

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент, _____

(должность)

_____/_____/_____
(подпись и печать) (И.О. Фамилия)

« ____ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____/ И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2020 г.

«Разработка релейной защиты и автоматики цифровой подстанции
110/35/10 кВ «Озерки» с проверкой измерительных трансформаторов
по обновленному стандарту ПНСТ – 283»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ НАУЧНАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР

Руководитель, к.т.н., доцент

_____/ К.Е. Горшков /

« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы П-282

_____/ Я.А. Брагова /

« ____ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, к.т.н., доцент

_____/ К.Е. Горшков /

« ____ » _____ 2020 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ___ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную научную работу магистра

Брагова Яна Андреевна

Группа П-282

1. Тема выпускной квалификационной работы «Разработка релейной защиты и автоматики цифровой подстанции 110/35/10 кВ «Озерки» с проверкой измерительных трансформаторов по обновленному стандарту ПНСТ – 283» утверждена приказом по университету от « ___ » _____ 2020 г.
№ _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы « ___ » _____ 2020 г.

3. Исходные данные к работе

- схема подключения проектируемой подстанции 110/35/10 кВ;
- параметры воздушных линий 110кВ и 35 кВ;
- величины токов короткого замыкания в сети;
- параметры подключаемых нагрузок к рассматриваемой подстанции;
- требования к релейной защите и автоматике проектируемой подстанции;
- стандарт ПНСТ-283.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- общие положения по выполнению РЗА на цифровой подстанции;
- выбор видов РЗА для объектов на стороне ВН, СН, НН;
- расчет токов короткого замыкания;
- расчет уставок для всех видов РЗА;
- организация связи между терминалами;

- расчет вторичных цепей и времени до насыщения трансформаторов тока;
- технико-экономическое сравнение вариантов построения архитектуры подстанции.

5. Перечень графического материала

- 1) Схема распределения по ТТ и ТН устройств ИТС на ПС 110/35/10 кВ Озерки – 1 лист формата А1;
- 2) Схема расчета токов короткого замыкания в программе – 1 лист формата А1;
- 3) Схема замещения для минимального и максимального режима – 1 лист формата А1;
- 4) Функциональная блок–схема взаимодействия устройств РЗА между собой и с внешними устройствами – 1 лист формата А1.

6. Консультанты, с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Подпись	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
–	–	–	–

7. Дата выдачи задания « ____ » _____ 2020 г.

Руководитель работы

(подпись)

Задание принял к исполнению

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Дата завершения этапа	Отметка руководителя о выполнении
Анализ архитектуры построения подстанции	1 неделя	
Выбор релейной защиты для проектируемой подстанции	2 неделя	
Составление схемы в программе EnergyCS ТКЗ для расчета токов короткого замыкания	3 неделя	
Выполнение расчётов уставок для релейной защиты	4 неделя	
Изучение методических указаний по расчету времени до насыщения трансформаторов тока	5 неделя	
Разработка файла Excel	6 неделя	
Оформление пояснительной записки	7 неделя	
Разработка чертежей	8 неделя	

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / К.Е. Горшков /

Студент _____ / Я.А. Брагова /

АННОТАЦИЯ

Брагова Я.А. – Разработка релейной защиты и автоматики цифровой подстанции 110/35/10 кВ «Озерки» с проверкой измерительных трансформаторов по обновленному стандарту ПНСТ–283. – Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-282, 2020 г., стр. 108, илл. 15, табл. 9. Список литературы – 15 наименований. Чертежей – 4 листа формата А1.

В выпускной квалификационной работе рассмотрен вопрос проектирования цифровой подстанции с микропроцессорными терминалами релейной защиты и автоматики (РЗА) и аналоговыми трансформаторами тока и напряжения.

Рассмотрены основные принципы построения цифровой подстанции с точки зрения релейной защиты. Произведён выбор релейной защиты для рассматриваемой подстанции, выполнен расчет уставок устройств РЗА.

В исследовательской части проекта рассмотрена методика выбора измерительных трансформаторов тока, основанная на стандарте ПНСТ-283. По результатам изучения методика разработана скриптовая программа в файле Excel, позволяющая автоматизировать процесс проверки и выбора трансформаторов тока с учетом времени до их насыщения.

При работе над проектом использовались различные программные средства Microsoft Office, Microsoft Excel, AutoCAD, MathCAD, EnegrыCS TK3.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>		
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>			
<i>Разраб.</i>	<i>Брагова</i>				<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Пров.</i>	<i>Горшков</i>						
<i>Н. контр.</i>	<i>Горшков</i>				<i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Утв.</i>	<i>Кирличникова</i>						
					<i>Разработка релейной защиты и автоматики цифровой подстанции 110/35/10 кВ «Озерки» с проверкой измерительных трансформаторов по обновленному стандарту ПНСТ-283</i>		

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РЗА НА ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	10
1.1 Общие положения проектируемой подстанции.....	10
1.2 Общие положения цифровой подстанции.....	12
2 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЕ ВН, СН, НН	19
2.1 Релейная защита 110 кВ	19
2.2 Релейная защита 35 кВ	20
2.3 Релейная защита 10 кВ	23
3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	26
4 РАСЧЕТ УСТАВОК ДЛЯ ВСЕХ ВИДОВ РЗА.....	31
5 ОРГАНИЗАЦИЯ ОБМЕНА ДАННЫМИ МЕЖДУ МИКРОПРОЦЕССОРНЫМИ ТЕРМИНАЛАМИ РЗА	35
5.1 Общие принципы построения цифровой подстанции	35
5.2 Общие положения о релейной защите на цифровой подстанции.....	42
6 РАСЧЕТ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ И ВРЕМЕНИ ДО НАСЫЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА	46
6.1 Расчет вторичных цепей трансформаторов тока	46
6.1.1 Расчёт сечений вторичных обмоток трансформаторов тока.....	46
6.1.2 Расчёт напряжений на вторичных обмотках трансформаторов тока	54
6.2 Расчёт времени до насыщения ТТ апериодической составляющей тока КЗ.....	56
6.2.1 Влияние остаточной намагниченности на насыщение трансформаторов тока	57
6.2.2 Влияние апериодической составляющей тока короткого замыкания на насыщение трансформаторов тока	58
6.2.3 Расчет промежуточных параметров для определения времени до насыщения трансформаторов тока.....	61
6.2.3 Расчет графоаналитическим методом для определения времени до насыщения трансформаторов тока	64

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		6

7 ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПОСТРОЕНИЯ АРХИТЕКТУРЫ ПОДСТАНЦИИ	75
7.1 Сравнение вариантов построения архитектуры подстанций №1 и №2	75
7.2 Сравнение вариантов построения архитектуры подстанции №2 и №3	78
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	84
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	85
ПРИЛОЖЕНИЕ А Расчёт ориентировочных уставок релейной защиты ...	87
ПРИЛОЖЕНИЕ Б Расчёт времени до насыщения трансформаторов тока.....	107

ВВЕДЕНИЕ

В энергосистеме существуют различные возмущения, приводящие к неправильной работе или выводе из рабочего состояния оборудования, возникновение опасности для жизни человека и многое другое. Для устранения таких возможных причин в электроэнергетике проектируется релейная защита.

Релейная защита служит для обеспечения бесперебойной работы энергосистемы, предотвращение повреждения силового оборудования, либо минимизация последствий при повреждениях. Релейная защита отвечает основным требованиям, это обеспечение надежности, чувствительности, быстродействию, селективности.

Основным последствием после которого начинает свою работу релейная защита это токи короткого замыкания.

Токи короткого замыкания опасны своими значениями, которые во много раз превышают протекающие токи в рабочем состоянии. Оборудование всегда выбирает по номинальному току, но проверяется на возможность выдерживания тока короткого замыкания.

Мы привыкли видеть исполнение релейной защиты в классическом варианте, с медными кабельными связи между терминалами и измерительной аппаратурой. Но развитие идёт вперед.

На данный момент идут тенденции в проектирование цифровых подстанций. Такую подстанцию мы и рассмотрим в данной выпускной квалификационной работе. Цифровая подстанция является высокотехнологичной подстанцией, она должна быть полностью автоматизирована и постоянного присутствия дежурного персонала на ней не требуется.

При проектировании цифровой подстанции выбор релейной защиты остается такой же, как и раньше, основываясь на нормативную документацию. Основное отличие заключается в самих терминалах, получение и передачи сигналов, между самим терминалами релейной защиты, а так же в другие терминалы, которые не относятся к релейной защите.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		8

Производители релейной защиты, выпускающие микропроцессорные терминалы релейной защиты и автоматики, преобразуют свои терминалы под цифровые подстанции. Поэтому при проектировании данных подстанций проблемы с выбором производителя релейной защиты не будет.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>9</i>

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ РЗА НА ЦИФРОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

1.1 Общие положения проектируемой подстанции

В данной работе рассматриваем проектирование тупиковой цифровой подстанции напряжением 110/35/10 кВ. Так как главная тенденция развития в электроэнергетике это цифровизация, то рассмотрение данного вида подстанции считается очень актуальным.

Есть различные методы организации цифровой подстанции, мы рассмотрим вариант, когда устанавливаются обычные трансформаторы тока и устанавливаются аналоговые и дискретные преобразователи. Далее в выпускной квалификационной работе будет рассмотрен вопрос, об экономической целесообразности применения различных видов архитектур подстанций.

Данный способ организации цифровой подстанции является наиболее простым. Оперативный персонал умеет эксплуатировать обычные трансформаторы тока, сами преобразователи аналоговых и дискретных сигналов, напоминают терминалы релейной защиты. Ячейки 10 кВ можно выполнить по принципу стандартной подстанции на микропроцессорных терминалах релейной защиты, так как там все устанавливается сразу в ячейках КРУН 10 кВ, с экономической точки зрения перевод на цифровизацию данных присоединений не выгоден. Но для данной подстанции, присоединения 10 кВ выполним с элементами цифровой подстанции.

Рассмотрим принцип проектирования цифровой подстанции, сначала опишем элементы, для которых будем производить выбор релейной защиты и их стандартные функции.

В выпускной квалификационной работе предусматривается оснащение современными микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики следующих элементов подстанции 110/35/10 кВ Озерки:

- Трансформаторов Т-1,2;
- Выключателей В 110 кВ;
- Секций шин 35 кВ;

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		10

- Выключателей В 35 кВ;
- ВЛ 35 кВ Озерки - Солнечная I,II цепь и ВЛ 35 кВ Озерки - Зимняя I,II цепь;
- Секций шин 10 кВ;
- Выключателей В 10 кВ;
- Трансформаторов напряжения 35 и 10 кВ.

Комплексы релейной защиты и автоматики выбраны в соответствии с действующими в РФ нормативными документами и обеспечивают предъявляемые к ним требованиям по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности.

Повышение надежности релейной защиты и автоматики защищаемых элементов обеспечивается выполнением ближнего резервирования:

- использованием для защиты каждого элемента не менее двух видов защит;
- использованием УРОВ;
- разделением комплектов защит по цепям переменного тока, переменного напряжения и оперативного постоянного тока;
- размещением устройств, резервирующих друг друга, в разных шкафах.

Для разделения по цепям переменного тока питание комплектов РЗА, резервирующих друг друга, будет выполняться от разных вторичных обмоток трансформатора тока с учетом того, что предусмотрены устройства типа ПАС на каждую обмотку.

Цепи переменного тока должны выполняться отдельными экранированными кабелями, проложенными разными трассами с учетом ПУЭ п.2.3.79.

Шкафы РЗА выбираются таким образом, чтобы они могли поддерживать интеграцию в систему АСУ ТП. Это важный момент, который должен учитываться при выборе производителя релейной защиты, особенно при проектировании цифровой подстанции.

Одним из важных аспектов работы терминалов релейной защиты, это зрительное и слуховое определение, что произошло с терминалом, для этого есть

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		11

световая и звуковая сигнализация терминалов. Во всех микропроцессорных устройствах релейной защиты и автоматики предусмотрена светодиодная сигнализация с запоминанием факта срабатывания данного устройства, что применяется при эксплуатации данных шкафов. Кроме того, в шкафах релейной защиты выполнена местная светодиодная сигнализация и предусмотрена выдача не менее одного светозвукового сигнала срабатывания и/или неисправности в оперативный контур подстанции.

1.2 Общие положения цифровой подстанции

Рассмотрим общие принципы цифровой подстанции. Одним из отличий цифровых подстанций является то, что она должна быть высокоавтоматизированной, а следовательно на ней не требуется постоянного присутствия дежурного персонала. Как показывает статистика много аварий происходит из-за человеческого фактора. Это нормальный показатель, цифровая подстанция направлена на то, чтобы фактор человеческой ошибки должен практически исчезнуть.

Цифровая ПС должна соответствовать следующим критериям:

- дистанционная наблюдаемость параметров и режимов работы оборудования и систем, необходимых для нормального функционирования без постоянного присутствия дежурного и обслуживающего эксплуатационного персонала;
- обеспечение телеуправления оборудованием и системами для эксплуатации ПС без постоянного присутствия дежурного и обслуживающего эксплуатационного персонала;
- высокий уровень автоматизации управления оборудованием и системами с применением интеллектуальных систем управления режимами работы оборудования и систем;
- дистанционная управляемость всеми технологическими процессами в режиме единого времени;
- цифровой обмен данными между всеми технологическими системами в едином формате;

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		12

- интегрированность в систему управления электрической сетью и предприятием, а также обеспечение цифрового взаимодействия с соответствующими инфраструктурными организациями (со смежными объектами);
- функциональная и информационная безопасность при цифровизации технологических процессов;
- непрерывный мониторинг состояния основного технологического оборудования и систем в режиме онлайн с передачей необходимого объема цифровых данных, контролируемых параметров и сигналов.

В состав программно–технического комплекса цифровой ПС должны входить следующие функциональные подсистемы:

- АСУ ТП;
- РЗА;
- специализированного автоматического управления;
- мониторинга параметров качества электроэнергии;
- регистрации аварийных событий и процессов в энергосистеме (РАС);
- коммерческого и технического учета электроэнергии;
- мониторинг, диагностика состояния основного технологического оборудования;
- мониторинга и управления инженерными системами;
- синхронизированных векторных измерений;
- нормативно-технической документации и информационного обеспечения обслуживающего персонала;
- информационной безопасности;
- общей безопасности.

Согласно требованиям СТО_34.01-21-004-2019 [1] на цифровых подстанциях выделяются три структурных уровня:

- уровень процесса;
- уровень присоединения;
- уровень подстанции.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
						13
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		

Структурные уровни объединяются посредством сегментов локальной вычислительной сети Ethernet. Сегменты локальной вычислительной сети образуют шину процесса, объединяющую уровень процесса и уровень присоединения, и шину подстанции, объединяющую уровень присоединения и уровень подстанции.

Далее будет рассмотрен каждый уровень в отдельности, сейчас рассмотрим, что такое преобразователь аналоговых сигналов и преобразователь дискретных сигналов.

ПДС – устройства подсистемы дискретного ввод-вывода. Устройства обеспечивают поддержку протокола МЭК 61850-8-1 для сбора дискретной информации (положение коммутационных аппаратов, положение ключей режима управления, состояние цепей обогрева приводов и др.) с последующей передачей информации АСУТП и устройствам РЗА.

ПАС – устройства подсистемы аналогового ввода. Устройства обеспечивают поддержку протокола МЭК 61850-9-2 для сбора аналоговой информации (токи и напряжения) с последующей передачей информации АСУТП и устройствам РЗА.

Устройства ПАС и ПДС оборудования 110 и 35 кВ размещаются в шкафах, которые будут устанавливаться в ячейках соответствующего оборудования на ОРУ 110 кВ и ОРУ 35 кВ. Устройства ПАС оборудования 10 кВ будут размещаться непосредственно в ячейках КРУН.

Состав и объем устанавливаемых устройств релейной защиты представлен в таблице 1.1

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		14

Таблица 1.1 – Состав и объём устанавливаемых устройств РЗА

Тип	Кол-во, шт.	Тип и кол-во комплектов в каждом шкафу	Выполняемые функции
Присоединения 110 кВ			
Шкаф основной защиты трансформатора (ДЗТ) Т-1 (Т-2)	2	Комплект основной защиты трансформатора – 1 шт	ДЗТ, ТЗНП ВН, МТЗ ВН/У, МТЗ СН/У, МТЗ НН/У, ГЗ Т, ГЗ РПН, ЗП, КИГЗ, УРОВ, РАС
Шкаф резервной защиты трансформатора Т-1 (Т-2) и АУВ В-110 1,2Т	2	Комплект резервной защиты трансформатора и АУВ В 110 кВ – 1шт	МТЗ ВН/У, МТЗ СН/У, МТЗ НН/У, ТЗНП ВН, ГЗ Т, ГЗ РПН, КИГЗ, УРОВ, АУВ, РАС
Шкаф ПДС трансформатора Т-1 (Т-2)	2	Комплект ПДС – 2шт	ПДС
Шкаф ПАС выключателя В-110 Т-1 (Т-2)	2	Комплект ПАС – 2шт	ПАС
Шкаф ПДС выключателя В-110 Т-1 (Т-2)	2	Комплект ПДС – 2шт	ПДС
Шкаф ПАС и ПДС ТН-1(2)-110	2	Комплект ПАС – 1шт	ПАС
		Комплект ПДС – 1шт	ПДС

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР

Лист

15

Тип	Кол-во, шт.	Тип и кол-во комплектов в каждом шкафу	Выполняемые функции
Шкаф ПАС ТТ 110 Озерки – Ленинградская – I(II)	2	Комплект ПАС – 2шт	ПАС
Присоединения 35 кВ			
Шкаф защиты ввода и АУВ В-35 Т-1(Т-2)	2	Комплект защит и автоматики выключа- теля ввода – 1шт	МТЗ/У, УРОВ, АУВ, АПВ, РАС
Шкаф защиты и АУВ СВ-35, ТН-1-35(ТН-2-35)	1	Комплект защит и автоматики секцион- ного выключателя – 1шт	МТЗ, УРОВ, АВР, АПВ, АУВ, РАС
		Комплект защит ТН 35 кВ – 2шт	Контроль ис- правности ТН, АЧР, ЧАПВ, ЗМН, СЗЗ, АВР, ЗПН, РАС
Шкаф защиты и АУВ выключателей отходящих линий 35 кВ Солнечная I(II) цепь	1	Комплект защит и автоматики линейно- го выключателя – 2шт	МТЗ, ТО, ЗОЗЗ, АУВ, УРОВ, ЗНР, ЗМН, РАС
Шкаф защиты и АУВ выключателей отходящих линий 35 кВ Зимняя I(II) цепь	1	Комплект защит и автоматики линейно- го выключателя – 2шт	МТЗ, ТО, ЗОЗЗ, АУВ, УРОВ, ЗНР, ЗМН, РАС

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР

Лист

16

Тип	Кол-во, шт.	Тип и кол-во комплектов в каждом шкафу	Выполняемые функции
Шкаф защиты шин	1	Комплект логической защиты шин – 1 шт	ЛЗШ, УРОВ, РАС
Шкаф ПАС выключателя В-35 Т-1(Т-2)	2	Комплект ПАС – 2шт	ПАС
Шкаф ПДС выключателя В-35 Т-1(Т-2)	2	Комплект ПДС – 2шт	ПДС
Шкаф ПАС выключателя СВ 35	1	Комплект ПАС – 1шт	ПАС
Шкаф ПДС выключателя СВ 35	1	Комплект ПДС – 2шт	ПДС
Шкаф ПАС выключателя отходящей линии 35 кВ	4	Комплект ПАС – 1шт	ПАС
Шкаф ПДС выключателя отходящей линии 35 кВ	4	Комплект ПДС – 2шт	ПДС
Присоединения 10 кВ			
Терминал защиты ввода и АУВ В-10 Т-1(Т-2)	2	Комплект защит и автоматики выключателя ввода – 1шт	МТЗ/У, УРОВ, ЛЗШ, АУВ, РАС
Терминал защиты и АУВ СВ-10	1	Комплект защит и автоматики секционного выключателя – 1шт	МТЗ, УРОВ, ЛЗШ, АУВ, АВР, РАС

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР

Лист

17

Тип	Кол-во, шт.	Тип и кол-во комплектов в каждом шкафу	Выполняемые функции
Терминал защиты и АУВ выключателей отходящих линий 10 кВ	4	Комплект защит и автоматики выключателя отходящей линии – 1шт	МТЗ, ТО, УРОВ, АУВ, АПВ, ЗОЗЗ, РАС
Терминал защиты и АУВ В-10 ТСН-1 (ТСН-2)	2	Комплект защит и автоматики выключателя ТСН – 1шт	МТЗ, ТО, УРОВ, АУВ, ЗП, ЗОЗЗ, РАС
Терминал трансформатора напряжения секции	2	Комплект защит ТН 10 кВ – 1шт	Контроль исправности ТН, АЧР, ЧАПВ, ЗМН, СЗЗ, АВР, ЗПН, РАС
Устройство ПАС	12	Комплект ПАС – 1шт	ПАС

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		18

2 ВЫБОР ВИДОВ РЗА ДЛЯ ОБЪЕКТОВ НА СТОРОНЕ ВН, СН, НН

2.1 Релейная защита 110 кВ

Для правильного выбора устройств релейной защиты будем ссылаться на нормативную документацию после каждого элемента.

Линии ВЛ 110 кВ Озерки-Ленинградская I, II цепь с отпайкой на подстанции являются линиями с односторонним питанием, согласно СТО 56947007-29.240.10.248-2017 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ» п. 12.9.8 [2], СТО 34.01-3.1-002-2016 «Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ» п.5.6.5.5 [3], устройства защиты линий с односторонним питанием устанавливаются с питающей стороны.

Сейчас все новые подстанции, даже если они тупиковые при проектировании закладываются возможности, что данные подстанции будут иметь возможность стать не тупиковыми. Так как сейчас очень развиты тенденции применения на подстанциях малой генерации, то на данной подстанции примем такое решение. Устанавливаем на открытой части подстанции преобразователи аналоговых сигналов, это так же будет нужно для передачи измерений на саму подстанцию и вышестоящие органы. Устанавливать терминалы релейной защиты на линии в соответствии с требованиями не будем. Но если это потребуется, то все возможности для этого будут.

На ПС 110 кВ Озерки устанавливаются два силовых трехфазных трёхобмоточных трансформатора мощностью каждый по 25 МВА. В соответствии с СТО 34.01-3.1-002-2016 «Типовые технические решения подстанции 6-110 кВ» п. 5.6.5.1 [3], для защиты трансформатора 110/35/10 кВ предусмотрен следующий комплекс релейной защиты и автоматики:

– один комплект основной защиты трансформатора, в котором реализуются функции:

- ДЗТ;
- ТЗНП стороны ВН;
- МТЗ ВН, СН, НН с блокировкой по напряжению;

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		19

- ГЗ Т;
- ГЗ РПН;
- ЗП обмотки ВН;
- УРОВ.

– комплект резервной защиты трансформатора, в котором реализуются функции:

- МТЗ ВН, СН, НН;
- ТЗНП ВН;
- ГЗ Т;
- ГЗ РПН;
- УРОВ;
- АУВ.

– комплект автоматики регулирования РПН.

Технологические защиты трансформатора реализуются в системе мониторинга трансформатора, поставляемой непосредственно с самим силовым трансформатором.

В терминалах основной и резервной защит силового трансформатора предусмотрен перевод газовой защиты на сигнал программным ключом, а также контроль исправности цепей газовой защиты. Так же газовые защиты должны действовать через терминалы основных защит трансформаторов.

2.2 Релейная защита 35 кВ

Для защиты отходящих линий ВЛ 35 кВ Озерки – Солнечная I и II цепь предусмотрен следующий комплекс релейной защиты и автоматики:

– комплект защит и автоматики линейного выключателя, в котором реализуются функции:

- МТЗ;
- ТО;
- АУВ;
- УРОВ;

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		20

- АПВ;
- ТЗНП;
- ЗМН;
- ЛЗШ;
- ЗНР.

Для защиты отходящих линий ВЛ 35 кВ Озерки – Зимняя I и II цепь предусмотрен следующий комплекс РЗА:

- МТЗ;
- ТО;
- АУВ;
- УРОВ;
- АПВ;
- ТЗНП;
- ЗМН;
- ЛЗШ;
- ЗНР.

Для каждой отходящей линии устанавливается отдельный комплект защит. Токовые защиты могут являться направленными на перспективу использования малой генерации, как один из вариантов.

Для секционного выключателя 35 кВ предусмотрен следующий комплекс релейной защиты и автоматики:

– комплект защит и автоматики секционного выключателя, в котором реализуются функции:

- МТЗ;
- УРОВ;
- АПВ;
- АВР;
- ЛЗШ;
- АУВ.

Для защиты вводных выключателей 35 кВ предусмотрен следующий комплекс релейной защиты и автоматики:

– комплект защит и автоматики выключателя ввода, в котором реализуются функции:

- МТЗ;
- УРОВ;
- АУВ;
- ЛЗШ;
- АПВ.

Для каждого вводного выключателя устанавливается отдельный комплект защит.

Для защиты ТН 35 кВ предусмотрен следующий комплекс РЗА:

– комплект защит ТН, в котором реализуются функции:

контроль исправности ТН;

- АЧР;
- ЧАПВ;
- ЗМН;
- СОЗЗ;
- АВР;
- ЗПН.

Для каждого ТН устанавливается отдельный комплект защит.

Для защиты секций шин 35 кВ предусмотрен следующий комплекс РЗА:

– комплект логической защиты шин.

Если будет малая генерация, то на шинах 35 кВ нужно будет предусмотреть дифференциальную защиту шин.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		22

2.3 Релейная защита 10 кВ

Комплекты защит элементов 10 кВ устанавливаются непосредственно в ячейках КРУН 10 кВ.

Для защиты отходящих линий 10 кВ предусмотрен следующий комплекс РЗА:

– комплект защит и автоматики линейного выключателя, в котором реализуются функции:

- МТЗ;
- ТО;
- АУВ;
- УРОВ;
- АПВ;
- ТЗНП;
- ЗДЗ

Для каждой отходящей линии устанавливается свой комплект защит.

Для защиты ТСН предусмотрен следующий комплекс РЗА:

– комплект защит и автоматики выключателя ТСН, в котором реализуются функции:

- МТЗ;
- ТО;
- АУВ;
- УРОВ;
- ЗП;
- ТЗНП;
- ЗДЗ.

Для каждого ТСН устанавливается свой комплект защит.

Для секционного выключателя 10 кВ предусмотрен следующий комплекс РЗА:

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		23

– комплект защит и автоматики секционного выключателя, в котором реализуются функции:

- МТЗ;
- ЛЗШ;
- УРОВ;
- АВР;
- АУВ;
- ЗДЗ.

Для защиты вводных выключателей 10 кВ предусмотрен следующий комплекс РЗА:

– комплект защит и автоматики выключателя ввода, в котором реализуются функции:

- МТЗ;
- УРОВ;
- ЛЗШ;
- АУВ;
- ЗДЗ

Для каждого вводного выключателя устанавливается свой комплект защит.

Для защиты ТН 10 кВ предусмотрен следующий комплекс РЗА:

– комплект защит ТН, в котором реализуются функции:

контроль исправности ТН;

- АЧР;
- ЧАПВ;
- ЗМН;
- СОЗЗ;
- АВР;
- ЗПН;
- ЗДЗ.

Для каждого ТН устанавливается свой комплект защит.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		24

Для защиты ячеек КРУН 10 кВ при возникновении в них КЗ, сопровождающихся открытой электрической дугой, предусматривается установка световой защиты от дуговых замыканий (ЗДЗ). Данная функция реализовывается, как в защитах самой ячейки, а так же ее можно реализовать, как терминал, устанавливаемый в отдельном шкафу КРУН 10 кВ для каждой секции шин 10 кВ.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		<i>25</i>

3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Для расчетов токов короткого замыкания используем программное обеспечение «EnergyCS ТКЗ». Методика расчета в программе выполнена на основании руководящих указаний и методических указаний по расчету токов короткого замыкания[4-5].

Производим расчет токов короткого замыкания для двух режимов работы сети, максимального и минимального.

Максимальный режим работы подстанции заключается в работе двух трансформаторов и включенных секционных выключателях на стороне 10 и 35 кВ. Данный режим работы считается максимальным, так как при нем возникают наибольшие перетоки на подстанции, что приводит к повышению токов короткого замыкания.

За минимальный режим работы подстанции принимаем, что в работе включены два трансформатора, но все секционные выключатели отключены, данный режим работы соответствует нормальному режиму работы подстанции.

Определившись с режимами переходим к построению расчетной схемы для двух режимов в программе «EnergyCS ТКЗ» и расставляем точки короткого замыкания, на интересующих узлах подстанции.

Уже выбран перечень защит для каждого элемента, поэтому можно без затруднений определить какие токи короткого замыкания нам понадобятся для расчетов уставок.

Расчетная схема для максимального режима представлена на рисунке 3.1.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		26

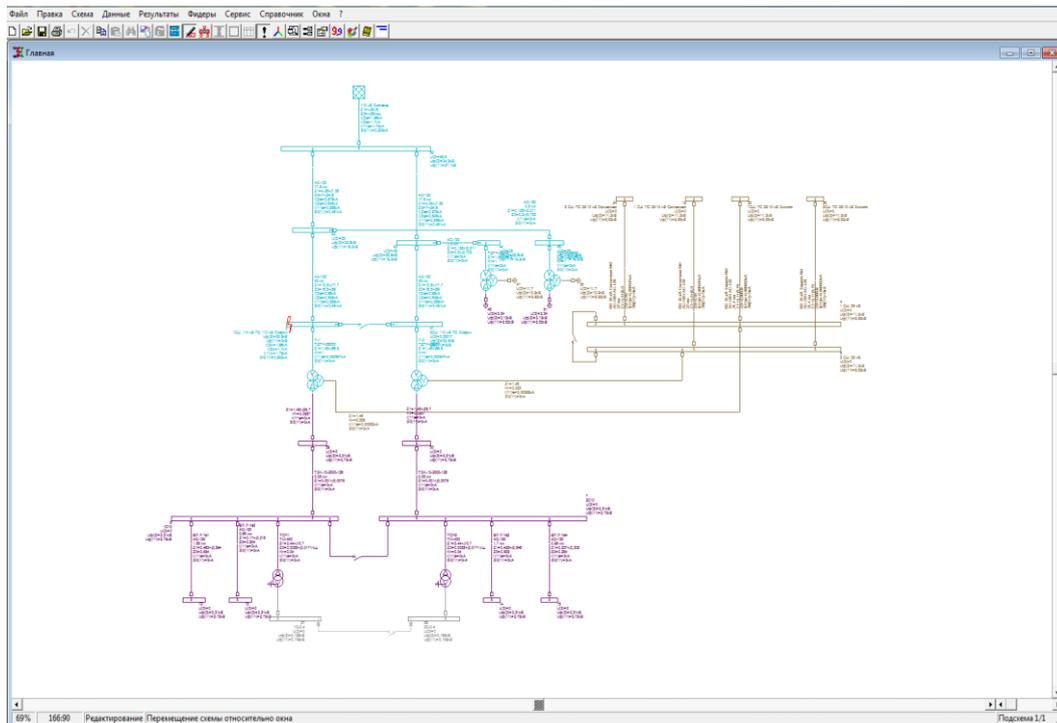


Рисунок 3.1 – Расчетная схема в программе «EnergyCS ТКЗ» для максимального режима работы подстанции

Расчетная схема для минимального режима представлена на рисунке 3.2.

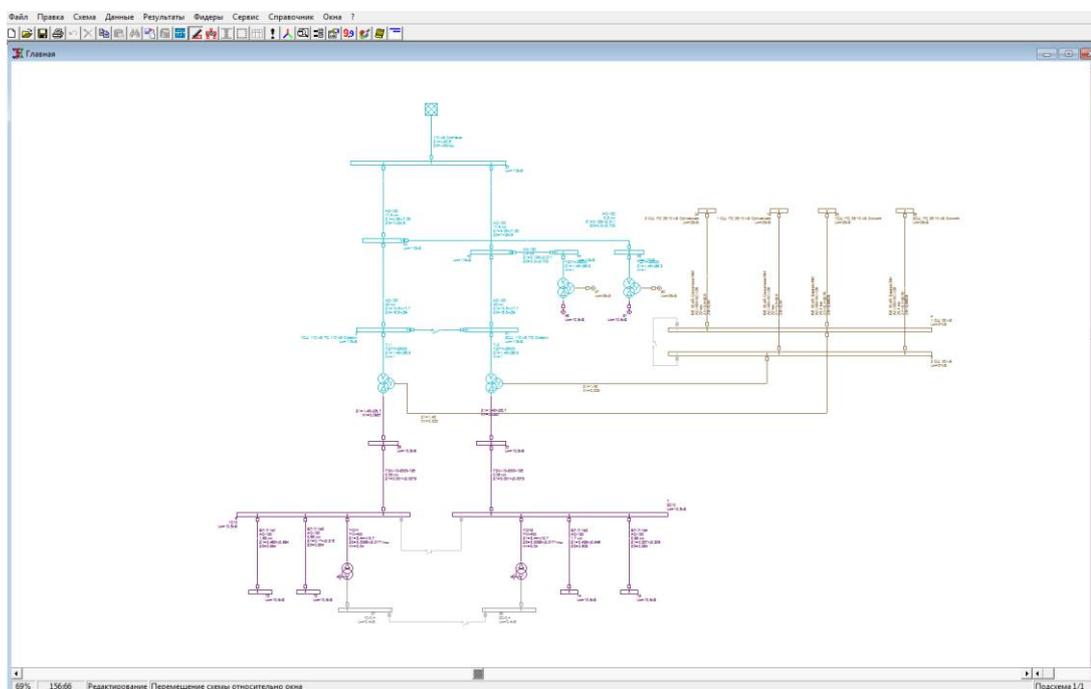


Рисунок 3.2 – Расчетная схема в программе «EnergyCS ТКЗ» для минимального режима работы подстанции

Для удобства рассмотрения каждого режима составлены схемы замещения, с указанием токов короткого замыкания. Данные схемы представлены в графической части.

Обозначение точек короткого замыкания:

- К1 – короткое замыкание на 1СШ 110 кВ ПС 110/35/10 кВ Озерки
- К2 – короткое замыкание на 2СШ 110 кВ ПС 110/35/10 кВ Озерки
- К3 – короткое замыкание на 1СШ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ Озерки
- К4 – короткое замыкание на 2СШ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ Озерки
- К5 – короткое замыкание на 1СШ 10 кВ ПС 110/35/10 кВ Озерки
- К6 – короткое замыкание на 2СШ 10 кВ ПС 110/35/10 кВ Озерки
- К7 – короткое замыкание на ВЛ 35 кВ Солнечная II цепь
- К8 – короткое замыкание на ВЛ 35 кВ Солнечная I цепь
- К9 – короткое замыкание на ВЛ 35 кВ Зимняя II цепь
- К10 – короткое замыкание на ВЛ 35 кВ Зимняя I цепь
- К11 – короткое замыкание на КВЛ Л №1 10 кВ
- К12 – короткое замыкание на КВЛ Л №2 10 кВ
- К13 – короткое замыкание на ТСН1 10 кВ
- К14 – короткое замыкание на ТСН2 10 кВ
- К15 – короткое замыкание на КВЛ Л №3 10 кВ
- К16 – короткое замыкание на КВЛ Л №4 10 кВ

Результаты расчетов максимального режима для всех точек КЗ сведены в таблицу 3.1.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		28

Таблица 3.1 – Результаты расчетов ТКЗ в максимальном режиме

Точка КЗ	I_3 , кА	I_2 , кА	I_1 , кА
КЗ 1	2,13	1,84	2,09
КЗ 2	2,13	1,84	2,09
КЗ 3	3,33	2,88	–
КЗ 4	3,33	2,88	–
КЗ 5	8,92	7,72	–
КЗ 6	8,92	7,72	–
КЗ 7	1,26	1,1	–
КЗ 8	1,26	1,1	–
КЗ 9	1,35	1,17	–
КЗ 10	1,35	1,17	–
КЗ 11	4,39	3,8	–
КЗ 12	6,75	5,58	–
КЗ 13	13,3	11,5	–
КЗ 14	13,3	11,5	–
КЗ 15	6,75	5,85	–
КЗ 16	4,39	3,8	–

Результаты расчетов минимального режима для всех точек КЗ сведем в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчетов ТКЗ в минимальном режиме

Точка КЗ	I_3 , кА	I_2 , кА	I_1 , кА
КЗ 1	2,13	1,84	2,09
КЗ 2	2,13	1,84	2,09
КЗ 3	2,25	1,95	–
КЗ 4	2,25	1,95	–
КЗ 5	5,57	4,83	–
КЗ 6	5,57	4,83	–
КЗ 7	1,08	0,93	–
КЗ 8	1,14	0,99	–
КЗ 9	1,08	0,93	–
КЗ 10	1,14	0,99	–
КЗ 11	3,42	2,96	–
КЗ 12	4,65	4,03	–
КЗ 13	12,9	11,2	–
КЗ 14	12,9	11,2	–
КЗ 15	4,65	4,03	–
КЗ 16	3,42	2,96	–

4 РАСЧЕТ УСТАВОК ДЛЯ ВСЕХ ВИДОВ РЗА

После того, как произвели выбор релейной защиты для всех элементов рассматриваемой подстанции, следующим этапом является расчет уставок релейной защиты для рассматриваемых терминалов.

Каждая защита рассчитывается индивидуально, токи короткого замыкания выбираются в зависимости от того, как мы подключим терминалы.

В рамках данной выпускной квалификационной работы не будем рассматривать вопрос параметрирования терминалов релейной защиты, этот момент, очень важен, и основывается на выбранных защитах и рассчитанных уставках.

Рассмотрим немного эту тему. Параметрирование представляет собой бланки уставок релейной защиты. Каждый бланк соответствует своему терминалу, в нем прописаны диапазоны устанавливаемых уставок. Данные в бланки могут заполняться, как в первичных так и во вторичных единицах измерения, часто бывает что бланк уставок имеет сразу две колонки, где прописывается и то и то значение. Так же в бланках уставок указываются входы на которые заводятся используемы защиты, программируются светодиоды.

Для чего нужен этот бланк. При наладке терминалов релейной защиты, чтобы персоналу было удобно, им выдается бланк терминалов релейной защиты. И уже в программу терминала забиваются уставки, удобно представленные в бланках, без всякой лишней информации, все входы прописаны, светодиоды. Так же это будет удобно использовать в будущем, если будут какие то изменения в расчетах уставок.

Вернемся к рассмотрению самого расчета уставок релейной защиты.

Расчёт выполняют по руководящим указаниям для расчёта уставок релейной защиты[6-9], так же у каждого производителя в руководящих указаниях к терминалам, прописывается краткое описание расчёта уставок для каждой защиты. Расчёт там представляется не полно, но в нём указаны коэффициенты, которые обычной задаются в зависимости от других показателей, а в руководящих указаниях представлен конкретные значения, которые нужно использовать для данного терминала.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		31

Сам расчёт выполнил в приложение А, чтобы не занимать много места в основной части диплома. Результаты расчётов уставок релейной защиты представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчётов уставок релейной защиты

Наименование защиты	Расчетная уставка, А	Коэффициент чувствительности
110 кВ		
Трансформатор 110 кВ Т-1(2)		
ДЗТ	$K_T=1,02; I_{до}=0,5$	6,37
МТЗ/У ВН	$I_{МТЗ.пр}=224,53; U_{пр}=26,30$	2,19
МТЗ/У СН	$I_{МТЗ.пр}=210,7; U_{пр}=26,30$	2,19
МТЗ/У НН	$I_{МТЗ.пр}=210,7; U_{пр}=7,50$	2,19
ЗП	$I_{зп.пр}=146,70$	–
УРОВ	$I_{уров.пр}=30$	–
ТЗНП	$I_{ТЗНП.пр}=73,7$	1,8
35 кВ		
Ввод 35 кВ АТ-1(2)		
МТЗ/У	$I_{МТЗ.пр}=572,00; U_{пр}=26,30$	3,41
УРОВ	$I_{уров.пр}=13$	–
СВ 35 кВ		
МТЗ	$I_{МТЗ.пр}=572,00$	1,63
УРОВ	$I_{уров.пр}=13$	–
ВЛ 35 кВ Озерки–Зимняя I(II) цепь		
ДЗ	$Z_{с.з.1}=19,25$	0,97
МТЗ	$I_{МТЗ.пр}=520,00$	1,79
ТЗНП	$I_{ТЗНП.пр}=3,2$	1,04
УРОВ	$I_{уров.пр}=7$	–
ВЛ 35 кВ Озерки–Солнечная I(II) цепь		

Наименование защиты	Расчетная уставка, А	Коэффициент чувствительности
ТО	$I_{\text{ТО.пр}}=1512,00$	1,3
МТЗ	$I_{\text{МТЗ.пр}}=520,00$	1,8
ТЗНП	$I_{\text{ТЗНП.пр}}=2,9$	1,14
УРОВ	$I_{\text{уров.пр}}=7,75$	–
10 кВ		
Ввод Т-1(2) 10 кВ		
МТЗ	$I_{\text{МТЗ.пр1}}=2133,33; I_{\text{МТЗ.пр2}}=780,00$	2,26;6,2
УРОВ	$I_{\text{уров.пр}}=10$	–
СВ 10 кВ		
МТЗ	$I_{\text{МТЗ.пр1}}=2133,33; I_{\text{МТЗ.пр2}}=780,00$	2,26;2,1
УРОВ	$I_{\text{уров.пр}}=10$	–
ТСН-1(2) 10 кВ		
ТО	$I_{\text{ТО.пр}}=608,00$	7,94
МТЗ	$I_{\text{МТЗ.пр}}=41,10$	10,39
ЗП	$I_{\text{ЗП.пр}}=25,70$	–
ТЗНП	$I_{\text{ТЗНП.пр}}=0,1$	57,5
УРОВ	$I_{\text{уров.пр}}=7,5$	–
КВЛ 10 кВ ЛН ^о 4		
ТО	$I_{\text{ТО.пр}}=4025,00$	1,2
МТЗ	$I_{\text{МТЗ.пр}}=192,4$	15,0
ТЗНП	$I_{\text{ТЗНП.пр}}=1,1$	2,25
УРОВ	$I_{\text{уров.пр}}=67,17$	–
КВЛ 10 кВ ЛН ^о 3		
ТО	$I_{\text{ТО.пр}}=4025,00$	1,2
МТЗ	$I_{\text{МТЗ.пр}}=192,4$	21,0
ТЗНП	$I_{\text{ТЗНП.пр}}=1,1$	2,10
УРОВ	$I_{\text{уров.пр}}=67,17$	–

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР

Лист

33

Наименование защиты	Расчетная уставка, А	Коэффициент чувствительности
КВЛ 10 кВ ЛН [№] 2		
ТО	$I_{\text{ТО.пр}}=4025,00$	1,2
МТЗ	$I_{\text{МТЗ.пр}}=192,4$	21,0
ТЗНП	$I_{\text{ТЗНП.пр}}=1,1$	2,1
УРОВ	$I_{\text{уров.пр}}=67,17$	–
КВЛ 10 кВ ЛН [№] 1		
ТО	$I_{\text{ТО.пр}}=4025,00$	1,2
МТЗ	$I_{\text{МТЗ.пр}}=192,4$	15,0
ТЗНП	$I_{\text{ТЗНП.пр}}=1,1$	2,5
УРОВ	$I_{\text{уров.пр}}=49,3$	–

5 ОРГАНИЗАЦИЯ ОБМЕНА ДАННЫМИ МЕЖДУ МИКРОПРОЦЕССОРНЫМИ ТЕРМИНАЛАМИ РЗА

5.1 Общие принципы построения цифровой подстанции

При проектировании релейной защиты на цифровых подстанциях возникает вопрос, о том, как будет организована связь между терминалами релейной защиты.

Один из показателей, который показывает, что данная подстанция является цифровой это реализация обеспечения связи между структурными уровнями посредством сети Ethernet. Можно на подстанции, открыв терминалы релейной защиты, сразу определить, что является ли данная подстанция цифровой. Нам в этом поможет клеммник, на обычной подстанции мы увидим забитый клеммник с кучей медных проводов, а на цифровой же подстанции в самом терминале устанавливаются порты Ethernet, которые и служат для передачи всех сигналов.

Рассмотрим каждый уровень в отдельности в соответствии с СТО 34.01-21-004-2019 [1]:

1) Уровень процесса включает технические средства организации цифрового интерфейса с основным оборудованием, подключенные в шину процесса. Цифровой интерфейс может быть изначально встроенным в основное оборудование или формироваться устройством сопряжения с объектом (ПАС, ПДС). Как выполнено на рассматриваемой подстанции. На данный момент это самый распространенный способ реализации цифровой подстанции. Можно сказать, этот вариант привычен для персонала, трансформаторы тока остаются аналоговыми, как раньше, а терминалы ПАС и ПДС не сложнее терминалов релейной защиты.

Задачами уровня процесса являются:

– сбор сигналов, их преобразование в цифровой вид и передача на уровень присоединения. Сигналы несут в себе информацию о состоянии и режиме работы оборудования подстанции и систем;

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		35

– передача команд управления на устройства оборудования, полученных со стороны уровня присоединения.

Требования к оборудованию уровня процесса:

– устройства уровня процесса должны располагаться в максимальной близости к основному оборудованию или быть интегрированы в него;

– устройства уровня процесса должны соответствовать основным требованиям, таким как надежность, обеспечение электромагнитной совместимости и многим другим;

– для обеспечения надежности, как и на обычных подстанциях, оборудование уровня процесса должно выполняться с резервированием;

– оборудование уровня процесса должно иметь функции самодиагностики для корректной работы и оперативных действий при выводе данного устройства;

– неправильная работа, отказы устройств уровня процесса должны фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде соответствующей визуальной сигнализации. Если рассматривать с точки зрения релейной защиты, это реализация выполняется в регистраторе аварийных событий;

– устройства уровня процесса должны поддерживать протокол резервирования PRP.

Немного рассмотрим, что под собой подразумевает данный протокол. Протокол резервирования PRP, это когда устройства РЗА, подключаются к двум изолированным друг от друга сетям, действующим параллельно, которые могут иметь разные виды систем топологий. Данные системы сетей должны быть изолированы друг от друга, это делается для того чтобы любая неисправность, остановка передачи данных в одной сети не оказывала никакого влияния на другую сеть.

Такое резервирование сигналов является можно сказать самым надежным. Питание данных сетей нужно осуществить от разных источников питания, опять же это делается для независимости систем друг от друга и повышения

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		36

надежности данной системы. Соединения между двумя системами не должно быть. Для облегчения представления, такое резервирование осуществляется, как два независимых круга, которые не имеют точек пересечения. Например в терминал релейной защиты уходит сигнал в первое и во второе кольцо, а в коммутаторе, считывается один сигнал второй отменяется, но если сигнал который установлен для считывания пропадет, тогда будет использоваться второй сигнал.

Требования к преобразователям аналоговых сигналов:

– преобразователи аналоговых сигналов служат для преобразования аналоговых сигналов от измерительных ТТ и ТН в потоки выборочных цифровых значений, измеряемых электрических величин (SV-потоки). Передача данных должна осуществляться по протоколу МЭК 61850-9-2 (SV - Sampled Values);

– дискретная диагностическая информация с преобразователей аналоговых сигналов должна передаваться сообщениями по протоколу МЭК 61850-8-1;

– преобразователи аналоговых сигналов должны иметь набор аналоговых входов для подключения измерительных цепей;

– преобразователи аналоговых сигналов, осуществляющие измерения мгновенных величин токов и напряжений, должны использовать протокол синхронизации времени;

– внутренние часы преобразователей аналоговых сигналов при потере внешней синхронизации должны обеспечить уход внутреннего времени не более чем на 1 мкс в течение 10 с. Переход на резервный источник внешней синхронизации должен осуществляться в течение не более чем 1 с;

– взаиморезервируемые преобразователи аналоговых сигналов должны подключаться к разным кернам измерительных трансформаторов. Для задач РЗА – обязательно, для остальных применений – при наличии технической возможности.

Требования к преобразователям дискретных сигналов:

– преобразователи дискретных сигналов предназначены для преобразования в цифровой вид и передачи на уровень присоединения и уровень подстан-

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		37

ции данных о состоянии оборудования, а также выполнения команд управления, полученных от технических средств уровня присоединения. Обмен данными выполняется с использованием протокола МЭК 61850-8-1 GOOSE, MMS;

– преобразователи дискретных сигналов должны поддерживать протоколы сервиса единого точного времени ПС.

Преобразователи аналоговых и дискретных сигналов могут объединяться в комбинированном устройстве.

2) Уровень присоединения образуется интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ), выполняющими прикладные функции АСУ, включая РЗА, для соответствующего основного оборудования.

Требования к интеллектуальным электронным устройствам, обеспечивающим функции технологического управления электротехническим оборудованием ПС:

– устройства уровня присоединения должны обеспечивать прием и обработку данных, получаемых от устройств уровня процесса, выполнение соответствующих алгоритмов прикладных функций с передачей режимной и диагностической информации на уровень шины подстанции;

– устройства должны поддерживать протокол МЭК 61850-9-2 SV для приема мгновенных значений тока и напряжения от устройств уровня процесса;

– устройства должны поддерживать протокол МЭК 61850-8-1 GOOSE для обмена информацией с устройствами уровня процесса и другими устройствам уровня присоединения;

– устройства должны формировать буферизированные и небуферизированные отчеты в соответствии с МЭК 61850-8-1 MMS;

– устройства должны принимать и выполнять команды с моделью управления SBOes и Direct в соответствии с МЭК 61850-7-2 Ed.2;

– оборудование интеллектуальных электронных устройств должно быть предназначено для работы в условиях ПС (соответствие требованиям к ЭМС и надежности);

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		38

– устройства уровня присоединения должны иметь интерфейсы для подключения к сегментам ЛВС шины процесса и шины подстанции. Подключение ИЭУ к шине процесса должно быть резервированным с нулевым временем восстановления по протоколу PRP, технические решения по подключению ИЭУ к шине подстанции должны обеспечивать защиту от одиночного отказа;

– оборудование ИЭУ должно обеспечивать продолжение работы при отказе технических средств уровня подстанции;

– устройства уровня присоединения, выполняющие функции РЗА, должны резервироваться;

– устройства уровня присоединения должны иметь функции самодиагностики для обеспечения обнаружения отказов с точностью до отдельного модуля (блока), входящего в устройство уровня присоединения;

– сбои в работе и отказы функционирования узлов устройства уровня присоединения должны автоматически фиксироваться в журнале событий устройства, а также отражаться в виде соответствующей визуальной сигнализации. В состав диагностируемых компонентов устройств должны быть включены Ethernet соединения;

– устройства уровня присоединения должны использовать протокол синхронизации времени PTP (МЭК 61850-9-3, IEEE Std 1588-2008, Power Profile).

3) Уровень подстанции включает программно-технические средства, выполняющие функции в рамках подстанции в целом, с консолидацией информации получаемой от уровня присоединения.

К программно-техническим средствам уровня подстанции относятся:

– сервера АСУ ТП / ССПИ;

– сервера и АРМ SCADA системы ЦПС;

– устройство(а) регистрации параметров переходных процессов в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах;

– средства информационной интеграции цифровой ПС и ЦУС в соответствии с МЭК 61850-9-2.

Требования к программно-техническим средствам уровня подстанции:

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		39

– данный уровень должен быть образован серверами, объединенными в отказоустойчивый кластер, на платформе виртуализации которого работают сервера и АРМ уровня подстанции;

– сервера уровня подстанции взаимодействуют с устройствами уровня присоединения по ЛВС шины подстанции, используя сервисы клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1, обмен файловой информацией должен производиться с использованием сервисов файлового обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1;

– технические средства уровня подстанции должны обеспечивать скоординированное выполнение команд оператора непосредственно на подстанции и/или команд вышестоящего уровня управления с формированием управляющих воздействий с использованием сервисов МЭК 61850-8-1:

- для управления основным оборудованием;
- для управления программными ключами в составе АСТУ;
- для изменения уставок

– оборудование уровня подстанции должно быть предназначено для работы в условиях ПС (соответствие требованиям к ЭМС и надежности);

– устройства уровня подстанции должны иметь интерфейсы для подключения в ЛВС шины подстанции, обеспечивающие защиту от одиночного отказа соединения;

– для информационного обмена ЦПС с вышестоящими уровнями управления (ЦУС) и бизнес-аналитики для передачи оперативной и неоперативной информации в обоих направлениях сервера ССПИ должны поддерживать сервисы клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1;

– для информационного обмена с существующими (унаследованными) SCADA системами, не имеющими возможности клиент-серверного обмена в соответствии с МЭК 61850-8-1, сервера ССПИ должны в том числе поддерживать протокол МЭК 60870-5-104.

Базовыми принципами сопряжения уровня цифровой ПС и уровня цифрового предприятия являются:

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		40

- в ПТК (программно-технический комплекс) цифровой ПС создается и ведется общая модель оборудования ПС в формате МЭК 61850 (SCD);
- в ПТК цифровой ЭС организуется подсистема ведения общей модели цифровой ЭС;
- в ПТК цифровой ЭС импортируются модели всех цифровых ПС, при этом ПТК цифровой ЭС автоматически подписывается на сервисы обновления модели;
- импорт модели цифровой ПС подразумевает преобразование модели из формата МЭК 61850 в формат CIM МЭК 61970/МЭК 61968 с использованием специальных конверторов данных с соответствующими профилями и видами;
- подсистема ведения общей модели цифровой ЭС должна предоставлять стандартизированный интерфейс доступа к данной модели с организацией интеграционной шины как для приложений технологического управления сетью (SCADA, EMS), так и для корпоративных приложений (ERP, планирование развития, технологические присоединения, ТОиР и т.п.);
- ПТК цифровой ПС при изменении данных в своей модели должна обеспечивать отсылку отчета в ПТК цифровой ЭС, тем самым синхронизируя информацию на уровне цифровой ПС и цифровой ЭС, после чего она становится доступна подписчикам на интеграционной шине;
- при наличии надежных и широкополосных каналов связи импорт модели цифровой ПС в модель цифровой ЭС может не производиться, а модель цифровой ЭС может использовать модели цифровой ПС непосредственно из ПТК цифровой ПС, также возможен обратный вариант, когда модели цифровой ПС создаются непосредственно в ПТК цифровой ЭС и актуальные данные постоянно передаются напрямую в модель цифровой ЭС (данный вариант является предпочтительным при полном отказе от наличия постоянного дежурного персонала на цифровой ПС).

Достоинствами построения оптимального ПТК цифровой ПС являются:

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		41

- значительно меньшее общее количество и номенклатура оборудования в составе ПТК, что снижает объем профилактического обслуживания, сокращает время восстановления работоспособности и требуемые объемы ЗИП;
- значительное снижение количества кабельных связей в составе комплекса и их полная диагностируемость, что ускоряет поиск неисправности и сокращает время восстановительного ремонта;
- сокращение времени поставки и затрат на поставку ЗИП за счет использования вычислительных и коммуникационных средств общего назначения (серверов) в составе системы, которые имеют более низкую стоимость по сравнению со специальными, при более высокой производительности;
- снижение объемов и частоты периодических проверок за счет организации более оптимального планирования профилактических и необходимых восстановительных работ.

5.2 Общие положения о релейной защите на цифровой подстанции

Система релейной защиты и автоматики в структуре цифровой подстанции является локальной автономной подсистемой автоматического действия и производит функционирование на уровне присоединения и подстанции.

Подсистема РЗА должна состоять из комплекса устройств, выполняющих функции РЗА на электроэнергетических объектах, и комплекса средств автоматизации функций персонала РЗА.

Рассмотрим уровни присоединения подсистем РЗА представленные в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Уровни присоединения подсистем РЗА

	Источники информации				
	ПДС	ПАС	РЗА	АСУ ТП	АРМ
РЗА Прием	GOOSE	SV,GOOSE	GOOSE	MMS– управление	MMS– управление
	Приемники информации				

	ПДС	ПАС	РЗА	АСУ ТП	АРМ
РЗА Выдача	GOOSE, управление	–	GOOSE	MMS– ТС, ТИ	MMS– ТС, ТИ

В целях обеспечения надежности функционирования задач РЗА уровень процесса присоединений 110-220 кВ должен быть дублирован. В случае использования ПАС, они должны быть подключены к разным источникам сигнала.

Информация с основного и резервного комплекта устройств уровня процесса должна быть доступна как основному, так и резервному комплекту защит. Источник используемой информации должен определяться прикладной задачей РЗА исходя из собственной логики.

Сбор дискретной информации и функции управления выключателем при срабатывании защит должны выполняться устройствами ПДС.

Интеллектуальные электронные устройства релейной защиты должны выполнять анализ и обработку информации с целью выявления аварийного режима, а также принятия решения об автоматическом отключении присоединения электрической сети от остальной ее части, или действиями на сигнал.

Для двухстороннего обмена дискретной информацией должен использоваться протокол МЭК 61850-8-1 (GOOSE)

Для обмена аналоговой информацией должен использоваться протокол МЭК 61850-9-2 (SV)

Интеллектуальные электронные устройства релейной защиты должны выдавать управляющие сигналы на отключение защищаемого присоединения через ПДС, формировать дискретные сигналы (о срабатывании защит, о блокировках, пусках, неисправностях входных цепей тока или напряжения, неисправностях, обнаруженных системой диагностики, изменении конфигурации и оперативном состоянии ИЭУ РЗА, оперативных физических и логических

ключей, накладок, переключателей и т.п.) и передавать на уровень подстанции.

Интеллектуальные электронные устройства релейной защиты должны информировать другие устройства уровня присоединения об изменении значений атрибутов его информационной модели.

Интеллектуальные электронные устройства релейной защиты должны принимать от устройств уровня подстанции команды дистанционного управления и регулирования.

В устройствах различного назначения рекомендуется использоваться модули с однотипными методами конфигурирования и тестирования с целью максимального облегчения наладки, обслуживания и обучения персонала.

Рассмотрим уровень подстанции подсистемы релейной защиты

На уровне ПТК подстанции подсистемы РЗА должны быть обеспечены сбор, обработка и доступ для необходимой технологической информации персонала управления РЗА.

На уровне ПТК подстанции подсистемы РЗА должно быть организовано автоматизированное рабочее место персонала релейной защиты и автоматики с полным набором программного обеспечения для дистанционного доступа, параметрирования и конфигурирования всех функций, находящихся на данной цифровой подстанции устройств защиты.

На уровне подстанции должны быть реализованы функции мониторинга РЗА (дистанционный сбор и сигнализация о появлении сигналов неисправности защит, аварийных осциллограмм, автоматизированный анализ функционирования защит на ПС, контроль ресурса коммутационных аппаратов по отключающей способности).

Мониторинг исправности устройств РЗА (самодиагностики) на подстанции должен состоять из следующих частей:

– контроль измеренных значений аналоговых измерений несколькими устройствами, установленными на одном присоединении. В случае возникно-

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		44

вения расхождения более суммарных допустимых погрешностей всех элементов должен формироваться сигнал неисправности;

- контроль наличия внутренних сигналов неисправностей устройств РЗА;
- контроль версий программного обеспечения, файлов конфигурации, параметров срабатывания устройств РЗА.

АРМ РЗА должен содержать набор следующих функций:

- работа с устройствами РЗА в режиме «on-line» с функцией контроля режимных параметров и положения коммутационных аппаратов на цифровой ПС;
- считывание состояния дискретных входов/выходов, уставок, а также активной группы уставок устройств РЗА в диалоговом режиме;
- считывание и визуализация событий и осциллограмм из существующих устройств РЗА;
- считывание EventLog и TripLog сигналов из терминалов защит;
- считывание из устройств РЗА осциллограмм и событий для ретроспективного анализа;
- изменение уставок РЗА.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		45

6 РАСЧЕТ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ И ВРЕМЕНИ ДО НАСЫЩЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

6.1 Расчет вторичных цепей трансформаторов тока

С развитием релейной защиты, развивается и ее быстродействие. Прогресс идет к тому, чтобы сократить время срабатывания до минимума. Во время релейной защиты входит время считывания показаний с трансформатора тока, отправка сигнала на срабатывание, срабатывание коммуникационного аппарата и др. На все это затрачивается время, которое свести к нулю не возможно. Одна из основных проблем на данный момент является насыщение трансформаторов тока. Эту проблему можно рассматривать, как с точки зрения измерения, учета, а так же с точки зрения релейной защиты. Рассмотрим проблемы связанные с релейной защитой.

В условиях эксплуатации возникает необходимость оценить наибольшие погрешности трансформаторов тока, например при увеличении токов короткого замыкания, замене контрольного кабеля, изменения коэффициента трансформации трансформатора тока и т.п. При этом параметры ТТ, нагрузка, сечение жил контрольного кабеля и максимальная кратность тока короткого замыкания известны и являются исходными данными.

Чтобы перейти к расчету насыщения трансформаторов тока, сначала нужно выбрать трансформатор тока сам и его параметры.

6.1.1 Расчёт сечений вторичных обмоток трансформаторов тока

Подробный расчет трансформатора тока проведем для одного из ТТ, остальные параметры трансформаторов тока представим в таблице.

Как известно при выборе трансформатора тока, от инженеров–проектировщиков релейной защиты требуется определить номинальную потребляемую мощность трансформатора тока, его кратность и вторичное сечение обмоток.

Связи с новыми проблемами, связанными с насыщением трансформаторов тока, от инженеров–проектировщиков требуется так же рассчитать время до насыщения трансформаторов тока. Данный расчет объемный и его выполне-

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		46

ние занимает достаточно много времени. Но сначала зададим номинальные параметры трансформаторов тока, а потом перейдем к расчету времени насыщения. Расчет выполнен по 5916тм-т1 «Рекомендации по расчету сечений жил контрольных кабелей в токовых цепях РЗ» [10].

Расчет трансформаторов тока начинается с выбора расчетной и максимальной кратности трансформаторов тока.

Первоначально определим расчетную кратность трансформатора тока. Для каждого вида защиты принимается своя расчетная кратность тока.

Токовые защиты с независимой выдержкой времени.

Для обеспечения необходимой чувствительности и предотвращения отказов в срабатывании защиты токовая погрешность ТТ не должна превышать 10% при токе срабатывания реле. Расчетная кратность тока:

$$K_{\text{расч}} = 1,1 \cdot \frac{I_{1\text{с.з}}}{I_{1\text{ном}}};$$

где, $I_{1\text{с.з}}$ – первичный ток срабатывания защиты, А; коэффициент 1,1 учитывает увеличение кратности первичного тока по сравнению с кратностью вторичного тока вследствие 10%-ной погрешности ТТ (для ДЗТ, РАС, АРКТ и ПА $I_{1\text{расч}} = I_{1\text{к.макс}}$);

$I_{1\text{ном}}$ – первичный номинальный ток ТТ, А.

Максимальная кратность тока КЗ, при котором токовая погрешность не должна превышать предельных значений, определяется соотношением:

$$K_{\text{макс}} = \frac{I_{1\text{к.макс}}}{I_{1\text{ном}}};$$

где, $I_{1\text{к.макс}}$ – максимально возможный ток КЗ в месте установки ТТ, А.

Следует отметить, что для токовых защит нет необходимости проверять коэффициент чувствительности при близких КЗ, так как абсолютное значение

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		47

вторичного тока ТТ, несмотря на увеличенную токовую погрешность, всегда больше по сравнению с условием проверки чувствительности при повреждении в конце зоны действия защиты, где $f_{\text{доп}} \leq 10\%$. Это положение справедливо для защит, ИО которые реагируют на интегральное значение токов (действующие и средние) и чувствительность, которых практически не снижается при искаженной форме кривой тока.

Максимальные токовые защиты с ограниченной–зависимой выдержкой времени.

Для обеспечения селективности защиты, токовая погрешность не должна превышать 10% при токе КЗ, по которому производится согласование временных характеристик ступеней защиты:

$$K_{\text{расч}} = 1,1 \cdot \frac{I_{1\text{согл}}}{I_{1\text{ном}}};$$

где, $I_{1\text{согл}}$ – первичный ток, при котором производится согласование по времени ступеней защиты.

Направленные токовые и дистанционные защиты.

Для обеспечения необходимой чувствительности и предотвращения излишнего срабатывания при внешних КЗ ступенчатых защит токовая погрешность ТТ не должна превышать 10% при повреждениях в расчетной точке. Расчетной является точка КЗ в конце зоны действия первой ступени защиты.

Если согласование защит смежных элементов с первой ступенью данной защиты не производится, расчетная точка КЗ может приниматься в конце зоны действия второй ступени. Расчетная кратность:

$$K_{\text{расч}} = \frac{I_{1\text{расч}}}{I_{1\text{ном}}} = \frac{1,1 \cdot I_{1\text{сз}}}{I_{1\text{ном}}};$$

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		48

Продольные дифференциальные токовые защиты (трансформаторов, генераторов, шин и линий).

Для предотвращения излишнего срабатывания защиты при внешних КЗ полная погрешность ТТ не должна превышать 10% при наибольшем токе внешнего КЗ:

$$K_{\text{расч}} = \frac{I_{1\text{расч}}}{I_{1\text{ном}}} = \frac{1,1 \cdot I_{1\text{сз}}}{I_{1\text{ном}}};$$

Дифференциально–фазные высокочастотные защиты:

Для предотвращения излишнего срабатывания защиты при наибольшем токе внешнего КЗ токовая погрешность ТТ не должна превышать 10%:

$$K_{\text{расч}} = \frac{I_{1\text{расч}}}{I_{1\text{ном}}} = \frac{1,1 \cdot I_{1\text{сз}}}{I_{1\text{ном}}};$$

Так как мы рассматриваем цифровую подстанцию, то к трансформаторам тока мы подключаем преобразователи аналоговых сигналов (ПАС). ПАС не является одним из видов защит, методические указания для расчета расчетной кратности для ПАСов нету, то тогда принимаем для дальнейших расчетов, что расчетная кратность равна максимальной кратности.

Подробный расчёт выбора сечения вторичных обмотках ТТ проведён на примере вторичной обмотки ТА2 ТТ 110 кВ Озерки – Ленинградская 1 цепь.

$$K_{\text{макс}} = 1820/300 = 6,07.$$

После того, как посчитали расчетную и максимальную кратность короткого замыкания определяем максимально допустимую токовую погрешность для подключаемой аппаратуры $f_{\text{доп}}$.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		49

Для максимальных токовых защит и отсечек, ДЗТ, РАС, АРКТ и ПА $f_{\text{доп}} = 50\%$. По рисунку 6.1 определяется коэффициент А.

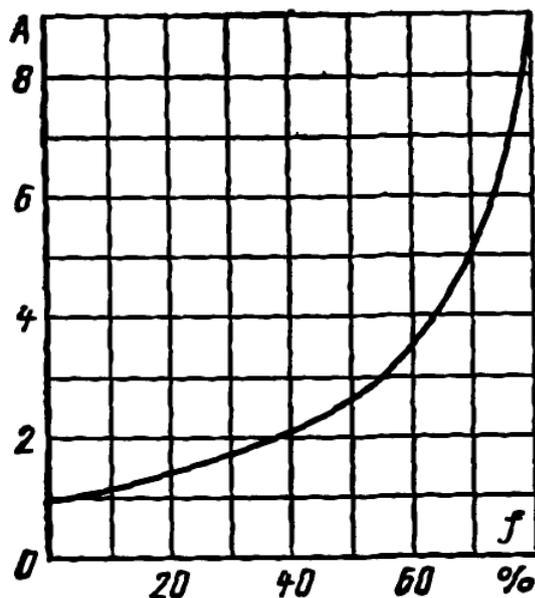


Рисунок 6.1 – Зависимость коэффициента А от токовой погрешности ТТ

При $f_{\text{доп}} = 50\%$ $A = 2,6$.

Далее нужно вычислить отношение $K_{\text{макс}}/A$, для принятия окончательной кратности, по которой определим требуемую нагрузку.

$$K_{\text{макс}}/A = 6,07/2,6 = 2,34.$$

Если $K_{\text{макс}}/A > K_{\text{расч}}$, то в качестве расчётной кратности принимается:

$$K_{\text{расч}} = K_{\text{макс}}/A.$$

Если нет, то за расчётную кратность принимается

$$K_{\text{расч}} = K_{\text{расч}} = 6,07.$$

В нашем случае кратность принимаем равной :

$$K_{\text{расч}} = K_{\text{расч}} = 6,07.$$

Из кривых предельных кратностей ТТ, соответствующих рассматриваемому трансформатору для принятой расчётной кратности определяется номинальная допустимая нагрузка вторичной обмотки ТТ $Z_{\text{н,доп}}$. Кривые предельных кратностей заказываются у производителей трансформаторов тока, конкретно под каждый трансформатор тока.

Так как мы делаем расчет, не зная определенного производителя, будем пользоваться кривыми приведенные в учебнике «Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты». Для $K_{\text{расч}} = 6,07$ $Z_{\text{н,доп}} = 2$ Ом.

Согласно ПУЭ п.3.4.4 [11] минимальное сечение контрольного кабеля из меди, которое можно применять при эксплуатации равно $2,5 \text{ мм}^2$. Исходя из этого определяется базисная длина контрольного кабеля, т.е. максимально возможная длина медного проводника сечением $2,5 \text{ мм}^2$ для обеспечения не превышения номинально допустимого сопротивления:

$$l_{\text{б}} = 143 \cdot Z_{\text{н,доп}} \cdot (1 - n)/d ;$$

где n и d – коэффициенты, учитывающие схему соединения вторичных цепей ТТ и вид КЗ.

Параметры n и d рассчитываются для различных схем соединений трансформаторов тока. Мы рассматриваем микропроцессорные устройства релейной защиты, поэтому берем параметры для схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока «звезда» при трёхфазном КЗ:

$$n = (Z_{\text{ф}} + R_{\text{пер}})/Z_{\text{н,доп}}; d = 1$$

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		51

где Z_{ϕ} – сопротивление наиболее загруженной фазы, Ом.

Сопротивление определяется исходя из количества подключаемых устройств, их внутреннего сопротивления или мощности, потребляемой по аналоговому входу (в данном случае сопротивления нагрузки взяты на основании технической документации ООО НПП «ЭКРА» для устройств РЗА 10 кВ и преобразователей аналогового сигнала);

$R_{\text{пер}}$ – переходное сопротивление соединительных контактов в токовых цепях защит, принимается равным 0,05 Ом.

$$n = \frac{0,32 + 0,05}{2,00} = 0,19;$$

$$l_{\phi} = 143 \cdot 2 \cdot (1 - 0,19)/1 = 233,09 \text{ м.}$$

Определяется действительная длина контрольного кабеля $l_{\text{дейст}}$ и находится соотношение $l_{\text{дейст}}/l_{\phi}$. Так как проект не привязан к определенному расположению, действительные длины, примем примерные ориентировочное расстояние от преобразователей аналоговых сигналов до трансформаторов тока. Будем учитывать то что преобразователи аналоговых сигналов устанавливаются рядом с трансформаторами тока, следовательно, на открытой части подстанции.

$$l_{\text{дейст}} = 25 \text{ м; } l_{\text{дейст}}/l_{\phi} = 25/233,09 = 0,11$$

По рисунку 6.2 определяется расчётное сечение из ряда стандартных сечений жил кабелей и проводов.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		52

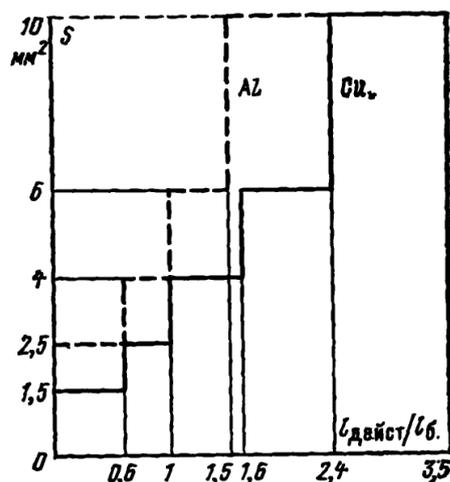


Рисунок 6.2 – Зависимость сечения проводника от отношения $I_{дейст}/I_b$

$$S_{расч} = 1,5 \text{ мм}^2.$$

Из ряда стандартных сечений выбирается нужное сечение кабеля $S_{каб}$, которое не должно быть меньше $S_{расч}$.

Так как при выполнении данного расчета мы не ссылаемся на конкретных производителей, учитывая требования прописанные в ПУЭ [11] принимаем сечение кабелей с запасом.

$$\text{Принимаемое сечение } S_{каб} = 2,5 \text{ мм}^2.$$

Мощность каждой вторичной обмотки ТТ класса точности 10Р должна быть больше или равной 20 ВА. Так же при заказе трансформатора тока в его карте заказа нужно прописать, требуемую мощность при требуемом коэффициенте предельной кратности.

Подробный расчет данного трансформатора тока закончен. Результаты для остальных обмоток класса точности 10Р приведены в приложение Б. Рассматриваем именно данный класс точности, потому что он используется для подключения терминалов релейной защиты.

6.1.2 Расчёт напряжений на вторичных обмотках трансформаторов тока

Как известно, нормальный режим работы трансформаторов тока является режимом короткого замыкания. Размыкать вторичную обмотку трансформатора тока опасно. И для безопасного использования трансформатора тока нужно посчитать напряжение на вторичной обмотке трансформатора тока.

Амплитуда напряжения на вторичной обмотке трансформатора тока при нагрузке, мало зависящей от значения тока, определяется с учетом апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Напряжение на зажимах вторичной обмотки трансформаторов тока при максимальной кратности тока короткого замыкания в ряде случаев превышает 1000 В. Это, имеет место в основном, во вторичных цепях трансформаторов тока с вторичным током равным 1 А.

Характерно, что сопротивление контрольного кабеля в этих случаях обычно не превышает 10-15% общего сопротивления нагрузки, поэтому увеличение сечения жил не может существенно влиять на уменьшение напряжения.

С другой стороны проводя расчет по определению напряжения, создается весь существенный запас, поскольку он выполняется при максимально возможном значении апериодической составляющей тока короткого замыкания, не учитывает насыщение магнитопровода трансформатора тока в этих условиях и характерное для тяжелых случаев значение косинус фи $< 0,8$. Поэтому считается допустимым неучет апериодического процесса при расчете напряжений на зажимах вторичной обмотки трансформаторов тока.

Подробный расчёт напряжений на вторичных обмотках ТТ проведён на примере вторичной обмотки ТА2 ТТ 110 кВ Озерки – Ленинградская 1 цепь.

1) Вычисляется фактическая вторичная нагрузка на ТТ по выражению:

$$Z_{н.расч} = n \cdot Z_{н.доп} + d \cdot \rho \cdot l_{дейст} / S_{каб};$$

$$Z_{н.расч} = 0,19 \cdot 2 + 1 \cdot 0,0175 \cdot 25 / 2,5 = 0,55$$

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		54

2) Определяется амплитуда напряжения на вторичной обмотке ТТ при нагрузке с учётом апериодической составляющей тока КЗ по выражению:

$$U_{2\text{макс}} = K_y \cdot K_{\text{макс}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{2\text{ном}} \cdot Z_{\text{н.расч}}$$

где K_y – ударный коэффициент тока КЗ, определяемый в том же режиме, что и $K_{\text{макс}}$ в зависимости от постоянной времени первичной сети T_1 .

Принимаем $T_1 = 0,05$ с. т.к. активное эквивалентное сопротивление сети неизвестно. Тогда $K_y = 1,64$.

$$U_{2\text{макс}} = 1,64 \cdot 6,07 \cdot \sqrt{2} \cdot 5 \cdot 0,55 = 38,34 \text{ В.}$$

3) Полученное по выражению значение сравнивается с амплитудой действующего значения допустимого напряжения, которое по ПУЭ (см. ПУЭ 7-е издание, раздел 1.8.17) [11] равно $U_{2\text{доп}} = 1000 \text{ В}$, т.е. должно соблюдаться условие:

$$U_{2\text{макс}} \leq \sqrt{2} \cdot U_{2\text{доп}} \quad (2.3)$$

$$38,34 \leq \sqrt{2} \cdot 1000 = 1410.$$

Условие выполняется.

Результаты расчёта для остальных обмоток класса точности 10Р приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчёта напряжений на вторичных обмотках ТТ класса точности 10 Р

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		55

Обмотка ТТ	$K_{\text{макс}}$	$Z_{\text{н,расч}}$	$U_{2\text{макс}}$	Выполнение условия $U_{2\text{макс}} \leq \sqrt{2} \cdot U_{2\text{доп}}$
ТА2 ТТ 110 кВ Озерки-Ленинградская 1 цепь	6,07	0,18	38,34	Выполняется
ТА3 ТТ 110 кВ Озерки-Ленинградская 1 цепь	6,07	0,18	38,34	Выполняется
ТА2 ТТ 110 кВ Озерки-Ленинградская 2 цепь	6,07	0,18	38,34	Выполняется
ТА3 ТТ 110 кВ Озерки-Ленинградская 2 цепь	6,07	0,18	38,34	Выполняется
ТА1 1ТТ 110 Т-1	6,07	0,18	38,34	Выполняется
ТА2 1ТТ 110 Т-1	6,07	0,18	38,34	Выполняется
ТА1 1ТТ 110 Т-2	6,07	0,18	38,34	Выполняется
ТА2 1ТТ 110 Т-2	6,07	0,18	38,34	Выполняется
ТА3 ТТ-1-35 Т-1	4,32	0,11	23,80	Выполняется
ТА3 ТТ-1-35 Т-1	4,32	0,11	23,80	Выполняется
ТА3 ТТ-2-35 Т-2	4,32	0,11	23,80	Выполняется
ТА3 ТТ-2-35 Т-2	4,32	0,11	23,80	Выполняется
ТА4 ТТ 35 СВ	4,32	0,11	23,80	Выполняется
ТА3 ТТ 35 Солнечная II цепь	5,40	0,11	29,75	Выполняется
ТА3 ТТ 35 Солнечная I цепь	5,40	0,11	29,75	Выполняется
ТА3 ТТ 35 Зимняя II цепь	5,40	0,11	29,75	Выполняется
ТА3 ТТ 35 Зимняя I цепь	5,40	0,11	29,75	Выполняется
ТТ 10 Т-1	2,72	0,07	13,88	Выполняется
ТТ 10 Т-2	2,72	0,07	13,88	Выполняется

6.2 Расчёт времени до насыщения ТТ аperiodической составляющей тока КЗ

После выбранных сечений кабелей вторичных обмоток трансформаторов тока можно переходить к расчету времени до насыщения трансформаторов тока. Для перехода к расчету немного раскроем смысл выполнения данного расчета и что несёт в себе понятие насыщения трансформаторов тока.

Насыщение сердечников трансформаторов тока приводит к появлению тока небаланса между насыщенным сердечником и ненасыщенным. Ток небаланса, в свою очередь, может привести как к излишней работе релейной защиты, так и к увеличению времени отключения короткого замыкания и вовсе не срабатыванию релейной защиты.

Основными причинами насыщения сердечников трансформаторов тока является наличие:

- остаточной намагниченности;
- апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Рассмотрим данные параметры подробнее.

6.2.1 Влияние остаточной намагниченности на насыщение трансформаторов тока

Современные трансформаторы тока для защиты выполняются из стали марки 3408 или ее аналогов. Сталь 3408 обладает малыми магнитными удельными потерями, высокой магнитной индукцией насыщения, около 1,8 Тл и прямоугольной петлей гистерезиса. Такие стали, за счет высокой проницаемости позволяют достичь требуемых классов точности при оптимальных размерах, но с другой стороны, из-за прямоугольности петли гистерезиса обладают высокой остаточной намагниченностью, вплоть до 84-86% от индукции насыщения.

Применение современных магнитных материалов позволяет изготовителям закладывать в трансформаторах тока для защиты фактическую предельную кратность равной или чуть больше запрашиваемой заказчиком, без учёта дополнительных коэффициентов запаса, добиваясь при этом требуемого класса точности.

Остаточная намагниченность может возникать при измерении сопротивления обмотки постоянному току во время испытания, а также при воздействии токов короткого замыкания в процессе эксплуатации трансформатора тока. Высокая остаточная намагниченность приводит к смещению рабочей точки на частный цикл намагничивания. В результате чего, намагниченный сердечник

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		57

работает на частном цикле петли гистерезиса. Так как значение остаточной намагниченности может достигать 86% от уровня насыщения, фактически это означает, что даже при незначительном симметричном токе короткого замыкания, трансформатор приходит в состояние насыщения.

Уменьшение остаточной намагниченности может быть достигнуто изменением конструкции магнитопровода, что дает дополнительный эффект линеаризации кривой намагничивания и соответственно снижению остаточной намагниченности сердечника трансформатора тока до номинального уровня.

6.2.2 Влияние апериодической составляющей тока короткого замыкания на насыщение трансформаторов тока

На магнитный поток в сердечнике и степень его близости к насыщенному состоянию намагниченности большое влияние оказывают значения апериодической составляющей тока короткого замыкания. Большая величина апериодической составляющей характерна для сетей вблизи генерирующих станций и потребителей с большой индуктивной нагрузкой.

Необходимо отметить, что апериодическая составляющая является однополярной и даже небольшое значение при достаточной длительности способно привести к насыщению сердечника трансформатора тока.

Пренебрежение апериодической составляющей при выборе трансформаторов тока для защиты, особенно вблизи генерирующих станций, где постоянная времени первичной цепи превышает 100 мс, ведет к снижению надежности работы сети и крупным авариям. Следует отметить, что в некоторых случаях могут наблюдаться одновременно оба случая насыщения из-за высокой остаточной намагниченности и наличия апериодической составляющей.

Для надежной работы сети, при выборе классов точности трансформаторов тока для защиты, необходимо учитывать дополнительные требования к остаточной намагниченности и апериодической составляющей в токе короткого замыкания. Рассмотрим различные классы точности обмоток для защиты:

Класс точности обмоток для защиты 5P, 10P

До настоящего времени существовали только эти классы точности в отечественных стандартах.

К данному классу точности не предъявляются требования по точности в переходных режимах и ограничений по остаточной намагниченности, а значит для трансформаторов тока данных классов точности характерно наличие остаточной намагниченности. В настоящее время кроме традиционных классов 5P и 10P предлагаются следующие классы точности трансформаторов тока для релейной защиты в соответствии с новым стандартом ПНСТ-283 [12].

Класс точности обмоток для защиты 5PR, 10PR

Данный класс точности, помимо требований, предъявляемых к классам 5P и 10P, характеризуется требованием к остаточной намагниченности, которая не должна составлять более 10% от потока насыщения. Следовательно, при протекании симметричных токов КЗ такой трансформатор тока не уйдет в насыщение, и не будет происходить искажения тока во вторичной цепи. После отключения трансформатор не требует размагничивания, так как после прекращения протекания тока в обмотках сердечник возвращается в состояние, предшествующее короткому замыканию. Такой тип трансформаторов должен прийти на смену трансформаторам тока класса точности 5P и 10P: он не требует увеличения сечения или значительного увеличения стоимости, так как фактически это тот же классический трансформатор, только с небольшим конструктивным изменением магнитопровода.

Класс точности обмоток для защиты TPY

Данный класс точности характеризуется не только требованием к ограничению остаточной намагниченности, аналогично классам 5PR, 10PR, но и требованиями к точности передачи мгновенного значения тока в переходном режиме короткого замыкания с нормированной погрешностью не более 10%. Данный класс позволяет измерять значение тока КЗ с учетом апериодической составляющей. Надо отметить, что такая точность работы трансформаторов тока в переходных режимах требуется далеко не всегда, и для ее достижения

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		59

приходится значительно увеличивать сечение магнитопровода, что, естественно, ведет к увеличению стоимости.

Класс точности обмоток для защиты TPZ

Данный класс характеризуется нормируемой погрешностью трансформации периодической составляющей тока короткого замыкания. Можно сказать, что трансформатор тока фильтрует периодическую составляющую. Класс TPZ – наиболее перспективный класс точности трансформаторов тока для работы в переходных режимах. Из особенностей конструкции стоит отметить значительно меньшие габариты и стоимость по сравнению с трансформатором тока ТРУ.

Выводы

Для традиционных классов 5P и 10P единственным способом борьбы с вредным влиянием остаточной намагниченности – размагничивание трансформатора тока, но выполнять данную процедуру после каждого переключения выключателя в условиях эксплуатации с практической точки зрения трудно, нецелесообразно и нереализуемо.

Для исключения проблем с насыщением трансформаторов тока из-за высокой остаточной намагниченности необходимо применить трансформаторы тока с новыми классами точности 5PR, 10PR, ТРУ, TPZ, имеющих гарантированный коэффициент остаточной намагниченности не более 10%.

Из вышесказанного можно сделать вывод, что для обеспечения надежной работы РЗА в большинстве случаев подойдет трансформатор класса точности 5PR, 10PR. Применять трансформаторы классов точности ТРУ, TPZ следует в тех случаях, когда постоянная времени первичной цепи составляет более 100 мс, при этом отдавать предпочтение нужно классу точности TPZ. И только в тех случаях, когда требуется измерение тока КЗ с учетом апериодической составляющей, следует использовать трансформаторы класса точности ТРУ.

Методика расчета времени до момента насыщения трансформаторов тока основывается на формулах, описанных в ПНСТ-283-2018 «Трансформаторы измерительные. Часть 2 Технические условия на трансформаторы тока» [12].

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		60

На данный момент, нет больше методических указаний кроме этого, который бы смог предоставить другие методы расчета данной величины.

Так как данный расчет является новым требованием при выполнении проектов, то в рамках выпускной квалификационной работы был разработан документ Excel, в котором при выборе номинальных параметров трансформаторов тока производится автоматический расчет времени до насыщения трансформатора тока и все требуемые параметры. Сначала рассмотрим подробно расчет одного из трансформаторов тока, а потом подробно рассмотрим возможности самого документа.

Связи с проблемами, которые возникли из-за насыщения трансформаторов тока, все производители релейной защиты провели испытания на своих терминалах. Испытания заключались в определение времени требуемого для правильного считывания показаний терминалами релейной защиты с трансформаторов тока. Зная данное время, проводим расчет, для проверки данных трансформаторов тока по требуемым параметрам для релейной защиты.

Так как производитель терминалов релейной защиты неизвестен, минимальное время до насыщения ТТ для правильной работы устройств РЗА принимаем согласно данным НПП «ЭКРА» и ООО «Релематика»:

$$T_{\text{нас.треб.}} \approx 10 \text{ м.с для ДЗШ/ДЗО}$$

$$T_{\text{нас.треб.}} \approx 30 \text{ м.с для остальных защит}$$

Подробный расчёт времени насыщения ТТ показан на примере ТА2 ТТ 110 кВ Озерки – Ленинградская 1 цепь.

6.2.3 Расчет промежуточных параметров для определения времени до насыщения трансформаторов тока

Расчетное сопротивление нагрузки при трехфазном КЗ вычисляется по выражению:

$$R_{\text{н.факт(3)}} = \frac{\rho \cdot L}{S}$$

$$R_{н.факт(3)} = \frac{0,0175 \cdot 25}{2,5} = 0,18 \text{ Ом.}$$

Расчетное сопротивление нагрузки при однофазном КЗ вычисляется по выражению:

$$R_{н.факт(1)} = 2 \frac{\rho \cdot L}{S}$$

$$R_{н.факт(1)} = 2 \frac{0,0175 \cdot 25}{2,5} = 0,35 \text{ Ом.}$$

где L – длина контрольного кабеля, м;

S – поперечное сечение жилы контрольного кабеля, мм²;

ρ – удельное сопротивление жил кабеля, Ом*мм²/м.

Эквивалентная постоянная времени затухания тока КЗ принимается равной значению постоянной времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания. Значения апериодической составляющей тока КЗ берем согласно ГОСТ 27514-87 прил.6 табл.3 [13].

Определяем коэффициент, учитывающий соотношение между номинальными параметрами трансформатора тока и реальными параметрами в месте его установки. Данный коэффициент рассчитывается для трехфазного и однофазного короткого замыкания, а так же производится расчет с учетом и без учета остаточной магнитной индукции. Выше была приведена теория, о появление остаточной намагниченности и ее последствиях.

Проводим расчет коэффициента для трехфазного короткого замыкания:

$$A = \frac{I_{1.ном} \cdot K_{н.р.ном} \cdot (R_2 + R_{ном.})}{I_{кз(3)} \cdot (R_2 + R_{н.факт.})}$$

$$A = \frac{300 \cdot 10 \cdot (0 + 1,6)}{1820 \cdot (0 + 0,18)} = 15,07$$

Данное значение коэффициента А получается при отсутствии остаточной магнитной индукции, если провести расчет с учетом остаточной магнитной индукции, которая равна $K_r = 0,86$, коэффициент А будет равен 2,11.

Расчет коэффициента для однофазного короткого замыкания:

$$A = \frac{I_{1.ном} \cdot K_{п.р.ном} \cdot (R_2 + R_{ном.})}{I_{кз(1)} \cdot (R_2 + R_{н.факт.})}$$

$$A = \frac{300 \cdot 10 \cdot (0 + 1,6)}{394 \cdot (0 + 0,35)} = 34,81$$

где $I_{1.ном}$ – первичный ток ТТ, А;

$K_{п.р.ном}$ – номинальная предельная кратность ТТ;

$I_{кз(1)}$ – реальное значение периодической составляющей тока первичной обмотки при КЗ, А;

R_2 – сопротивление вторичной обмотки постоянному току, Ом;

$R_{ном.}$ – номинальное сопротивление нагрузки постоянному току, определяется по номинальной мощности ТТ и номинальному вторичному ТТ, Ом;

$R_{н.факт.}$ – фактическое сопротивление нагрузки постоянному току, определяется из суммы сопротивлений кабеля и реле, Ом;

K_r – коэффициент остаточной намагниченности, принимается 0,86, как для особо ответственных случаев.

Данное значение коэффициента А получается при отсутствии остаточной магнитной индукции, если провести расчет с учетом остаточной магнитной индукции, которая равна $K_r = 0,86$, коэффициент А будет равен 4,87.

Для нахождения времени насыщения трансформаторов тока с остаточной магнитной индукцией используется расчет графоаналитическим методом. Для

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		63

удобства и для значений с остаточной магнитной индукцией и без нее будем использовать данный метод:

6.2.3 Расчет графоаналитическим методом для определения времени до насыщения трансформаторов тока

$$\omega \cdot T_p \cdot \left(1 - e^{\frac{-t}{T_p}}\right) - \sin(\omega \cdot t) = A \cdot (1 - K_r) = K_{н.р.}(t)$$

Пересечение кривой $K_{н.р.}(t)$ и прямой $A_{\text{треб,к}}$, является значением времени насыщения трансформатора тока.

Полученные зависимости параметров, рассчитанных для трехфазного короткого замыкания без остаточной магнитной индукции, отображаются на рисунке 6.3.

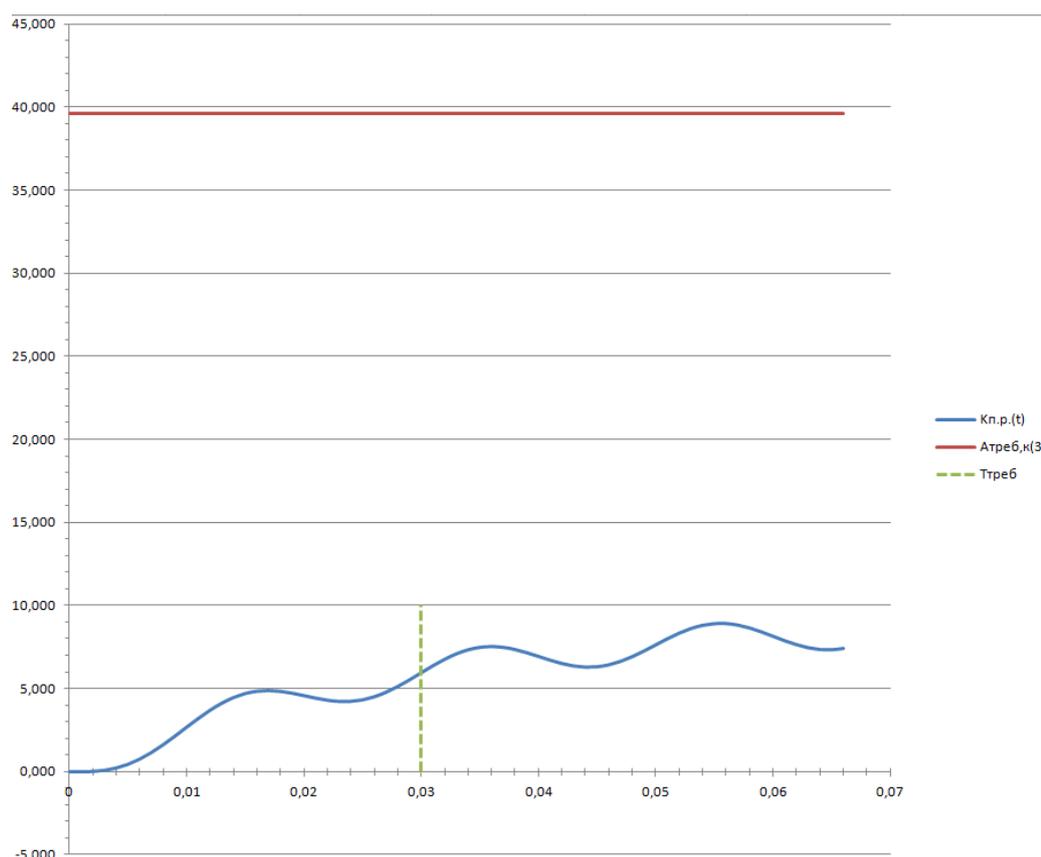


Рисунок 6.3 – Результаты графоаналитического расчета времени до насыщения при трехфазном коротком замыкании без остаточной магнитной индукции

Как видно из рисунка 6.3, коэффициент A и кривая $K_{п.р.}(t)$ не пересекаются. Данная зависимость показывает нам, что трансформатор тока никогда не перейдет в насыщение.

Полученные зависимости параметров, рассчитанных для трехфазного короткого замыкания с остаточной магнитной индукции, отображаются на рисунке 6.4.

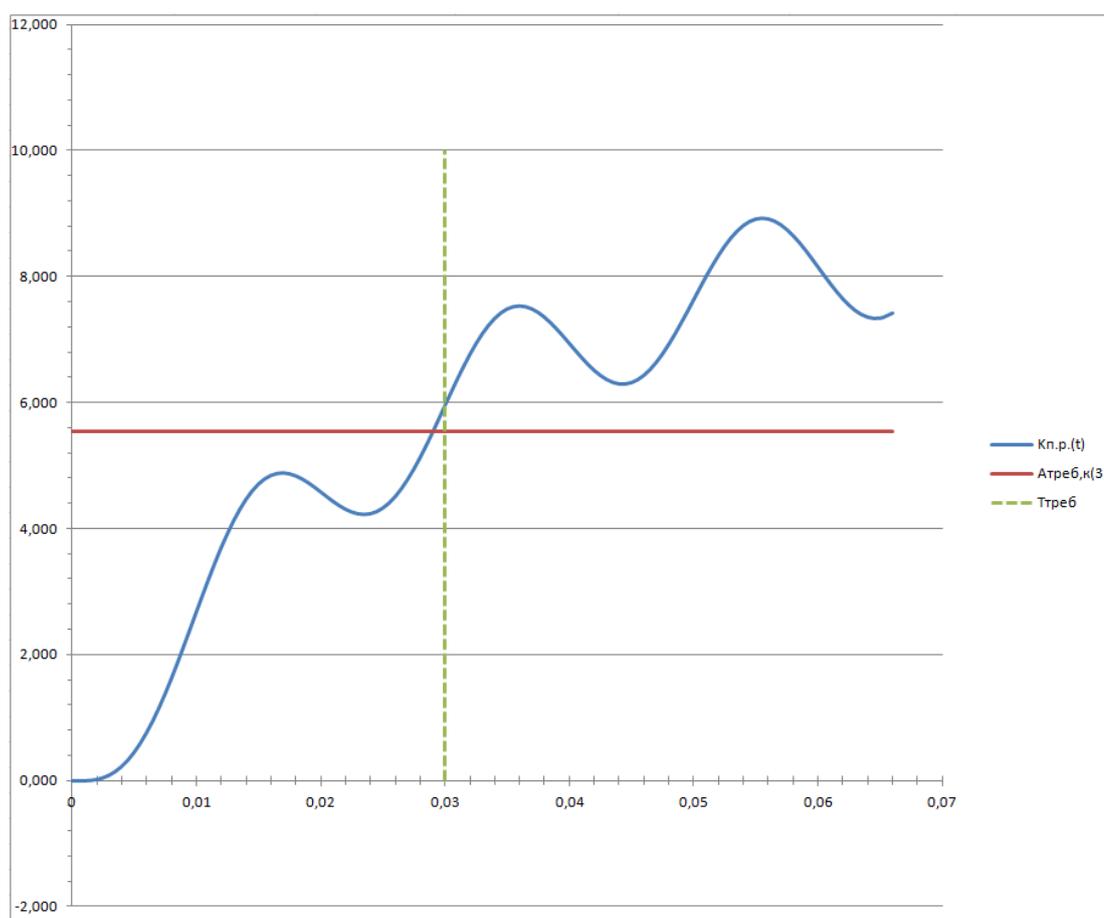


Рисунок 6.4 – Результаты графоаналитического расчета времени до насыщения при трехфазном коротком замыкание с остаточной магнитной индукции

Как видим из рисунка 6.4, коэффициент A и кривая $K_{п.р.}(t)$ пересекаются. Пунктиром показано требуемое время, для правильной работы релейной защиты. Делаем вывод, что данный трансформатор тока не соответствует требо-

ваниям производителей релейной защиты, его время насыщение наступает раньше, чем терминал успевает считать показания с трансформаторов тока. Мероприятия, которые нужно принять для решения данной проблемы рассмотрим после всех зависимостей.

Полученные зависимости параметров, рассчитанных для однофазного короткого замыкания без остаточной магнитной индукции, отображаются на рисунке 6.5.

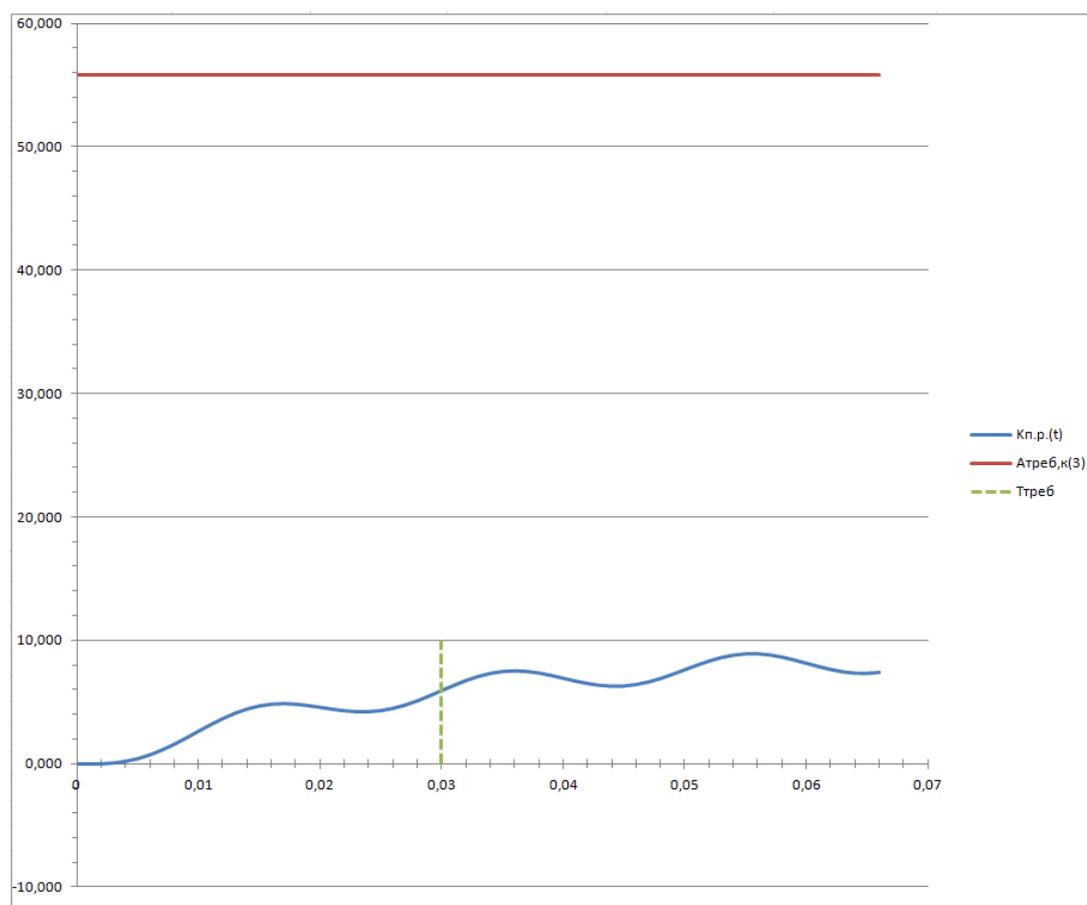


Рисунок 6.5 – Результаты графоаналитического расчета времени до насыщения при однофазном коротком замыкание без остаточной магнитной индукции

Как видим из рисунка 6.5, коэффициент А и кривая Кп.р.(t) не пересекаются. Данная зависимость показывает нам, что трансформатор тока никогда не перейдет в насыщение.

Полученные зависимости параметров, рассчитанных для однофазного короткого замыкания с остаточной магнитной индукции, отображаются на рисунке 6.6.

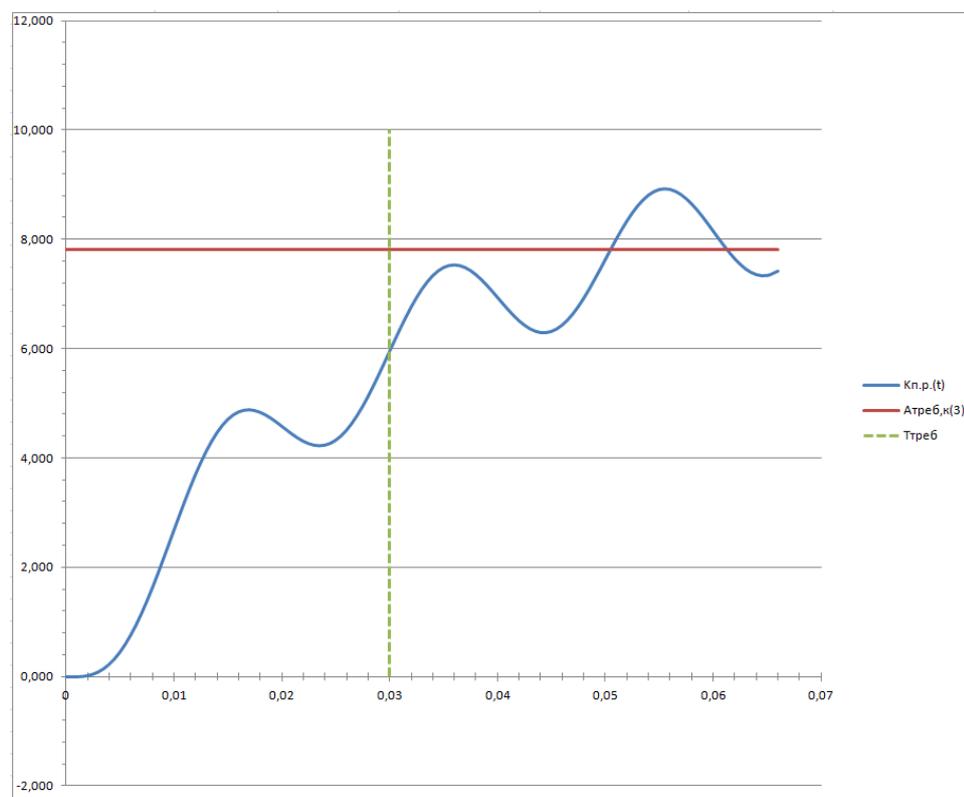


Рисунок 6.6 – Результаты графоаналитического расчета времени до насыщения при однофазном коротком замыкание с остаточной магнитной индукции

Как видим из рисунка 6.6, коэффициент А и кривая Кп.р.(t) пересекаются. Пунктиром показано требуемое время, для правильной работы релейной защиты. пересечение графиков соответствует времени насыщения 50 мс, данное время является больше чем требуемое время для правильной работы релейной защиты, следовательно данный трансформатор тока в данном режиме проходит проверку.

Для трехфазного короткого замыкания с остаточной магнитной индукцией при $A_{\text{треб,к}(3)} = 2,21 T_{\text{нас}} = 9 \text{ м.с.}$, что является меньше требуемого времени производителей релейной защиты. Для обеспечения требуемого времени насыще-

ния принимаем $A_{\text{треб,к(3)}} = 6$. При данном значении коэффициента выполняется требование по обеспечению требуемого времени насыщения.

Производим обратный расчёт, для определения требуемого сечения кабеля. Пересчитываем необходимое фактическое сопротивление с учетом требуемого коэффициента $A_{\text{треб,к(3)}} = 6$.

$$R_{\text{н.факт.}} = \frac{I_{1.\text{ном}} \cdot K_{\text{н.р.ном}} \cdot R_{\text{ном.}}}{I_{\text{кз(1)}} \cdot A_{\text{треб.Кр}}} \cdot (1 - K_r) \quad (3.6)$$

$$R_{\text{н.факт.}} = \frac{300 \cdot 10 \cdot 1,6}{1820 \cdot 6} \cdot 0,14 = 0,06$$

Подставляется данное значение для определения сечения кабеля, получается требуемое сечение для обеспечения времени до насыщения ТТ равным $7,11 \text{ мм}^2$. Принимаем сечение, с запасом, равное 10 мм^2 . Данное решение позволяет увеличить время до насыщения трансформатора тока, что позволит использовать данный трансформатор тока для требуемых защит. Если значения сечения получается слишком большой, следующий шаг будет увеличение номинального первичного тока трансформатора тока.

Результаты расчёта для остальных обмоток класса точности 10Р приведены в приложение Б.

4. Рассмотрение возможностей программы для расчета насыщения трансформаторов тока.

Теперь рассмотрим разработанный файл Excel для упрощения расчета трансформатора тока. Так как все расчеты оформляются в программе Word, и при использование данного файла Excel можно связать данную таблицу с документом в программе Word и обновляя файл Excel вы сразу обновляете таблицу в программе Word. Что существенно сократит затраты на переделку, при изменениях в параметрах трансформатора тока.

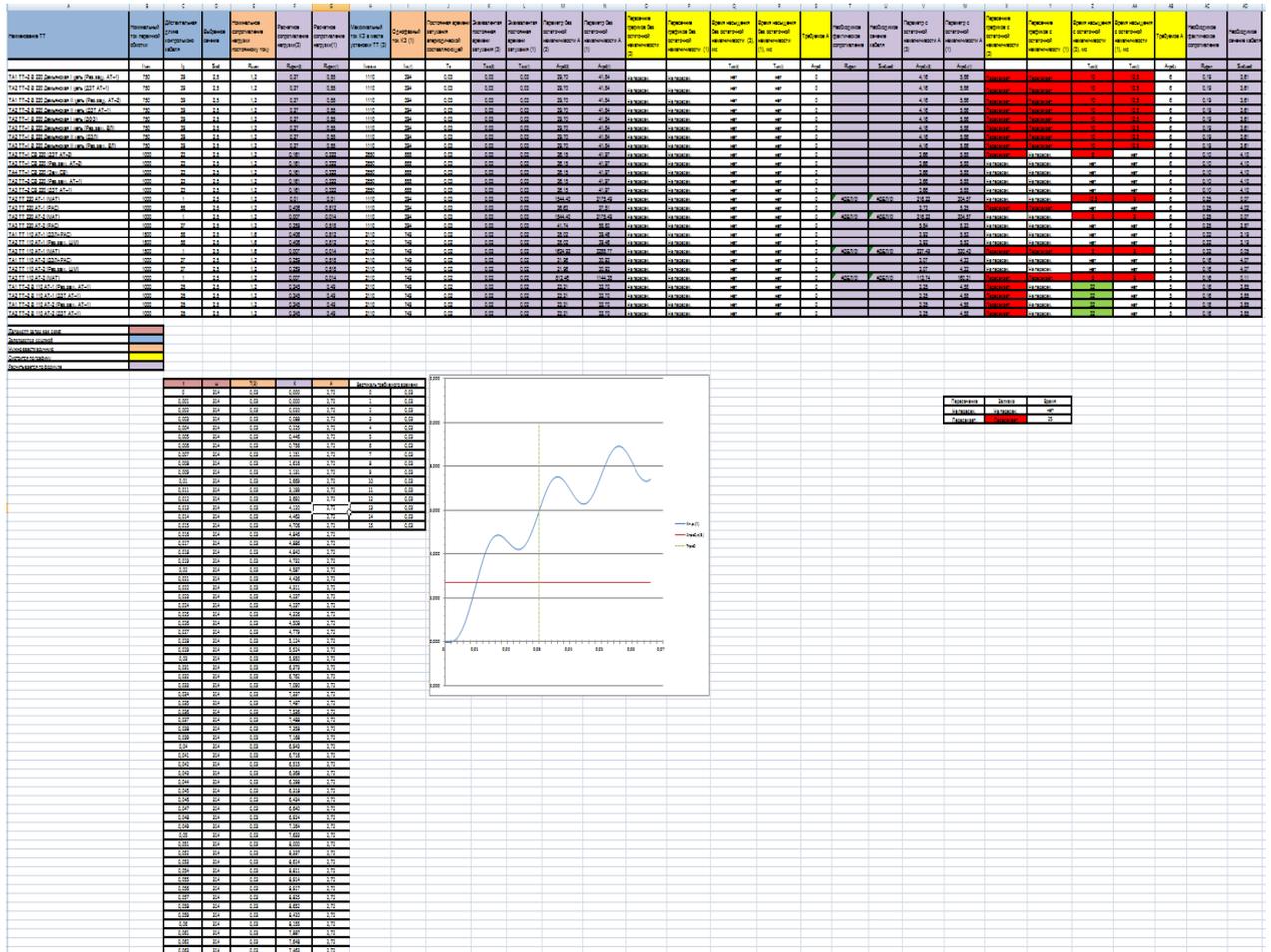


Рисунок 6.7 – Общий вид таблицы

При открытии документа мы видим, что есть уже таблица с обозначениями (см. рисунок 6.7), под таблицей есть еще одна таблица, по которой будет строиться график. Все параметры, которые там есть подписаны. Что сразу позволяет понять какое обозначение, что значит.

Наименование ТТ	Номинальный ток первичной обмотки	Длинительная длина контрольного кабеля	Выборочное сечение	Номинальное сопротивление нагрузки постоянно току	Расчетное сопротивление нагрузки(3)	Расчетное сопротивление нагрузки(1)	Максимальный ток КЗ в месте установки ТТ (3)	Однофазный ток КЗ (1)	Постоянная времени впервичной соответствующей	Эквивалентная постоянная времени затухания (3)	Эквивалентная постоянная времени затухания (1)	Параметр без остаточной намагниченности А (3)	Параметр без остаточной намагниченности А (1)	Пересечение графиков без остаточной намагниченности (3)	Пересечение графиков без остаточной намагниченности (1)	Время насыщения без остаточной намагниченности (3), мс	Время насыщения без остаточной намагниченности (1), мс	Требуемое А
-----------------	-----------------------------------	--	--------------------	---	-------------------------------------	-------------------------------------	--	-----------------------	---	--	--	---	---	---	---	--	--	-------------

Рисунок 6.8 – Шапка таблицы

Параметр задан как const	Красный
Заполняется ссылкой	Голубой
Нужно ввести вручную	Оранжевый
Смотрится по графику	Желтый
Рассчитывается по формуле	Фиолетовый

Рисунок 6.9 – Пояснения к цветам в документе Excel

Так же в шапке таблицы (см. рисунок-6.8) выделены цветом наименования, пояснения к каждому цвету даны в самом документе Excel (см. рисунок-6.9), но распишем их еще раз:

– бледно красным цветом отмечены параметры, которые заданы, как константа их менять не нужно, они идут искомыми для любых трансформаторов тока.

– бледно голубым цветом отмечены параметры, которые заполняются ссылками на первый лист. Это сделано для того, чтобы на первом листе был выполнен расчет сечения вторичной цепи трансформатора тока и исходные параметры трансформатора тока автоматически сразу перенеслись на второй лист.

– бледно оранжевым цветом отмечены параметры, которые нужно ввести вручную, что это значит. Это значит то, что эти параметры до этого в расчетах не использовались, поэтому их нужно ввести именно на этой листе.

– бледно желтым цветом показаны параметры, которые нужно посмотреть по графику, который автоматически строится при введении остальных параметров.

– бледно фиолетовым цветом показаны параметры, которые рассчитываются автоматически, там забита формула, поэтому в этих столбцах ничего менять вручную не нужно.

Для удобства использования, пользователю нужно ввести только название самого трансформатора тока, чтобы эту таблицу сразу можно было использовать для оформления. Заполнить остальные столбцы согласно цветным обозначениям столбцов.

t	ω	T(3)	K	A	Вертикаль требуемого времени
0	314	0,03	0,000	2,72	0
0,001	314	0,03	0,000	2,72	1
0,002	314	0,03	0,020	2,72	2
0,005	314	0,03	0,088	2,72	3
0,004	314	0,03	0,225	2,72	4
0,005	314	0,03	0,446	2,72	5
0,006	314	0,03	0,756	2,72	6
0,007	314	0,03	1,151	2,72	7
0,008	314	0,03	1,616	2,72	8
0,009	314	0,03	2,131	2,72	9
0,01	314	0,03	2,669	2,72	10
0,011	314	0,03	3,199	2,72	11
0,012	314	0,03	3,692	2,72	12
0,013	314	0,03	4,120	2,72	13
0,014	314	0,03	4,463	2,72	14
0,015	314	0,03	4,706	2,72	15
0,016	314	0,03	4,846	2,72	
0,017	314	0,03	4,886	2,72	
0,018	314	0,03	4,840	2,72	
0,019	314	0,03	4,732	2,72	
0,02	314	0,03	4,587	2,72	
0,021	314	0,03	4,436	2,72	
0,022	314	0,03	4,311	2,72	
0,023	314	0,03	4,237	2,72	
0,024	314	0,03	4,237	2,72	
0,025	314	0,03	4,326	2,72	
0,026	314	0,03	4,508	2,72	
0,027	314	0,03	4,779	2,72	
0,028	314	0,03	5,124	2,72	
0,029	314	0,03	5,524	2,72	
0,03	314	0,03	5,950	2,72	
0,031	314	0,03	6,373	2,72	
0,032	314	0,03	6,762	2,72	
0,033	314	0,03	7,090	2,72	
0,034	314	0,03	7,337	2,72	
0,035	314	0,03	7,487	2,72	
0,036	314	0,03	7,536	2,72	
0,037	314	0,03	7,488	2,72	
0,038	314	0,03	7,358	2,72	
0,039	314	0,03	7,168	2,72	
0,04	314	0,03	6,943	2,72	
0,041	314	0,03	6,716	2,72	
0,042	314	0,03	6,515	2,72	
0,043	314	0,03	6,368	2,72	
0,044	314	0,03	6,288	2,72	
0,045	314	0,03	6,318	2,72	
0,046	314	0,03	6,424	2,72	
0,047	314	0,03	6,640	2,72	
0,048	314	0,03	6,924	2,72	
0,049	314	0,03	7,264	2,72	
0,05	314	0,03	7,633	2,72	
0,051	314	0,03	8,000	2,72	

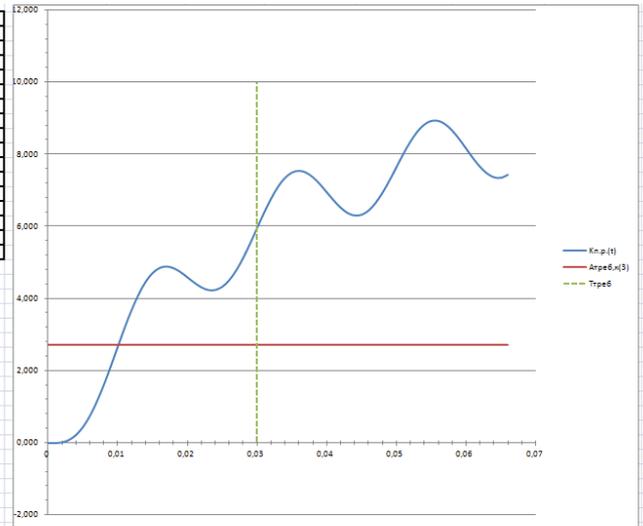


Рисунок 6.10 – Пример построения графика по данным в документе Excel

Следующий этап смотрим графики (см. рисунок 6.10), полученные для каждого трансформатора тока в определенных режимах.

Это делается для параметров без остаточной магнитной индукции, потом с ней.

Пересечение графиков с остаточной намагничивости (3)	Пересечение графиков с остаточной намагничивости (1)	Вид остаточной намагничивости (3)
Пересекает.	Пересекает.	
Пересекает.	Не пересекает.	
Не пересекает.	Пересечение	
Не пересекает.	Не пересекает.	
Не пересекает.	Пересекает.	
Не пересекает.	Не пересекает.	
Не пересекает.	Не пересекает.	
Не пересекает.	Не пересекает.	
Пересекает.	Пересекает.	
Не пересекает.	Не пересекает.	
Не пересекает.	Не пересекает.	
Не пересекает.	Не пересекает.	

Рисунок 6.11 – Пример выпадающего окна выбора вариант и его заливки в зависимости от выбранного варианта

Определяем, пересекаются или нет построенные графики. Выбираем из выпадающего окна параметр (см. рисунок 6.11), пересекается или не пересекается, в зависимости от выбранного параметра происходит заливка данной ячейки (см. рисунок 6.11). Если выбрали параметр пересекается, ячейка закрашивается в красный цвет, это сделано для того чтобы привлечь внимание пользователя и он определил время насыщения по графику и записал в соответствующую ячейку. Если выбрали параметр, не пересекается, то ячейка остается без выделения. Как было описано ранее, если графики не пересекаются, это соответствует режиму, при котором трансформатор тока никогда не перейдет в насыщение.

Время насыщения с остаточной намагничивости (3), мс	Время насыщения с остаточной намагничивости (1), мс
Tнас(3)	Tнас(1)
10	12,5
10	12,5
10	12,5
10	12,5
10	12,5
10	12,5
10	12,5
10	12,5
6	нет
нет	нет
12,5	9
нет	нет
8	9
нет	нет
нет	нет
нет	нет
8	9
нет	нет
нет	нет
8	9
32	нет

Рисунок 6.12 – Пример заливки ячейки в зависимости от веденного времени насыщения трансформаторов тока

Если графики пересекаются, то нужно смотреть соответствует ли время насыщения предъявляемому времени производителей релейной защиты. В документе так же для удобства сделано выделение цветом ячеек (см. рисунок 6.12), в которые вводится время насыщения трансформаторов тока. Если время насыщения меньше требуемого то оно выделяется красным цветом, это означает что данный трансформатор тока не проходит по проверке. Если время насыщения получилось больше требуемого, это означает, что можно использовать данный трансформатор тока и терминалы релейной защиты успеют считать его показания раньше, чем трансформатор тока перейдет в режим насыщения. Если же графики не пересекаются, то в ячейке просто прописывается слово, нет, что означает, что нет пересечения, ячейка не выделяется цветом.

В ситуации, когда полученное время насыщения трансформатора тока является меньше, чем требуют производители релейной защиты, тогда нужно в

первую очередь определить сечение кабеля, при котором будет обеспечивать требуемое время.

Для этого определяем требуемый коэффициент A , при котором пересечение с графиком $K_{п.р.}(t)$, будет соответствовать требуемым параметрам производителей релейной защиты. Для рассматриваемого трансформатора тока с учетом остаточной магнитной индукции требуемый коэффициент $A=6$. Данный параметр нужно ввести вручную в таблицу.

После определения требуемого коэффициента автоматически рассчитывается сначала необходимое фактическое сопротивление, а потом необходимое сечение кабеля.

Теперь просто нужно принять данное сечение за исходное, тем самым мы обеспечим требуемое время до насыщения трансформатора тока.

На практике бывает, что при расчете данного сечения, оно получается слишком большим, что в жизни реализовать будет нельзя. Тогда другой способ обеспечения времени до насыщения трансформатора тока, это увеличение его номинального тока. Проблема данного варианта, стоимость трансформатора тока увеличивается в несколько раз.

Так же как один из вариантов это расположение терминалов релейной защиты, преобразователей аналоговых сигналов, как можно ближе к самим трансформаторам тока. С терминала релейной защиты, это реализовать не возможно, потому что терминалы релейной защиты находятся в закрытом помещении, которое находится, удалено от всех трансформаторов тока. Преобразователи аналоговых сигналов, проще разместить возле самих трансформаторов тока. Что является плюсом для цифровой подстанции

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		74

7 ТЕХНИКО – ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ ПОСТРОЕНИЯ АРХИТЕКТУРЫ ПОДСТАНЦИИ

Для проектируемой подстанции рассмотрим три вариант архитектуры построения подстанций:

– Вариант 1: Для устройств РЗА предусматривается ввод токов и напряжений в аналоговой форме. Взаимодействие между всеми терминалами осуществляется по медным кабельным связям.

– Вариант 2: Для устройств элементов 110, 35 кВ и 10 кВ предусматривается ввод токов и напряжений в цифровой форме по протоколу МЭК 61850-9-2, посредством аналоговых преобразователей. Передача дискретных сигналов между дискретными устройствами и терминалами РЗА осуществляется по протоколу МЭК 61850-8-1 с применением протокола резервирования PRP.

– Вариант 3: Для устройств элементов 110, 35 кВ и 10кВ предусматривается ввод токов и напряжений в цифровой форме по протоколу МЭК 61850-9-2, посредством оптических измерительный трансформаторов. Передача дискретных сигналов между дискретными устройствами и терминалами РЗА осуществляется по протоколу МЭК 61850-8-1 с применением протокола резервирования PRP.

Рассмотрим каждый вариант подробнее.

7.1 Сравнение вариантов построения архитектуры подстанций №1 и №2

Вариант №1 построения архитектуры подстанции является традиционным. Сравнение вариантов будет основываться на двух вопросов, это различия в стоимости терминалов релейной защиты в классическом исполнении и с использование входов под цифровую передачу сигналов, и на вопросе организации требования по насыщению трансформаторов тока.

Стоимость терминалов релейной защиты для традиционно подстанции от двух других вариантов будет отличаться тем, что в данном терминале будут устанавливаться клеммный ряд, который при цифровой передаче сигналов не

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		75

нужен. Так же ключи, устанавливаемые на терминале будут выполнены обычными ключами, при цифровой передаче используются электронные ключи.

Исполнение ключей, при традиционном построении подстанции можно выполнить и электронными, поэтому данный параметр для сравнения будем не учитывать, а учесть исполнения в шкафах релейной защиты клеммника.

Произведем сравнение по нескольким терминалам релейной защиты, выполненных с использованием клеммных рядов и входов для цифрового приема сигнала.

Цены приняты для расчета в таблице 7.1, взяты на основании 2018 года от производителя НПП «ЭКРА» и могут отличаться от цены на данный период, но зависимости разницы между цен, просмотреть можно.

Таблица 7.1 – Результаты сравнения стоимости терминалов РЗА для варианта №1 и №2

№	Наименование терминала релейной защиты	Стоимость для традиционной подстанции за одну единицу, руб.	Стоимость для подстанции с цифровой передачей сигналов за одну единицу, руб.
1	Шкаф защиты трансформатора (ШЭ2607 041)	1246800,00	963000,00
2	Шкаф защиты, автоматики и управления вводов 6-35 кВ (ШЭ2607 161)	673300,00	655000,00
	Итоговая стоимость, руб.	1920100,00	1618000,00
	Разница между стоимостями, руб.	302100,00	

Разница между двумя рассматриваемыми вариантами составляет 302100,00 руб., что достаточно много. Из этого расчета видно, что применение цифровых подстанций экономичнее, если рассматривать этот вопрос со стороны шкафов релейной защиты.

Теперь рассмотрим затраты связанные с насыщением трансформаторов тока. В двух вариантах используются стандартные измерительные трансформаторы, по стоимости они будут одинаковые. Для варианта №2 нужно будет установить так же терминалы преобразователей аналоговых сигналов, что несёт в себе дополнительные затраты. При проверке насыщения трансформаторов тока возникает вопрос с сечением кабеля.

При проектировании подстанции вариант №1, шкафы релейной защиты находят в здании общеподстанционного пункта управления, обычно оно находится достаточно удаленно от трансформаторов тока. Как уже видно было из расчетов, чем дальше располагается устройство принимающие аналоговый сигнал, тем больше нужно сечение, для передачи данного сигнала, без нарушения требования по насыщению трансформаторов тока. В современных устройствах релейной защиты максимально используемое сечение принимается 6 мм², очень редко 10 мм², часто случается, что из-за сильной удаленности шкафов данное условие не выполняется, и требуемое сечение для обеспечения чувствительности трансформаторов тока нужно принять например 21 мм².

Для устранения этой проблемы, нужно изменять параметры трансформатора тока, например, увлечение номинального первичного тока трансформатора тока. Это изменение дорогостоящие.

Для примера рассмотрим ситуацию, что для варианта №1 требуемое сечение вторичных цепей от трансформаторов тока получилось 6 мм². Для варианта №2 примем 4 мм², на подстанциях варианта №2 преобразователи аналоговых сигналов устанавливаются как можно ближе к трансформаторам тока, поэтому и требуемое сечение там всегда будет ниже.

Данные о стоимости выбранных сечений приведены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Стоимости выбранных сечений вторичных обмоток трансформаторов тока

Выбранное сечение кабеля	Стоимость кабеля, руб., за 1000м	Разница между стоимостями, руб.
Кабель контрольный с медными жилами с поливинилхлоридной изоляцией и оболоч-	47529,50	14447,24

кой, с экраном, не распространяющие горение, с низким дымо- и газовыделением, марка: КВВГЭнг(А)-LS 4x4		
Кабель контрольный с медными жилами с поливинилхлоридной изоляцией и оболочкой, с экраном, не распространяющие горение, с низким дымо- и газовыделением, марка: КВВГЭнг(А)-LS 4x6	61976,74	

Из данной таблицы, мы видим, что с возрастанием сечения кабеля увеличивается и его стоимость.

Из всех данных делаем вывод, что при сравнении стоимостей затраченных, по двум показателям, которые рассматривались, наиболее экономично принимать вариант архитектуры подстанции №2.

7.2 Сравнение вариантов построения архитектуры подстанции №2 и №3

После сравнения с традиционным исполнением подстанции, выбрали наиболее экономичный вариант №2, теперь данный вариант рассмотрим в сравнении с вариантом №3.

Данные варианты по терминалам релейной защиты ничем не отличаются и в одном и другом случае аналоговые сигналы заводятся согласно протоколу МЭК 61850-9-2.

Разница между этими двумя вариантами заключается в самих измерительных трансформаторах тока. Для варианта №2 мы используем обычные измерительные трансформаторы тока + преобразователи аналоговых сигналов, а для вариант №3 используем оптические трансформаторы тока.

Для начала рассмотрим немного, что из себя представляет оптический трансформатор тока, чтобы понимать при сравнении вариантов.

В основе работы оптического трансформатора тока лежит магнитооптический эффект Фарадея в кварцевом волоконном светодиоде. Две световые волны с ортогональными циркулярными поляризациями вводятся в многовитково-

вый контур из специального световода, внутри контура находится проводник с током. Если тока в проводнике нет, световые волны распространяются по волоконному контуру с одинаковой фазовой скоростью и на выход контура приходят с нулевой относительной разностью фаз. При наличии в проводнике электрического тока световод оказывается в продольном магнитном поле протекающего тока. При этом оптические свойства световода изменяются, и скорость распространения световых волн по контуру становится разной. Соответственно, между волнами на выходе из контура возникает временная задержка и относительный фазовый сдвиг φF . Если световод имеет однородную магнитооптическую чувствительность по длине, тогда связь фазового сдвига и величины электрического тока выражается простой формулой:

$$\varphi F = 2VNI \quad (8.1)$$

где N – число волоконных витков;

V – константа Верде;

I – измеряемый электрический ток, А.

Из формулы следует, что изменением числа волоконных витков можно эффективно управлять чувствительностью преобразователя и соответственно изменять пределы измерения электрического тока. На практике данная особенность делает возможным измерение токов от сотен миллиампер до сотен килоампер.

Современный волоконно-оптический преобразователь тока (ВОПТ) состоит из трех основных частей: чувствительного волоконного элемента, устанавливаемого на токовой шине, соединительной оптической линии и электронно-оптического блока.

Фазовый сдвиг между световыми волнами, индуцированный магнитным полем измеряемого тока переносится из чувствительного элемента по соединительной кабельной линии в электронно-оптический блок обработки. Электронно-оптический блок измеряет фазовый набег, преобразует его в величину

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		79

тока, и выдает измеренное мгновенное значение тока на выходные интерфейсы ВОПТ.

Чувствительный элемент типа жесткой петли устанавливается на высоковольтной изоляционной колонне. Данный элемент предназначен для применения в высоковольтной энергетике ($> 10\text{kV}$) и его включение требует разрыва силовой линии. Чувствительный волоконный контур при этом размещается в жестком кожухе, залитом силиконовым компаундом. Гибкая петля представляет собой волоконно-оптический кабель, внутри которого находится магнито-чувствительное волокно. Основная область применения гибкой петли электрические линии на токи более 2 кА и напряжением до 10 кВ. Применение данного типа чувствительного элемента не требуется разрывать электрическую линию. Кабель с чувствительным волокном просто обматывается вокруг токовой шины. Количество витков определяется величиной электрического тока.

Для контроля состояния ВОПТ в электронно-оптическом блоке предусмотрена самодиагностика. В реальном времени обеспечивается контроль всех основных узлов оптической и электронной частей ВОПТ. Обобщенный результат диагностики выводится на индикаторные лампочки на передней панели. Выявить конкретную область неисправности можно с помощью дисплея ВОПТ и при подключении внешнего компьютера.

Это краткое рассмотрение принципа работы оптических трансформаторов тока, не углубляясь в тонкости данного аппарата.

Так как оптически трансформаторы тока, являются новой разработкой, минусов его достаточно тяжело найти, так как на данном этапе внедрения, это показывать неэффективно. Но есть некоторые показатели, которые тормозят внедрения оптических трансформаторов тока. Один из них это стоимость данной аппаратуры.

Найти стоимость на данные трансформаторы в свободном доступе не возможно, только если организация будет делать официальный запрос, это и по-

нятно, что ее не показывают, так как цена является отталкивающим фактором. Были найдены исследования, в которых приведена стоимость для трансформаторов тока напряжением 6-35 кВ.

На данный момент на рынке нет предложений оптических трансформаторов тока, классом напряжения 6-35 кВ, эти данные рассчитаны в перспективе, основываясь на эти данные, мы сможем сделать вывод обо всех оптических трансформаторах тока в целом.

Составим таблицу 7.3 со стоимостями, для класса напряжения 35 кВ, для оптических трансформаторов тока возьмем предполагаемую стоимость исходя из исследований.

Таблица 7.3 – Стоимости трансформаторов тока для варианта №1 и №2

Наименование оборудования	Стоимость оборудования, руб.
Оптический трансформатор тока на напряжение 35 кВ	500000,00
Трансформатор тока на напряжение 35 кВ	160000,00
Преобразователь аналоговых сигналов	140500,00
Итоговая стоимость реализации с оптическим трансформатором тока, руб.	500000,00
Итоговая стоимость реализации трансформатора тока + аналогового преобразователя, руб.	300500,00
Разница между стоимостями, руб.	199500,00

Для высших классов напряжения разница в стоимости будет все больше и больше, поэтому стоимость оптических трансформаторов тока, на данный момент является одним из критериев не установки их на подстанциях.

В рассматриваемой статье приведена аналогия снижения цены при внедрении электронных часов, и сравнения рыночной экономики между электрон-

ными и механическими часами. Представим наглядные графики этого взаимодействия ниже.



Рисунок 7.1 – Ценовые зависимости от времени

Как мы видим на рисунке 7.1, что с развитием прогресса, стоимость на приборы, которые были намного дороже, своих так можно сказать аналогов, снижается, есть определенное равновесное значение, при котором происходит перелом. Конечно, это все заложено в экономических понятиях, но основываясь на это можно сделать прогноз. И по прогнозу, для оптических трансформаторов тока моментом преломления будет являться 2030 год. Потом цена на оптические трансформаторы тока начнет снижаться, и на её фоне индуктивные трансформаторы тока станут дороже.

Данное изменение произойдет через 10 лет, а пока стоимость на оптические трансформаторы тока будет тормозить их внедрение в энергетику.

Так же еще одним из факторов который влияет на внедрение трансформаторов тока это незнание оперативного персонала, как работать с оптическими трансформаторами тока.

При установке данного оборудования на подстанциях, нужно будет проводить специальные курсы для оперативного персонала, по обслуживанию, ре-

монтажу и многому другому, что требуется при эксплуатации данных трансформаторов тока. Конечно данное обучение проводится платно, опять же неся в себе затраты на внедрения оптических трансформаторов тока. Как всем известно, при проектировании подстанции или ее модернизации, закладывается бюджет, в который обязательно нужно уложиться. И часто для внедрения новых технологий не хватает денежных средств.

Прогресс не стоит на месте, и когда то пройдет время, что оптические трансформаторы тока, станут использовать повсеместно.

Но, а пока, рассмотрение проблемы насыщения трансформаторов тока остается актуальной на долгое время.

По итогам значений приведенных в таблице 1, можно сделать вывод, что вариант №2 является экономичнее варианта №3.

Сравнение вариантов архитектур подстанций по приведенным затратам, показывает, что наиболее экономичный вариант является №2. Этот вариант соответствует рассматриваемой подстанции, что показывает, что архитектура данной подстанции применена правильно.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		83

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе спроектирована цифровая тупиковая понизительная подстанция 110/35/10 кВ «Озерки». На подстанции для каждого класса напряжения произведен выбор релейной защиты.

Для силового трансформатора 110/35/10 кВ выбрана основная и резервная защиты, включая: ДЗТ, ТЗНП, МТЗ, ГЗ, ЗП, КИГЗ и УРОВ. Защита ввода 35 кВ включает в себя: МТЗ, УРОВ, АУВ и АПВ. В релейную защиту секционного выключателя 35 кВ входит: МТЗ, УРОВ, АВР, АПВ и АУВ. Так же выбраны защиты отходящих линий 35 кВ, а именно: МТЗ, ТО, ТЗНП, АУВ, УРОВ и ЗМН. Для шин 35 кВ организована логическая защита шин. Для защиты ввода 10 кВ выбраны защиты, такие, как: МТЗ, УРОВ и ЛЗШ. Такие же выбраны защиты и для секционного выключателя, только добавлена еще функция АВР. Отходящие линии имеют такой же набор защиты, как для 35 кВ. В состав защит ТСН вошли: МТЗ, ТО, УРОВ, АУВ, ЗП и ЗОЗЗ.

Выполнен расчет токов короткого замыкания в программе «EnergyCS ТКЗ». Расчет выполнен для максимального и минимального режима, рассчитаны токи трехфазного, двухфазного и однофазного короткого замыкания. Для выбранных защиты на основании полученных токов короткого замыкания, произведен расчет уставок релейной защиты.

Выполнен расчет сечений сигнальных кабелей для вторичных обмоток трансформаторов тока с учетом времени до насыщения. На основании расчета получилось, что для ТТ на стороне 110 кВ – сечение 10 мм², для ТТ на стороне 35 кВ – сечение 4 мм², для ТТ на стороне 10 кВ – сечение 2,5 мм².

В завершении работы произведено технико-экономическое сравнение, на основании которого сделан вывод, что в настоящее время возводить цифровые подстанции именно с оптическими ТТ и ТН экономически не целесообразно, в то же время внедрение цифровых технологий в традиционный вариант подстанции, позволяет сократить расходы на строительство и обслуживание.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		84

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. СТО 34.01-21-004-2019. Требования к технологическому проектированию цифровых подстанций напряжением 110-220 кВ и узловых цифровых подстанций напряжением 35 кВ – ПАО «Россети», 2019 – 111 с.
2. СТО 56947007-29.240.10.248-2017. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ – ПАО «ФСК ЕЭС», 2017 – 126 с.
3. СТО 34.01-3.1-002-2016. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ – ПАО «Россети», 2016 – 343 с.
4. РД 153-34.0-20.527–98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
5. с ГОСТ Р 59735–2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчёта в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Стандартинформ, 2007. – 36 с.
6. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 02 – Изд-во ГОСЭНЕРГОИЗДАТ, 1961 – 63 с.
7. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 04 – Изд-во ГОСЭНЕРГОИЗДАТ, 1962 – 121 с.
8. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 06 – Изд-во ЭНЕРГИЯ, 1966 – 52 с.
9. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 07 – Изд-во ЭНЕРГИЯ, 1966 – 166 с.
10. 5916тм-т1. Рекомендации по расчету сечений жил контрольных кабелей в токовых цепях РЗ ← владелец Н.В.Гринев, 2006 – 41 с.
11. Правило устройства электроустановок. 7-е и 6-е издания. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2011 – 1168 с.
12. ПНСТ 283. Предварительный национальный стандарт Российской Федерации трансформаторы измерительные. Часть 2 Технические условия на трансформаторы тока, Москва Изд-во Стандартинформ, 2018 – 41 с.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		85

13. ГОСТ 27514-87. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением 1 кВ, Москва Изд-во Государственный комитет СССР по Стандартам, 1987 – 40 с.

14. Оптимизация развивающихся систем электроснабжения. Научно – исследовательская работа магистра и подготовка к итоговой государственной аттестации – владельцы Ю.И.Хохлов и А.М.Ершов, Челябинск Изд-во Издательский центр ЮУрГУ, 2014 – 65 с.

15. ГОСТ Р 7.0.100–2018. Библиографическая запись. Библиографическое описание. Общие требования и правила составления, Москва Изд-во Стандартиформ, 2018 – 124 с.

					<i>П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>		86

ПРИЛОЖЕНИЕ А
Расчёт ориентировочных уставок релейной защиты

Таблица А1 – Расчёт ориентировочных уставок релейной защиты КРУН 10 кВ ПС 110/35/10 кВ Озерки

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
КВЛ 10 кВ Л№1							
Токовая отсечка (ТО)	По отстройке от максимального тока через защиту при КЗ на шинах ближайшей нижестоящей ПС	Максимальный ток через защиту при КЗ на шинах ближайшей нижестоящей ПС, А	$I_{(3)макс}$	-	-	4390,00	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20	
		Расчётная уставка, А	$I_{то.р}$	$I_{то.р} = K_{отс} \cdot I_{(3)макс}$	$1,2 \cdot 4390$	5268,00	
	Принятая уставка	Минимальный ток через защиту при КЗ в начале зоны, А	$I_{нач.мин}$	-	-	4830,00	
		Принятая уставка, А	$I_{то.пр}$	$I_{то.пр} \geq I_{то.р}$		5268,00	
		Чувствительность защиты	$K_ч$	$K_ч = I_{нач.мин}/I_{то.пр}$	$4830/5268$	0,92	<1,2
		Для обеспечения коэффициента чувствительности, принимаем уставку, А	$I_{то.пр}$	$I_{то.пр} = I_{нач.мин}/K_ч$	$I_{то.пр} = 4830/1,2$	4025,00	
Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$	-	-	Ориентировочно	0,00		
Максимальная токовая защита (МТЗ)	По отстройке от максимального рабочего тока	Максимальный рабочий ток, А	$I_{макс.раб}$	-	-	144,30	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20	
		Коэффициент возврата	$K_в$	-	-	0,90	
		Расчётная уставка, А	$I_{мтз.р}$	$I_{мтз.р} = (K_{отс}/K_в) \cdot I_{макс.раб}$	$(1,2/0,9) \cdot 144,3$	192,40	
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{мтз.пр}$	$I_{мтз.пр} \geq I_{мтз.р}$	-	192,40	
		Минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны, А	$I_{кон.мин}$	-	-	2960,00	
		Чувствительность защиты	$K_ч$	$K_ч = I_{кон.мин}/I_{мтз.пр}$	$2960/192,4$	15,00	
Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$	-	-	Ориентировочно	0,5		
Токовая защита нулевой последова-	По отстройке от собственного ёмкостного	Собственный ёмкостный ток линии при внешнем	$I_{с.л}$	$I_{с.л} = I_{с.0} \cdot L$	$0,03 \cdot 18,9$	0,57	

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
Точности (ТЗНП)	тока линии при внешнем ОЗЗ Принятая уставка	ОЗЗ, А					
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20	
		Коэффициент «броска»	$K_{бр}$	-	-	1,50	
		Расчётная уставка, А	$I_{тзмп.р}$	$I_{тзмп.р} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.л}$	$1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,57$	1,021	
		Принятая уставка, А	$I_{тзмп.пр}$	$I_{тзмп.пр} \geq I_{тзмп.р}$	-	1,1	
		Чувствительность защиты	$K_ч$	$K_ч = I_{с.л}/I_{тзмп.р}$	$2,3/1,021$	2,25	
Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	По отстройке от минимального тока КЗ	Минимальный ток КЗ, протекающий в месте установки УРОВ, А	$I_{кз мин}$	-	-	2960,00	
		Коэффициент чувствительности	$K_ч$	-	-	1,5	
		Коэффициент трансформации трансформатора тока	$n_{тт}$	-	-	40	
		Уставка УРОВ	$I_{уров}$	$I_{уров} \leq I_{кз мин}/(K_ч \cdot n_{тт})$	$I_{уров} \leq 2960/(1,5 \cdot 40)$	49,3	
КВЛ 10 кВ Л№2							
Токовая отсечка (ТО)	По отстройке от максимального тока через защиту при КЗ на шинах ближайшей нижестоящей ПС	Максимальный ток через защиту при КЗ на шинах ближайшей нижестоящей ПС, А	$I_{(з)макс}$	-	-	6750,00	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20	
		Расчётная уставка, А	$I_{то.р}$	$I_{то.р} = K_{отс} \cdot I_{(з)макс}$	$1,2 \cdot 6750$	8100,00	
	Принятая уставка	Минимальный ток через защиту при КЗ в начале зоны, А	$I_{нач.мин}$	-	-	4830,00	
		Принятая уставка, А	$I_{то.пр}$	$I_{то.пр} \geq I_{то.р}$	-	8100,00	
		Чувствительность защиты	$K_ч$	$K_ч = I_{нач.мин}/I_{то.пр}$	$4830/8100$	0,6	<1,2
		Для обеспечения коэффициента чувствительности, принимаем уставку, А	$I_{то.пр}$	$I_{то.пр} = I_{нач.мин}/K_ч$	$I_{то.пр} = 4030/1,2$	4025,00	
	Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$	-	Ориентировочно	0,00		
Максимальная токовая защита (МТЗ)	По отстройке от максимального рабочего тока	Максимальный рабочий ток, А	$I_{макс.раб}$	-	-	144,30	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20	

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
	Принятая уставка	Коэффициент возврата	K_B	-	-	0,90	
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{мтз.р}}$	$I_{\text{мтз.р}} = (K_{\text{отс}}/K_B) \cdot I_{\text{макс.раб}}$	$(1,2/0,9) \cdot 144,3$	192,40	
		Принятая уставка, А	$I_{\text{мтз.пр}}$	$I_{\text{мтз.пр}} \geq I_{\text{мтз.р}}$		192,40	
		Минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны, А	$I_{\text{кон.мин}}$	-	-	4030,00	
		Чувствительность защиты	$K_{\text{ч}}$	$K_{\text{ч}} = I_{\text{кон.мин}}/I_{\text{мтз.пр}}$	$4030/192,4$	21	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{\text{ср.з}}$		Ориентировочно	0,5	
Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)	По отстройке от собственного ёмкостного тока линии при внешнем ОЗЗ	Собственный ёмкостный ток линии при внешнем ОЗЗ, А	$I_{\text{с.л}}$	$I_{\text{с.л}} = I_{\text{с.о}} \cdot L$	$0,03 \cdot 20,4$	0,58	
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,20	
		Коэффициент «броска»	$K_{\text{бр}}$	-	-	1,50	
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{тзмп.р}}$	$I_{\text{тзмп.р}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{бр}} \cdot I_{\text{с.л}}$	$1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,58$	1,04	
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{\text{тзмп.пр}}$	$I_{\text{тзмп.пр}} \geq I_{\text{тзмп.р}}$	-	1,10	
		Чувствительность защиты	$K_{\text{ч}}$	$K_{\text{ч}} = I_{\text{с.л}}/I_{\text{тзмп.пр}}$	$2,3/1,10$	2,1	
Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	По отстройке от минимального тока КЗ	Минимальный ток КЗ, протекающий в месте установки УРОВ, А	$I_{\text{кз мин}}$	-	-	4030,00	
		Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}}$	-	-	1,5	
		Коэффициент трансформации трансформатора тока	$n_{\text{тт}}$	-	-	40	
		Уставка УРОВ	$I_{\text{уров}}$	$I_{\text{уров}} \leq I_{\text{кз мин}}/(K_{\text{ч}} \cdot n_{\text{тт}})$	$I_{\text{уров}} \leq 4030/(1,5 \cdot 40)$	67,17	
КВЛ 10 кВ Л№3							
Токовая отсечка (ТО)	По отстройке от максимального тока через защиту при КЗ на шинах ближайшей нижестоящей ПС	Максимальный ток через защиту при КЗ на шинах ближайшей нижестоящей ПС, А	$I_{(3)\text{макс}}$	-	-	6750,00	
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,20	
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{то.р}}$	$I_{\text{то.р}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{(3)\text{макс}}$	$1,2 \cdot 6750$	8100,00	
	Принятая уставка	Минимальный ток через	$I_{\text{нач.мин}}$	-	-	4830,00	

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
		защиту при КЗ в начале зоны, А					
		Принятая уставка, А	$I_{то.пр}$	$I_{то.пр} \geq I_{то.р}$	-	8100,00	
		Чувствительность защиты	$K_ч$	$K_ч = I_{нач.мин}/I_{то.пр}$	4830/8100	0,6	<1,2
		Для обеспечения коэффициента чувствительности, принимаем уставку, А	$I_{то.пр}$	$I_{то.пр} = I_{нач.мин}/K_ч$	$I_{то.пр} = 4030/1,2$	4025,00	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$	-	Ориентировочно	0,00	
Максимальная токовая защита (МТЗ)	По отстройке от максимального рабочего тока	Максимальный рабочий ток, А	$I_{макс.раб}$	-	-	144,30	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20	
		Коэффициент возврата	$K_в$	-	-	0,90	
		Расчётная уставка, А	$I_{МТЗ.р}$	$I_{МТЗ.р} = (K_{отс}/K_в) \cdot I_{макс.раб}$	$(1,2/0,9) \cdot 144,3$	192,40	
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{МТЗ.пр}$	$I_{МТЗ.пр} \geq I_{МТЗ.р}$		192,40	
		Минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны, А	$I_{кон.мин}$	-	-	4030,00	
		Чувствительность защиты	$K_ч$	$K_ч = I_{кон.мин}/I_{МТЗ.пр}$	4030/192,4	21	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$	-	Ориентировочно	0,5	
Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)	По отстройке от собственного ёмкостного тока линии при внешнем ОЗЗ	Собственный ёмкостный ток линии при внешнем ОЗЗ, А	$I_{с.л}$	$I_{с.л} = I_{с.0} \cdot L$	$0,03 \cdot 20,4$	0,58	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20	
		Коэффициент «броска»	$K_{бр}$	-	-	1,50	
		Расчётная уставка, А	$I_{ТЗНП.р}$	$I_{ТЗНП.р} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.л}$	$1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,58$	1,04	
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{ТЗНП.пр}$	$I_{ТЗНП.пр} \geq I_{ТЗНП.р}$	-	1,10	
		Чувствительность защиты	$K_ч$	$K_ч = I_{с.л}/I_{ТЗНП.пр}$	2,3/1,10	2,1	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$	-	Ориентировочно	0,00	
Устройство резервирования отказа выключателя	По отстройке от минимального тока КЗ	Минимальный ток КЗ, протекающий в месте установки УРОВ, А	$I_{кз мин}$	-	-	4030,00	

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
(УРОВ)		Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}}$	-	-	1,5	
		Коэффициент трансформации трансформатора тока	$n_{\text{тт}}$	-	-	40	
		Уставка УРОВ	$I_{\text{уров}}$	$I_{\text{уров}} \leq I_{\text{кз мин}} / (K_{\text{ч}} \cdot n_{\text{тт}})$	$I_{\text{уров}} \leq 4030 / (1,5 \cdot 40)$	67,17	
КВЛ 10 кВ Л№4							
Токовая отсечка (ТО)	По отстройке от максимального тока через защиту при КЗ на шинах ближайшей нижестоящей ПС	Максимальный ток через защиту при КЗ на шинах ближайшей нижестоящей ПС, А	$I_{(3)\text{макс}}$	-	-	4390,00	
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,20	
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{то.р}}$	$I_{\text{то.р}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{(3)\text{макс}}$	$1,2 \cdot 4390$	5268,00	
	Принятая уставка	Минимальный ток через защиту при КЗ в начале зоны, А	$I_{\text{нач.мин}}$	-	-	4830,00	
		Принятая уставка, А	$I_{\text{то.пр}}$	$I_{\text{то.пр}} \geq I_{\text{то.р}}$		5268,00	
		Чувствительность защиты	$K_{\text{ч}}$	$K_{\text{ч}} = I_{\text{нач.мин}} / I_{\text{то.пр}}$	$4830 / 5268$	0,92	<1,2
		Для обеспечения коэффициента чувствительности, принимаем уставку, А	$I_{\text{то.пр}}$	$I_{\text{то.пр}} = I_{\text{нач.мин}} / K_{\text{ч}}$	$I_{\text{то.пр}} = 4830 / 1,2$	4025,00	
Время срабатывания защиты, с	$t_{\text{ср.з}}$	-	Ориентировочно	0,00			
Максимальная токовая защита (МТЗ)	По отстройке от максимального рабочего тока	Максимальный рабочий ток, А	$I_{\text{макс.раб}}$	-	-	144,30	
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,20	
		Коэффициент возврата	$K_{\text{в}}$	-	-	0,90	
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{мтз.р}}$	$I_{\text{мтз.р}} = (K_{\text{отс}} / K_{\text{в}}) \cdot I_{\text{макс.раб}}$	$(1,2 / 0,9) \cdot 144,3$	192,40	
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{\text{мтз.пр}}$	$I_{\text{мтз.пр}} \geq I_{\text{мтз.р}}$	-	192,40	
		Минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны, А	$I_{\text{кон.мин}}$	-	-	2960,00	
		Чувствительность защиты	$K_{\text{ч}}$	$K_{\text{ч}} = I_{\text{кон.мин}} / I_{\text{мтз.пр}}$	$2960 / 192,4$	15,00	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{\text{ср.з}}$	-	Ориентировочно	0,5	
Токовая защита ну-	По отстройке от соб-	Собственный ёмкостный	$I_{\text{сд}}$		$0,03 \cdot 18,9$	0,57	

Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	------	--------	---------	------

П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР

Лист

91

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание	
1	2	3	4	5	6	7	8	
левой последовательности (ТЗНП)	ственного ёмкостного тока линии при внешнем ОЗЗ	ток линии при внешнем ОЗЗ, А		$I_{C.л} = I_{C.0} \cdot L$				
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20		
		Коэффициент «броска»	$K_{бр}$	-	-	-	1,50	
	Принятая уставка	Расчётная уставка, А	$I_{ТЗНП.р}$		$I_{ТЗНП.р} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{C.л}$	1,2 · 1,5 · 0,57	1,021	
		Принятая уставка, А	$I_{ТЗНП.пр}$		$I_{ТЗНП.пр} \geq I_{ТЗНП.р}$	-	1,1	
		Чувствительность защиты	$K_ч$		$K_ч = I_{C.Σ} / I_{ТЗНП.пр}$	2,3/1,021	2,25	
	Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$		-	Ориентировочно	0,00		
Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	По отстройке от минимального тока КЗ	Минимальный ток КЗ, протекающий в месте установки УРОВ, А	$I_{кз мин}$	-	-	4030,00		
		Коэффициент чувствительности	$K_ч$	-	-	1,5		
		Коэффициент трансформации трансформатора тока	$n_{тт}$	-	-	40		
		Уставка УРОВ	$I_{уров}$		$I_{уров} \leq I_{кз мин} / (K_ч \cdot n_{тт})$	$I_{уров} \leq 4030 / (1,5 \cdot 40)$	67,17	
ТСН 1(2)								
Токовая отсечка (ТО)	По отстройке от максимального тока через защиту при КЗ за трансформатором	Максимальный ток через защиту при КЗ за трансформатором, А	$I_{(3)макс}$	-	-	506,67		
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20		
		Расчётная уставка, А	$I_{то.р}$		$I_{то.р} = K_{отс} \cdot I_{(3)макс}$	1,2 · 506,67	608,00	
	Принятая уставка	Минимальный ток через защиту при КЗ в начале зоны, А	$I_{нач.мин}$		-	-	4830,00	
		Принятая уставка, А	$I_{то.пр}$		$I_{то.пр} \geq I_{то.р}$	-	608,00	
		Чувствительность защиты	$K_ч$		$K_ч = I_{нач.мин} / I_{то.пр}$	4830/608	7,94	
	Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$		-	Ориентировочно	0,00		
Максимальная токовая защита (МТЗ)	По отстройке от максимального рабочего тока	Максимальный рабочий ток, А	$I_{макс.раб}$	-	-	30,80		
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20		
		Коэффициент возврата	$K_в$	-	-	0,90		
		Расчётная уставка, А	$I_{МТЗ.р}$		$I_{МТЗ.р} = (K_{отс} / K_в) \cdot I_{макс.раб}$	(1,2/0,9) · 30,80	41,07	

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{\text{мтз.пр}}$	$I_{\text{мтз.пр}} \geq I_{\text{мтз.р}}$		41,10	
		Минимальный ток КЗ за трансформатором, А	$I_{\text{кон.мин}}$	-	-	427,00	
		Чувствительность защиты	$K_{\text{ч}}$	$K_{\text{ч}} = I_{\text{кон.мин}}/I_{\text{мтз.пр}}$	427/41,1	10,39	
		Время срабатывания защиты по отстройке от времени срабатывания селективной отсечки вводных автоматических выключателей на ЩСН, с	$t_{\text{ср.з}}$	$t_{\text{ср.з}} = t_{\text{ср.мтз}} + t_{\text{вв.щсн}}$	$t_{\text{ср.з}} = 0,05 + 0,08$	0,13	
Защита от перегрузки (ЗП)	По отстройке от номинального тока трансформатора	Номинальный ток трансформатора, А	$I_{\text{ном.т}}$	-	-	22	
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,05	
		Коэффициент возврата	$K_{\text{в}}$	-	-	0,9	
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{зп.р}}$	$I_{\text{зп.р}} = (K_{\text{отс}}/K_{\text{в}}) \cdot I_{\text{ном.т}}$	$(1,05/0,9) \cdot 22$	25,67	
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{\text{зп.пр}}$	$I_{\text{зп.пр}} \geq I_{\text{пр.р}}$		25,70	На сигнал
		Время срабатывания защиты, с	$t_{\text{ср.з}}$	$t_{\text{ср.з}} = t_{\text{ср.мтз}} + \Delta t$	$0,13 + 0,4$	0,53	
Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)	По отстройке от собственного ёмкостного тока линии при внешнем ОЗЗ	Собственный ёмкостный ток линии при внешнем ОЗЗ, А	$I_{\text{с.л}}$	$I_{\text{с.л}} = I_{\text{с.0}} \cdot L$	$1,04 \cdot 0,02$	0,02	
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,2	
		Коэффициент «броска»	$K_{\text{бр}}$	-	-	1,50	
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{тзмп.р}}$	$I_{\text{тзмп.р}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{бр}} \cdot I_{\text{с.л}}$	$1,2 \cdot 1,5 \cdot 0,02$	0,04	
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{\text{тзмп.пр}}$	$I_{\text{тзмп.пр}} \geq I_{\text{тзмп.р}}$	-	0,10	
		Чувствительность защиты	$K_{\text{ч}}$	$K_{\text{ч}} = I_{\text{с.л}}/I_{\text{тзмп.пр}}$	$2,3/0,04$	57,5	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{\text{ср.з}}$	-	Ориентировочно	0,00	
Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	По отстройке от минимального тока КЗ	Минимальный ток КЗ, протекающий в месте установки УРОВ, А	$I_{\text{кз мин}}$	-	-	448	
		Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}}$	-	-	1,5	
		Коэффициент трансформации трансформатора тока	$n_{\text{тт}}$	-	-	40	

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание	
1	2	3	4	5	6	7	8	
		Уставка УРОВ	$I_{уров}$	$I_{уров} \leq I_{кз\ мин}/(K_{ч} \cdot n_{тт})$	$I_{уров} \leq 448/(1,5 \cdot 40)$	7,5		
Секционный выключатель 10 кВ								
Максимальная токовая защита (МТЗ)	По отстройке от максимального рабочего тока	Максимальный рабочий ток, А	$I_{макс.раб}$	-	-	1600,00		
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20		
		Коэффициент возврата	$K_{в}$	-	-	0,90		
		Расчётная уставка, А	$I_{мтз.р}$	$I_{мтз.р} = (K_{отс}/K_{в}) \cdot I_{макс.раб}$	$(1,2/0,9) \cdot 1600,00$	2133,33		
	По согласованию с наибольшим значением уставки МТЗ нижестоящих элементов	Наибольшее значение уставки МТЗ нижестоящих элементов, А	$I_{макс.мтз.н}$	-	-	-	192,40	
		Коэффициент надёжности согласования	$K_{н.с}$	-	-	-	1,10	
		Расчётная уставка, А	$I_{мтз.р}$	$I_{мтз.р} = K_{н.с} \cdot I_{макс.мтз.н}$	$1,1 \cdot 192,4$	211,64		
	Принятая уставка 1 ступени МТЗ	Принятая уставка, А	$I_{мтз.пр1}$	$I_{мтз.пр} \geq I_{мтз.р}$	-	-	2133,33	
		Минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны, А	$I_{кон.мин}$	-	-	-	4830,00	
		Чувствительность защиты	$K_{ч}$	$K_{ч} = I_{кон.мин}/I_{мтз.пр}$	$4830/2133,33$	2,26		
		Чувствительность защиты на резервируемом участке	$K_{ч.рез}$	$K_{ч} = I_{мин.резер}/I_{мтз.пр}$	$937/2133,33$	0,44	<1.2	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з1}$	$t_{ср.з} = t_{ср.мтз.н} + \Delta t$	$0,5+0,4$	0,9		
		Принятая уставка 2 ступени МТЗ	Принятая уставка, А	$I_{мтз.р2}$	$I_{мтз.р2} \leq I_{мин.резер}/K_{ч}$	$I_{мтз.р2} \leq 937/1,2$	780	
	Время срабатывания защиты, с		$t_{ср.з2}$	$t_{ср.з2} = t_{ср.з1} + \Delta t$	$0,9+0,4$	1,3		
			Время срабатывания ЛЗШ, с	$t_{ср.лзш}$	-	-	1,3	
	Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	По отстройке от минимального тока КЗ	Минимальный ток КЗ, протекающий в месте установки УРОВ, А	$I_{кз\ мин}$	-	-	4830	
Коэффициент чувствительности			$K_{ч}$	-	-	1,5		
Коэффициент трансформации трансформатора тока			$n_{тт}$	-	-	300		
Уставка УРОВ			$I_{уров}$	$I_{уров} \leq I_{кз\ мин}/(K_{ч} \cdot n_{тт})$	$I_{уров} \leq 4830/1,5 \cdot 300$	10		
Ввод Т-1(2) 10 кВ								

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Максимальная токовая защита с блокировкой по напряжению (МТЗ БН)	По отстройке от максимального рабочего тока	Максимальный рабочий ток, А	$I_{\text{макс.раб}}$	-	-	1600,00		
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,20		
		Коэффициент возврата	$K_{\text{в}}$	-	-	0,90		
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{МТЗ.р}}$	$I_{\text{МТЗ.р}} = (K_{\text{отс}}/K_{\text{в}}) \cdot I_{\text{макс.раб}}$	$(1,2/0,9) \cdot 1600$	2133,33		
	Принятая уставка 1 ступени МТЗ	Принятая уставка, А	$I_{\text{МТЗ.пр}}$	$I_{\text{МТЗ.пр}} \geq I_{\text{МТЗ.р}}$	-	-	2133,33	
		Минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны, А	$I_{\text{кон.мин}}$	-	-	-	4830,00	
		Чувствительность защиты	$K_{\text{ч}}$	$K_{\text{ч}} = I_{\text{кон.мин}}/I_{\text{МТЗ.пр}}$	$4830/2133,33$	2,26		
		Чувствительность защиты на резервируемом участке	$K_{\text{ч.рез}}$	$K_{\text{ч}} = I_{\text{мин.резер}}/I_{\text{МТЗ.пр}}$	$937/2133,33$	0,44	<1.2	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{\text{ср.з1}}$	$t_{\text{ср.з1}} = t_{\text{ср.МТЗ.н}} + \Delta t$	$1,3 + 0,4$	1,7		
	Принятая уставка 2 ступени МТЗ	Принятая уставка, А	$I_{\text{МТЗ.р2}}$	$I_{\text{МТЗ.р2}} \leq I_{\text{мин.резер}}/K_{\text{ч}}$	$I_{\text{МТЗ.р2}} \leq 937/1,2$	780		
		Время срабатывания защиты, с	$t_{\text{ср.з2}}$	$t_{\text{ср.з2}} = t_{\text{ср.з1}} + \Delta t$	$1,7 + 0,4$	2,1		
	Время срабатывания ЛЗШ, с	$t_{\text{ср.лзш}}$	-	-	-	1,3		
Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	По отстройке от минимального тока КЗ	Минимальный ток КЗ, протекающий в месте установке УРОВ, А	$I_{\text{кз мин}}$	-	-	4830		
		Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}}$	-	-	1,5		
		Коэффициент трансформации трансформатора тока	$n_{\text{тт}}$	-	-	-	300	
		Уставка УРОВ	$I_{\text{уров}}$	$I_{\text{уров}} \leq I_{\text{кз мин}}/K_{\text{ч}} \cdot n_{\text{тт}}$	$I_{\text{уров}} \leq 4830/1,5 \cdot 300$	10		

Таблица А2 – Расчёт ориентировочных уставок релейной защиты ОРУ 35 кВ ПС 110/35/10 кВ Озерки

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
ВЛ 35 кВ Озерки – Солнечная I(II) цепь							
Токовая отсечка (ТО)	По отстройке от максимального тока через защиту при КЗ в конце линии	Максимальный ток через защиту при КЗ в конце линии, А	$I_{(3)макс}$	-	-	1260,00	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20	
		Расчётная уставка, А	$I_{то.р}$	$I_{то.р} = K_{отс} \cdot I_{(3)макс}$	$1,2 \cdot 1260$	1512,00	
	Принятая уставка	Минимальный ток через защиту при КЗ в начале зоны, А	$I_{нач.мин}$	-	-	1950,00	
		Принятая уставка, А	$I_{то.пр}$	$I_{то.пр} \geq I_{то.р}$	-	1512,00	
		Чувствительность защиты	$K_ч$	$K_ч = I_{нач.мин} / I_{то.пр}$	$1950 / 1512$	1,3	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$	-	Ориентировочно	0,00	
Максимальная токовая защита (МТЗ)	По отстройке от максимального рабочего тока	Максимальный рабочий ток, А	$I_{макс.раб}$	-	-	374,9	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20	
		Коэффициент возврата	$K_в$	-	-	0,90	
		Расчётная уставка, А	$I_{мтз.р}$	$I_{мтз.р} = (K_{отс} / K_в) \cdot I_{макс.раб}$	$(1,2 / 0,9) \cdot 374,9$	520,00	
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{мтз.пр}$	$I_{мтз.пр} \geq I_{мтз.р}$	-	520,00	
		Минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны, (для упрощения берем наименьшее между двумя линиями) А	$I_{кон.мин}$	-	-	930,00	
		Чувствительность защиты	$K_ч$	$K_ч = I_{кон.мин} / I_{мтз.пр}$	$930 / 520$	1,80	
Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$	-	Ориентировочно	0,5			
Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)	По отстройке от собственного ёмкостного тока линии при внешнем ОЗЗ	Собственный ёмкостный ток линии при внешнем ОЗЗ, А	$I_{с.л}$	$I_{с.л} = I_{с.0} \cdot L$	$0,07 \cdot 22$	1,57	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20	
		Коэффициент «броска»	$K_{бр}$	-	-	1,50	
		Расчётная уставка, А	$I_{тзмп.р}$	$I_{тзмп.р} = K_{отс} \cdot K_{бр} \cdot I_{с.л}$	$1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,57$	2,83	
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{тзмп.пр}$	$I_{тзмп.пр} \geq I_{тзмп.р}$	-	2,90	
		Чувствительность защиты	$K_ч$	$K_ч = I_{с.л} / I_{тзмп.пр}$	$3,31 / 2,9$	1,14	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$	-	Ориентировочно	0,00	

Изм	Лист	№ док	Подпись	Дата
-----	------	-------	---------	------

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
Устройство резервирования отключения выключателя (УРОВ)	По отстройке от минимального тока КЗ	Минимальный ток КЗ, протекающий в месте установки УРОВ, А	$I_{\text{кз мин}}$	-	-	930	
		Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}}$	-	-	1,5	
		Коэффициент трансформации трансформатора тока	$n_{\text{тт}}$	-	-	80	
		Уставка УРОВ	$I_{\text{уров}}$	$I_{\text{уров}} \leq I_{\text{кз мин}}/K_{\text{ч}} \cdot n_{\text{тт}}$	$I_{\text{уров}} \leq 930/1,5 \cdot 80$	7,75	
ВЛ 35 кВ Озерки – Зимняя I(II) цепь							
Дистанционная защита линии	Уставка 1 зоны действия ДЗ	Собственное сопротивление линии, Ом	$Z_{\text{л}}$	-	-	11,5	
		Сопротивление трансформатора, Ом	$Z_{\text{тр}}$	-	-	11,14	
		Уставка 1 зоны действия ДЗ, Ом	$Z_{\text{с.з.1}}$	$Z_{\text{с.з.1}} = 0,85 \cdot (Z_{\text{л}} + Z_{\text{тр}})$	$Z_{\text{с.з.1}} = 0,85 \cdot (11,5 + 11,14)$	19,244	
		Время срабатывания 1 зоны действия ДЗ	t_1	-	-	0,1	
		Коэффициент чувствительности 1 ступени >0,47	$K_{\text{ч}}$	$K_{\text{ч}} = Z_{\text{тр}}/Z_{\text{л}}$	$K_{\text{ч}} = 11,14/11,5$	0,97	
		Принятая уставка	Уставка 1 зоны действия ДЗ	$Z_{\text{с.з.1}}$	-	-	19,244
	Уставка пускового органа ДЗ	Коэффициент отстройки от первой ступени защиты	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,2	
		Коэффициент самозапуска двигателей	$K_{\text{самозап}}$	-	-	1,5	
		Коэффициент возврата	$K_{\text{в}}$	-	-	0,92	
		Максимальный рабочий ток через защиту, А	$I_{\text{раб. max}}$	-	-	374,90	
ПО ДЗ		$I_{\text{доп}}$	$I_{\text{доп}} = (K_{\text{отс}} \cdot \frac{K_{\text{самозап}}}{K_{\text{в}}}) I_{\text{раб. max}}$	$I_{\text{доп}} = (1,2 \cdot \frac{1,5}{0,92}) 374,90$	763,04		
Максимальная токовая защита (МТЗ)	По отстройке от максимального рабочего тока	Максимальный рабочий ток, А	$I_{\text{макс.раб}}$	-	-	390,00	
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,20	
		Коэффициент возврата	$K_{\text{в}}$	-	-	0,90	
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{МТЗ.р}}$	$I_{\text{МТЗ.р}} = (K_{\text{отс}}/K_{\text{в}}) \cdot I_{\text{макс.раб}}$	$(1,2/0,9) \cdot 390$	520,00	

Изм	Лист	№ док	Подпись	Дата
-----	------	-------	---------	------

П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР

Лист

97

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{\text{МТЗ.пр}}$	$I_{\text{МТЗ.пр}} \geq I_{\text{МТЗ.р}}$	-	520,00	
		Минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны, (для упрощения берем наименьшее между двумя линиями) А	$I_{\text{кон.мин}}$	-	-	930,00	
		Чувствительность защиты	$K_{\text{ч}}$	$K_{\text{ч}} = I_{\text{кон.мин}}/I_{\text{МТЗ.пр}}$	930/520	1,79	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{\text{ср.з}}$	-	Ориентировочно	0,5	
Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)	По отстройке от собственного ёмкостного тока линии при внешнем ОЗЗ	Собственный ёмкостный ток линии при внешнем ОЗЗ, А	$I_{\text{С.л}}$	$I_{\text{С.л}} = I_{\text{С.0}} \cdot L$	$0,07 \cdot 24,4$	1,74	
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,20	
		Коэффициент «броска»	$K_{\text{бр}}$	-	-	1,50	
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{ТЗНП.р}}$	$I_{\text{ТЗНП.р}} = K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{бр}} \cdot I_{\text{С.л}}$	$1,2 \cdot 1,5 \cdot 1,74$	3,14	
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{\text{ТЗНП.пр}}$	$I_{\text{ТЗНП.пр}} \geq I_{\text{ТЗНП.р}}$	-	3,20	
		Чувствительность защиты	$K_{\text{ч}}$	$K_{\text{ч}} = I_{\text{С.л}}/I_{\text{ТЗНП.пр}}$	3,31/3,2	1,04	
	Время срабатывания защиты, с	$t_{\text{ср.з}}$	-	Ориентировочно	0,00		
Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	По отстройке от минимального тока КЗ	Минимальный ток КЗ, протекающий в месте установки УРОВ, А	$I_{\text{кз мин}}$	-	-	930	
		Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}}$	-	-	1,5	
		Коэффициент трансформации трансформатора тока	$n_{\text{тт}}$	-	-	80	
		Уставка УРОВ	$I_{\text{уров}}$	$I_{\text{уров}} \leq I_{\text{кз мин}}/K_{\text{ч}} \cdot n_{\text{тт}}$	$I_{\text{уров}} \leq 930/1,5 \cdot 80$	7	
СВ 35							
Максимальная токовая защита (МТЗ)	По отстройке от максимального рабочего тока	Максимальный рабочий ток, А	$I_{\text{макс.раб}}$	-	-	374,9	
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,20	
		Коэффициент возврата	$K_{\text{в}}$	-	-	0,90	
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{МТЗ.р}}$	$I_{\text{МТЗ.р}} = (K_{\text{отс}}/K_{\text{в}}) \cdot I_{\text{макс.раб}}$	$(1,2/0,9) \cdot 374,9$	499,86	
	По отстройке от наибольшего значения уставки МТЗ нижестоящих элементов, А	Наибольшее значение уставки МТЗ нижестоящих элементов, А	$I_{\text{макс.МТЗ.н}}$	-	-	520,00	

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание	
1	2	3	4	5	6	7	8	
	ящих элементов	Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,1		
		Расчётная уставка, А	$I_{мтз.р}$	$I_{мтз.р} = K_{отс} \cdot I_{макс.мтз.н}$	$1,1 \cdot 520$	572,00		
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{мтз.пр}$	$I_{мтз.пр} \geq I_{мтз.р}$	-	-	572,00	
		Минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны, А	$I_{кон.мин}$	-	-	-	1950,00	
		Чувствительность защиты	$K_ч$	$K_ч = I_{кон.мин} / I_{мтз.пр}$	-	$1950/572$	3,41	
		Чувствительность защиты на резервируемом участке	$K_{ч.рез}$	$K_ч = I_{мин.резер} / I_{мтз.пр}$	-	$933/572$	1,63	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$	$t_{ср.з} = t_{ср.мтз.н} + \Delta t$	-	$0,5 + 0,4$	0,9	
Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	По отстройке от минимального тока КЗ	Минимальный ток КЗ, протекающий в месте установки УРОВ, А	$I_{кз мин}$	-	-	1950		
		Коэффициент чувствительности	$K_ч$	-	-	1,5		
		Коэффициент трансформации трансформатора тока	$n_{тт}$	-	-	-	100	
		Уставка УРОВ	$I_{уров}$	$I_{уров} \leq I_{кз мин} / K_ч \cdot n_{тт}$	-	$I_{уров} \leq 1950 / 1,5 \cdot 100$	13	
В 35 Т-1(2)								
Максимальная токовая защита с блокировкой по напряжению (МТЗ БН)	По отстройке от максимального рабочего тока	Максимальный рабочий ток, А	$I_{макс.раб}$	-	-	374,9		
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20		
		Коэффициент возврата	$K_в$	-	-	0,90		
		Расчётная уставка, А	$I_{мтз.р}$	$I_{мтз.р} = (K_{отс} / K_в) \cdot I_{макс.раб}$	-	$(1,2/0,9) \cdot 374,9$	499,86	
	По отстройке от наибольшего значения уставки МТЗ нижестоящих элементов	Наибольшее значение уставки МТЗ нижестоящих элементов, А	$I_{макс.мтз.н}$	-	-	-	520,00	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	-	1,10	
		Расчётная уставка, А	$I_{мтз.р}$	$I_{мтз.р} = K_{отс} \cdot I_{макс.мтз.н}$	-	$1,1 \cdot 520$	572,00	
	По отстройке от минимального рабочего напряжения	Минимальное рабочее напряжение, кВ	$U_{раб.мин}$	-	-	-	33,30	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	-	1,10	
		Коэффициент возврата	$K_в$	-	-	-	1,15	
		Расчётная уставка	$U_{БН.р}$	$U_{БН.р} = U_{раб.мин} / (K_{отс} \cdot K_в)$	-	$33,3 / (1,1 \cdot 1,15)$	26,32	
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{мтз.пр}$	$I_{мтз.пр} \geq I_{мтз.р}$	-	-	572,00	
		Принятая уставка, кВ	$U_{БН.пр}$	$U_{БН.пр} \leq U_{БН.р}$	-	-	26,30	

Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	------	--------	---------	------

П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР

Лист

99

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
		Минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны, А	$I_{\text{кон.мин}}$	-	-	1950,00	
		Чувствительность защиты	$K_{\text{ч}}$	$K_{\text{ч}} = I_{\text{кон.мин}}/I_{\text{МТЗ.пр}}$	1950/572	3,41	
		Чувствительность защиты на резервируемом участке	$K_{\text{ч.рез}}$	$K_{\text{ч}} = I_{\text{мин.резер}}/I_{\text{МТЗ.пр}}$	933/572	1,63	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{\text{ср.з}}$	$t_{\text{ср.з}} = t_{\text{ср.МТЗ.н}} + \Delta t$	0,45 + 0,4	0,85	
Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	По отстройке от минимального тока КЗ	Минимальный ток КЗ, протекающий в месте установки УРОВ, А	$I_{\text{КЗ мин}}$	-	-	1950	
		Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}}$	-	-	1,5	
		Коэффициент трансформации трансформатора тока	$n_{\text{ТТ}}$	-	-	100	
		Уставка УРОВ	$I_{\text{уров}}$	$I_{\text{уров}} \leq I_{\text{КЗ мин}}/K_{\text{ч}} \cdot n_{\text{ТТ}}$	$I_{\text{уров}} \leq 1950/1,5 \cdot 100$	13	

Таблица А3 – Расчёт ориентировочных уставок релейной защиты ОРУ 110 кВ ПС 110/35/10 кВ Озерки

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание	
1	2	3	4	5	6	7	8	
Резервные защиты трансформатора Т-1 (2)								
Максимальная токовая защита ВН с блокировкой по напряжению (МТЗ ВН)	По отстройке от номинального рабочего тока	Номинальный рабочий ток, А	$I_{\text{макс.раб}}$	-	-	125,67		
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,20		
		Коэффициент возврата	$K_{\text{в}}$	-	-	0,90		
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{МТЗ.р}}$	$I_{\text{МТЗ.р}} = (K_{\text{отс}}/K_{\text{в}}) \cdot I_{\text{макс.раб}}$	$(1,2/0,9) \cdot 125,67$	167,56		
	По отстройке от наибольшего значения уставки МТЗ нижестоящих элементов	Наибольшее значение уставки МТЗ нижестоящих элементов, А	$I_{\text{макс.МТЗ.н}}$	-	-	-	204,10	
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	-	1,10	
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{МТЗ.р}}$	$I_{\text{МТЗ.р}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{макс.МТЗ.н}}$	$1,1 \cdot 204,10$	224,53		
	По отстройке от минимального рабочего напряжения	Минимальное рабочее напряжение, кВ	$U_{\text{раб.мин}}$	-	-	-	33,30	
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	-	1,10	
		Коэффициент возврата	$K_{\text{в}}$	-	-	-	1,15	
		Расчётная уставка	$U_{\text{ВН.р}}$	$U_{\text{ВН.р}} = U_{\text{раб.мин}}/(K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{в}})$	$33,3/(1,1 \cdot 1,15)$	26,32		
			Минимальное рабочее напря-	$U_{\text{раб.мин}}$	-	-	9,50	

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
	Принятая уставка	жение, кВ					
		Расчётная уставка	$U_{БН.р}$	$U_{БН.р} = U_{раб.мин} / (K_{отс} \cdot K_{в})$	9,5/(1,1 · 1,15)	7,51	
		Принятая уставка, А	$I_{мтз.пр}$	$I_{мтз.пр} \geq I_{мтз.р}$	-	224,53	
		Принятая уставка СН, кВ	$U_{БН.прСН}$	$U_{БН.пр} \leq U_{БН.прСН}$	-	26,30	
		Принятая уставка НН, кВ	$U_{БН.прНН}$	$U_{БН.пр} \leq U_{БН.прНН}$	-	7,50	
		Минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны, А	$I_{кон.мин}$	-	-	462,00	
		Чувствительность защиты	$K_{ч}$	$K_{ч} = I_{кон.мин} / I_{мтз.пр}$	462/224,53	2,19	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$	$t_{ср.з} = t_{ср.мтз.н} + \Delta t$	0,85 + 0,4	1,25	
Максимальная токовая защита СН с блокировкой по напряжению (МТЗ БН)	По отстройке от номинального рабочего тока	Номинальный рабочий ток, А	$I_{макс.раб}$	-	-	125,67	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,20	
		Коэффициент возврата	$K_{в}$	-	-	0,90	
		Расчётная уставка, А	$I_{мтз.р}$	$I_{мтз.р} = (K_{отс} / K_{в}) \cdot I_{макс.раб}$	(1,2/0,9) · 125,67	167,56	
	По отстройке от наибольшего значения уставки МТЗ нижестоящих элементов	Наибольшее значение уставки МТЗ нижестоящих элементов, А	$I_{макс.мтз.н}$	-	-	191,50	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,10	
		Расчётная уставка, А	$I_{мтз.р}$	$I_{мтз.р} = K_{отс} \cdot I_{макс.мтз.н}$	1,1 · 191,5	210,65	
	По отстройке от минимального рабочего напряжения	Минимальное рабочее напряжение, кВ	$U_{раб.мин}$	-	-	33,30	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,10	
		Коэффициент возврата	$K_{в}$	-	-	1,15	
		Расчётная уставка	$U_{БН.р}$	$U_{БН.р} = U_{раб.мин} / (K_{отс} \cdot K_{в})$	33,3/(1,1 · 1,15)	26,32	
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{мтз.пр}$	$I_{мтз.пр} \geq I_{мтз.р}$	-	210,7	
		Принятая уставка, кВ	$U_{БН.пр}$	$U_{БН.пр} \leq U_{БН.р}$	-	26,30	
		Минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны, А	$I_{кон.мин}$	-	-	462,00	
		Чувствительность защиты	$K_{ч}$	$K_{ч} = I_{кон.мин} / I_{мтз.пр}$	462/210,7	2,19	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$	$t_{ср.з} = t_{ср.мтз.н} + \Delta t$	0,85 + 0,4	1,25	
Максимальная токовая защита НН с блокировкой по напряжению (МТЗ БН)		По отстройке от номинального рабочего тока	Номинальный рабочий ток, А	$I_{макс.раб}$	-	-	125,67
	Коэффициент отстройки		$K_{отс}$	-	-	1,20	
	Коэффициент возврата		$K_{в}$	-	-	0,90	
	Расчётная уставка, А		$I_{мтз.р}$	$I_{мтз.р} = (K_{отс} / K_{в}) \cdot I_{макс.раб}$	(1,2/0,9) · 125,67	167,56	
	По отстройке от наибольшего значения уставки МТЗ нижестоящих эле-	Наибольшее значение уставки МТЗ нижестоящих элементов, А	$I_{макс.мтз.н}$	-	-	191,50	
		Коэффициент отстройки	$K_{отс}$	-	-	1,10	

Изм	Лист	№ док	Подпись	Дата
-----	------	-------	---------	------

П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР

Лист

101

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание	
1	2	3	4	5	6	7	8	
	ментов	Расчётная уставка, А	$I_{\text{мтз.р}}$	$I_{\text{мтз.р}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{макс.мтз.н}}$	$1,1 \cdot 191,5$	210,65		
	По отстройке от минимального рабочего напряжения	Минимальное рабочее напряжение, кВ	$U_{\text{раб.мин}}$	-	-	-	9,50	
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	-	1,10	
		Коэффициент возврата	$K_{\text{в}}$	-	-	-	1,15	
		Расчётная уставка	$U_{\text{БН.р}}$	$U_{\text{БН.р}} = U_{\text{раб.мин}} / (K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{в}})$	$9,50 / (1,1 \cdot 1,15)$	7,51		
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{\text{мтз.пр}}$	$I_{\text{мтз.пр}} \geq I_{\text{мтз.р}}$	-	-	210,7	
		Принятая уставка, кВ	$U_{\text{БН.пр}}$	$U_{\text{БН.пр}} \leq U_{\text{БН.р}}$	-	-	7,50	
		Минимальный ток КЗ в конце защищаемой зоны, А	$I_{\text{кон.мин}}$	-	-	-	462,00	
		Чувствительность защиты	$K_{\text{ч}}$	$K_{\text{ч}} = I_{\text{кон.мин}} / I_{\text{мтз.пр}}$	$462 / 210,7$	2,19		
		Время срабатывания защиты, с	$t_{\text{ср.з}}$	$t_{\text{ср.з}} = t_{\text{ср.мтз.н}} + \Delta t$	$0,85 + 0,4$	1,25		
Защита от перегрузки (ЗП)	По отстройке от номинального тока трансформатора	Номинальный ток трансформатора, А	$I_{\text{ном.т}}$	-	-	125,67		
		Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,05		
		Коэффициент возврата	$K_{\text{в}}$	-	-	0,9		
		Расчётная уставка, А	$I_{\text{зп.р}}$	$I_{\text{зп.р}} = (K_{\text{отс}} / K_{\text{в}}) \cdot I_{\text{ном.т}}$	$(1,05 / 0,9) \cdot 125,67$	146,62		
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{\text{зп.пр}}$	$I_{\text{зп.пр}} \geq I_{\text{зп.р}}$	-	-	146,70	На сигнал
		Время срабатывания защиты, с	$t_{\text{ср.з}}$	$t_{\text{ср.з}} = t_{\text{ср.мтз}} + \Delta t$	$0,85 + 0,4$	1,25		
Устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ)	По отстройке от минимального тока КЗ	Минимальный ток КЗ, протекающий в месте установке УРОВ, А	$I_{\text{кз мин}}$	-	-	1840		
		Коэффициент чувствительности	$K_{\text{ч}}$	-	-	1,5		
		Коэффициент трансформации трансформатора тока	$n_{\text{тт}}$	-	-	40		
		Уставка УРОВ	$I_{\text{уров}}$	$I_{\text{уров}} \leq I_{\text{кз мин}} / (K_{\text{ч}} \cdot n_{\text{тт}})$	$I_{\text{уров}} \leq 1840 / (1,5 \cdot 40)$	30		
Токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП)	По отстройке от тока небаланса нулевой последовательности при трехфазном КЗ	Коэффициент отстройки	$K_{\text{отс}}$	-	-	1,25		
		Коэффициент небаланса	$K_{\text{нб}}$	-	-	0,10		
		Первичный ток в месте установки защиты в установ. режиме при рассматриваемом КЗ	$I_{\text{расч.уст.кз}}$	-	-	589,47		
		Уставка при отстройке от тока небаланса нулевой последовательности при трехфазном КЗ	$I_{\text{сз}}$	$I_{\text{сз}} \geq K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{нб}} \cdot I_{\text{расч.уст.кз}}$	$I_{\text{сз}} \geq 1,25 \cdot 0,1 \cdot 589,47$	73,68		
	По отстройке от тока небаланса нулевой последова-	Коэффициент возврата	$K_{\text{в}}$	-	-	0,90		
		Коэффициент небаланса	$K_{\text{нб}}$	-	-	0,05		
		Первичный ток в месте уста-	$I_{\text{расч.па}}$	-	-	175,71		

Изм	Лист	№ док	Подпись	Дата
-----	------	-------	---------	------

П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР

Лист

102

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3	4	5	6	7	8
	тельности в послеаварийном нагрузочном режиме	новки защиты в послеаварийном нагрузочном режиме					
		Уставка при отстройке от тока небаланса нулевой последовательности в послеаварийном нагрузочном режиме	$I_{сз}$	$I_{сз} \geq \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot K_{нб} \cdot I_{расч.уст.кз}$	$I_{сз} \geq \frac{1,25}{0,9} \cdot 0,05 \cdot 175,71$	12,20	
	Принятая уставка	Принятая уставка, А	$I_{сз}$	-	-	73,7	
		Время срабатывания защиты, с	$t_{ср.з}$	-	-	Ориентировочно	0,00
Дифференциальная защита трансформатора Т-1 (2)							
Исходные данные		Трёхфазный ток КЗ со стороны НН, кА	$I_{кз.нн}^{(3)}$	-	-	4,46	
		Трёхфазный ток КЗ со стороны СН, кА	$I_{кз.сн}^{(3)}$	-	-	1,66	
		Двухфазный ток КЗ со стороны НН, кА	$I_{кз.нн}^{(2)}$	-	-	4,83	
		Двухфазный ток КЗ со стороны СН, кА	$I_{кз.сн}^{(2)}$	-	-	1,95	
		Коэффициент схемы трансформатора тока на стороне ВН	$K_{сх.тт.вн}$	-	-	1,0	
		Коэффициент трансформатора тока на стороне ВН	$K_{тт.вн}$	-	-	200/5	
		Коэффициент трансформатора тока на стороне СН	$K_{тт.сн}$	-	-	500/5	
		Коэффициент трансформатора тока на стороне НН	$K_{тт.нн}$	-	-	1500/5	
		Коэффициент трансформатора на стороне ВН/НН	$K_{т.вн/нн}$	-	-	10,45	
		Коэффициент трансформатора на стороне ВН/СН	$K_{т.вн/сн}$	-	-	2,987	
Расчет базисных токов		Номинальный ток ВН, А	$I_{ном.в}$	$\frac{S_{ном.стор}}{\sqrt{3}U_{стор}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3}115}$	125,51	
		Номинальный ток СН, А	$I_{ном.сн}$	$\frac{S_{ном.стор}}{\sqrt{3}U_{стор}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3}38,5}$	374,9	
		Номинальный ток НН, А	$I_{ном.нн}$	$\frac{S_{ном.стор}}{\sqrt{3}U_{стор}}$	$\frac{25000}{\sqrt{3}11}$	1312,16	
		Максимальный ток КЗ со стороны НН, А	$I_{мах.нн}$	$I_{мах.нн} = \frac{I_{кз.нн}^{(3)}}{K_{т.вн/нн}}$	$I_{мах.нн} = \frac{4,46 \cdot 10^3}{10,45}$	426,79	

Изм	Лист	№ док	Подпись	Дата
-----	------	-------	---------	------

П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР

Лист

103

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование		Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3		4	5	6	7	8
		Максимальный ток КЗ со стороны СН, А		$I_{\max. \text{сн}}$	$I_{\max. \text{сн}} = \frac{I_{\text{кз. сн}}^{(3)}}{K_{\text{т. вн/сн}}}$	$I_{\max. \text{сн}} = \frac{1,66 \cdot 10^3}{2,987}$	555,74	
		Минимальный ток КЗ со стороны НН, А		$I_{\min. \text{нн}}$	$I_{\min. \text{нн}} = \frac{I_{\text{кз. нн}}^{(2)}}{K_{\text{т. вн/нн}}}$	$I_{\min. \text{нн}} = \frac{4,83 \cdot 10^3}{10,45}$	462,2	
		Минимальный ток КЗ со стороны СН, А		$I_{\min. \text{сн}}$	$I_{\min. \text{сн}} = \frac{I_{\text{кз. сн}}^{(2)}}{K_{\text{т. вн/сн}}}$	$I_{\min. \text{сн}} = \frac{1,95 \cdot 10^3}{2,987}$	652,3	
		Базисный ток стороны ВН, А		$I_{\text{баз, стор}}$	$I_{\text{баз, стор}} = \frac{K_{\text{сх. тт. вн}} \cdot K_{\text{ат. вн}}}{K_{\text{тт. вн}}} \cdot I_{\text{ном. в}}$	$I_{\text{баз, стор}} = \frac{1 \cdot 1}{200/5} \cdot 125,51$	3,14	
		Базисный ток стороны СН, А		$I_{\text{баз, стор. сн}}$	$I_{\text{баз, стор}} = \frac{K_{\text{сх. тт. вн}} \cdot K_{\text{ат. вн}}}{K_{\text{тт. сн}}} \cdot I_{\text{ном. с}}$	$I_{\text{баз, стор}} = \frac{1 \cdot 1}{500/5} \cdot 374,9$	3,75	
		Базисный ток стороны НН, А		$I_{\text{баз, стор. нн}}$	$I_{\text{баз, стор}} = \frac{K_{\text{сх. тт. вн}} \cdot K_{\text{ат. вн}}}{K_{\text{тт. нн}}} \cdot I_{\text{ном. н}}$	$I_{\text{баз, стор}} = \frac{1 \cdot 1}{1500/5} \cdot 1312,16$	4,37	
Ток начала торможения		Принятая уставка	Ток начала торможения в	$I_{\text{т.о}}$	–	–	1,0	
Относительно начальный ток срабатывания ДЗТ		Коэффициент отстройки		$K_{\text{отс}}$	–	–	1,3	
		Коэффициент, учитывающий переходный процесс		$K_{\text{пер}}$	–	–	2,0	
		Коэффициент, однотипности трансформатора тока		$K_{\text{одн}}$	–	–	1,0	
		Относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ		ε	–	–	0,1	
		Относительная погрешность, обусловленная наличием РПН		ΔU	–	–	0,16	
		Относительная погрешность выравнивания токов плеч		$\Delta f_{\text{выр}}$	–	–	0,02	
		Относительная погрешность выравнивания внешнего трансформатора или автотрансформатора		$\Delta f_{\text{птт}}$	–	–	0	
		Расчетное значение тока начала торможения		$I_{\text{т.о, расч}}$	–	–	1,0	

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование	Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание	
1	2	3	4	5	6	7	8	
		Относительно начальный ток срабатывания ДЗ	Ид.о	$Ид.о \geq Котс \cdot (Кодн \cdot Кпер \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}) \cdot I_{т.о, расч}$	$Ид.о \geq 1,3 \cdot (1,0 \cdot 2,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0) \cdot 1$	0,494		
		Принятая уставка	Относительно начальный ток срабатывания ДЗ	Ид.о	–	–	0,5	
Коэффициент торможения ДЗТ		Относительное значение полной погрешности ТТ в режиме, соответствующем установившемуся КЗ	ε	–	–	–	0,1	
		Угол	β	–	–	–	15°	
		Базисный ток стороны, А	Ибаз, стор	–	–	–	3,14	
		Ток внешнего металлического КЗ	Икз, м _е , стор	–	–	–	0,5895	
		Максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ	Искв*	$Искв * = \frac{Икз, м\text{е}, стор}{Ибаз, стор} \cdot \frac{Ксх. тт. стор}{Ктт. стор}$	$Искв * = \frac{555,74}{3,14} \cdot \frac{1}{200/5}$	4,42		
		Расчетный ток небаланса	Инб	$Инб = (Кодн \cdot Кпер \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птт}) \cdot Искв *$	$Инб = (1,0 \cdot 2,0 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02) \cdot 4,42$	1,68		
		Расчетный тормозной ток	Ит	$Ит = \sqrt{Искв * \cdot (Искв * - Инб) \cdot \cos \beta}$	$Ит = \sqrt{4,42 \cdot (4,42 - 1,68) \cdot \cos 15}$	3,42		
		Коэффициент торможения ДЗТ	Кт	$Кт \geq \frac{Котс \cdot Инб - Ид.о}{Ит - Ит.о}$	$Кт \geq \frac{1,3 \cdot 1,68 - 0,5}{3,42 - 1}$	1,02		
Принятая уставка	Коэффициент торможения ДЗТ	Кт	–	–	–	1,02		
Ток торможения блокировки ДЗТ		Коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность Т	Кпред.нагр	–	–	–	1,8	
		Относительный номинальный ток Т	Ином*	$Ином * = \frac{Ином. нагр}{Ибаз, стор} \cdot \frac{Ксх. тт. стор}{Ктт. стор}$	$Ином * = \frac{125,51}{3,14} \cdot \frac{1}{200/5}$	0,99		
		Ток торможения блокировки ДЗТ	Ит.бл.	$Ит. бл. = Котс \cdot Кпред. нагр \cdot Ином *$	$Ит. бл. = 1,3 \cdot 1,8 \cdot 0,99$	2,338		
		Принятая уставка	Относительный	Ит.бл.	–	–	–	2,3

Определяемый параметр	Расчётное условие	Наименование		Обозначение	Расчётная формула	Числовое значение расчётной формулы	Величина	Примечание
1	2	3		4	5	6	7	8
		уставка	номинальный ток Т					
Ток срабатывания дифференциальной отсечки		Коэффициент, учитывающий переходный процесс		Кпер	–	–	3,0	
		Ток срабатывания дифференциальной отсечки По условию отстройки от БТН $I_{отс} * \geq 6,5$		$I_{отс}^*$	$I_{нб} = 1,5 I_{скв} * (K_{одн} \cdot K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр} + \Delta f_{птг})$	$I_{нб} = 1,5 \cdot 4,42(1 \cdot 3 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02)$	3,18	
		Принятая уставка	Ток срабатывания дифференциальной отсечки	$I_{отс}^*$	–	–	6,5	
Уровень блокировки по 2-ой гармонике		По опыту эксплуатации рекомендуется параметр срабатывания блокировки по второй гармонике для защиты трансформаторов		Кбл.2	–	–	0,1	
Проверка чувствительности ДЗТ		Коэффициент чувствительности $Kч > 2$		Кч	$Kч = \frac{I_{min. кз} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{д.о} \cdot I_{баз, стор} \cdot 200/5}$	$Kч = \frac{462,2 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{0,5 \cdot 3,14 \cdot 200/5}$	6,37	

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Расчёт времени до насыщения трансформаторов тока

Таблица Б1 – Расчёт сечений жил контрольных кабелей токовых цепей для нужд РЗА ПС 110/35/10 кВ Озерки

Обмотка ТТ (тип подкл. Устр.)	$I_{1ном}, A$	$I_{1к.макс}, A$	$K_{расч}$	$K_{макс}$	$K'_{расч}$	$Z_{н.дон}, Ом$	$Z_{ф}, Ом$	n	d	$l_{б}, м$	$l_{дейст}, м$	$l_{дейст}/l_{б}$	$S_{каб}, мм^2$
ТА2 ТТ 110 кВ Озерки-Ленинградская 1 цепь	300	1820	6,07	6,07	6,07	2,00	0,32	0,19	1	233,09	25	0,11	2,5
ТА3 ТТ 110 кВ Озерки-Ленинградская 1 цепь	300	1820	6,07	6,07	6,07	2,00	0,32	0,19	1	233,09	25	0,11	2,5
ТА2 ТТ 110 кВ Озерки-Ленинградская 2 цепь	300	1820	6,07	6,07	6,07	2,00	0,32	0,19	1	233,09	25	0,11	2,5
ТА3 ТТ 110 кВ Озерки-Ленинградская 2 цепь	300	1820	6,07	6,07	6,07	2,00	0,32	0,19	1	233,09	25	0,11	2,5
ТА1 1ТТ 110 Т-1	300	1820	6,07	6,07	6,07	2,00	0,32	0,19	1	233,09	25	0,11	2,5
ТА2 1ТТ 110 Т-1	300	1820	6,07	6,07	6,07	2,00	0,32	0,19	1	233,09	25	0,11	2,5
ТА1 1ТТ 110 Т-2	300	1820	6,07	6,07	6,07	2,00	0,32	0,19	1	233,09	25	0,11	2,5
ТА2 1ТТ 110 Т-2	300	1820	6,07	6,07	6,07	2,00	0,32	0,19	1	233,09	25	0,11	2,5
ТА3 ТТ-1-35 Т-1	500	2160	4,32	4,32	4,32	2,00	0,32	0,19	1	233,09	15	0,06	2,5
ТА3 ТТ-1-35 Т-1	500	2160	4,32	4,32	4,32	2,00	0,32	0,19	1	233,09	15	0,06	2,5
ТА3 ТТ-2-35 Т-2	500	2160	4,32	4,32	4,32	2,00	0,32	0,19	1	233,09	15	0,06	2,5
ТА3 ТТ-2-35 Т-2	500	2160	4,32	4,32	4,32	2,00	0,32	0,19	1	233,09	15	0,06	2,5
ТА4 ТТ 35 СВ	500	2160	4,32	4,32	4,32	2,00	0,32	0,19	1	233,09	15	0,06	2,5
ТА3 ТТ 35 Солнечная II цепь	400	2160	5,40	5,40	5,40	1,60	0,32	0,23	1	175,89	15	0,09	2,5
ТА3 ТТ 35 Солнечная I цепь	400	2160	5,40	5,40	5,40	1,60	0,32	0,23	1	175,89	15	0,09	2,5
ТА3 ТТ 35 Зимняя II цепь	400	2160	5,40	5,40	5,40	1,60	0,32	0,23	1	175,89	15	0,09	2,5
ТА3 ТТ 35 Зимняя I цепь	400	2160	5,40	5,40	5,40	1,60	0,32	0,23	1	175,89	15	0,09	2,5
ТТ 10 Т-1	2000	5440	2,72	2,72	2,72	2,0	0,32	0,19	1	233,09	10	0,04	2,5
ТТ 10 Т-2	2000	5440	2,72	2,72	2,72	2,0	0,32	0,19	1	233,09	10	0,04	2,5

Таблица Б2 – Расчёт времени до насыщения ТТ на ПС 110/35/10 кВ Озерки

Обмотка ТТ (тип подкл. Устр.)	$R_{нфакт(3)}$	$R_{нфакт(1)}$	$T_{экв(3)}$	$T_{экв(1)}$	$A_{треб(3)БО}$	$A_{треб(1)БО}$	$A_{треб(3)СО}$	$A_{треб(1)СО}$	$T_{нас(3)}$	$T_{нас(1)}$	$A_{треб}$	$R_{нфакт}$	$S_{необ}, ММ$	$S_{прин}, ММ$
ТА2 ТТ 110 кВ Озерки-Ленинградская 1 цепь	0,18	0,35	0,03	0,03	15,07	34,81	2,11	4,87	9	30	6	0,06	7,11	10,00
ТА3 ТТ 110 кВ Озерки-Ленинградская 1 цепь	0,18	0,35	0,03	0,03	15,07	34,81	2,11	4,87	9	30	6	0,06	7,11	10,00
ТА2 ТТ 110 кВ Озерки-Ленинградская 2 цепь	0,18	0,35	0,03	0,03	15,07	34,81	2,11	4,87	9	30	6	0,06	7,11	10,00
ТА3 ТТ 110 кВ Озерки-Ленинградская 2 цепь	0,18	0,35	0,03	0,03	15,07	34,81	2,11	4,87	9	30	6	0,06	7,11	10,00
ТА1 1ТТ 110 Т-1	0,18	0,35	0,03	0,03	15,07	34,81	2,11	4,87	9	30	6	0,06	7,11	10,00
ТА2 1ТТ 110 Т-1	0,18	0,35	0,03	0,03	15,07	34,81	2,11	4,87	9	30	6	0,06	7,11	10,00
ТА1 1ТТ 110 Т-2	0,175	0,35	0,03	0,03	15,07	15,44	2,11	2,16	9	30	6	0,06	7,11	10,00
ТА2 1ТТ 110 Т-2	0,175	0,35	0,03	0,03	15,07	15,44	2,11	2,16	9	30	6	0,06	7,11	10,00
ТА3 ТТ-1-35 Т-1	0,105	0,21	0,02	0,02	26,46	32,18	3,70	4,50	12	30	5	0,08	3,38	4,00
ТА3 ТТ-1-35 Т-1	0,105	0,21	0,02	0,02	26,46	72,52	3,70	10,15	12	30	5	0,08	3,38	4,00
ТА3 ТТ-2-35 Т-2	0,11	0,21	0,02	0,02	26,46	72,52	3,70	10,15	12	30	5	0,08	3,38	4,00
ТА3 ТТ-2-35 Т-2	0,105	0,21	0,02	0,02	26,46	72,52	3,70	10,15	12	нет	5	0,08	3,38	4,00
ТА4 ТТ 35 СВ	0,105	0,21	0,02	0,02	26,46	72,52	3,70	10,15	12	30	5	0,08	3,38	4,00
ТА3 ТТ 35 Солнечная II цепь	0,105	0,21	0,02	0,02	21,16	58,01	2,96	8,12	10	нет	5	0,06	3,89	4,00
ТА3 ТТ 35 Солнечная I цепь	0,105	0,21	0,02	0,02	21,16	30,52	2,96	4,27	10	32	5	0,06	3,89	4,00
ТА3 ТТ 35 Зимняя II цепь	0,105	0,21	0,02	0,02	21,16	30,52	2,96	4,27	10	нет	5	0,06	3,89	4,00
ТА3 ТТ 35 Зимняя I цепь	0,105	0,21	0,02	0,02	21,16	30,52	2,96	4,27	10	32	5	0,06	3,89	4,00
ТТ 10 Т-1	0,07	0,14	0,01	0,01	63,03	228,88	8,82	32,04	нет	28	3	0,21	0,85	2,50
ТТ 10 Т-2	0,07	0,14	0,01	0,01	63,03	228,88	8,82	32,04	нет	28	3	0,21	0,85	2,50

Изм.	Лист	№ док.	Подпись	Дата
------	------	--------	---------	------

П-282.13.04.02.2020.219 ПЗ ВКР

Лист

108