}. \quad (2.28)$$

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.

Трансформаторы напряжения типов VEOT и VEOS проектируются и производятся с применением хорошо себя зарекомендовавшей и надежной маслбумажной изоляции. Каждый трансформатор напряжения заключен в фарфоровый защитный кожух и герметичен; также оснащен сиффонами из н/ж стали, калиброванными по объему содержания масла и экстремальным температурам окружающего воздуха. Здесь первичная обмотка расположена в средней точке конструкции, что служит для снижения нагрузки на изолятор и обеспечивает оптимальное распределение напряжения в трансформаторе.

Для РУ 220 кВ выбираем ТН типа Veot 245;

Для РУ 110 кВ выбираем ТН типа Veot 123;

Для РУ 10 кВ выбираем ТН типа Veot 10.

Выбор ограничителей перенапряжений (ОПН) для защиты электрооборудования подстанции.

Для защиты изоляции РУ и трансформаторов от атмосферных перенапряжений устанавливаются ОПН. Производитель гарантирует надежную работу при температурах от минус 55 до плюс 40 градусов и ветре до 40 м/с. Это является определяющим для данного региона.

$$U_{ном} \geq U_{уст.ном}, \text{ кВ} \quad (2.29)$$

На стороне ВН: ОПН-220-УХЛ1;

На стороне СН: ОПН-110-УХЛ1;

На стороне НН: ОПН-10-УХЛ1.

Выбор плавкого предохранителя в цепи трансформаторов собственных нужд.

Определим рабочий ток ТСН:

$$I_{раб} = \frac{S_{ТСН}}{\sqrt{3} \cdot U}, \quad (2.30)$$

$$I_{раб} = \frac{630 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 36,37 \text{ А.}$$

Выбираем предохранитель марки ПКТ-10. Расчетные и паспортные параметры приведены в таблице 2.12.

Таблица 2.12 Выбор предохранителей

Паспортные данные	Расчетные значения
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст.ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} = 40 \text{ А}$	$I_{раб} = 36,37 \text{ А}$
$I_{отк} = 40 \text{ кА}$	$I_n = 9,81 \text{ кА}$

Приложение Б

Схемы замещения расчетов токов КЗ для ТЗНП.

Однофазные и двухфазные КЗ в конце защищаемых линий W4-W6, а также комплексные схемы тока срабатывания второй ступени защиты линий W4-W6 показаны на рисунках 3.6-3.14.

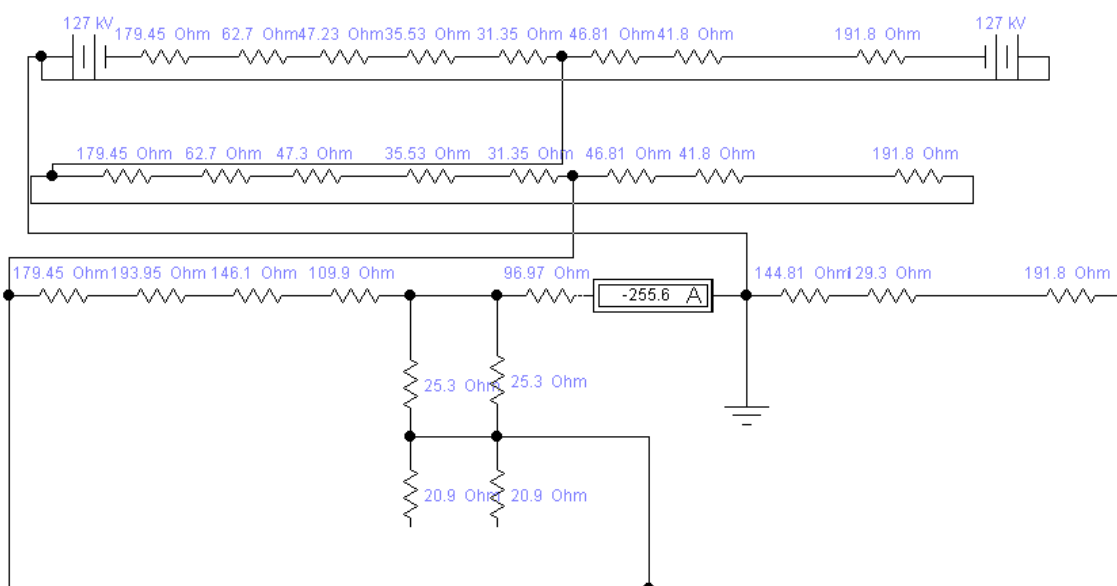


Рисунок 3.6 – Однофазное КЗ в конце защищаемой линии W4

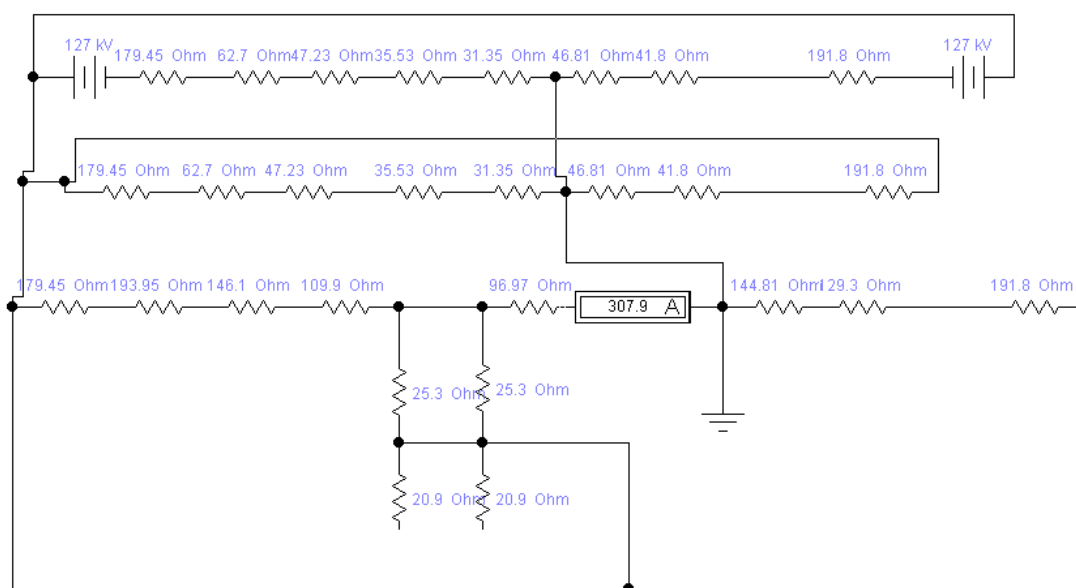


Рисунок 3.7 – Двухфазное КЗ в конце защищаемой линии W4

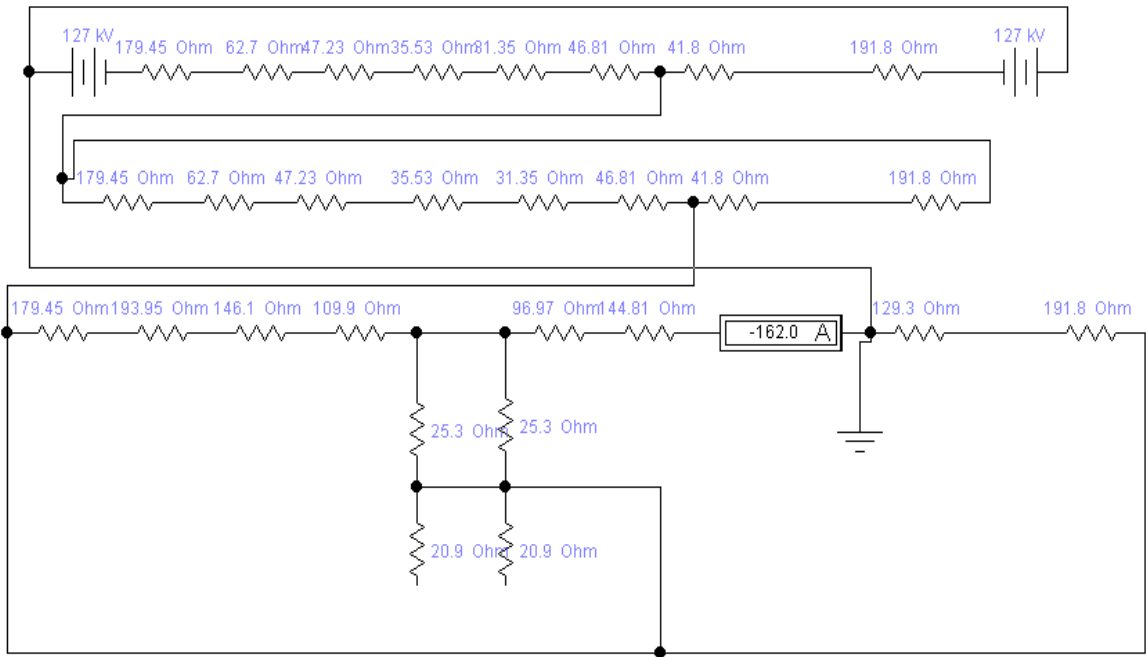


Рисунок 3.8 – Однофазное КЗ в конце защищаемой линии W5

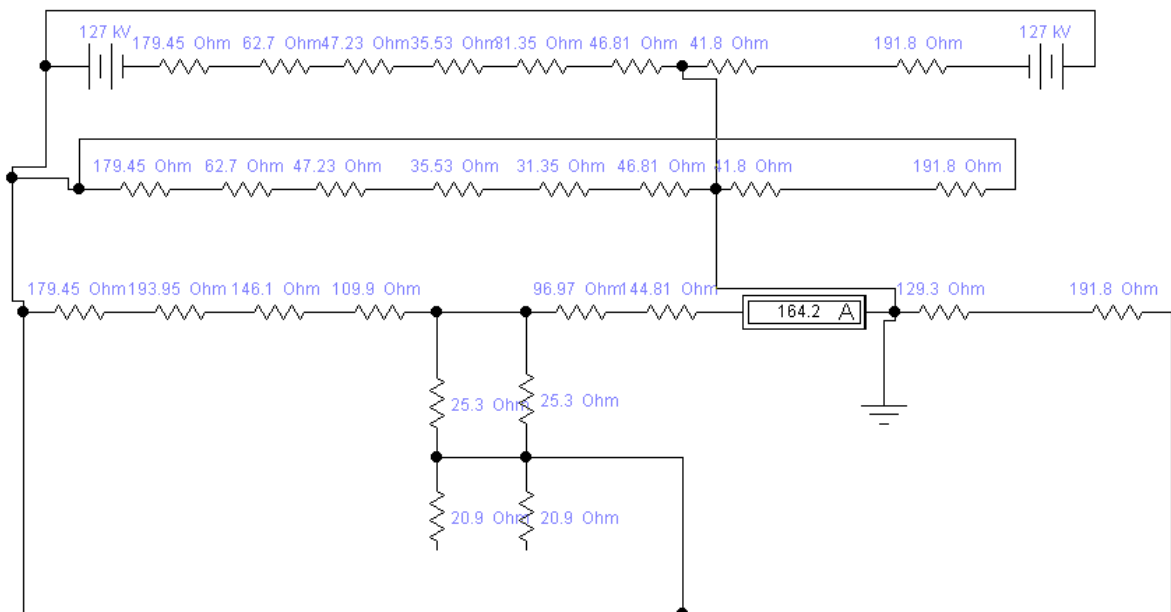


Рисунок 3.9 – Двухфазное КЗ в конце защищаемой линии W5

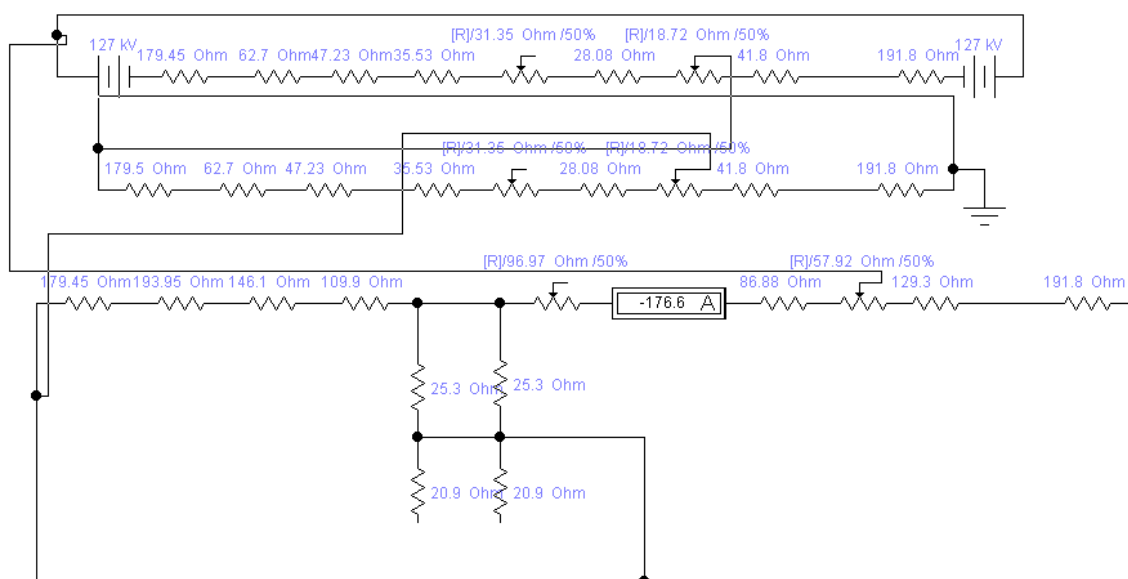


Рисунок 3.9 – Комплексная схема тока срабатывания второй ступени защиты линии W4

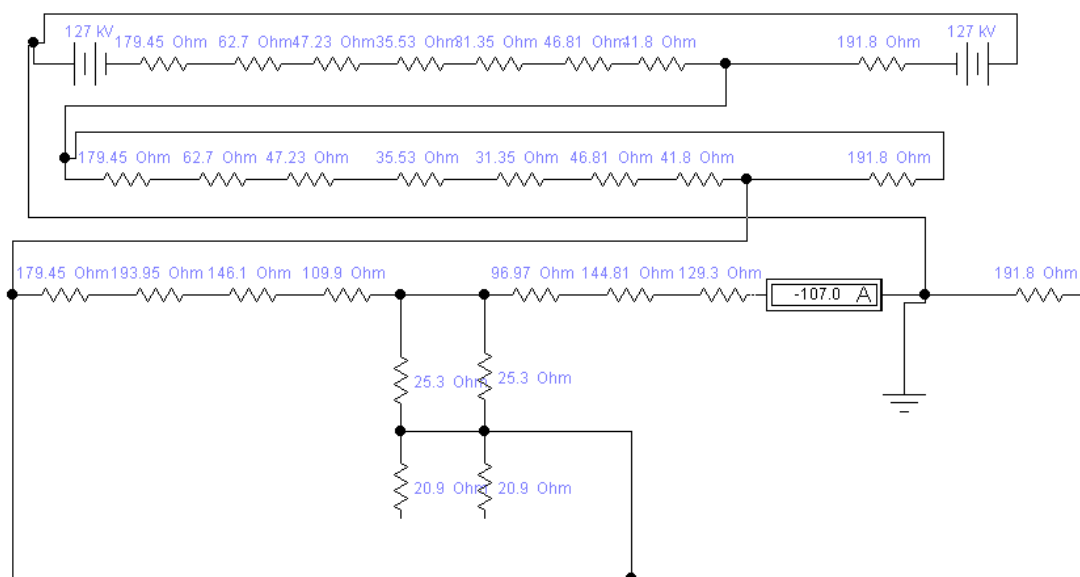


Рисунок 3.10 – Однофазное КЗ в конце защищаемой линии W6

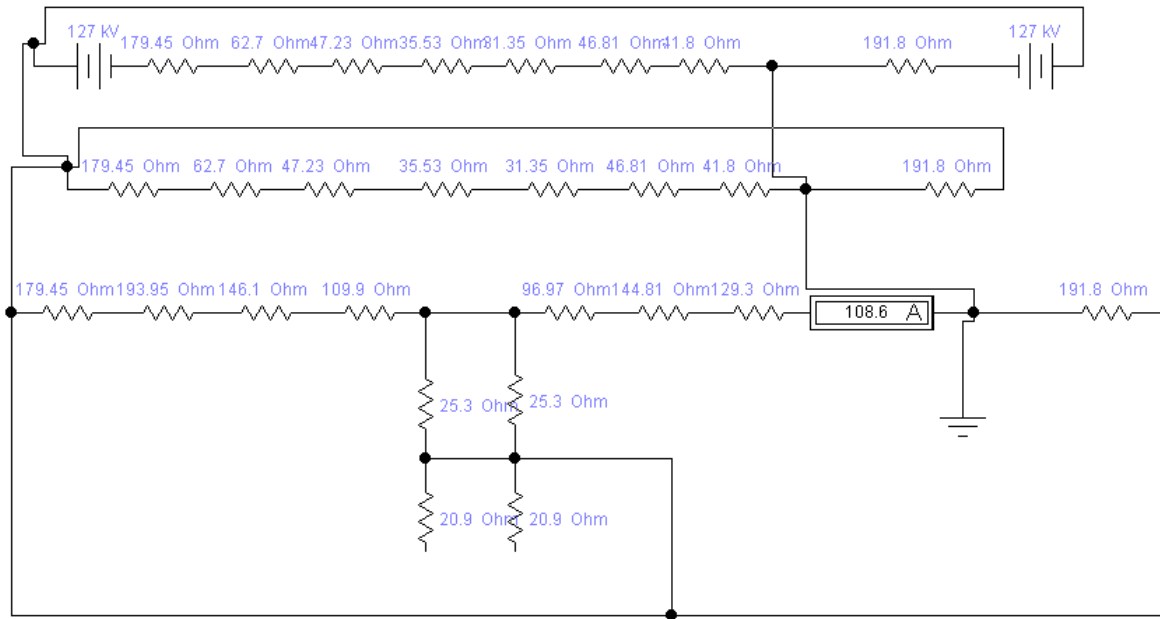


Рисунок 3.11 – Двухфазное КЗ в конце защищаемой линии W6

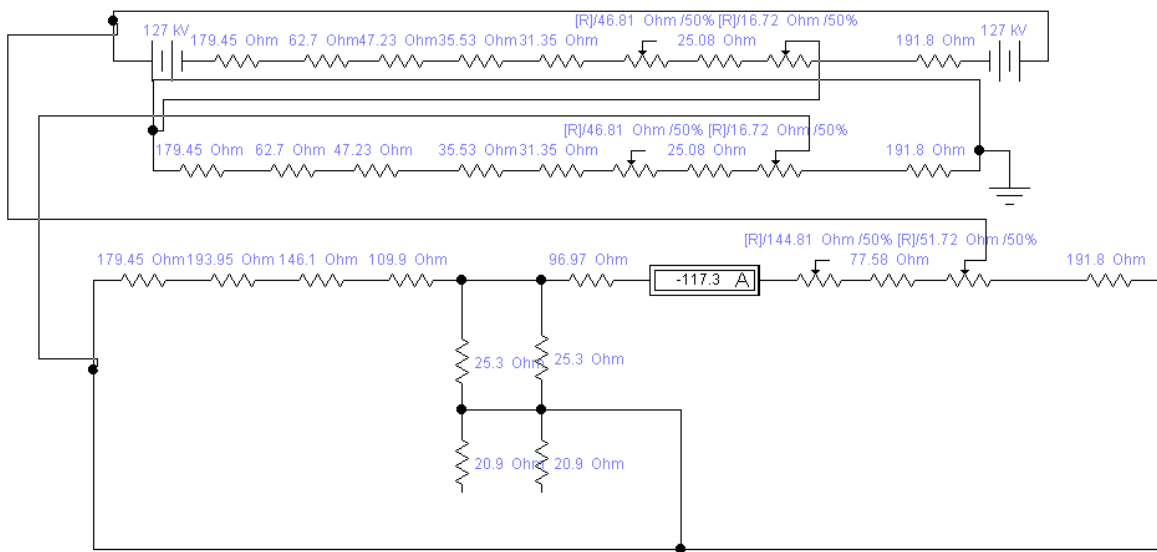


Рисунок 3.12 – Комплексная схема тока срабатывания второй ступени защиты линии W5

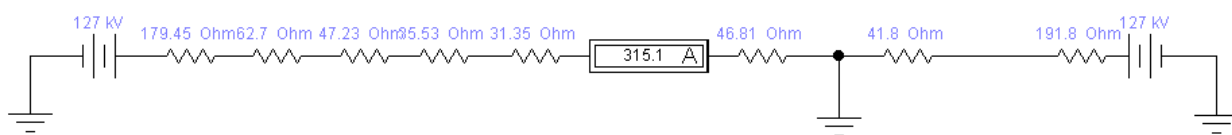


Рисунок 3.13 – Схема замещения прямой последовательности для расчета III ступени

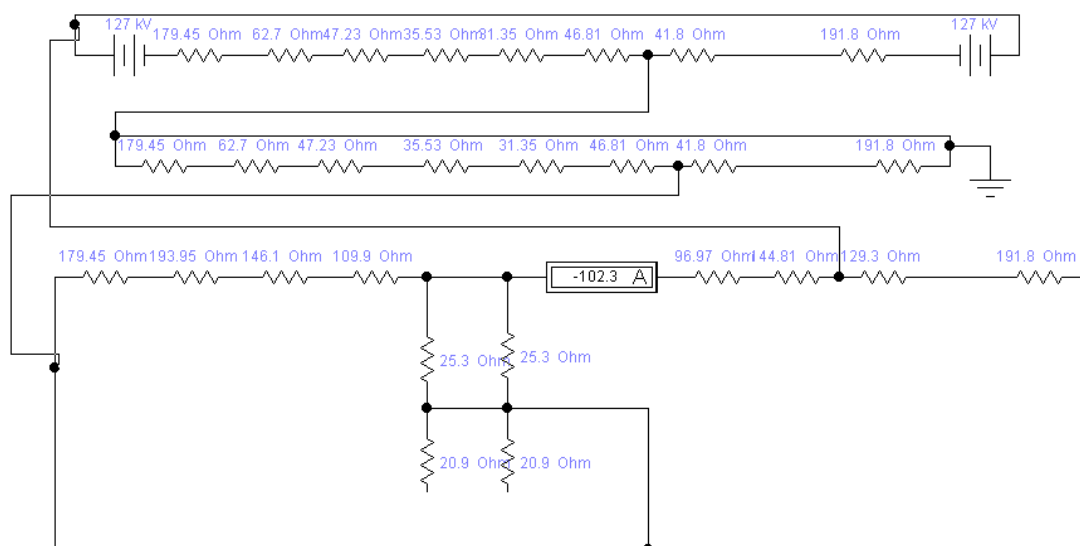


Рисунок 3.14 – Комплексная схема тока срабатывания второй ступени защиты линии W6