

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения
Направление подготовки Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электроэнергетических систем

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<u>Релейная защита и автоматика района линии 500кВ района Сомкино- СГРЭС-2 Тюменской энергосистемы</u>

УДК 621.316.925.1;621.315.1(571.12)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3–5А2А1	Маргазиев Жамшид Каримович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Корнев Василий Александрович			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко Аркадий Албертович			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры экологии и БЖД	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электрических систем	Сулаймонов Алмаз Омурзакович	Доцент, к.т.н		

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественнонаучные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электрических устройств, объектов и систем
P2	Уметь формулировать задачи в области электроэнергетики и электротехники, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов
P3	Уметь проектировать электроэнергетические и электротехнические системы и их компоненты.
P4	Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов и систем электроэнергетики и электротехники, интерпретировать данные и делать выводы.
P5	Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетики и электротехники.
P6	Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической и электротехнической отраслей, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях - потенциальных работодателях.
<i>Универсальные компетенции</i>	
P7	Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетики и электротехники
P8	Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в областях электроэнергетики и электротехники
P9	Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетики и электротехники.
P10	Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.
P11	Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетики и электротехники с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.
P12	Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетики и электротехники.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт Электронного обучения
 Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
 Кафедра электроэнергетических систем

УТВЕРЖДАЮ:
 Зав. кафедрой
 _____ Сулайманов А.О.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З–5А2А1	Маргазиеви Жамшид Каримович

Тема работы:

<u>Релейная защита и автоматика района линии 500кВ района Сомкино- СГРЭС-2 Тюменской энергосистемы</u>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	04.05.17г. № 316/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	10.06.2017
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	1. Электрическая схема станции 2. Содержание расчетно-пояснительной записки
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	-1 Формирование района энергосистемы с точки зрения релейной защиты и автоматики (РЗА) заданных объектов -. Анализ исходных данных и принятия предварительных проектных решений -. Обоснование варианта выбранных релейной защиты и автоматического повторного включения автоматизируемой линии 500 кВ -Экономическая эффективность спроектированных релейных защит и автоматики .- Вопросы обеспечения жизнедеятельности и экологии

Перечень графического материала	<u>Расчётная электрическая схема</u>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)	
Раздел	Консультант
Социальная ответственность	Дашковский Анатолий Григорьевич
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Фигурко Аркадий Альбертович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Нет	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Корнев Василий Александрович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-5А2А1	Маргазиеви Жамшид Каримович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа–107стр, рисунков-5, таблиц-32, приложений-1.

Ключевые слова: релейная защита, противоаварийная автоматика, уставка, ступень, короткое замыкание, согласование,неполнофазныйрежим, отстройка,чувствительность, энергосистема.

Объектом исследования в выпускной квалификационной работе является Тюменская энергосистема, а именно, район с линией 500 кВ автотрансформатор 3х167 МВА подстанции Сомкино.

Цель работы – проектирование релейной защиты и автоматики линии 500 кВ и релейной защиты автотрансформатора 3х167 МВА подстанции Сомкино, построение модели технической эффективности дистанционной защиты, технико-экономическое обоснование спроектированных средств РЗА, исследование рабочего места инженера РЗА с задачей выявления опасных и вредных производственных и экологических факторов. В процессе работы использовались расчетные программные комплексы: ТКЗ-3000, Дакар, современные программные продукты Word, MathCAD, Excel, аналитические и графоаналитические расчетные методы.

Полученные показатели спроектированных средств РЗА могут быть использованы как основа для рабочего проектирования, наладки комплексов РЗ, существующих на многих объектах энергосистем.

Оглавление

Реферат.....	8
Содержание.....	9
Введение.....	11
1. Формирование района энергосистемы с точки зрения релейной защиты и автоматики (РЗА) заданных объектов.....	13
2. Анализ исходных данных и принятие предварительных проектных решений.....	15
2.1 Конфигурация, параметры схем элементов, установившихся режимов выбранного района энергосистемы.....	15
2.2 Принципы, виды и основные характеристики производимой фирмами аппаратуры РЗА.....	17
2.3 Принятие варианта решений по составу и номенклатуре РЗА заданных Автоматизируемых объектов.....	19
2.4 Выбор измерительных трансформаторов.....	20
3. Обоснование варианта выбранных релейной защиты и автоматического повторного включения автоматизируемой линии 500кВ СГРЕ-2-ПС СОМКИНА	22
3.1 Подготовка данных по уставкам предыдущих линий первой и второй периферии.....	22
3.1.2 Первая, вторая и третья ступени СТЗНП линий первой периферии.....	25
3.2 Ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (СТЗНП) ПДЭ 2002 линии СГРЭС-2-ПС Сомкино со стороны СГРЭС-2.....	37
3.3 Реле мощности.....	38
3.4. Направленная дифференциально фазная высокочастотная защита.....	40
3.5 Однофазное автоматическое повторное включение.....	45

3.5.1 Настройка избирателей фаз.....	45
3.5.2 Настройка вспомогательных реле с быстрым срабатыванием и возвратом.....	51
4. Газовая защита.....	56
5. Экономическая эффективность спроектированных релейных защит и автоматики.....	60
5.1 Капитальные вложения в проект релейной защиты и автоматики линии 500 Кв п/ст «Сомкино» – п/ст «СГРЭС-2» Тюменской энергосистемы.....	60
5.2 Оценка экономической эффективности спроектированных средств РЗ и А линии п/ст «Сомкино» – п/ст «СГРЭС-2» Тюменской энергосистемы.....	65
6. Производственная и экологическая безопасность.....	77
Заключение	102
Список источников литературы	104

Введение.

Особенностью электроэнергетических систем (ЭЭС) является жесткая взаимосвязь разнородных элементов и комплексов, электрические элементы и оборудование: генераторы, двигатели, трансформаторы, реакторы, компенсаторы, фильтр нагрузки, фильтр нагрузки регуляторы; электрические линии разных классов напряжений; энергомеханические: паровые и газовые турбины, сочлененные с турбогенераторами, гидротурбины, сочлененные с гидрогенераторами; физико-химические энергетические преобразователи: котельные агрегаты, атомные реакторы, камеры сгорания газовых турбин; системы топливо приготовления на угольных электростанциях, транспортные системы и цеха, водохранилище и т.д. Вся названная система компонентов функционирует в условиях взаимозависимости параметров процессов в одних элементах от параметров процессов в других.

В настоящее время при рассмотрении процессов в электрической части ЭЭС, на которые реагирует релейная защита и автоматика (РЗА), считается достаточным учитывать элементы электрической схемы (электрической сети) и участвующие в электромеханическом преобразовании энергии турбины. Причем последнее учитывается только при расчете параметров электромеханических процессов, что в свою очередь необходимо для определения и уточнения уставок противоаварийной автоматики (ПА).

Таким образом, работа электроустановок не может проходить нормально без средств РЗА, которые быстро обнаруживают место повреждения, возмущения, их последствия, локализуют их и подавляют распространение путем отключения, поврежденного или предельно-перегруженного элемента от электрической сети, форсируют системы управления нагруженных элементов. Время работы основных РЗ составляет 0.02-0.06 с, резервных 0.1-1.5 с, время работы (отключения) выключателей 0.06-0.1 с, резервирующих ступеней РЗ, осуществляющих дальнейшее резервирование 1-6 с, время работы АПВ 0.3-1.5 с, АВР 0.2-1 с.

В настоящее время в электроустановках используются устройства РЗА трех видов, которые отражают три поколения развития аппаратуры РЗА: электромеханические устройства, микроэлектронные и микропроцессорные. Наиболее современным является последний вид. Хотя количество внедренных микропроцессорных устройств в электроустановках незначительно, нет достаточного количества опубликованных учебных материалов, при проектировании РЗА необходимо обращаться как к более современным и перспективным микропроцессорным системам, микроэлектронным устройствам.

Для выполнения поставленной задачи, необходимо выбрать район сети, включающий автоматизируемые объекты. Этот выбор нужно осуществить так, чтобы была возможность достаточно полноценно спроектировать РЗА автоматизируемых объектов. Для спроектированных устройств РЗА необходимо оценить экономическую эффективность.

Для определения полных вероятностных характеристик, гарантированных расчетных значений и порогов (уставок) интересующих процессов и величин, метод определения взаимосвязи между процессами и аварийной опасностью, анализа и синтеза средств релейной защиты и автоматики, контролирующих эту опасность. Реализация названных методов и алгоритмов осуществляется через пакеты прикладных программ «ТКЗ-3000», «Мустанг», «Дакар» «Mathcad» и др., имеющихся в математическом обеспечении кафедры электрических станций.

Целью данного дипломного проекта является - проектирование релейной защиты и ОАПВ линии 500 кВ Сомкино-СГРЭС-2, а также релейной защиты автотрансформатора на подстанции Сомкино Тюменской энергосистемы.

1. Формирование района энергосистемы с точки зрения релейной защиты и автоматики (РЗА) заданных объектов

Автоматизируемые объекты: релейная защита линии 500 кВ СГРЭС-2 – ПС Сомкино (со стороны СГРЭС-2), а также автотрансформатор 500/200 кВ на ПС Сомкино. Для формирования расчётных схем будем использовать диспетчерскую схему Тюменской энергосистемы, которая фактически является схемой электрических соединений для нормального оперативного режима.

Район для проектирования РЗ должен содержать кроме заданных автоматизируемых элементов также два уровня периферий из предыдущих элементов в направлении действия комплектов РЗ по концам заданной линии и два уровня периферий: одного - из смежных элементов, а другого - из предыдущих относительно смежных элементов в основном направлении (т.е. в направлении сети) действия резервных защит каждой из сторон заданного трансформатора или автотрансформатора, энергоблока.

Выбранный таким путем район представляет собой в ряде случаев весьма обширную схему, однако волевое сокращение ее, хотя и упрощает, но не облегчает в последующем задачу проектирования РЗА.

Расчетная схема представлена в приложении А.

Для выбранного района расчетной схемы составляются (выбираются) две схемы замещения:

- совмещенная схема замещения прямой, обратной и нулевой последовательности для расчетов вынужденных синусоидальных электрических величин при повреждениях (КЗ) в сверхпереходный период и при необходимости в установившемся режиме КЗ (представлена в приложении Б).

- схема замещения прямой последовательности с учетом параметров динамических ветвей (синхронных машин: генераторов, компенсаторов, двигателей, их возбуждателей, систем регулирования и форсировки возбуждения, асинхронных двигателей, систем регулирования скорости турбин и механизмов, нагрузки по

статическим и динамическим характеристикам) для расчетов стационарных режимов и электромеханических переходных процессов (представлена в приложении В).

Формирование схем замещения района производится из полных схем замещения энергосистемы, являющихся базами данных программных энергетических комплексов ТКЗ-3000, «Мустанг», "ДАКАР" путем выбора компонентов, относящихся к ранее выбранному району расчетной схемы. По результатам выбора выполняются твердые варианты схем замещения с обозначением числовых значений соответствующих параметров. Кроме этого, составляются:

- полные совмещенные таблицы параметров расчетных схем и схем замещения выбранного района для программы ТКЗ-3000 и приводятся разовые расчеты этих параметров;

- полные таблицы параметров прямой последовательности выбранного района для программы "Мустанг" или Дакар:

- для расчетов установившихся режимов:

- таблица узловой информации,

- таблица ветвей;

- для расчетов динамики:

- таблица синхронных машин,

- таблица систем возбуждения,

- таблица систем регулирования скорости турбин,

- таблица асинхронных двигателей,

- таблица статических и динамических характеристик нагрузки.

2. Анализ исходных данных и принятие предварительных проектных решений

2.1. Конфигурация, параметры схем элементов, установившихся режимов выбранного района энергосистемы

Системообразующая сеть Тюменской энергосистемы выполнена на напряжении 500 кВ, также частично на напряжении 220 кВ и 110 кВ, которые в основном являются распределительными сетями, однако в ряде мест линии данных классов напряжений (главным образом 220 кВ) шунтируют сеть 500 кВ. Наиболее сильно это выражено в Восточной электропередаче: Сургутские электростанции – подстанция Сибирская и далее до Нижневартовской ГРЭС подстанций Белозерная и Кустовая, а также на части Западной электропередачи Сургутские электростанции – Тюменские электростанции – Уракоская энергосистема (на участке между Сургутскими электростанциями и подстанцией Сомкино). В других местах названных восточной и западной электропередачи, а также северные электропередачи между Сургутской ГРЭС-1 и Холмогорской подстанцией имеют место шунтирующие сети 220 кВ, однако они при этом в большей степени являются распределительными.

Структура системообразующей сетевого района может быть представлена тремя электропередачами: названными Восточной и Западной и третьей Северной между Сургутскими электростанциями до подстанции Холмогоры и далее.

Все три электропередачи характеризуются выдачей мощности с Сургутской ГРЭС-1 и Сургутской ГРЭС-2 на названные направления, обеспечивая электроснабжение потребителей Тюменской энергосистемы (подстанции 220 и 110 кВ), а также обмен мощностью Уральской энергосистемой. Выдача непосредственно с шин Сургутских электростанций соответственно в Западном, Восточном и Северном направлении соответственно равны 3530 МВт (с учетом выдачи мощности в западную часть на подстанции Ильково 3970 МВт), 1462 и 748 МВт.

В целом структуру сетевого района 500 кВ можно описать следующими характерными фрагментами:

- четыре связи 500 кВ между Сургутскими ГРЭС-1 и ГРЭС-2 через подстанции Пыть-Ях и Сомкино (объединяющие ГРЭС-1 и ГРЭС-2 терминалы западного направления), Кустовая (объединяющая терминал восточного направления), Холмогорская (объединяющая терминал) северного направления;

- три связи 500 кВ западного направления от терминалов Пыть-Ях и Сомкино до подстанции Тюмень через промежуточные подстанции Магистральная, Демьянская, Иртыш, Луговая, Нелымский переключательный пункт;

- связь 500 кВ восточного направления от терминала Кустовая через подстанцию Белозерная с Нижневартовской ГРЭС;

- две связи 500 кВ восточного направления от Сургутской ГРЭС-2 до подстанции Сибирская (одна из связей идет через подстанцию Трачуковская) и далее одна связь до Нижневартовской ГРЭС;

- северная магистраль 500 кВ от терминала Холмогорская до подстанции Тарко-Сале, а далее продолжение на напряжении 220 кВ до Уренгойской газотурбинной электростанции.

Автоматизируемые объекты: релейная защита линии 500 кВ СГРЭС-2 – ПС Сомкино (со стороны СГРЭС-2), а также автотрансформатор 500/220/35 кВ на ПС Сомкино. Помимо заданного соединения, СГРЭС-2 имеет шесть отходящие линии 500 кВ (на ПС Ильково, ПС Трачуковская, ПС Холмогоры, ПС Сибирская, ПС Кустовая, ПС Пыть-Ях). ПС Сомкино имеет связь по линии 500 кВ с СГРЭС-1(узел 128) и ПС Магистральная(узел 2).

ПС Сомкино имеет в своём составе два одинаковых автотрансформатора 500\220\35 кВ мощностью 3*167 МВА. Со стороны ОРУ 220кВ отходят шесть линий

Перетоки активной и реактивной мощностей по заданной линии согласно программному комплексу Дакар99 (база данных Zima8)составляют: $P=1018,647$ МВт,
 $Q= 192,509$ Мвар

2.2. Принципы, виды и основные характеристики производимой фирмами аппаратуры РЗА

Согласно ПУЭ линии напряжением 500 кВ и выше должны иметь:

- для обеспечения функций основной релейной защиты - систему комплексов защиты на концах линий с обменом информацией между комплектами по специальным каналам, с целью обеспечения обнаружения и отключения КЗ на всей длине линии от всех видов КЗ. Для линии 500 кВ и выше имеются некоторые особенности выбора устройств РЗА. Вследствие передачи по таким линиям мощностей близких к предельным, по условиям сохранения устойчивости, на этих линиях в качестве основных применяются быстродействующие типы защит.

- для обеспечения функций резервной РЗ линии - многоступенчатые токовые и дистанционные защиты. Резервные защиты предназначены для отключения КЗ на защищаемой линии в случае отказа или ремонта основной защиты, а также при КЗ на смежных линиях отходящих от противоположной подстанции в случае отказа защит или выключателей этой линии.

- средства ОАПВ, запускаемые при срабатывании РЗ (после небольшой выдержки времени необходимой для деионизации среды места КЗ). На линиях сверхвысокого напряжения от 500 кВ с пофазным управлением выключателями, на которых обычно возникают однофазные дуговые КЗ, обусловленные грозовыми перенапряжениями, применяются однофазные АПВ (ОАПВ). Это позволяет при 1-ф КЗ оставлять в работе две неповрежденные фазы на короткий промежуток времени, необходимый для действия РЗ и АПВ одной поврежденной фазы. А не отключать всю линию при ТАПВ. Таким образом, ОАПВ позволяет контролировать каждую фазу отдельно.

Согласно ПУЭ для трансформаторов и автотрансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;

- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухо-заземленной нейтралью;

- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;
- частичного пробоя изоляции вводов 500 кВ;

Для автоматизации автотрансформатора 3*167 МВА согласно проведенному анализу должны быть предусмотрены следующие принципы основной релейной защиты:

- для обеспечения функций основной РЗ - дифференциальный токовый принцип
- для этой же цели служит принцип контроля физических характеристик газовыделения
- контроль изоляции выводов 500кВ АТ

ПУЭ и руководящие указания по РЗ рекомендуют использовать для резервирования основных РЗ ступенчатые токовые или дистанционные принципы. В отечественной практике для АТ напряжением 500 кВ обычно названные принципы конкретизированы в виде :

- на стороне 500 и 220 кВ используются ступенчатые токовые принципы нулевой последовательности от КЗ на землю и ступенчатый дистанционный принцип от междуфазных КЗ
- на низком напряжении используется ступенчатый токовый принцип на фазных токах или с блокировкой по напряжению

На сегодняшний момент имеется три вида УРЗА:

- электромеханические;
- микроэлектронные;
- микропроцессорные.

Учитывая то, что в современной энергосистеме много электромеханических и микроэлектронных устройств, а наиболее прогрессивные микропроцессорные мало применяются, в курсовом проекте будем применять микроэлектронные устройства.

В настоящее время для 500 кВ разработаны микроэлектронные комплексы ПДЭ-2001, 2002, 2003, 2004.

-ПДЭ-2001 - резервная трехступенчатая дистанционная защита от всех видов междуфазных коротких замыканий с устройствами блокировок при качаниях и неисправностях в цепях переменного напряжения.

-ПДЭ-2002 - резервная четырехступенчатая токовая защита нулевой последовательности от всех видов КЗ на землю.

-ПДЭ-2003 - основная направленная дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ.

-ПДЭ-2004 - защита ОАПВ на микроэлектронной базе.

2.3 Принятие варианта решений по составу и номенклатуре РЗА заданных автоматизируемых объектов

Принимаем к дальнейшему расчету на основании ПУЭ следующие типы защит для линии:

-Основная – направленная, дифференциально-фазная высокочастотная защита от всех видов КЗ, типа ПДЭ-2003;

-Резервная – трехступенчатая дистанционная защита от междуфазных КЗ с устройствами блокировки при качаниях и неисправностях в цепях напряжения, типа ПДЭ-2001.

-Резервная – четырехступенчатая токовая защита нулевой последовательности от всех видов КЗ на землю, типа ПДЭ-2002.

В комплект защит данной линии входит ОАПВ на микроэлектронной базе типа ПДЭ-2004.

Для АТ на ПС Сомкино:

В качестве резервных защит используем защиту типа ШЭ 2107.

В качестве основной защиты используем ШЭ 2108.

Также используется шкаф защиты ошиновки сторон ВН и СН типа ШЭ2109.

Шкаф предназначен для резервирования отключения всех видов КЗ на сторонах ВН и СН АТ и содержит два комплекта защит, по одному для каждой из указанных сторон. Каждый комплект содержит двухступенчатую дистанционную защиту (ДЗ) от многофазных КЗ и трехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности (ТНЗНП) от КЗ на землю цепи оперативного ускорения (ОУ), цепи отключения выключателей своей стороны и цепи отключения АТ через выходные блоки шкафов основных защит ШЭ2106 и ШЭ 2108.

2.4 Выбор измерительных трансформаторов

Выбор измерительных трансформаторов для линии СГРЭС-2-ПС Сомкино

Трансформаторы тока выбираем из следующих условий:

- первичное напряжение 500 кВ;
- максимальный рабочий ток должен быть меньше номинального первичного тока трансформатора;
- по классу точности. Примем для ТА класс точности “Р”;
- с учётом 10%-ой погрешности.

Максимальный рабочий ток линии равен:

$$i_{\text{раб max}}^{\partial} = (0,7 \div 0,8) i_{\text{доп}} = 0,8 \cdot (3 \cdot 825) = 1980 \text{ А},$$

где $i_{\text{доп}}$ – допустимый ток для сечения проводов фаз линии 3*АС-400.

Выбираем трансформатор тока наружной установки ТФРМ-500Б-3500/1.

Трансформаторы напряжения выбираем из следующих условий:

- по напряжению установки, т.е. $U_{\text{уст}} < U_{\text{ном}}$;
- по конструкции и схеме соединения обмоток, т.е. коэффициенту трансформации;

- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

Выбираем измерительный трансформатор напряжения НКФ-500-78.

Выбор измерительных трансформаторов для высшей стороны автотрансформатора на подстанции Сомкино.

Максимальный рабочий ток автотрансформатора равен:

$$i_{\text{раб. max}} = (1,1 \div 1,2) i_{\text{ном}} = 1,2 \cdot 579 = 694 \text{ А, где}$$

$i_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} / \sqrt{3} u_{\text{ном}} = 3 \cdot 167000 / (\sqrt{3} \cdot 500) = 579 \text{ А}$ - номинальный ток автотрансформатора АОДЦТН-167-500/220, рассчитанный по [1, с. 118].

По [2, с. 520] выбираем встроенный трансформатор тока ТВТ-500-1500/1.

По [2, с. 536] выбираем измерительный трансформатор напряжения: НКФ-500-78.

Выбор измерительных трансформаторов для средней стороны автотрансформатора на подстанции Сомкино.

Максимальный рабочий ток автотрансформатора равен:

$$i_{ijka}^{\circ} = (1,1 \div 1,2) i_{\text{ном}} = 1,1 \cdot 1258 = 1384 \text{ А, где}$$

$i_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} / \sqrt{3} u_{\text{ном}} = 3 \cdot 167000 / (\sqrt{3} \cdot 230) = 1258 \text{ А}$ - номинальный ток автотрансформатора АОДЦТН-167-500/220, рассчитанный по [1, с. 118].

По [2, с. 520] выбираем встроенный трансформатор тока ТВТ-220-1500/1.

По [2, с. 536] выбираем измерительный трансформатор напряжения: НКФ-220-58.

3 Обоснование варианта выбранных релейной защиты и автоматического повторного включения линии 500 кВ СГРЭС-2-ПС Сомкино

3.1 Подготовка данных по уставкам предыдущих линий первой и второй периферии

3.1.1 Первая и вторая ступени ступенчатой токовой защиты нулевой последовательности (СТЗНП) линий второй периферии

Имеем две линии второй периферии:

- СГРЭС-1-ПС Пыть Ях
- ПС Магистральная-ПС НЛМ

СГРЭС-1-ПС Пыть Ях

СТУПЕНЬ. Отстройка от тока КЗ в конце линии

Таблица-3.1.-п/стСГРЕС-2 1 ступен ТЗНП(T=0.5)

Защита 2081, ветвь 128-203эл 208 500 кВ п/ст СГРЕС-2 1 ступень ТЗНП (T=0.5) ктт=3500/1 ктн=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
ОСТРОЙКА	5879	1.30	1	927	эл 91- 3I0=4523 -81 3U0=-39 7
	5283	1.30	1.1	927	Эл 91- 3I0=-4064 -80 3U0=358

Выбираем большую уставку $I_{0\ 1281/K3} = 5879$ А.

Выдержка времени первой ступени $t^I = 0,05$ с.

ВТОРАЯ СТУПЕНЬ. Исходя из чувствительности

Таблица-3.2-п/ст СГРЭС-2 2 ступен ТЗНП (T=0.50)

Защита 2081, ветвь 128-203эл 208 500 кВ п/ст СГРЭС-2 2 ступень ТЗНП (T=0.50) ктт=3500/1 ктн=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
Чувстви-ность	2965	1.39	1	927	эл 706- 3I0=4131 -79 3U0=-33 9
	2965	1.30	1.1	927	Эл 706- 3I0=-3840 -79 3U0=31 9

Так как коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}=1,3$, что удовлетворяет условию, то принимаем уставку $I_{\text{П}0\ 1281} = 2965$ А. Выдержка времени второй ступени $t_{\text{П}}=0,5$ с.

ПС Магистральная-ПС НЛМ

ПЕРВАЯ СТУПЕНЬ. Отстройка от тока КЗ в конце линии

Таблица-3.3-п/стСОМК-2 1ступен ТЗНП($T=0.05$)

Защита 206I, ветвь 2-206эл 206 500 кВ п/ст СОМК 1 ступень ТЗНП ($T=0.05$) $ктт=3500/1$ $кtn=500000/100$					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
ОСТРОЙКА	2985	1.30	1	1000	эл 751- 3I0=2296 -83 3U0=-871
	2396	1.30	1.1	1000	Эл 751- 3I0=-1844 -82 3U0=70 2

Выбираем большую уставку $I_{0\ 21/K3} = 2985$ А. Выдержка времени первой ступени $t^I = 0,05$ с.

ВТОРАЯ СТУПЕНЬ. Исходя из чувствительности

Уставка $I_{0\ 21/K3} = 2995\text{ А}$ не проходит проверку по чувствительности, принимаем $I_{0\ 21/K3}^I = 960\text{ А}$.

Таблица-3.4-п/стМАГ 2ступен ТЗНП(T=0.50)

Защита 2061, ветвь 2-206эл 208 500 кВ п/ст МАГ 2 ступень ТЗНП (T=0.50) ктт=3500/1 ктн=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
Чувстви-ность	960	1.43	1	1000	эл 750- 3I0=1370 -78 3U0=546
	960	1.31	1.1	1000	Эл 750- 3I0=-1262 -78 3U0=506

Так как коэффициент чувствительности $Kч=1,32$ больше, чем 1,3, то принимаем уставку $I_{0\ 15301} = 960\text{ А}$. Выдержка времени второй ступени $tII=0,5\text{ с}$.

3.1.2 Первая, вторая и третья ступени СТЗНП линий первой периферии

Имеем две линии первой периферии:

- ПС Сомкино - СГРЭС-1
- ПС Сомкино - ПС Магистральная

ПС Сомкино - СГРЭС-1

ПЕРВАЯ СТУПЕНЬ. Отстройка от тока КЗ в конце линии

Таблица-3.5-п/стСОМК 1ступен ТЗНП(Т=0.50)

Защита 2101, ветвь 983-981эл 210 500 кВ п/ст СОМК 1 ступень ТЗНП (Т=0.50) ктт=3500/1 ктн=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
ОСТРОЙКА	6727	1.30	1	128	эл 208- эл 7- 3I0=5175 -81 3U0=-98 3
	7820	1.30	1.1	128	Эл 208- Эл7- 3I0=-6016 -82 3U0=114 2

Выбираем большую уставку $I_{0\ 2101/КЗ}^I = 7820$ А. Выдержка времени первой ступени $tI = 0,05$ с.

**ВТОРАЯ СТУПЕНЬ. Отстройка от тока КЗ на среднем напряжении
предыдущих АТ**

Таблица-3.6-п/стСОМК 2 ступен ТЗНП(Т=0.50)

Защита 2101, ветвь 983-981эл 210 500 кВ п/ст СОМК 2 ступень ТЗНП (Т=0.50) ктт=3500/1 ктн=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
ОСТРОЙКА	2021	1.30	1	122	эл 208- эл 7-10-14- 3I0=1555 -83 3U0=41 4
	2432	1.30	1.1	122	Эл 208- Эл7-10-14-

Выбираем большее значение 2432 А.

Согласование с первыми ступенями предыдущих линий

Согласуем уставку линии с первой ступенью защиты 1281 линии СГРЭС-1 –
Пыть Ях.

Таблица-3.7-п/стСОМК 2 ступен ТЗНП($T=0.10$)

Защита 2101, ветвь 983-981эл 210 500 кВ п/ст СОМК 2 ступень ТЗНП ($T=0.10$) кТТ=3500/1 кТН=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
СОГЛ с 1 ступ 5879 $T=0.05$ 208 500кВ Защита 2081 (128-203)	1323	1.20	1	Л-208 203-128(0.401)	эл 7-10-14- 3I0=1103 90 3U0=25 -5 3I0(Б)=587986 3U0(Б)=56 -8

Выбираем большее значение 1323А.

Проверка чувствительности при КЗ в конце линий первой периферии

Таблица-3.8-п/стСОМК 2 ступен ТЗНП(T=0.50)

Защита 2101, ветвь 983-981эл 210 500 кВ п/ст СОМК 2 ступень ТЗНП (T=0.50) ктт=3500/1 ктн=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
Чувстви-ность	1323	3.59	1	128	эл 99- 3I0=4751 -81 3U0=113 2
	1323	4.16	1.1	128	Эл 99- 3I0=-5509 -82 3U0=131 1

Так как коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}=4,16$ больше, чем 1,3, то принимаем уставку

$I_{0\ 9831}^{\text{II}} = 1323$ А. Выдержка времени второй ступени $t^{\text{II}}=0,5$ с.

ТРЕТЬЯ СТУПЕНЬ. Согласование со вторыми ступенями линий второй периферии

Таблица-3.9-п/стСОМК 3 ступен ТЗНП(Т=0.10)

Защита 2101, ветвь 983-981эл 210 500 кВ п/ст СОМК 3 ступень ТЗНП (Т=0.10) ктт=3500/1 ктн=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
СОГЛ с 2 ступ 2965 Т=0.50 206 500кВ Защита 2081 (128-203)	650	1.20	1	Л-208 203-128(0.097)	эл 7-10-14- 3I0=542 75 3U0=13 -23 3I0(Б)=2965 69 3U0(Б)=29 -25

Принимаем уставку 650 А.

Проверка чувствительности при КЗ в конце линий первой периферии

Таблица-3.10-п/стСОМК 1 ступен ТЗНП(T=1.00)

Защита 2091, ветвь 983-981эл 209 500 кВ п/ст СОМК 1 ступень ТЗНП (T=1.00) ктт=3500/1 ктн=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
Чувстви-ность	650	7.31	1	128	эл 99- 3I0=4751 -81 3U0=113 2
	650	8.48	1.1	128	Эл 99- 3I0=-5509 -82 3U0=131 1

Третья ступень СТЗНП линии первой периферии ПС Сомкино-СГРЭС-1 проходит по чувствительности, так как коэффициенты чувствительности $>1,3$.

Выдержка времени третьей ступени $t_{III}=1$ с.

ПС Сомкино - ПС Магистральная

ПЕРВАЯ СТУПЕНЬ. Отстройка от тока КЗ в конце линии

Таблица-3.11-п/стСОМК1 ступен ТЗНП(Т=0.50)

Защита 2091, ветвь 983-982эл 209 500 кВ п/ст СОМК 1 ступень ТЗНП (Т=0.50) ктт=3500/1 ктн=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
ОСТРОЙКА	4360	1.30	1	2	эл 88- 3I0=3354 -80 3U0=26 06
	3936	1.30	1.1	2	Эл 88- 3I0=-3028 -79 3U0=46 3

Выбираем большую уставку $I_{0\ 2091/K3} = 4360$ А.

Выдержка времени первой ступени $t^I = 0,05$ с.

**ВТОРАЯ СТУПЕНЬ. Отстройка от тока КЗ на среднем напряжении
предыдущих АТ**

7-узел АТ СН на ПС Магистральная

[9831-1-K1K4-CH AT88-P0-откл. Л206]

Таблица-3.12-п/стСОМК 2ступен ТЗНП(Т=0.50)

Защита 2091, ветвь 983-982эл 209 500 кВ п/ст СОМК 2 ступень ТЗНП (Т=0.50) ктт=3500/1 ктн=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
ОСТРОЙКА	2218	1.30	1	7	эл 206- 3I0=1707 -76 3U0=26 06
	2560	1.30	1.1	7	Эл 206- 3I0=-1970 -78 3U0=30 4

Выбираем большее значение 2560 А

Согласование с первыми ступенями предыдущих линий

Согласуем уставку линии с первой ступенью защиты 21 линии ПС
Магистральная-ПС НЛМ.

[2091-2-К1К4-Л206-Р0-откл. АТ88]

Таблица-3.13-п/стСОМК 3ступен ТЗНП(Т=0.50)

Защита 2091, ветвь 983-982эл 209 500 кВ п/ст СОМК 3 ступень ТЗНП (Т=0.50) кТТ=3500/1 кТН=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
СОГЛ с 1 ступ 2985 Т=0.05 206 500кВ Защита 2061 (2-206)	1539	1.20	1	Л-206 1000-206 (0.571)	эл 88- 3I0=1283 -76 3U0(Б)=22 -173 3I0(Б)=2984 -81 3U0(Б)=151 -179

Выбираем большее значение 1539А.

Проверка чувствительности при КЗ в конце линий первой периферии

[2091-2-К1К4-Л209-Р0-откл. АТ99]

Таблица-3.14-п/стСОМК 3ступен ТЗНП(T=0.50)

Защита 2091, ветвь 983-982эл 209 500 кВ п/ст СОМК 3 ступень ТЗНП (T=0.50) ктт=3500/1 ктн=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
Чувстви-ность	1539	1.92	1 1	2	эл 99- 3I0=2956 -78 3U0=-50 3
	1539	1.83	1.1	2	эл 99- 3I0=-2822 -79 3U0=48 3

Так как коэффициент чувствительности $K_{\text{ч}}=1,92$ больше, чем 1,3, то принимаем уставку

$I_{0\ 9831}^{\text{II}} = 1539 \text{ А}$. Выдержка времени второй ступени $t^{\text{II}}=0,5 \text{ с}$.

ТРЕТЬЯ СТУПЕНЬ. Согласование со вторыми ступенями линий второй периферии

Таблица-3.15-п/стСОМК 3ступен ТЗНП(Т=0.10)

Защита 2091, ветвь 983-982эл 209 500 кВ п/ст СОМК 3 ступень ТЗНП (Т=0.10) ктт=3500/1 ктт=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
сОГЛ с 2 ступ 960 Т=0.50 206 500кВ Защита 2061 (2-206)	467	1.20	1 1	ЛЭП 206 Конец зоны не найден. Ikз>Iуст 206/1000 Хдоп=16.1	эл88- эл88- 3I0=359 -71 3U0=8 -167 3I0(Б)=887 -77 3U0(Б)=49 -175

Принимаем уставку 467 А.

Проверка чувствительности при КЗ в конце линий первой периферии

Таблица-3.16-п/стСОМК 3ступен ТЗНП(Т=1.00)

Защита 2091, ветвь 983-932эл 209 500 кВ п/стСОМК 3 ступень ТЗНП (Т=1.00) ктт=3500/1 ктт=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
Чувстви-ность	467	6.10	1	2	эл 99- эл=206 - 3I0=2849 -783I0=-47 4
	467	6.00	1.1	2	эл99- эл 206- 3I0=2789 -79 3I0=46 3

Третья ступень СТЗНП линии первой периферии ПС Сомкино - ПС Магистральная проходит по чувствительности, так как коэффициенты чувствительности $>1,3$.

Выдержка времени третьей ступени $t_{III}=1$ с.

3.2 Ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (СТЗНП) ПДЭ-2002 линии СГРЭС-2 – ПС Сомкино со стороны СГРЭС-2

Панель содержит токовую направленную четырехступенчатую защиту нулевой последовательности и токовую отсечку от многофазных КЗ. СТЗНП предназначена для применения в качестве резервной защиты от КЗ на землю на шинах в сетях 500кВ и выше.

Первая ступень

Уставка первой ступени выбирается из двух условий:

- отстройка от КЗ в конце линии
- отстройка от неполнофазного режима на защищаемой линии
- исходя из требуемой чувствительности

Вторая ступень

Уставка ступени выбирается из условий:

- согласование с первой ступенью защиты предыдущей линии
- отстройка от КЗ на средней стороне предыдущего АТ
- отстройка от неполнофазного режима на предыдущей линии
- исходя из требуемой чувствительности

Третья ступень

Уставка ступени выбирается из условий:

- согласование со второй ступенью защиты предыдущей линии
- согласование с первой ступенью СТЗНП на средней стороне предыдущего АТ
- отстройка от небаланса фильтра нулевой последовательности при 3ф КЗ за треугольником АТ ПС с обеих сторон линии

- исходя из требуемой чувствительности

Четвертая ступень

Уставка ступени выбирается из условий:

- отстройка от небаланса в рабочем режиме
- исходя из требуемой чувствительности

3.3.Реле мощности ПДЭ-2002

Разрешающее реле мощности

При проверке чувствительности реле мощности нулевой последовательности следует учесть небаланс фильтра нулевой последовательности (на выходе разомкнутого треугольника трансформатора напряжения) в рабочем симметричном режиме. Первичное напряжение указанного небаланса $U_{НБ0}$ принимается равным 1,5-2 В. Напряжение $U_{НБ0}$ следует вычесть из утроенного первичного напряжения нулевой последовательности на реле мощности при КЗ на землю. Эту функцию при заданном $U_{НБ0}$ выполняет программа ТКЗ-3000.

Для реле мощности типа ПДЭ-2002 необходимо задать угол максимальной чувствительности $\varphi_{мч0}$, равный 255 градусов, ток срабатывания $I_{ср}$ из интервала

(0,03-0,12)А ступенями по 0,006 А, напряжение срабатывания $U_{ср}$ из интервала (1-5) В ступенями по 0,2 В. Первоначально можно положить $I_{ср}=0,054$ А и $U_{ср}=2$ В.

Так как в сетях с напряжением 500 кВ и выше заметное влияние оказывают токи поперечной емкостной проводимости линий, необходимо задать проводимость компенсации емкостного тока $Y_{к2111} = Y_{к2112} = 360 \text{ мкСм}$ (рассчитано в п.3.4).

Рассчитаем коэффициенты чувствительности по каналам тока и напряжения разрешающего реле мощности без использования сопротивления компенсации:

[2111-PM-K1K4-КЛ209-Р0-откл. Л184]

Таблица-3.17-п/стСОМК 4ступен ТЗНП(Т=0.00)

Защита 2111, ветвь 468-976 УНБО п/стСОМК 4 ступень ТЗНП (Т=0.00) КТТ=3500/1 КТТ=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
РЕЛЕ МОЩНОСТИ (ПДЭ-2002)	2.0 В	1.39	1	2	эл 184- 3I0=1009 -74 3U0=-812Эл 184- 3I0=-963 -75 3U0=8 11
	0.054 А	6.76			
	255°				
	0 ом	1.33	1.1	2	
	2.0 В	5.00			
	0.054 А				
	255°				
	0 ом				

Таким образом, разрешающее релемощности нулевой последовательности проходит по чувствительности.

Блокирующее реле мощности.Выбираем уставку по каналу напряжения

$u_{OP}^{BM} = 0,5 \text{ В}$. Ток срабатывания выбираем, исходя из условия: $I_{2111}^{IV} \geq K_{отс} \cdot i_{OP}^{BM} \cdot n_I$.

Отсюда $i_{OP}^{BM} \leq \frac{I_{2111}^{IV}}{K_{отс} \cdot n_I} = \frac{168}{1,2 \cdot 3500/1} = 0,04 \text{ А}$.

Проверяем уставку по напряжению при КЗ в конце линии за спиной:
[2111-БМ-К1К4-КЛ184-Р0-откл. Л210]

Таблица-3.18-п/стСОМК 4ступен ТЗНП(Т=0.00)

Защита 2111, ветвь 468-976 УНБО п/стСОМК 4 ступень ТЗНП (Т=0.00) кТТ=3500/1 кТТ=500000/100					
Расч. Услг.	Расч. Знач.		Вид нсм	Место несиметрии	Режим
	Уст-ки	К			
РЕЛЕ МОЩНОСТИ (ПДЭ-2002)	0.5В	4.47	1	1866	эл 210- 3I0=-88 -90 3U0=-79
	0.016 А	2.74			
	75° 0 ом				
	0.5 В	4.00	1.1	1866	Эл 210- 3I0=79-90 3U0=69
	0.016 А	1.30			
	75° 0 ом				

Таким образом, блокирующее реле мощности нулевой последовательности проходит по чувствительности.

3.4 Направленная и дифференциально-фазная высокочастотная защита ПДЭ-2003

Направленная и дифференциально-фазная высокочастотная защита может использоваться в качестве основной защиты от всех видов повреждения линии 110-500 кВ с двусторонним питанием в случаях, когда для сохранения устойчивости системы необходимо отключение повреждений на всем протяжении защищаемой линии без замедления и применение других типов быстродействующих защит линий (продольной дифференциальной, дистанционной с в.ч. блокировкой и др.) невозможно или нецелесообразно.

По сравнению с дистанционной защитой и токовой направленной защитой нулевой последовательности с высокочастотной блокировкой направленная и дифференциально-фазная в.ч. защита имеет следующие преимущества:

- защита по принципу действия работает правильно в неполнофазных режимах (нагрузочном или при внешнем КЗ); в связи с этим ее использование в сочетании с устройством ОАПВ более целесообразно, чем защиты с в.ч. блокировкой (для предотвращения неправильного действия последней в рассматриваемых режимах в ряде случаев требуется применение специальных дополнительных мероприятий);

- защита по принципу действия правильно работает при качаниях и асинхронном ходе, что исключает необходимость специальной блокировки при качаниях; дистанционная защита с в.ч. блокировкой выполняется с использованием блокировки при качаниях, что усложняет защиту;

- защита имеет однотипные органы, действующие на пуск в.ч. передатчика и на отключение; это облегчает согласование по чувствительности указанных органов, по сравнению с дистанционной защитой с в.ч. блокировкой, в которой могут использоваться пусковые органы, реагирующие на разные электрические величины (устройство блокировки при качаниях и реле сопротивления).

Кроме того, при применении направленной и дифференциально-фазной в.ч. и отдельной резервной защит обеспечивается полноценное ближнее резервирование защит. Это невозможно в случае применения защиты с в.ч. блокировкой, когда отдельная резервная защита не предусматривается, а ряд реле и цепей схем в.ч. блокировки, токовой направленной защиты нулевой последовательности и дистанционной защиты являются общими.

Принцип действия направленной и дифференциально-фазной в.ч. защиты основан на сравнении фаз токов по концам защищаемой линии. Для этой цели используется ток, получаемый от комбинированного фильтра токов прямой и обратной последовательности типа $I_1 + kI_2$ органа манипуляции. Сравнение фаз токов осуществляется с помощью высокочастотных сигналов, которыми обмениваются высокочастотные приемопередатчики, установленные по концам защищаемых линий. Фаза импульсов высокочастотного сигнала определяется фазой тока на выходе фильтра органа манипуляции.

Панель выполнена на интегральных микросхемах.

Исходные данные для расчёта защиты:

$Z_{Л211} = 10,9 \cdot e^{j86} \text{ Ом}$ – сопротивление защищаемой линии СГРЭС-2-ПС Сомкино;

$U_{раб} = (1,05 \div 1,1) U_H = 525 \div 550 \text{ кВ}$ – максимальное напряжение в рабочем режиме и в режиме качаний;

Максимальный рабочий ток линии равен:

$I_{РА} = 0,8 \cdot I_{доп} = 0,8 \cdot (3 \cdot 825) = 1980 \text{ А}$, где $i_{доп}$ – допустимый ток для сечения проводов фаз линии. З·АС – 400

Параметры срабатывания реле мощности обратной последовательности по току и напряжению.

Определяем уставку устройства компенсации емкостного тока (УКЕТ) линии. В панели ПДЭ-2003 предусмотрено это устройство, и при определении уставки исходят из того, что на каждом комплекте защит двухконцевой линии необходимо скомпенсировать 50% емкостного тока линии.

$$Y_{к2111} = Y_{к2112} = \frac{1}{2} Y_{Л211} \frac{n_u}{n_l}, \text{ где } Y_{Л211} = 113,3 \text{ мкСм} - \text{емкостная проводимость линии};$$

n_u, n_l – коэффициенты трансформации TV и TI.

$$Y_{к2111} = Y_{к2112} = \frac{1}{2} Y_{Л211} \frac{n_u}{n_l} = \frac{1}{2} 113,3 \frac{500000/100}{3500/1} = 80,93 \text{ мкСм}$$

Принимаем $Y_{к2111} = Y_{к2112} = 360 \text{ мкСм}$ (устройство компенсации регулируется ступенями по 360 мкСм).

Блокирующий канал

Вторичный ток небаланса фильтра тока обратной последовательности:

$$i_{2нб211} = \left(K_0 \frac{f_i^H}{3} + K_\phi + K_{нс2} + K_{H2} + K_f \Delta f \right) \frac{I_{pa}}{n_l}, \text{ где}$$

$K_0 = 0,5$ – коэффициент однотипности ТА;

$f_i^H = 0,03$ – относительная погрешность ТА в рабочем режиме;

$K_\phi = 0,01$ – погрешность настройки фильтров нулевой последовательности;

$K_{нс2} = 0,01$ – коэффициент, учитывающий несимметрию сети;

$K_{H2} = 0,02$ – коэффициент погрешности канала тока из-за несимметрии нагрузки;

$K_f = 0,001$ – частотная погрешность;

$\Delta f = 0,03$ – отклонение частоты от номинальной в рабочем режиме;

$$i_{2нб211} = (0,5 \frac{0,03}{3} + 0,01 + 0,01 + 0,02 + 0,001 \cdot 0,03) \frac{1980}{3500} = 0,025 \text{ A}$$

Исходя из возможностей М2 по регулировке тока срабатывания блокирующего канала в пределах (0,025-0,05) А, принимается уставка:

$$i_{2111}^{III} = i_{2112}^{III} = \frac{K_{омс}}{K_\epsilon} \cdot i_{2нб211} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 0,03 = 0,033 \text{ A}$$

Вторичное напряжение небаланса ФНОП:

$$u_{2нб211} = \left(\frac{f_u^H}{3} + K_\phi + K_{нс2} + K_{H2} + K_f \Delta f \right) \cdot \frac{U_{ср.ном}}{n_u \sqrt{3}}$$

, где $f_u^H = 0,01$ – относительная погрешность ТА в рабочем режиме;

$$u_{2нб211} = \left(\frac{0,01}{3} + 0,01 + 0,01 + 0,001 \cdot 0,03 \right) \frac{515000}{5000 \sqrt{3}} = 1,07 \text{ В}$$

Исходя из возможностей М2 по регулировке напряжения срабатывания блокирующего канала в пределах (1-2) В, принимается уставка:

$$u_{2111}^{III} = u_{2112}^{III} = \frac{K_{омс}}{K_\epsilon} U_{2нб211} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 1,07 = 1,43 \approx 1,45 \text{ В}$$

Отключающий канал

Уставка тока срабатывания канала выбирается из условия согласования с параметрами блокирующего токового реле: $i_{2111}^I = i_{2112}^I = K_c i_{2111}^{III} = 2 \cdot 0,033 = 0,066 \text{ A}$

Уставка для канала напряжения: $u_{2111}^I = u_{2112}^I = K_c u_{2111}^{III} = 1,7 \cdot 1,45 = 2,465 \approx 2,5 \text{ В}$

Расчёт органа манипуляции

Орган манипуляции реагирует на сумму токов прямой и обратной последовательности. Поэтому расчёт органа манипуляции сводится к расчёту комбинированного фильтра прямой и обратной последовательности, имеющего функцию преобразования: $i_{om} = i_1 + k \cdot i_2$, где коэффициент $k=10$

Расчёт органа манипуляции сводится к двум пунктам:

1. Проверка чувствительности по минимальному току надёжной манипуляции
2. Проверка надёжности ОМ по разности углов тока i_{om} в начале и конце линии

Для расчёта будем использовать несколько изменённую схему участка. В базу программы ТКЗ-3000 добавляются ветви нулевого сопротивления по концам линии, это делается для полного учёта её проводимости. 9.87 -96

1. Проверка чувствительности по минимальному току надёжной манипуляции:

$$K_{ч2111} = \frac{|I_{1,2111}^* + K \cdot I_{2,2111}^*|}{i_{min}^{OM} \cdot n_1} \geq 3, \text{ где } i_{min}^{OM} = 0.15 - \text{минимальный ток надёжной работы}$$

Рассчитаем токи i_{om} при каждом виде КЗ для комплектов по обеим сторонам линии СГРЭС-2 – ПС Сомкино. Поскольку фазы токов I_1 и I_2 во всех случаях отличаются на $0-2^\circ$, можно этим отличием пренебречь и находить модуль i_{om} сложением модулей I_1 и I_2 .

$$I_{om} = |I_{1,2111}^* + KI_{2,2111}^*| \approx I_{1,2111} + k \cdot I_{2,2111}$$

2. Проверка надёжности ОМ по разности углов тока i_{om} в начале и конце линии.

Разность фаз токов ОМ в комплектах по разные стороны линии не должна превышать $(50-70)^\circ$: $\arg \frac{I_{OM1721}}{I_{OM1722}} \leq (50^\circ - 70^\circ)$, при внешнем КЗ. Из протокола ТКЗ 3000, представленного выше, видно, что разность фаз двух комплектов 2111 и 2112, установленных по концам линий, имеет максимальное значение 57° . Это значение

находится в установленных пределах. Орган манипуляции проходит проверку надежности по разности углов токов в начале и конце линии

3.5 Однофазное автоматическое повторное включение

На линии 500 кВ используется ОАПВ на микроэлектронной базе ПДЭ-2004. Данный тип АПВ имеет однофазные и разные трехфазные АПВ, контролирует наличие или отсутствие напряжения на линии и на системах шин, выполняет ускорение резервных защит, вводит на самостоятельное действие избиратели при разных АПВ и опробовании линий.

В ОАПВ используются следующие измерители:

1. Двухэлементное реле сопротивления, реагирующее на фазное сопротивление, компенсированное током нулевой последовательности;
2. Реле тока для дополнительной фиксации поврежденной фазы и реле напряжения;
3. РНОП, РННП, РТНП - для контроля несимметричных КЗ;
4. Реле тока нулевой последовательности быстрого срабатывания (РТНП-БС) - для блокировки цепей отключения 3х фаз помимо срабатывания избирательных органов при однофазном КЗ на землю;
5. Реле тока нулевой последовательности быстрого возврата (РТНП-БВ) – для кратковременного ввода на самостоятельное действие избирательных органов отключившихся фаз при ОАПВ.

3.5.1 Настройка избирателей фаз

Избирательные органы предназначены для выбора поврежденной фазы при коротком замыкании на землю и двух поврежденных фазах также при коротких замыканиях на землю. Дополнительно на избирательные органы возможна функция защиты линии в неполнофазном режиме работы: в цикле ОАПВ, поскольку запроектированная защита в этом случае может не сработать.

На комплексной плоскости $\underline{z}$ изображаются точки - концы векторов вторичных комплексных сопротивлений на входе избирателей поврежденных и неповрежденных фаз в различных подрежимах повреждений, при естественном коэффициенте компенсации;

Производится визуальный анализ возможности разделения областей с точками, изображающими векторы сопротивлений КЗ фаз, и точками, представляющими векторы сопротивлений неповрежденных фаз;

При невозможности разделения производятся аналогичные построения и анализ при меньшем коэффициенте компенсации, при этом, если причиной невозможности разделения областей действия и недействия являются только симметричные или неполнофазные при разрыве двух фаз режимы качаний, то они не принимаются в расчет.

При возможности разделения областей действия и недействия сначала определяется модуль уставки первого элемента, что, как правило, делается с помощью анализа модулей сопротивлений, предназначенных для размещения внутри и вне области действия под углами, близкими к углу максимальной чувствительности первого элемента $\varphi_{мч}^I$;

Два ближайших по модулю из данных сопротивлений - одно из предполагаемой области действия $z_D = z_{A, макс}$, другое из области недействия $z_{HD} = z_{B, C, мин}$. -используются для вычисления модуля уставки первого элемента по формулам:

$$z_{HD}^I \leq 1,15 \cdot z_{HD}; \quad z_D^I \geq 1,15 \cdot z_D$$

$$\text{Уставка измерительного орган } z_1^I = (z_{HD}^I + z_D^I) / 2;$$

Из таблицы принимается величина a^I , находятся модуль смещения $z_{CM}^I = a^I z_1^I$, а радиус и центр окружности первого элемента: $\rho^I = (z^I - z_{CM}^I) / 2$

По таблице, представленной ниже, также выбираются величины a^II и соответствующее величинам a^I и a^II значение оптимального отношения радиусов окружностей первого и второго элементов, т.е. ρ^II / ρ^I . Энергосеть проектом были

проведены исследования и получена следующая таблица, в которой приведены данные, обеспечивающие соответствующее зацепление первой и второй окружностей

Таблица 3.19-Оптимальные отношения смещений ХС и радиусов ρ'' / ρ'

Смещение первой окружности, a^I	Оптимальное отношение радиусов окружностей ρ'' / ρ' при смещении второй окружности a''	
	$a'' = 0,2$	$a'' = 0,3$
0,1	0,432	0,548
0,2	0,714	0,795
0,3	0,995	1,11

Зная ρ'' / ρ' и ρ' можем определить радиус окружности, модуль смещения и центр окружности второго элемента: $\rho'' = \left(\frac{\rho''}{\rho'} \right) \rho'$; $z_{CM}'' = a'' z_1''$; $z_2 = \rho'' - z_{CM}''$, где $z'' = 2\rho'' / (1 + a'')$ - уставка второго элемента

Задается угол максимальной чувствительности второго элемента $\varphi_{мч}''$

Осуществляется построение окружностей первого и второго элементов.

Двухэлементное реле сопротивления включается на вторичные фазные напряжения и ток, компенсированный током нулевой последовательности I_0

$$Z_{\phi i} = \frac{U_{\phi i}}{I_{\phi i} + k \cdot 3I_0}$$

где $k < 0,833$ - коэффициент компенсации, варьируемые по условиям аппаратуры, на основе анализа и селективности принят равным $k = 0,5$

Сопротивления должны быть приведены к вторичной стороне ТН и ТТ,

$$z_{\phi i} = Z_{\phi i} \cdot \frac{n_i}{n_u}$$

Расчеты производятся графоаналитическим методом по специальному модулю в программе ТКЗ-3000

Для расчета уставок реле сопротивления определим значения токов и напряжений, подводимых к измерителям ОАПВ при однофазном К.З. в начале, в конце и середине линии. Расчет ведем с помощью промышленной программы ТКЗ 3000:

Расчитываем значения сопротивлений фаз и подводимые к реле сопротивления. Результаты представим в таблице, где защита 2111 – ОАПВ1, а 2112 – ОАПВ2 .

Таблица 3.5.1-. Значения сопротивлений фаз и подводимые к реле сопротивления.

защита	Место КЗ на линии	Z_A	Z_B	Z_C	Z_A	Z_B	Z_C	φ_A	φ_B	φ_C
2111	начало	2.073	115.51	117.928	1.244	79.306	80.757	-144.3	115.51	-100
	середина	32.452	210.11	242.408	28.471	126.066	145.445	84.3	38.663	-73.106
	конец	139.893	311.857	440.603	53.936	187.114	264.362	84.971	24.476	-166.8
2112	начало	0.543	52.907	108.9	0.326	61.744	62.028	84.186	-141,606	-39,018
	середина	31.531	142.154	138.935	18.918	85.293	83.361	74.082	-28,108	-168,25
	конец	67.789	285.071	213.391	40.674	171.043	128.034	75.065	-37,008	-160,743

Определение области действия:

Выбираем максимальное значение сопротивления для фазы А из таблицы для отправной части линии

$$Z_{Д/2111} = Z_{\text{конец линии}}^{\max} = Z_{A1K} = 53.936 \text{ Ом}; Z_{Д/2112} = Z_{\text{начало линии}}^{\max} = Z_{A2H} = 40.674 \text{ Ом}; Z_D^I \geq 1,15 \cdot Z_D$$

$$Z_{Д/2111}^I = 1,15 \cdot 53.936 = 62.026 \text{ Ом}; Z_{Д/2112}^I = 1,15 \cdot 40.674 = 46.775 \text{ Ом}$$

Определение области недействия:

Выбираем минимальное значение сопротивления из таблицы

$$Z_{НД/2111} = Z_{\text{начало линии}}^{\min} = Z_{B1H} = 79.306 \text{ Ом}; Z_{НД/2112} = Z_{\text{начало линии}}^{\min} = Z_{B2K} = 61.744 \text{ Ом}$$

$$Z_{НД}^I = \frac{Z_{НД}}{1,15}, \text{ получаем } Z_{НД/2111}^I = \frac{79.306}{1,15} = 68.96 \text{ Ом} \text{ и } Z_{НД/2112}^I = \frac{61,744}{1,15} = 53.69 \text{ Ом}$$

Определяем уставки ИО первого элемента

$$z_{1/2111}^I = \frac{(z_{HD/2111}^I + z_{D/2111}^I)}{2} = \frac{(68.96 + 62.026)}{2} = 65.5 \text{ Ом};$$

$$z_{1/2112}^I = \frac{(z_{HD/2112}^I + z_{D/2112}^I)}{2} = \frac{(53.69 + 46,775)}{2} = 50.23 \text{ Ом}$$

Принимаем $aI=0,1$.

Модуль смещения первого элемента по формуле

$$z_{CM/2111}^I = a^I \cdot z_{1/2111}^I = 0,1 \cdot 65.5 = 6.55 \text{ Ом}; z_{CM/2112}^I = a^I \cdot z_{1/2112}^I = 0,1 \cdot 50.23 = 5.023 \text{ Ом}$$

Радиус окружности первого элемента

$$\rho_{2111}^I = \frac{(z_{1/2111}^I - z_{CM/2111}^I)}{2} = \frac{65.5 - 6.55}{2} = 29.47 \text{ Ом}; \rho_{2112}^I = \frac{(z_{1/2112}^I - z_{CM/2112}^I)}{2} = \frac{50.23 - 5.023}{2} = 22.6 \text{ Ом}$$

Центр окружности первого элемента

$$z_{1/2111} = \rho_{2111}^I + z_{CM/2111}^I = 29.47 + 6.55 = 36.02 \text{ Ом}; z_{1/2112} = \rho_{2112}^I + z_{CM/2112}^I = 22.6 + 5.023 = 27.623 \text{ Ом}$$

Принимаем $aII=0,2$, тогда отношение $\rho^{II} / \rho^I = 0,432$

Радиус окружности второго элемента по формуле

$$\rho_{2111}^{II} = \left(\frac{\rho^{II}}{\rho^I} \right) \rho_{2111}^I = 0,432 \cdot 29.47 = 12.73 \text{ Ом}$$

$$\rho_{2112}^{II} = \left(\frac{\rho^{II}}{\rho^I} \right) \rho_{2112}^I = 0,432 \cdot 22.6 = 9.763 \text{ Ом}$$

Уставка второго элемента

$$z_{1/2111}^{II} = 2\rho_{2111}^{II} / (1 + a^{II}) = 2 \cdot 12.73 / (1 + 0,2) = 21.22 \text{ Ом}$$

$$z_{1/2112}^{II} = 2\rho_{2112}^{II} / (1 + a^{II}) = 2 \cdot 9.763 / (1 + 0,2) = 16.27 \text{ Ом}$$

Модуль смещения второго элемента

$$z_{CM/2111}^{II} = a^{II} z_{1/2111}^{II} = 0,2 \cdot 21.22 = 4.244 \text{ Ом}$$

$$z_{CM/2112}^{II} = a^{II} z_{1/2112}^{II} = 0,2 \cdot 16.27 = 3.254 \text{ Ом}$$

Центр окружности второго элемента

$$z_{2/2111} = \rho_{2111}^{II} - z_{CM/2111}^{II} = 12.73 - 4.244 = 8.486 \text{ Ом}$$

$$z_{2/2112} = \rho_{2112}^{II} - z_{CM/2112}^{II} = 9.763 - 3.254 = 6.51 \text{ Ом}$$

Задаемся $\varphi_{мч}^I = 85^\circ$ и $\varphi_{мч}^{II} = 60^\circ$,

Построив окружности 1 и 2 элемента, видно, что точки, предназначенные быть внутри зоны действия, находятся в ней, точки вне зоны действия находятся вне зоны действия. По рассчитанным параметрам двухэлементного реле сопротивления строим его характеристику срабатывания на комплексной плоскости. Здесь же наносим расчетные точки (сопротивления в фазах А, В и С).

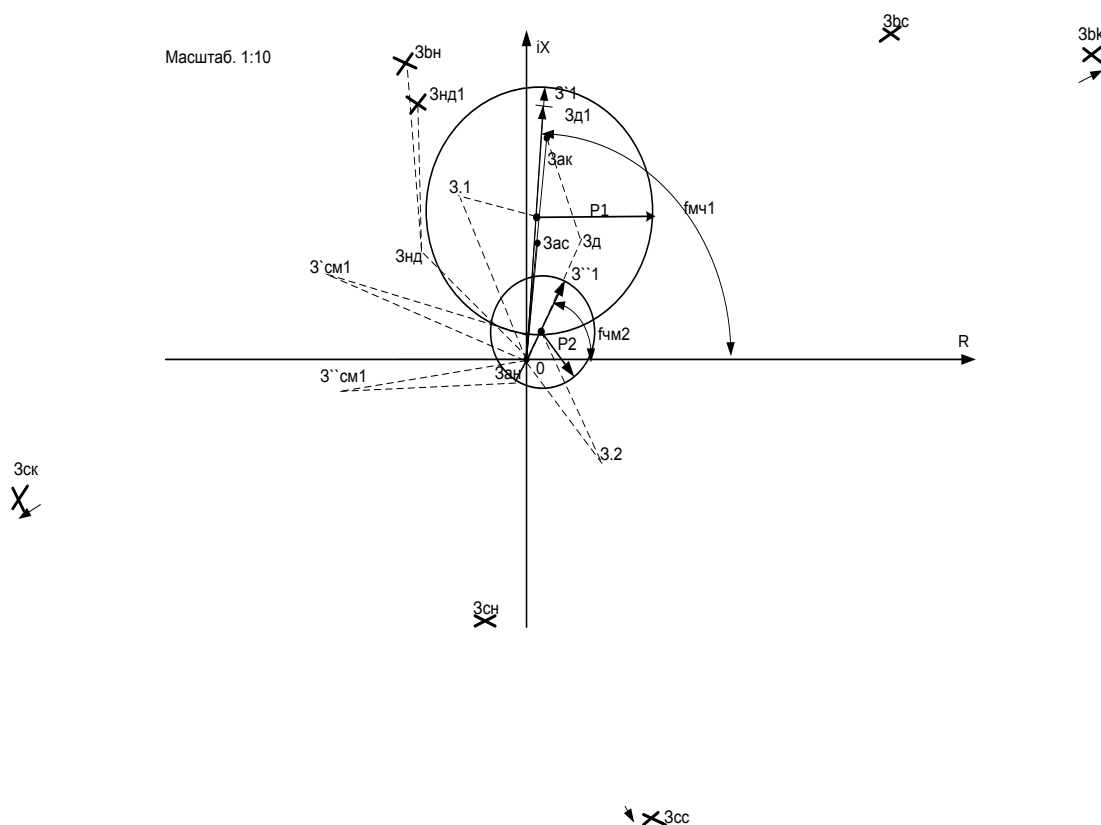


Рис.1. Характеристика срабатывания в комплексной плоскости вторичных сопротивлений избирателей(двухэлементное реле сопротивления) ОАПВ1 защиты 2111.

$$t_{B1}^{BC} > t_{cp}^{OAPB} - t_{cp1}^{BC} + t_{cp2}^{OAPB} + t_{B2}^{OAPB}$$

Уставка реле быстрого срабатывания по каналу тока:

1) Отстройка от тока небаланса фильтра нулевой последовательности в рабочем режиме;

2) Отстройка от тока небаланса фильтра нулевой последовательности при двухфазном коротком замыкании;

отстройка в рабочем режиме

$$i_{0HB}^{pab} = f_{TT} k_{nep} k_0 \frac{I_{pa}}{n_1} = 0,05 \cdot 1 \cdot 0,5 \frac{1632}{3000} = 0,0136 A$$

Где $f_{TT} = 0,05$; $k_{nep} = 1$, $k_0 = 0,5$

$$i_{0211HC}^{pab} = 0,01 \cdot \frac{I_{pa}}{n_i} = \frac{0,01 \cdot 1632}{3000} = 0,0054 A - \text{ток несимметрии нагрузки, примем } i_{0211HC}^{pab} = 0,01 A$$

$$i_{HT/pab}^{BC} = \frac{k_{omc}}{k_B} (i_{0HB}^{pab} + i_{0211HC}^{pab}) = \frac{1,25}{0,75} \cdot (0,0136 + 0,01) = 0,04 A$$

где $k_{отс} = 1,5$, $k_B = 0,75$

Полученная величина справедлива для комплектов с обеих сторон линии

отстройка от небаланса при КЗ⁽²⁾

[2112-K2-НЛ211-FB-P1]

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

468-976 IB 10862 A

$$i_{0HB/2112}^{K32} = f_{TT} k_{nep} k_0 \frac{I_B^{(2)}}{n_1} = 0,05 \cdot 1 \cdot 0,5 \frac{10862}{3000} = 0,091 A$$

$$i_{HT/K3^{(2)}}^{BC} = k_{omc} \cdot i_{0HB/2112}^{K32} = 1,25 \cdot 0,091 = 0,114 A$$

Выбор уставки

$$i_{HT/2112}^{BC} = \max\{i_{HT/pab}^{BC}; i_{HT/K3^{(2)}}^{BC}\} = 0,114 A$$

Принимаем из ряда значений $i_{HT/2112}^{BCП} = 0,15 A$

[2111-K2-НЛ211-FB-P1]

ЗАМЕРЯЕМЫЕ ВЕЛИЧИНЫ

983–978 В 3798 А

$$i_{0\text{HB}/2111}^{K3\ 2} = k_H f_{TT} k_{\text{пер}} k_0 \frac{I_B^{(2)}}{n_i} = 0,05 \cdot 1 \cdot 0,5 \frac{3798}{3000} = 0,032 \text{ А}$$

$$i_{HT/K3^{(2)}}^{BC} = k_{\text{омс}} \cdot i_{0\text{HB}/2111}^{K3\ 2} = 1,25 \cdot 0,032 = 0,04 \text{ А}$$

Выбор уставки

$$i_{HT/2111}^{BC} = \max\{i_{HT/\text{раб}}^{BC}; i_{HT/K3^{(2)}}^{BC}\} = 0,04 \text{ А}$$

Принимаем из ряда значений $i_{HT/2111}^{BCП} = 0,05 \text{ А}$

Определяем коэффициент торможения

Коэффициент торможения рассчитываем по формуле:

$$k_T = \frac{k_{\text{омс}} \cdot i_{0\text{HB}}^{(2)}}{I_B^{(2)} / n_i - i_{HT}^{\Pi}}$$

где $k_{\text{омс}} = 1,5$, $i_{0\text{HB}/2112}^{(2)} = 0,091 \text{ А}$, $i_{0\text{HB}/2111}^{(2)} = 0,032 \text{ А}$, $I_{B/2111}^{(2)} = 3798 \text{ А}$, $I_{B/2112}^{(2)} = 10862 \text{ А}$, i_{HT}^{Π} -

определяем по рисунку, для $i_{HT/2111}^{BCП} = 0,05 \text{ А}$ соответствует $i_{HT/2111}^{\Pi} = 1,5 \text{ А}$, а для $i_{HT/2112}^{BCП} = 0,15 \text{ А}$

$i_{HT/2112}^{\Pi} = 2,5 \text{ А}$

$$k_{T/2111} = \frac{k_{\text{омс}} \cdot i_{0\text{HB}/2111}^{(2)}}{I_{B/2111}^{(2)} / n_i - i_{HT/2111}^{\Pi}} = \frac{1,5 \cdot 0,032}{3798 / 3000 - 1,5} = 0,205 \text{ А}$$

$$k_{T/2112} = \frac{k_{\text{омс}} \cdot i_{0\text{HB}/2112}^{(2)}}{I_{B/2112}^{(2)} / n_i - i_{HT/2112}^{\Pi}} = \frac{1,5 \cdot 0,091}{10862 / 3000 - 2,5} = 0,121 \text{ А}$$

Уставка РТНП-БС по каналу напряжения.

Определяется путем отстройки от небаланса нулевой последовательности в максимальном рабочем режиме, причем для обоих комплектов значение уставки будет одно и тоже.

$$u_{\text{раб}}^{BC} = \frac{k_{\text{омс}}}{k_B} (u_{0\text{HB}} + u_{0\text{НС}})$$

где $k_{\text{омс}} = 1,5$, $k_B = 0,75$,

$$u_{0HB} = f_{TH} k_{пер} \frac{U_{фра}}{n_{\Delta}}$$

$$U_{фра} = \frac{U_{ра}}{\sqrt{3}} = \frac{525}{\sqrt{3}} = 303,109 \text{ кВ} - \text{фазное максимальное рабочее напряжение}$$

n_{Δ} - коэффициент трансформации ТН обмотки, соединенный в разомкнутый треугольник

$$n_{\Delta} = \frac{500000}{100\sqrt{3}} = 2885,75$$

$$f_{TH} = 0,01$$

$$k_{пер} = 2$$

$$u_{0HC} = 0,001 \frac{U_{фра}}{n_{\Delta}} = 0,001 \frac{303109}{2886,75} = 0,105 \text{ В}$$

$$u_{0HB} = 0,01 \cdot 2 \cdot \frac{303109}{2886,75} = 2,1 \text{ В}$$

$$u_{раб}^{BC} = \frac{1,5}{0,75} (2,1 + 0,105) = 4,41 \text{ В}$$

Уставку по каналу напряжения выбираем из стандартного ряда $u_0 = (4,6,9,12) \text{ В}$

$$u_{0/2111}^{BC} = u_{0/2112}^{BC} = 6 \text{ В}$$

Проверка чувствительности РТНП-БС осуществляется по коду;

[2112-К1иК4-КЛ2111-РО-откл. АТ99]

-по каналу тока

$$k_{qu/2112}^I = \frac{3I_{0/2112}}{i_{HT}^{BCП} n_I} = \frac{1882}{0,15 \cdot 3000} = 4.18 > 3$$

-по каналу напряжения

$$k_{qu/2112}^U = \frac{3U_{0/2112}}{u_{0/2112}^{BCП} n_{\Delta}} = \frac{72630}{6 \cdot 2886,75} = 4.19 > 3$$

2. Реле тока нулевой последовательности с быстрым возвратом (РТНП-БВ)

Предназначено для кратковременного ввода на самостоятельные действия избирательного органа отключившейся фазы при ОАПВ.

Требования, предъявляемые кРТНП-БВ

-Реле РТНП-БВ обеспечивает быстрый переход к установившемуся режиму при успешном ОАПВ, и кратковременно вводить на самостоятельное действие избирательные органы сразу после ОАПВ

-РТНП-БВ должно иметь достаточную чувствительность и быстродействие при включении на устойчивое КЗ

-время возврата при восстановлении симметричного режима после ОАПВ должно быть меньше времени срабатывания избирателей под влиянием качаний.

Выбор уставки осуществляется путем отстройки от небаланса нулевой последовательности при асинхронном режиме. Оценка тока асинхронного режима дала значение $I_1^{AP} = 4032 \text{ A}$

$$i^{BB} = \frac{k_{омс} k_{неп}}{k_B} (i_{0HB}^{AP} + i_{0HC}^{AP}) = \frac{1,25 \cdot 1,3}{0,75} \cdot 0,07 = 0,152 \text{ A}$$

$$i_{0HB} = f_{TT} k_0 \frac{I_1^{AP}}{n_1} = 0,1 \cdot 0,5 \cdot \frac{3987}{3000} = 0,07 \text{ A}$$

где: $k_{омс} = 1,25; k_{неп} = 1,3; k_B = 0,75; f_{TT} = 0,1; k_0 = 0,5;$

I_1^{AP} – ток AP, определяемый по коду [2111-AP -КЛ2111-P1]

$i_{0нс}$ при AP можно принять равным нулю

Для реле с быстрым возвратом принимаем для канала тока наибольшее близкое значение из ряда, т.е. $i^{БВП} = 0,1 \text{ A}$. Полученная величина справедлива для комплектов с обеих сторон линии.

Проверка чувствительности РТНП-БВ осуществляется при однофазном КЗ в конце линии Л 211 относительно комплекта ОАПВ:

[2112-K1K4-КЛ2111-P0]

$$k_{q/2112}^{BB} = \frac{3I_{0/2112}}{i_0^{БВП} \cdot n_1} = \frac{1957}{0,1 \cdot 3000} = 6,5 > 3$$

[2111-K1K4-КЛ2111-P0]

$$k_{q/2111}^{BB} = \frac{3I_{0/2111}}{i_0^{БВП} n_1} = \frac{1480}{0,1 \cdot 3000} = 5 > 3$$

Уставка по времени ОАПВ

$$t_{ОАПВ} = t_{защ1} - t_{защ2} + t_{откл1} - t_{откл2} + t_{зап}$$

$t_{защ1}, t_{защ2}$ - соответственно для действия основной защиты комплектов защиты комплектов защит обоих концов электропередачи. Для ДФЗ ВЧ защиты.

$$t_{защ2} = t_{защ1} = 0,02 \div 0,04 \text{ с}$$

$$t_{откл2} = t_{откл1} = 0,03 \div 0,06 \text{ - время отключения выключателя}$$

$$t_{зап} = 0,5 \div 0,7 \text{ с - время запаса}$$

$$t_{ОАПВ} = 0,002 - 0,02 + 0,06 - 0,06 + 0,07 = 0,07 \text{ с}$$

Уставка по времени упорного контакта ОАПВ

$$t_{кз1} = t_{ОАПВ1} + t_{вкл1} + t_{защ1} + t_{откл1} + t_{зап}$$

$$t_{вкл1} = t_{вкл2} = 0,1 \div 0,3 \text{ с - время включения выключателей}$$

$$t_{зап} = 0,7 \div 1 \text{ с - время запаса}$$

4 Газовая защита

Газовая защита реагирует на газообразование внутри бака трансформатора, возникающее в результате разложения масла или разрушения изоляции под действием значительных повышений температуры. Выделяющиеся в трансформаторе газы поступают в газовое реле, врезанное в маслопровод между трансформатором и расширителем. Защита выполняется на основе специального газового реле "Бухгольца" (тип BF80/Q). Газовое реле содержит два элемента - сигнальный и отключающий.

На крышке газового реле имеется штуцер с запорным краном для выпуска воздуха и отбора проб газа, а также устройство для опробования действия в виде штока, закрытого съемным колпачком.

Сигнальный элемент срабатывает при повреждениях, сопровождающихся слабым газообразованием после накопления определенного объема газа в реле. Поплавок сигнального элемента опускается и замыкает свой контакт при вытеснении газом масла из газовой ловушки при объеме газа в реле $250-300 \text{ см}^3$.

В отключающем элементе кроме поплавка имеется пластина, расположенная на пути потока масла и удерживаемая в нормальном положении постоянным магнитом. Под воздействием потока масла при бурном газообразовании пластина, отрываясь от магнита, поворачивается и в конце хода опрокидывает поплавок отключающего элемента, вызывая замыкание его контактов. Оба элемента газового реле могут также подействовать при снижении уровня масла (например, при течи из бака) ниже газового реле.

Сигнальный элемент действует на сигнальное табло на панели БЩУ "Газовое реле трансформатора блока". Отключающий элемент газового реле воздействует на выходные реле основных защит для отключения блока от сети 500 кВ.

Защита не должна срабатывать при внешних КЗ, обуславливающих толчки потока масла в трубопроводе.

Достоинства ГЗ:

- высокая чувствительность, позволяющая реагировать на все опасные повреждения внутри бака;
- в большинстве случаев небольшое время срабатывания.

Недостатки ГЗ:

- не реагирует на повреждения вне бака;
- значительное время срабатывания при медленном газообразовании;
- необходимость временного вывода защиты из действия при включении защищаемого трансформатора после ремонта.

Время срабатывания реле на отключение, зависящее от скорости движения масла, колеблется в пределах 0.05 – 0.5 с, обычно не превышая 0.1 с.

5. Технико-экономическое обоснование проекта релейной защиты и автоматики линии 500 кВ п/ст Сомкино – п/ст СГРЭС-2

5.1. Капитальные вложения в проект релейной защиты и автоматики линии 500 Кв п/ст «Сомкино» – п/ст «СГРЭС-2» Тюменской энергосистемы.

Особенностей развития экономики на современном этапе позволяет верно ориентироваться в создании отдельных видов техники, в формировании технического базиса производства, в развитии производственных сил в целом. Но при осуществлении некоторых конкретных задач, связанных с практической реализацией достижений науки и техники, учета общих требований недостаточно. Для этого необходимо экономическое обоснование принимаемых технических решений.

В данном проекте рассматривается вариант комплекса РЗА для установки на оборудовании проектируемой ПС.

Создание и реализация проекта включают следующие этапы:

1. формирование инвестиционного замысла;
2. исследование инвестиционных возможностей, технико-экономическое обоснование проекта;
3. подготовку контрактной документации; строительно-монтажные работы, ввод в эксплуатацию объекта.

Необходимо показать, что разработанная в проекте продукция необходима потребителю и экономически выгодна. Эффективность определяется соотношением финансовых затрат и результатов, обеспечивающих требуемую норму доходности. Рассчитывается поток реальных денег как разность между притоком и оттоком денежных средств от инвестиционной операционной деятельности.

Себестоимость разработки проектного задания.

Себестоимость разработки включает в себя следующие статьи:

- стоимость материалов, затраченных на разработку;
- заработная плата персонала, занятого в разработке проекта;
- единый социальный налог;

- производственные командировки;
- накладные расходы;
- прочие расходы.

Предстоящая работа может быть разбита на этапы на этапы:

- подготовительная;
- выбор устройств релейной защиты и автоматики основных элементов;
- расчет устройств релейной защиты;
- экономическая часть;
- завершающий этап.

К подготовительному этапу относится работа по подбору литературы, изучение технического задания и его утверждение, согласование календарного плана.

Завершающий этап включает в себя оформление пояснительной записки, разработку и вычерчивание чертежей.

проектных работ

Работы по проектированию выполняют два человека: руководитель проекта и исполнитель.

Таблица 5.1– Длительность этапов проектирования:

Ход выполнения проекта	Кол-во дней
Ознакомление с технической документацией, подбор литературы, разработка и утверждение технического задания и календарного плана	3
Описание электрической схемы и параметров основного оборудования ПС, выбор устройств РЗА и описание принятых устройств	2
Выбор расчетных режимов, составление схемы замещения подстанции и расчет токов КЗ, расчет релейной защиты автотрансформатора, ЛЭП 500 кВ	20
Анализ устройств автоматики	9
Разработка мероприятий по охране труда, окружающей среды и состоянии структуры ГО, технико-экономическое обоснование проекта	7
Составление пояснительной записки, электрических принципиальных схем, оформление чертежей	18
Итого	59

затрат на проектирование

Материальные затраты (цены договорные):

Затраты на канцелярские товары – 500 руб.

Затраты на средства вычисления – 0 руб. (при условии, что исполнитель на этот момент обладает вычислительной техникой и специализированной программой для расчета релейной защиты).

Оплата труда.

1. Будем исходить из того, что окладруководителя проекта 17 000 руб.;
исполнителя – 8000 руб.

2. Районный коэффициент – 30%, тогда в рублях это составит:

- для руководителя – 5 100 руб;

- для исполнителя - 4 200 руб.

3. Премияльный фонд -10% отп.1 + п.2:

- для руководителя – 2 210 руб;

- для исполнителя – 1 040 руб.

4. Месячная зарплата:

для руководителя – 24 310 руб;

для исполнителя – 11 440 руб.

Накладные расходы (140 % от ФЗП)

$$Нр.н. = 1.4 \cdot \Phi ЗП = 1.4 \cdot 107250 = 150\,150 \text{ руб.}$$

Итого полная себестоимость проекта

$$Сп. = Мзн + \Phi ЗП н + ЕСНн. + Пр.н. + Нр.н. = 407\,098.5 \text{ руб}$$

Принимаем, что составляющая себестоимости в предполагаемой прибылиданного предприятия составляет 30%. Значит, капиталовложения заказчика в проектирование релейной защиты составит:

$$Кпр = Сп \cdot 1.7 = 407\,098,5 \cdot 1.7 = 692\,069.45 \text{ руб.}$$

Планирование монтажных и пусконаладочных работ

При планировании времени работа разбивается на этапы:

- изучение схем и чертежей..... дня;
- монтаж оборудования.....16 дней;
- наладка аппаратуры.....14 дней;
- опробование комплекса защит.....4 дня;
- Всего по этапам.....37 дней.

Смета затрат на монтаж и наладку.

Материальные затраты на оборудование:

Смета затрат на монтаж и наладку.

Материальные затраты на оборудование:

Таблица 5.2-Материальные затраты на оборудование (стоимости взяты из предложенных на кафедре “Электрических станций” ТПУ)

№	Название комплекта	Тип	Количество	Цена 1-го комплекта руб.	Общая стоимость руб.
1.	Трехступенчатая дистанционная защита	ПДЭ 2001	2	94567.5	189135
2.	Четырехступенчатая токовая направленная защита нулевой последовательности	ПДЭ 2002	2	93446.7	186893.4
3.	Направленная дифференциально-фазная высокочастотная защита	ПДЭ 2003	1	92746.2	92746.2
4.	Однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ) линии	ПДЭ 2004	1	172939.4	172939.4
5.	Устройство резервирования отказов выключателей (УРОВ)	ПДЭ 2005	1	139539.6	139539.6

Итого капитальные затраты на оборудование вместе с монтажом и наладкой составляют:

$$\sum M_{з.м.} = 189135 + 186893.4 + 92746.2 + 172939.4 + 139539.6 = 781253.6 \text{ руб}$$

Затраты на заработную плату.

Монтаж поручается вести бригаде из семи человек.

Таблица 5.3– ФЗП бригаде монтажников.

Состав	Количество	Разряд	Оклад(руб)
Руководитель работ	1	11	8000
Производитель работ	1	6	6500
Наблюдающий	1	5	6000
Член бригады	4	4	5500

Исходя из среднего количества рабочих дней в месяце -21 монтаж займет 2 месяца.

Определим суммарные затраты на монтаж.

Фонд заработной платы, включая районный коэффициент 30% от оклада и премию за своевременное выполненные работы 80%, составляет:

$$\Phi ЗП_m = ((8000 + 6500 + 6000 + 4 \cdot 5500) \cdot 1.3 + (8000 + 6500 + 6000 + 4 \cdot 5500) \cdot 1.8 + 0.1 \cdot (8000 + 6500 + 6000 + 4 \cdot 5500)) \cdot 2 = 272\,000 \text{ руб.}$$

$$ЕСН_m = 0.356 \cdot \Phi ЗП = 96\,832 \text{ руб}$$

Прочие непредвиденные расходы (составляют около 0.5 % от $\Sigma И$)

$$Пр.м. = 0.005 \cdot \Sigma И = 0.005 (\Sigma Мз.м. + \Phi ЗП_m + ЕСН) = 0.005 \cdot (781253.6 + 272\,000 + 96\,832) = 5\,750,43 \text{ руб.}$$

$$Нр.м. = 380\,800 \text{ руб}$$

Общая себестоимость монтажа релейной защиты:

$$С_m = Мз_m + \Phi ЗП_m + ЕСН_m + П_{рм} + Нр_m = 781253.6 + 272\,000 + 96\,832 + 5750,43 + 380\,800 = 1\,536\,636,03 \text{ руб.}$$

Принимаем, что 40% суммарных капиталовложений на монтаж составляет прибыль, тогда:

$$К_m = 1.4 \cdot С_m = 1.4 \cdot 1\,536\,636,03 = 2\,151\,290,44 \text{ руб.}$$

Суммарные капиталовложения на проектирование, монтаж и наладку аппаратуры РЗА

$$\sum K = K_{np} + K_m = 528\,145.97 + 2\,151\,290.44 = 2\,679\,436.41 \text{ руб}$$

Издержки на эксплуатацию и обслуживание РЗА:

$$Иэ = Иа + Из + Ирем + Инр, \text{ где:}$$

-издержки амортизации $Иа = 10\%$ от $\sum K$ исходя из расчетного срока эксплуатации 10 лет), $Иа = 267\,944 \text{ руб.}$

-издержки на зарплату эксплуатационного персонала $Из = ФЗПм + ЕСНм = 272\,000 + 96\,832 = 368\,832 \text{ руб.}$

-издержки на обслуживание и ремонт: $Ирем = 0.1 \cdot K_m = 215\,129 \text{ руб.}$

-прочие расходы 10% от ($Иа + Из + Ирем$):

$$Инр = 0.1 \cdot (267\,944 + 368\,832 + 215\,129) = 85\,190.5 \text{ руб.}$$

$$Иэ = 937\,095.5 \text{ руб.}$$

5.2. Оценка экономической эффективности спроектированных средств РЗ и А линии п/ст «Сомкино» – п/ст «СГРЭС-2» Тюменской энергосистемы

Эффективность релейной защиты определяется предотвращённым ущербом за счёт внедрения устройств РЗ и А:

$$\mathcal{E} = Y - Y^{PZA}$$

Ущерб при отсутствии на объекте РЗ и А складывается из ущерба от действия КЗ ($Y_{кз}$), ущерба от возникновения небалансов мощности узлов вследствие КЗ на объекте соединяющем эти узлы ($Y_{ноб}$) и ущерба от прекращения перетоков активной мощности по участкам элемента при отсутствии АПВ (Y_n):

$$Y = Y_{кз} + Y_{ноб} + Y_n$$

Ущерб от действия КЗ при наличии на объекте РЗ и А, складывается из ущербов вследствие излишних срабатываний, ложных, а так же расчетные затраты на установку и содержание устройств РЗ и А:

$$Y^{P3A} = Y_{OC}^{P3A} + Y_{IC}^{P3A} + Y_{LC}^{P3A} + C_{P3A}.$$

В итоге имеем:

$$\Xi = UK3 + Y_{HB} + Y_{П} - Y_{IC}^{P3A} - Y_{P3A}^{LC} - Y_{OC}^{P3A} - C_{P3A}$$

Ущерб, обусловленный разрушительным действием КЗ на линии:

$$UK3 = C_{K3} \cdot \omega^{ol} \cdot t_p \cdot q_l,$$

где C_{K3} - цена восстановления линии после аварийного разрушения вследствие протекания тока КЗ, может быть оценена как стоимость сооружения одного пролета линии, $C_{K3} = 55$ тыс. руб.; ω_l^0 - параметр потока КЗ на линии, принимается равным параметру потока повреждения линии, который находится как произведение удельной величины данного потока на 100 км линии данного класса напряжения ω_{oi} на длину линии Сомкино-СГРЭС-2 ($l = \frac{X_{705}}{X_{oi}} = \frac{10.86}{0.306} = 35,2 \text{ км}$), т.е.

$$\omega_l^0 = \frac{\omega_i^0 \cdot L}{100} = \frac{1.1 \cdot 35,2}{100} = 0,352 \text{ 1/год};$$

где ω_i^0 - параметр потока повреждений 100 км линии; t_p – расчетный срок = 1 год; q_l - вероятность включенного состояния линии (отсутствия планового ремонта), на рассматриваемой линии: $q_l = 1 - p_l^n = 1 - \omega^{пл} \cdot m^{(П)}_l$, где p_l^n и $m^{(П)}_l$ – вероятность и средняя продолжительность планового ремонта линии; ω_l^n - параметр потока вывода линии в плановый ремонт.

Показатели $\omega^{пл}$ и $m^{(П)}_l$ вычисляются через параметры потока и средние продолжительности соответственно текущего $\omega^{ПТЛ}$, $m^{(ПТТ)}_l$ и капитального $\omega^{ПКЛ}$, $m^{(ППК)}_l$ ремонтов :

$$\omega_l^n = \omega^{нмл} = 1;$$

$$m^{(ПТТ)}_l = [\omega^{ПКЛ} \cdot m^{(ППК)}_l + (\omega^{нмл} - \omega^{ПКЛ}) \cdot m^{(ПТТ)}_l] / \omega_l^n ;$$

$$\omega^{ПКЛ}=0.18 \text{ 1/год}, m(T^{ПТ})_л = 3.4 \cdot 10^{-3} \text{ год}, m(T^{ПК})_л = 37 \cdot 10^{-3} \text{ год}.$$

Тогда,

$$m(TП)_л = \frac{0.18 \cdot 37 \cdot 10^{-3} + (1 - 0.18) \cdot 3.4 \cdot 10^{-3}}{1} = 0.00944 \text{ год},$$

$$q_л = 1 - p_{пл} = 1 - \omega_л^n \cdot m(T^П)_л = 1 - 1 \cdot 0.00944 = 0.99056.$$

Ущерб, обусловленный разрушительным действием КЗ на линии:

$$УКЗ = Ц_{КЗ} \cdot \omega^{ол} \cdot t_p \cdot q_л = 55 \cdot 0,352 \cdot 0,99056 \cdot 1 = 19,18 \text{ тыс. руб.}$$

Ущерб от небаланса активной мощности:

$$УНБ = q_л \cdot \omega^{ол} \cdot (p_1 Ц_1 + p_2 Ц_2) \cdot t_p$$

где $t_p = 1$ год – расчётный период; $\omega_{ол} = 3,52$ 1/год, $q_л = 0.99056$ – вероятность отсутствия планового ремонта на линии, $p_1 = p_2 = p(A_i / \text{эл}, r, s)$ – вероятность перехода КЗ на линии в общеузловую аварию. Вероятность определяется путём моделирования различных видов КЗ по всей длине линии. При этом критерием аварийной потери узла является снижение напряжения более, чем на 30%.

$$P(A_i / \text{ЭЛ}) = \sum_{r=1}^{n_r} \sum_{s=1}^{n_s} P(r) \cdot P(s) \cdot P(A / \text{эл}, r, s),$$

где n_s – количество видов повреждений, на которые реагирует канал;

$n_r = 1$ – количество коммутационных состояний сети;

$P(r) = 1$ – вероятность r -госостояния

$P(s=1)=0.7$; $P(s=2)=0.1$; $P(s=3)=0.05$; $P(s=4)=0.15$ – вероятность s -госостояния

$P(A / \text{ЭЛ}, r, s)$ – вероятность аварийной потери узла при КЗ на элементе в r -ом состоянии при s -ом КЗ.

$$\text{При КЗ снижение напряжения: } dU_*^{(i)} = \frac{U_{срнф} - U_1^{(i)}}{U_{срнф}},$$

$$\text{где } U_{срнф} = \frac{U_{срном}}{\sqrt{3}} = \frac{515}{\sqrt{3}} = 297.33 \text{ кВ}$$

$U_{ост}$ – остаточное фазное напряжение в узле 1.

Вероятность аварийной потери узла при КЗ вида s определяется как:

$$P(A^{(s)}) = \frac{Z_{кр}^s}{Z_{л}} + \frac{Z_{л} - Z_{кр}^s}{Z_{л}} \cdot \frac{1 + P[A^{(s)} / \delta U_{II}^{(s)}(Z_{л})]}{2},$$

где $Z_{л} = 10.86$ Ом – реактивная составляющая сопротивления линии;

$Z_{кр}$ – критическое сопротивление линии, соответствующее 30% - ному падению напряжения, а соответственно и гарантированной аварийной потере узла;

При этом вероятность аварийной потери узла при различных видах КЗ определяется с помощью зависимостей снижения напряжения в интересующем нас узле от расстояния между этим узлом и местом КЗ. Для построения выше указанных зависимостей производим расчет режимов однофазного, двухфазного, трехфазного и двухфазного на землю КЗ, предварительно разбив рассматриваемую линию на ряд промежуточных участков. Расчеты производим с помощью промышленной программы ТКЗ 3000.

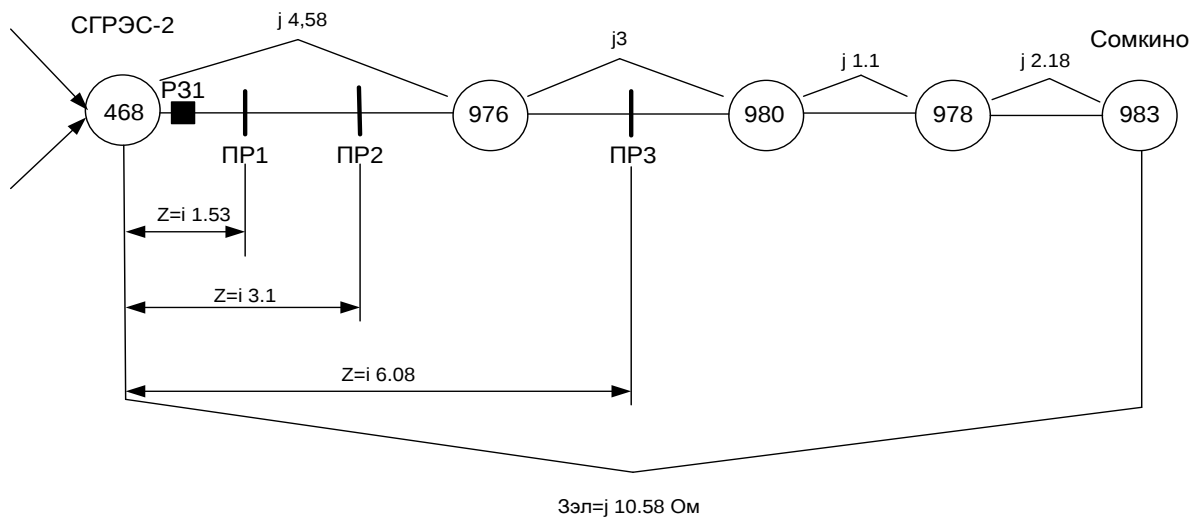


Рисунок 3- Исследуемый участок: линия Сомкино-СГРЭС-2.

Исследуемый участок представляет собой часть Тюменской энергосистемы, а именно линию, соединяющую п/ст Сомкино и п/ст СГРЭС-2. Номинальное напряжение сети – 500 кВ. Напряжение будем измерять для комплекта защиты, установленного в узле 468.

Таблица 5.4-Остаточные напряжения и снижений напряжений прямой последовательности.

N	468	Пр1	Пр2	976	Пр3	980	978	983
Z, Ом	0	1,53	3,1	4,58	6,08	7,58	8,68	10,86
$U_1^{(1)}$	200,47	226,83	242,33	252,2	252,2	259,85	265,31	267,9
$U_1^{(2)}$	166,59	185,89	200,3	211,38	211,38	219,91	226,67	230,73
$U_1^{(3)}$	0	41,4	72,05	95,42	95,42	113,31	127,41	135,82
$U_1^{(1,1)}$	88,19	133,13	159,4	176,98	176,98	190,38	200,37	205,74
$\Delta U_1^{(1)}$	0,326	0,237	0,185	0,152	0,132	0,117	0,109	0,099
$\Delta U_1^{(2)}$	0,440	0,375	0,326	0,289	0,270	0,25	0,238	0,224
$\Delta U_1^{(3)}$	1	0,861	0,758	0,679	0,63	0,595	0,574	0,55
$\Delta U_1^{(1,1)}$	0,703	0,552	0,464	0,405	0,37	0,34	0,326	0,308

Пример расчета: $dU_1^{(1)} = \frac{U_{\text{ср} \delta} - U_1^{(1)}}{U_{\text{ср} \delta}} = \frac{297.33 - 200,47}{297.33} = 0.326 \hat{A}.$

Рассчитываем вероятности потери узла для различных видов К.З.:

$$P(1) = 0.7; P(2) = 0.1; P(3) = 0.05; P(4) = 0.15;$$

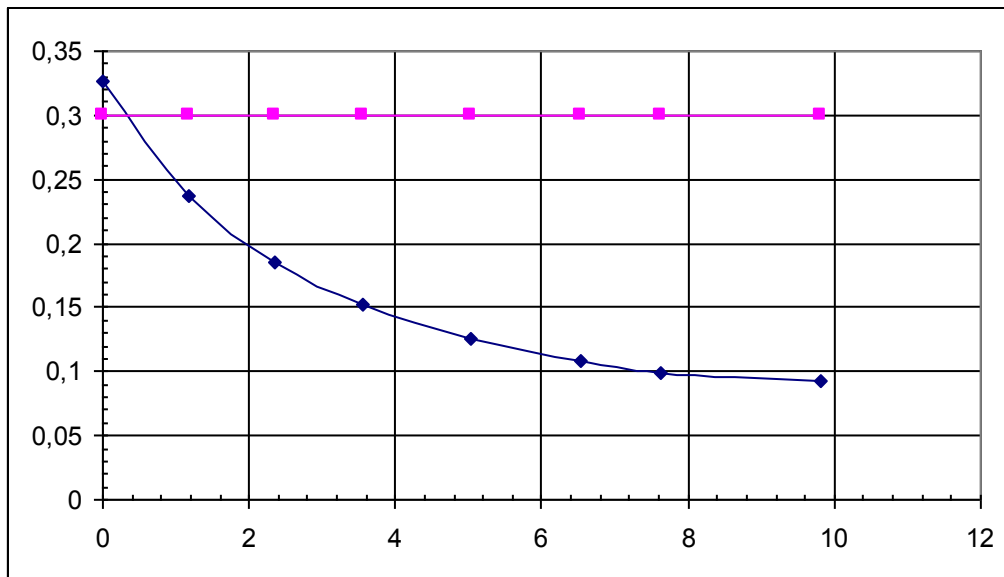


Рисунок 4- потери узла для различных видов К.З

$\Pi_i = a \cdot m(N_i) \cdot m(T'')_i$ - цены единых общеузловых аварий объединяемых узлов,

$a = 1$ у.д.е./кВт·ч - стоимость 1 кВт·часа недоотпущенной электроэнергии, обусловлена исками предприятий в случае аварийного прекращения

электроснабжения и другими причинами. $m(N_i)$ - средние значения втекающей активной мощности в i -ый узел в киловаттах (определенные по программе "Дакар" $m(N_{100}) = 2749,42$ МВт, $m(N_{400}) = 390$ МВт); $m(T'')$ = 1 час – продолжительность ликвидации общеузловых аварий.

Ущерб, от небаланса активной мощности:

УНБ = $0,99056 \cdot 0,352 \cdot [1 \cdot (0,8107 \cdot 2749,42 \cdot 10^3 \cdot 1 + 0,8107 \cdot 390 \cdot 10^3 \cdot 1)] \cdot 1 = 887,3$ тыс. руб.

Ущерб от прекращения перетока активной мощности по участкам элемента при отсутствии АПВ:

$$Y_{\Pi} = q_{\Pi} \cdot \omega_{\Pi}^H \cdot t_p \cdot m(\Pi_{\Pi}),$$

где q_{Π} - вероятность включенного состояния линии (отсутствия планового ремонта), на рассматриваемой линии ($q_{\Pi} = 0.99056$); $\omega_{\Pi}^H = \omega_{\Pi}^{H*} \cdot l/100 = 0.4 \cdot 35.2 = 14.08$ (1/год) - параметр потока неустойчивых повреждений автоматизируемого элемента

где ω_{Π}^{H*} - удельный параметр потока неустойчивых повреждений линии ($\omega_{\Pi}^{H*} = 0.4$ 1/(год·100км)), l – длина линии в сотнях километров ($l = 35.2$ км)

$m(\Pi_{\Pi})$ - цена разового прекращения перетока.

$$m(\Pi_{\Pi}) = a \cdot m(T_{\Pi}^o) \cdot \frac{1}{n_i} \sum_{i=1}^{n_i} m(N_i) = 1 \cdot 0.438 \cdot \frac{1}{2} \cdot (2749420 + 390000) = 687.5 \text{ тыс. у}$$

.д.е

где $a = 1$ у.д.е./кВт·ч;

$m(N_i)$ - средние значения прерванного перетока по элементу у i -го узла определенные по программе "Дакар" $m(N_{100}) = 2749.42$ МВт, $m(N_{400}) = 390$ МВт

n_i - число узлов у автоматизируемого элемента ($n_i = 2$),

$m(T_{\Pi}^o)$ - средняя продолжительность оперативных переключений по включению в работу элемента, отключенного РЗ ($m(T_{\Pi}^o) = 0.00005$ года = 0.438 часа).

$$Y_{\Pi} = 0.99056 \cdot 14.08 \cdot 1 \cdot 687.5 = 9588 \text{ тыс. руб.}$$

Сведем результаты расчетов в таблицу:

Таблица 5.5-Составляющие базового ущерба.

Составляющая	Величина, тыс. руб.
$Y_{КЗ}$	101.33
$УНБ$	887,3
$Y_{П}$	9588

Ущерб, обусловленный отказами срабатывания (пропусками аварий) РЗ:

$$Y_{ос}^{PЗ} = (q^n q_p^p r_p + p^n q_p^p p_p + q^n p_p^p p) \cdot (Y_{КЗ} + Y_{НБ})$$

где q^n и q_p^p - вероятности отсутствия планового ремонта основной и резервной защит соответственно ($q^n = 1 - p^n = 1 - 0,0000685 = 0,99993$ $q_p^p = 1 - p_p^p = 1 - 0,0000685 = 0,99993$),

$p^n = \omega^n m(T^n)$ и $p_p^p = \omega_p^p m(T_p^p)$ - вероятности планового ремонта основной и резервной защит соответственно ($p^n = 0,05 \cdot 0,00137 = 0,0000685$, $p_p^p = 0,05 \cdot 0,00137 = 0,0000685$),

ω^n и ω_p^p - параметры потоков планового ремонта ($\omega^n = \omega_p^p = 0,05$ 1/год),

$m(T^n)$ и $m(T_p^p)$ - средние продолжительности планового ремонта основной и резервной РЗ ($m(T^n) = m(T_p^p) = 0,00137$ года),

p и p_p - вероятности состояний основной и резервной РЗ, которые характеризуют пропуск аварийных ситуаций, определяются как произведения параметров потоков ω и ω_p выхода в данные состояния на средние продолжительности $m(T_o)$ и $m(T_p)$ пребывания в них, т.е. $p = \omega m(T_o)$, $p_p = \omega_p m(T_p)$,

$$(p = 0,00182 \cdot 6,34 \cdot 10^{-10} = 1,15 \cdot 10^{-12}, p_p = 0,00455 \cdot 1,59 \cdot 10^{-8} = 7,235 \cdot 10^{-11}),$$

$m(T_o)$ и $m(T_p)$ определяются уставками по времени основной и резервной защит ($m(T_o) = 6,34 \cdot 10^{-10}$ года, $m(T_p) = 1,59 \cdot 10^{-8}$ года),

$\omega = p(O/H) \cdot \omega_n$ и $\omega_p = p(O_p/H) \cdot \omega_{np}$ – параметры потоков отказов срабатывания, которые при использовании РЗ с гарантированной чувствительностью определяются только за счет аппаратурных отказов ($\omega = 0,1 \cdot 0,0182 = 0,00182$ 1/год $\omega = 0,1 \cdot 0,0455 = 0,00455$ 1/год),

$p(O/H)$, $p(O_p/H)$ – условные вероятности отказов основной О и резервной O_p РЗ при неправильной Н работе РЗ в случае ее достаточной чувствительности ($p(O/H)$, $p(O_p/H) = 0,1$),

$\omega_n = 1/m(T_n)$ и $\omega_{np} = 1/m(T_{np})$ – параметры потоков неправильных действий основной и резервной РЗ ($\omega_n = 0,0182$ 1/год $\omega_{np} = 0,0455$ 1/год),

$m(T_n)$ и $m(T_{np})$ – средние периодичности между неправильными действиями основной и резервной РЗ.

Тогда ущерб, обусловленный отказами срабатывания (пропусками аварий) РЗ

$$Y_{oc}^{P3} = (0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 1,15 \cdot 10^{-12} \cdot 7,235 \cdot 10^{-11} + 0,0000685 \cdot 0,99993 \cdot 7,235 \cdot 10^{-11} + 0,99993 \cdot 0,0000685 \cdot 1,15 \cdot 10^{-12})(19,18 + 825,36) = 4,25 \cdot 10^{-9} \text{ тыс. уд. е.}$$

Принимаем: $Y_{oc}^{P3} = 0$

Ущерб, обусловленный функциональными ложными действиями

Не имеют место вследствие достаточной чувствительности РЗ.

Ущерб вследствие излишних срабатываний:

$$Y_{и}^{P3} = \left[q^n q_p^n q q_p \cdot (\omega_{и} + \omega_{pi}) + (q^n q_p^n p + q_p^n p^n) \cdot q_p \omega_{pi} + (q^n q_p^n p_p + q_p^n p_p^n) \cdot q \omega_{и} \right] \cdot Y_{п} t_p$$

где q^n и q_p^n – вероятности отсутствия планового ремонта основной и резервной защит соответственно (

$$q^n = 1 - p^n = 1 - 0,00137 = 0,99993 \quad q_p^n = 1 - p_p^n = 1 - 0,00137 = 0,99993),$$

$p^n = \omega^n m(T^n)$ и $p_p^n = \omega_p^n m(T_p^n)$ - вероятности планового ремонта основной и резервной защит соответственно ($p^n = 0,05 \cdot 0,00137 = 0,0000685$, $p_p^n = 0,05 \cdot 0,00137 = 0,0000685$),

ω^n и ω_p^n - параметры потоков планового ремонта ($\omega^n = \omega_p^n = 0,05$ 1/год),

$m(T^n)$ и $m(T_p^n)$ - средние продолжительности планового ремонта основной и резервной РЗ ($m(T^n) = m(T_p^n) = 0,00137$ года),

$\omega_{и}$, $\omega_{ри}$ - параметры потоков излишних действий основной и резервной (индекс «р») защит:

$$\omega_{и} = p(I/H) \cdot \omega_{и} = 0,4 \cdot 0,0182 = 0,0073 \text{ 1/год},$$

$$\omega_{ри} = p(I_p/H) \cdot \omega_{ри} = 0,4 \cdot 0,0455 = 0,0182 \text{ 1/год}.$$

$p(I/H)$ и $p(I_p/H)$ - условные вероятности излишних действий основной И и резервной I_p РЗ при неправильной Н работе РЗ в случае ее достаточной чувствительности ($p(I/H) = p(I_p/H) = 0,4$),

q и q_p - вероятности состояний основной и резервной РЗ, в которых они не пропускают аварийные ситуаций ($q = 1 - p = 1 - 4,56 \cdot 10^{-12} \approx 1$ и

$q_p = 1 - p_p = 1 - 2,89 \cdot 10^{-10} \approx 1$), p и p_p - вероятности состояний основной и резервной РЗ, которые характеризуют пропуск аварийных ситуаций, определяются как произведения параметров потоков ω и ω_p выхода в данные состояния на средние продолжительности $m(T_o)$ и $m(T_p)$ пребывания в них, т.е. $p = \omega m(T_o)$, $p_p = \omega_p m(T_p)$,

$$(p = 0,0072 \cdot 6,34 \cdot 10^{-10} = 4,56 \cdot 10^{-12}, p_p = 0,0182 \cdot 1,59 \cdot 10^{-8} = 2,89 \cdot 10^{-10}),$$

$m(T_o)$ и $m(T_p)$ определяются уставками по времени основной и резервной защит ($m(T_o) = 6,34 \cdot 10^{-10}$ года, $m(T_p) = 1,59 \cdot 10^{-8}$ года),

$\omega = p(I/H) \cdot \omega_n$ и $\omega_p = p(I_p/H) \cdot \omega_{np}$ – параметры потоков излишних срабатываний:

$$(\omega = 0,4 \cdot 0,0182 = 0,00728 \text{ 1/год}, \omega_p = 0,4 \cdot 0,0455 = 0,0182 \text{ 1/год}),$$

$\omega_n = 1/m(T_n)$ и $\omega_{np} = 1/m(T_{np})$ – параметры потоков неправильных действий основной и резервной РЗ ($\omega_n = 0,0182 \text{ 1/год}$ $\omega_{np} = 0,0455 \text{ 1/год}$),

$m(T_n)$ и $m(T_{np})$ – средние периодичности между неправильными действиями основной и резервной РЗ.

Y_n – ущерб от прекращения перетока по защищаемому элементу ($Y_n = 442$ тыс. у.д.е.).

$$t_p = 1 \text{ год},$$

Получаем ущерб, вследствие излишних срабатываний:

$$Y_{и}^{PЗ} = \left[\begin{aligned} &0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 1 \cdot 1 \cdot (0,0073 + 0,0182) + \\ &+ (0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 1,15 \cdot 10^{-12} + 0,99993 \cdot 0,0000685) 1 \cdot 0,0182 + \\ &+ (0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 7,235 \cdot 10^{-11} + 0,99993 \cdot 0,0000685) 1 \cdot 0,0073 \end{aligned} \right] \cdot 442 \cdot 1 = 11,3 \text{ тыс. у.д.е.}$$

Ущерб, вследствие ложных срабатываний

$$Y_{л}^{PЗ} = \left[q^n q_p^n q q_p \cdot (\omega_l + \omega_{pl}) + (q^n q_p^n p + q_p^n p^n) \cdot q_p \omega_{pl} + (q^n q_p^n p_p + q_p^n p_p^n) \cdot q \omega_l \right] \cdot Y_n t_p$$

где ω_l , ω_{pl} – параметры потоков ложных действий основной и резервной (индекс «р») защит:

$$\omega_l = p(L/H) \cdot \omega_n = 0,5 \cdot 0,0182 = 0,0091 \text{ 1/год},$$

$$\omega_{pl} = p(L_p/H) \cdot \omega_{np} = 0,5 \cdot 0,0455 = 0,023 \text{ 1/год}.$$

$p(L/H)$ и $p(L_p/H)$ – условные вероятности ложных действий основной Л и резервной Л_р РЗ при неправильной Н работе РЗ в случае ее достаточной чувствительности ($p(L/H) = p(L_p/H) = 0,5$).

q и q_p – вероятности состояний основной и резервной РЗ, в которых они не пропускают аварийные ситуаций ($q = 1 - p = 1 - 5,77 \cdot 10^{-12} \approx 1$ и $q_p = 1 - p_p = 1 - 3,617 \cdot 10^{-10} \approx 1$),

p и p_p - вероятности состояний основной и резервной РЗ, которые характеризуют пропуск аварийных ситуаций, определяются как произведения параметров потоков ω и ω_p выхода в данные состояния на средние продолжительности $m(T_o)$ и $m(T_p)$ пребывания в них, т.е. $p = \omega m(T_o)$, $p_p = \omega_p m(T_p)$,

$$(p = 0.0091 \cdot 6.34 \cdot 10^{-10} = 5.77 \cdot 10^{-12}, p_p = 0.02275 \cdot 1.59 \cdot 10^{-8} = 3.617 \cdot 10^{-10}),$$

$m(T_o)$ и $m(T_p)$ определяются уставками по времени основной и резервной защит ($m(T_o) = 6.34 \cdot 10^{-10}$ года, $m(T_p) = 1,59 \cdot 10^{-8}$ года),

$\omega = p(L/H) \cdot \omega_n$ и $\omega_p = p(L_p/H) \cdot \omega_{np}$ – параметры потоков ложных срабатываний:

$$(\omega = 0.5 \cdot 0.0182 = 0.0091 \text{ 1/год}, \omega_p = 0.5 \cdot 0.0455 = 0.02275 \text{ 1/год}),$$

Остальные величины аналогичны величинам при расчете излишних срабатываний

Ущерб, вследствие ложных срабатываний:

$$Y_{л}^{PЗ} = \left[\begin{aligned} &0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 1 \cdot 1 \cdot (0,0091 + 0,023) + \\ &+ (0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 1,15 \cdot 10^{-12} + 0,99993 \cdot 0,0000685) 1 \cdot 0,023 + \\ &+ (0,99993 \cdot 0,99993 \cdot 7,235 \cdot 10^{-11} + 0,99993 \cdot 0,0000685) 1 \cdot 0,0091 \end{aligned} \right] \cdot 442 \cdot 1 = 14,1 \text{ тыс. у.д. е.}$$

Расчетные затраты на внедрение и содержание устройства РЗА:

$$C_{pза} = E \cdot K + И = 0,18 \cdot 2\,679\,436.41 + 133\,972 = 616.2706 \text{ тыс. руб.}$$

где $E = 0.18$ - нормативный коэффициент эффективности (упущенная выгода инвестора);

$A = 0.05$ - коэффициент эксплуатационных издержек,

$K = 2\,679\,436.41$ руб. - суммарные капиталовложения на проектирование, монтаж и наладку аппаратуры РЗ и А,

$И$ – эксплуатационные издержки,

$$И = A \cdot K = 0.05 \cdot 2\,679\,436.41 = 133.972 \text{ тыс. руб.}$$

В итоге имеем экономический эффект для комплекта защиты (ПДЭ–2003 – основная защита, ПДЭ–2001, ПДЭ-2002 – резервные защиты):

$$Y = UK3 + Y_{НБ} + УП = 101.33 + 887.3 + 9588 = 10576.63 \text{ тыс. руб.}$$

$$Y_{Н}^{P3A} = Y_{ос}^{P3} + Y_{и}^{P3A} + Y_{л}^{P3A} + C_{P3A} = 0 + 11.3 + 14.4 + 616.2706 = 641.9706 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Xi = Y - Y_{Н}^{P3A} = 10576.63 - 641.9706 = 9934.6594 \text{ тыс. руб.}$$

Определяем экономическую эффективность:

$$\dot{Y}_* = \frac{\dot{Y}}{\dot{O}} = \frac{9934.6594}{10576.63} = 0.939$$

Вывод:

Оцененная экономическая эффективность совместного комплекса основной и резервных защит линии 500 кВ п/ст «Сомкино» – п/ст «СГРЭС-2» определяется цифрой 93.9%.

6 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

6.1 Производственная и экологическая безопасность

Целью данного раздела является выявление и анализ опасных и вредных факторов, имеющих место на объекте, а также разработка мер по уменьшению воздействия опасных и вредных факторов на работающий персонал. Необходимо отметить, что важным вопросом при рассмотрении производственной и экологической безопасности является соблюдение правил, норм, инструкций и других документов, утвержденных в установленном порядке законом.

Объектом рассмотрения раздела является трансформаторная подстанция – 500 кВ. Подстанция предназначена для приема, преобразования и распределения электроэнергии между потребителями. В состав подстанции входят открытые распределительные устройства напряжением 500-220 кВ, группа однофазных автотрансформаторов, компрессорная станция с воздухохранилищами и общеподстанционный пункт управления.

Во время эксплуатации электрооборудование подстанции подвергается атмосферным, электрическим, механическим, тепловым воздействиям. Чтобы обеспечить бесперебойную, безаварийную и безопасную работу подстанции, её оборудование, строительную часть подвергают осмотрам, ремонтам и испытаниям. По обслуживанию и ремонту оборудования подстанций установлены следующие виды работ:

- оперативное обслуживание и осмотр электроустановок;
- профилактическое испытание;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт;

Оперативное обслуживание оборудования подстанции принято круглосуточное с дежурством на главном щите управления оперативным персоналом по два человека в смену. В оперативное обслуживание электроустановок входит – осмотры оборудования; производство оперативных переговоров и переключений;

подготовка рабочих мест и допуск ремонтных бригад. Осмотры оборудования проводят для своевременного обнаружения неисправностей и принятия мер к их устранению. Оборудование подстанции осматривается один раз в сутки и два раза в месяц в ночное время для выявления мест искрения и коронирования. Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже 3, из числа оперативного персонала, обслуживающий данную электроустановку в рабочее время, либо работник из числа административно-технического персонала, имеющий группу 5, для электроустановок напряжением выше 1000 В, и работник, имеющий группу 4, для электроустановок напряжением до 1000 В и право единоличного осмотра на основании письменного распоряжения руководителя организации. Оперативные переключения, подготовку рабочих мест и допуск должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал. Профилактические испытания изоляции проводят с целью выявления и замены непригодных участков изоляции. Испытание изоляции повышенным напряжением является частью текущей профилактической Работы и проводятся, как правило, специализированной бригадой.

Анализ опасных и вредных факторов

При эксплуатации электрических сетей, воздушных и кабельных линий электропередач, оборудования распределительных устройств, оборудование, находящееся в оперативных пунктах управления энергетических предприятий имеют опасные и вредные производственные факторы.

К опасным производственным факторам относятся факторы, воздействие которых на работающего приводят к травме.

Опасными производственными факторами на подстанции являются:

- поражения человека электрическим током;
- механические травмы;
- взрыв
- пожар

К вредным производственным факторам относятся факторы, воздействие которых на работающего приводят к профессиональным заболеваниям.

Вредными производственными факторами на подстанции являются:

- вредное воздействие климатических условий;
- электромагнитные излучения;
- повышенный шум;
- состояние воздушной среды (загазованность);
- освещенность.

Техника безопасности

Анализ опасности электрическим поражением

В процессе эксплуатации устройств РЗА ремонтный персонал производит определенную работу в различных помещениях, которые согласно (ПУЭ-85 п. 1.1.13) могут быть классифицированы по степени опасности поражения людей электрическим током как помещения с повышенной опасностью. Требования, предъявляемые к таким помещениям следующие:

Все электрооборудование должно быть заземлено, для чего в этих помещениях должен быть смонтирован заземляющий контур. Работу на электрооборудовании (сверлильный и т.п.) должны осуществлять специально обученный персонал с отметкой об этом в удостоверении. Изоляция электрооборудования должна быть не менее 2 степени.

Осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением, сопряжен с опасностью поражения электрическим током. Возникает это при случайном прикосновении к неизолированным токоведущим частям или приближение к ним на расстояние, когда возможно перекрытие воздушного промежутка.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления. В электроустановках выше 1000В при осмотре не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами,

препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояние менее указанных.

Согласно ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 безопасное расстояние до токоведущих частей составляет.

Таблица 6.1 - Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением.

Напряжение, кВ		Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м	Расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м
до 1	на ВЛ	0,6	1,0
	в остальных ЭУ	не нормируется (без прикосновения)	1,0
1-35		0,6	1,0
220		2,0	2,5
500		3,5	4,5

Важным мероприятием по защите человека от поражения электрическим током является устройство защитного заземления и зануление электрооборудования.

При эксплуатации действующих электроустановок важную роль в обеспечении безопасности персонала играют электротехнические средства защиты и предохранительные приспособления.

Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, подразделяют все электрозащитные средства на четыре группы:

- изолирующие;
- ограждающие;
- экранирующие;

-предохранительные.

В электроустановках выше 1000 В к основным изолирующим средствам относятся: изолирующие штанги, изолирующие и измерительные клещи, указатели напряжения.

К дополнительным изолирующим средствам относятся диэлектрические перчатки, боты, ковры, изолирующие подставки.

К ограждающим электрозащитным средствам относятся временные переносные ограждения, переносные заземления и предупредительные плакаты.

Экранирующие средства – это индивидуальные экранирующие комплекты, переносимые экранирующие устройства и экранирующие тканевые изделия (зонты, плакаты).

К предохранительным средствам защиты относятся: защитные очки, специальные рукавицы, защитные каски, предохранительные монтерские пояса, страховочные канаты, монтерские когти, лестницы.

Согласно ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ опасными в отношении возможности травмирования являются работы, связанные с подъёмом на высоту и креплением тяжёлых деталей электрооборудования РУ (разъединителей, трансформаторов тока, опорных и проходных изоляторов и др.). При установке различных аппаратов и других деталей в закрытых РУ, закрепляемых в стенах, потолках и на строительных конструкциях с помощью цементных растворов, не следует удалять поддерживающие их приспособления до полного затвердевания раствора. Во время приёма и перемещения распределительных щитов, камер или блоков сборных распределительных устройств необходимо с помощью растяжек предотвратить их возможное опрокидывание. В процессе регулировки выключателей и разъединителей с автоматическими приводами должны быть приняты меры против непредусмотренного включения или отключения приводов другим лицом или самостоятельно.

Согласно ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 (сосуды, работающие под давлением). Например: система отопления при нарушении нормального процесса работы (различные КЗ) электрооборудование может получить недопустимые перегрузки, что может привести к взрыву (взрыв трансформатора) и пожару;

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, является:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевод на другое рабочее место, окончания работы.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;
- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

-вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Производственная санитария

Работы на открытом воздухе в холодное время года неизбежны при обслуживании открытых распределительных устройств подстанций. При продолжительном воздействии низкой температуры, невысокой влажности и большой подвижности воздуха возможно переохлаждение организма, вызывающее заболевание верхних дыхательных путей и ревматизм. Поэтому при работах в холодных помещениях и вне помещения на воздухе используют тёплую спецодежду и обувь. Теплая одежда предупреждает чрезмерное охлаждение организма человека. Во избежание переохлаждения организма устанавливают перерывы в работе для обогрева работающих в специальных помещениях. При очень низких температурах и сильном ветре работы на открытом воздухе прекращаются.

Согласно СанПиН 2.2.4.548-96 температура воздуха в специальных помещениях для обогрева работающих температура воздуха для холодного периода должна быть 22-24⁰ С, относительная влажность 40-60 % , скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Таблица 6.2– Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений[40].

Период года	Категория работ	Температура воздуха, °С		Температура поверхности, t°С	Относительная влажность воздуха, φ%	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптимальных величин t° _{опт}	Диапазон выше оптимальных величин t° _{опт}			Если t° < t° _{опт}	Если t° > t° _{опт} "※"
Холодный	Іб	19,0 - 20,9	23,1 - 24,0	18,0 - 25,0	15 – 75	0,1	0,2
Теплый	Іб	20,0 - 21,9	24,1 - 28,0	19,0 - 29,0	15 - 75 "※"	0,1	0,3

"※" При температурах воздуха 25°С и выше максимальные величины относительной влажности воздуха не должны выходить за пределы:

70% - при температуре воздуха 25° С; 65% - при температуре воздуха 26° С;

60% - при температуре воздуха 27° С; 55% - при температуре воздуха 28° С

В помещениях подстанции предусматривается отопление и вентиляция. [44]

Таблица 6.3 – Системы отопления и вентиляции помещений.

Наименование Помещения	Системы отопления	Система вентиляции	Подогрев воздуха	Очистка воздуха
Помещения ОПУ, мастерских, ЭТЛ	Электро-котельная	Приточно- вытяжная с естественн ым или механическ им побуждени ем	Не предусматр ивается	Не предусматри вается

В соответствии с ГОСТ 12.1.005-88 интенсивность теплового облучения рабочего персонала от нагретых поверхностей, технологического оборудования, осветительных приборов не должна превышать 35 Вт/м² при облучении 50% и более 70 Вт/м² величине облучения от 25 до 50% и 100 Вт/м² при облучении не более 25% поверхности тела.

При наличии теплового облучения температура воздуха на постоянных рабочих местах не должна превышать верхние границы оптимальных значений для теплого периода года; на непостоянных рабочих местах - верхние границы допустимых значений для постоянных рабочих мест.

Кроме отклонений параметров воздуха от оптимальных значений возможно наличие в воздухе вредных веществ.

Вредные вещества по степени воздействия на организм человека подразделяется на четыре класса:

- чрезвычайно опасные;
- высокоопасные;

-умеренно опасные;

-малоопасные.

Класс опасности связан с предельно допустимой концентрации (ПДК).

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать установленных ПДК. Рабочей зоной считают пространство высотой до 2 м над уровнем пола или площадки, на которой находятся места постоянного или временного пребывания работающих.

«ПДК в атмосферном воздухе» (приложение 1.1. к РД 52.04.186.-89). Например: ПДК ацетона – 200 мг/м³; дихлорэтана – 10 мг/м³; серной кислоты - 1 мг/м³; ртути и свинца – 0,01 мг/м³; ПДК некоторых аэрозолей (пыли, взвешенной в воздухе): золы горючих сланцев - 4 мг/м³; кокса- 6 мг/м³; каменного угля -10 мг/м³;

Для определения содержания вредных веществ в воздухе отбор проб должен проводиться в зоне дыхания (пространство в радиусе до 0,5 м от лица работающего) при характерных производственных условиях. В течении смены в каждой точке последовательно отбирают не менее 5 проб для достоверной гигиенической характеристики состояния воздушной среды.

Результаты определения концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны приводят к нормальным условиям: температуре +20⁰ С, атмосферному давлению 760 мм. рт. ст., относительной влажности 50%.

Если произошла авария с выделением вредных веществ, то необходимо пользоваться средствами индивидуальной защиты и принимаются срочные меры по нормализации состава воздуха рабочей зоны.

Защита от электромагнитных излучений

Воздушные линии электропередачи, открытые распределительные устройства, коммутационные аппараты напряжением 330-1150 кВ являются источниками электромагнитных полей (ЭМП) промышленной частоты (50 Гц). Различают следующие виды воздействий (РД 34.03.604 с учётом требований ГОСТ 12.1.002-84 и СанПиН 2.2.4.723-98.):

а) непосредственное (биологическое) воздействие, проявляющееся при длительном и систематическом пребывании в электрическом поле, напряженность которого превышает допустимые значения;

б) воздействие электрических разрядов (импульсного тока) возникающих при прикосновении человека к заземленным частям оборудования и конструкциям;

в) воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированным от земли объектами – крупногабаритными предметами, машинами и механизмов (ток стекания).

Длительное воздействие таких полей выражается субъективными расстройствами в виде жалоб невротического характера, головной боли в височной и затылочной области, ощущение вялости, расстройства сна, ухудшение памяти, раздражительности, апатии, депрессии, боли в области сердца, а также функциональными нарушениями центральной нервной системы, сердечнососудистой системы, в виде изменения состава периферической крови.

В соответствии с ГОСТ 12.1.002-84 - для персонала, обслуживающего электроустановки и находящиеся в зоне создаваемого ими ЭМП устанавливаются предельно допустимые уровни напряженности электрического поля частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в ЭМП.

Таблица 6.4- Гигиенические нормативы

Напряженность электрического поля, кВ/м	Допустимая продолжительность пребывания человека без средств защиты в течении суток в ЭМП, мин	Примечание
До 5 включительно	Без ограничений	--
Свыше 5 до 10 Включительно	180	Нормативы действительны при условии, что остальное время суток человек находится в местах, где электрическое поле отсутствует или не превышает 5 кВ/м и исключена возможность воздействия электрических разрядов.
Свыше 10 до 15 Включительно	90	
Свыше 15 до 20 Включительно	10	
Свыше 20 до 25 Включительно	5	

Если напряженность электрического поля на рабочих местах превышает 5 кВ/м, должны производиться в экранирующих комплектах.

Экранирующая одежда, является экранирующим устройством, защищающий персонал от всех видов воздействия электрического поля.

Защита от шума

Одним из методов уменьшения воздействия шума на объектах энергетического производства является снижение или ослабление шума в его источниках – электрические машины, трансформаторы, компрессорные и вентиляторы. Ненормальный повышенный шум, создаваемый трансформаторами и электрическими машинами, часто бывают по причине неплотного стягивания пакетов

стального сердечника. Своевременное устранение этих причин позволяет снизить уровень шума. В качестве индивидуальных средств защиты от шума используют специальные наушники, вкладыша в ушную раковину, противошумные каски, защитное действие которых основано на изоляции и поглощения шума.

Таблица 6.5- Допустимые уровни шума (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие Места	Уровни звукового давления (ДБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, по дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
ОРУ	99	92	86	83	80	78	76	74	85

Освещение

Рациональное освещение имеет большое значение в процессе эксплуатации ОРУ.

Освещение должно быть таким, чтобы работающие могли без напряжения зрения выполнять свою работу. Неудовлетворительное освещение может искажать информацию: кроме того, оно не только утомляет зрение, но вызывает также утомление всего организма в целом. Применяют два вида освещения:

- естественное;
- искусственное.

Естественное освещение разделяется на боковое (световые проемы в стенах), верхнее (прозрачные перекрытия или световые фонари) и комбинированное (наличие световых проемов в стенах и в перекрытиях одновременно).

Естественное освещение характеризуется тем, что создаваемая освещенность изменяется в широких пределах. Эти изменения обуславливаются временем дня, года и метеорологическими факторами: - характер облачности и отражающее свойство земли.

Для искусственного освещения применяют электрические лампы накаливания и люминесцентные лампы.

Для участков, где требуется освещенность, превышающая 3 лк (СНиП 23.05-95) это вводы трансформаторов и выключателей, разрядники, указатели масла, газовое реле, не достигается путем общего равномерного освещения, необходимо предусмотреть общее локализованное освещение.

Общее локализованное освещение следует осуществлять осветительными приборами, устанавливаемыми на порталах, конструкциях и мачтах равномерного освещения. В качестве осветительных приборов применяют лампы накаливания и газоразрядные лампы. Освещение на подстанции подразделяется на рабочее, аварийное и охранное. Рабочее освещение включает в себя общее стационарное, ремонтное и местное освещение. Охранное освещение предусматривается по периметру. Ремонтное освещение необходимо выполнять от понижающего трансформатора 12-42 В.

Таблица 6.6 - Нормы освещенности открытых участков территории ПС

Место, площадка	Плоскость в которой нормируется освещенность	Разряд и подразряд СанПиН 2.2.1/2.1.1 .1278-03	Освещен-ность рабочей поверхности, лк
Помещение мастерских	горизонтальная	В-1	150
Шкафы и панели устройств РЗА	вертикальная	Е	150

Пожарная безопасность

Главными причинами взрывов и пожаров на производстве является неисправное ведение производственного процесса с участием горючих веществ, неисправного электрооборудования или не правильная его эксплуатация.

Основными причинами пожаров исследуемого объекта являются:

1. Причины электрического характера (короткие замыкания, перегрев проводов).
2. Открытый огонь (сварочные работы, курение, искры от автотранспорта и омедненного инструмента)
3. Удар молнии.
4. Разряд зарядов статического электричества.

Существенную роль в пожарной безопасности электроустановок играют правильный выбор и режим работы электрооборудования с учетом пожароопасности и взрывоопасности помещений, применение молниеотводов и отводов электростатических зарядов.

Выбор электрического оборудования для пожароопасных помещений, и наружных установок производится в зависимости от класса помещения, по степени пожарной опасности согласно ПУЭ-85 гл.7.4.

В пожароопасных помещениях, как правило, применяются машины закрытого типа, защита и аппаратура в пыленепроницаемом исполнении.

При размещении электрооборудования рекомендуется учитывать условия эксплуатации с целью удаления элементов электрооборудования представляющих опасность (коммутационных аппаратов, электродвигателей с искрящимися контактами) от мест скопления горючих материалов.

Таблица 6.7- Категория производств по пожарной опасности зданий и сооружений, степень огнестойкости сооружений подстанции.

Наименование	Категория п.о.	Класс сооружения	Степень огнестойкости	Техническая хар-ка	
				Стены	Покрытие
Подстанция	В	II	II	-	-
ОПУ, ЭТЛ	В	II	II	панели БМЗ	панели БМЗ

Для обеспечения взрывопожарной опасности предусматривается:

-кабели прокладываются в траншеях наземных ложках с соблюдением требований и рекомендаций. (ПУЭ-85 Глава 2.3.)

-для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформатора выполняется сеть маслопроводов со сбросом масла в закрытый маслоприемник, рассчитанный на задержание полного объёма масла одного трансформатора. КРУН должно обеспечивать пожарную безопасность. Двери из РУ должны открываться наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые со стороны РУ без ключа.

Строительные конструкции КРУН должны отвечать требованиям (СНиП 11-90-81 и СНиП 11-2-80), а также правилам пожарной безопасности (ППБ).

На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия. Для подстанций 500 кВ составляются карточки тушения пожара и оперативный план пожаротушения. Оперативный план пожаротушения является основным документом, состоит из графической и текстовой части и разрабатывается энергетическим предприятием совместно с пожарной охраной.

На подстанции должны быть оформлены уголки пожарной безопасности и созданы добровольные пожарные формирования (ДПФ). Действия каждого члена

ДПФ должно четко указано в таблице боевого расчета. Для ведения надзора за соблюдением противопожарным режимом из числа инженерно-технического персонала должны быть назначены лица ответственные за пожарную безопасность. Автотракторный транспорт должен быть оборудован исправными огнетушителями.

Уголки пожарной безопасности должны быть оборудованы следующими первичными средствами пожаротушения:

- пожарный щит;
- ящик с песком;
- ёмкость с водой;
- асбестовое полотно.

На пожарном щите должно иметься:

• два огнетушителя типа ОП-5, ОУ-5 согласно «Типовым правилам пожарной безопасности для промышленных предприятий»

- багор;
- лом;
- топор;
- ведра;
- лопаты.

Огнетушитель типа:

ОП-5 применяется для тушения деревянных построек;

ОУ-5 применяется для тушения небольших пожаров в электроустановках.

Первичные средства пожаротушения должны всегда содержаться в постоянной готовности к работе, а их техническое обслуживание осуществляться в соответствии с «Инструкцией по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на энергетических предприятиях».

При обнаружении возгораний или пожара оперативный персонал согласно регламента:

- вызывает пожарную команду;

- оповещает руководство подстанции;
- производит необходимые отключения и заземления оборудования;
- встречает пожарную команду, производит инструктаж по ПТБ;
- выдает разрешение (допуск) на тушение пожара;
- выдает средства защиты (диэлектрические перчатки и боты);
- заземляет пожарную машину и ствол.

Тушение пожара на подстанции предусматривается силами добровольного пожарного формирования и пожарной командой расположенной в Сомкино- СГРЭС-2 района (ПЧ-13) на расстоянии 3 км от подстанции.

В каждом цехе, лаборатории, мастерской должна быть разработана инструкция о конкретных мерах пожарной безопасности, противопожарном режиме и план эвакуации персонала из помещений.

Пути эвакуации персонала категорически запрещается загромождать оборудованием. На путях эвакуации устанавливаются указатели и ветовые табло.

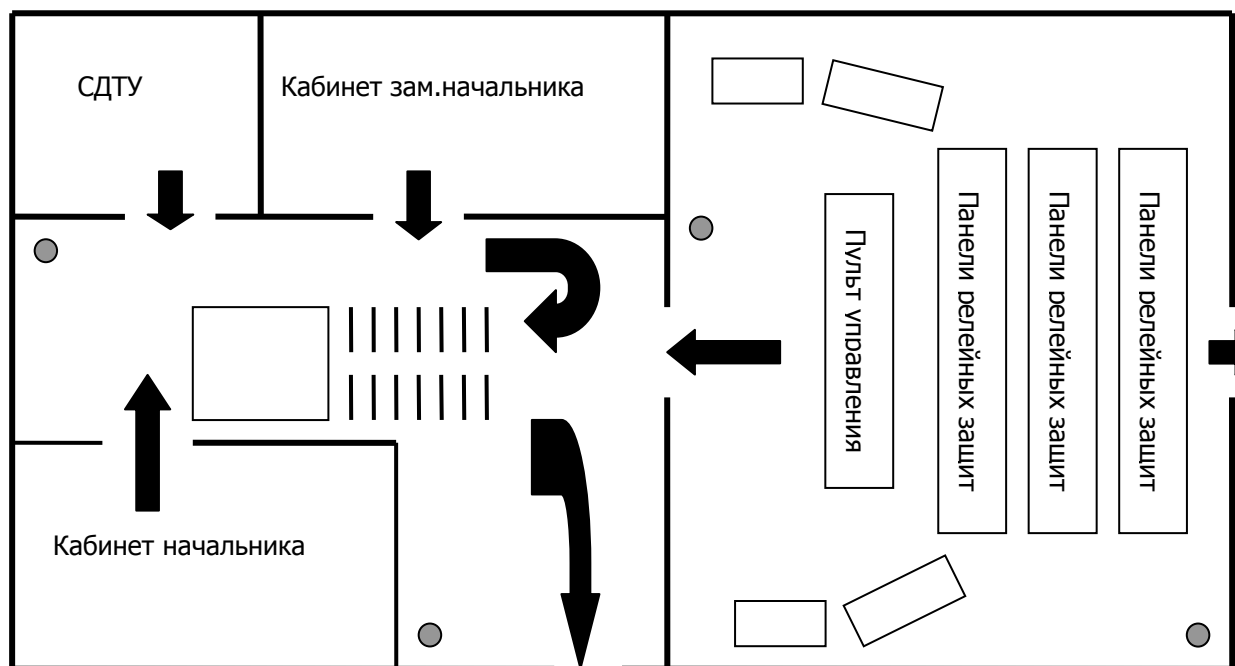


Рисунок5-План эвакуации персонала из общеподстанционного пункта.

● - первичные средства пожаротушения

➡ - направление выхода (путь эвакуации)

Каждый случай пожара (возгорания) должен расследоваться в соответствии с «Инструкцией по расследованию и учету пожаров, происшедших на объектах энергетики» специально назначенной комиссией для установления причин, убытков, виновников возникновения пожара (возгорания) и разработки противопожарных мероприятий для других объектов.

Охрана окружающей среды

При разработке проекта были учтены требования законодательства об охране природы и основ земельного законодательства России.

Площадка подстанции размещена на продуктивных землях. С участка, изымаемого в постоянное пользование для строительства подстанции, предусматривается снятие плодородного слоя почвы с последующим использованием для озеленения площадки подстанции и защиты спланированной площади от эрозии, а излишки плодородного слоя почвы складироваться вблизи площадки в «кавальер», откосы которого укрепляются посевами дернообразующих трав или вывозятся в места, определяемые землепользователем и в дальнейшем используются для улучшения и восстановления земельных угодий.

После сооружения подстанции земельные участки, используемые при строительстве во временном пользовании, приводятся в прежнее состояние.

Проектируемая подстанция не имеет в нормальных условиях выделений, загрязняющих водоемы, почву и атмосферный воздух.

Для предохранения почвы от загрязнений сбросами масла, при аварии автотрансформаторов, предусмотрено сооружение закрытых маслостоків закрытого маслоуловителя. Водоотвод с площадки предусматривается открытой системой за счёт естественного уклона в сторону понижения рельефа местности. Территория подстанции благоустраивается, свободные от сооружений участки засеиваются многолетними травами.

Трасса линий электропередачи размещена с учётом рационального использования земельных угодий. Земля, отводимая в постоянное использование для установки опор, должна быть восстановлена путем освоения новых земель с учётом проведения на вновь осваиваемых землях мероприятий по их окультуриванию и повышению плодородия почв. При строительстве и эксплуатации ВЛ не оказывает отрицательного воздействия на окружающую среду (воду, воздух, почву, флору и фауну).

Твердые отходы, появляющиеся во время ремонта оборудования подстанции (корпуса деталей, обрезки проводов кабелей, строительный и хозяйственный мусор) сортируются и вывозятся для вторичной переработки и утилизации соответствующими службами.

Чрезвычайные ситуации

Одной из основных задач при проектировании объектов народного хозяйства (ОНХ) является повышения их устойчивой работы в чрезвычайных ситуациях (военное время, стихийные бедствия).

Для этого заблаговременно организуется и приводится большой объем работ, направленный на повышение устойчивости работы объекта в чрезвычайных условиях. К ним относятся инженерно-технические и организационные мероприятия. Инженерно-техническими мероприятиями обеспечиваются повышение устойчивости промышленных зданий, сооружений, оборудования и коммуникаций предприятия к воздействию поражающих факторов ядерного оружия, стихийного бедствия.

Сущность повышения устойчивой работы объектов в ЧС мирного и военного времени заключается в разработке в заблаговременном проведении комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий, направленных на максимальное снижение возможных потерь и разрушений при ЧС.

Устойчивость работы объекта зависит от факторов, основными из которых являются:

1. Надежность защиты работающих и членов их семей от пожаров, оружия массового поражения (ОПМ);

2. Способность инженерно-технического комплекса (ИТК) объекта (здания, технологического оборудования, коммуникаций) в определенной степени защиты от поражающих и разрушительных факторов ОПМ;

3. Обеспеченность системы работы объекта всем необходимым для производства продукции (электричеством, сырьем, топливом, водой);

4. Подготовленность объекта к ведению восстановительных работ;

5. Подготовленность объекта к ведению спасательных работ;

6. Надежность управления, оповещения и связи.

Все требования по обеспечению работы в ЧС должны быть запланированы в планах ГО объекта. Нормы проектирования инженерно-технических мероприятий ГО.

Нормы проектирования ИТМ ГО – это руководящий документ, определяющий требования и рекомендации к проведению мероприятий обеспечивающих устойчивую работу народного хозяйства страны (разрабатывается Госпланом, Госстроем, штабом ГО России). Нормы проектирования направлены:

1. на защиту населения и снижения возможности разрушений и потерь в ЧС;

2. на устойчивость функционирования объектов в ЧС;

3. на создание условий для проведения спасательных и других неотложных работ в очагах поражения.

Требования норм проектирования распространяются:

1. на все города и объекты народного хозяйства, по которым предполагается удар ядерного оружия;

2. на всю территорию страны, в части защиты населения и ОНХ от радиоактивного заражения;

3. светомаскировка населенных пунктов с регионами, соблюдения и полного солнечного затмения.

Требования норм проектирования к размещению ОНХ.

Цель требований: не допускать дальнейшей концентрации объектов промышленности в крупных городах, повысить их устойчивость путем рассредоточения объектов с учетом возможных разрушений при стихийных бедствиях и ОПМ.

Основные требования:

- новые предприятия электрических сетей энергетики имеющих государственное значение, склады – строить за пределами зон возможных разрушений и катастрофических затоплений;

- категоризованные ОНХ должны размещаться на расстоянии от 6 до 60 км от границ застройки города;

- базы текущего снабжения расположить на окраине города, куда выносить парки трамвайные, троллейбусные, автобусные, электрические подстанции;

- склады сильно действующих ядовитых веществ (СДЯВ) и взрывчатых веществ размещать в загородной зоне, вдали от населенных пунктов;

- склады горюче-смазочными материалами (ГСМ), расположенные на берегах рек строить ниже по течению реки от населенных пунктов.

Требования норм к строительству производственных зданий и сооружений.

Цель требований: повысить физическую, сейсмическую устойчивость зданий, от которых зависит производство, уменьшить возможность возникновения аварий при разрушениях зданий, сооружений. Для этого необходимо:

- а) при проектировании производственных и жилых зданий расположенных в зоне возможных разрушений применять легкие несгораемые или трудносгораемые материалы;

- б) отдавать предпочтение горизонтальным конструкциям с меньшей наружностью;

в) важные производственные сооружения строить заглубленные или с повышенной устойчивостью.

Требование к системе электроснабжения.

1.электроснабжение предприятий проектировать от двух независимых источников, расположенных на значительном расстоянии друг от друга;

2.место строительства ГРЭС выбирать с учетом минимальных разрушений и потерь в случае аварий, катастроф и стихийных бедствий;

3.воздушные линии электропередачи заменять на подземные (кабельные);

4.трансформаторные подстанции надёжно защищать, маскировать.

Мероприятия по повышению устойчивости систем электроснабжения.

1.создаются дублирующие источники электрической энергии, газа;

2.инженерные и энергетические коммуникации переносятся в подземные сооружения;

3.наиболее ответственные устройства размещать в подвальных помещениях;

4.производятся прочные крепления трубопроводов и эстакад, чтобы избежать их сдвига или сброса;

5.деревянные опоры заменять на металлические или железобетонные;

6.создается резерв автономных источников электроснабжения и водоснабжения;

7.подключение объекта к нескольким источникам питания, удаленных один от другого на расстояние исключающим их одновременное поражение.

Учитывая сложность систем электроснабжения, опасность производства работ на поврежденных сетях восстановительные работы должны вестись специализированными формированиями энергетических служб.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Под вредными условиями труда следует понимать присутствие на производстве таких факторов, которые наносят ущерб здоровью работников. То есть на рабочих местах не соблюдены определенные гигиенические требования, что может оказывать отрицательное воздействие на дееспособность служащих, а также на здоровье их возможных детей.

Электромонтерам приходится часто выполнять различные операции, сопряженные с прямым риском здоровью (вредные условия труда). Такие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства РФ от 29.03.2002 г. №188 «Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки», Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. № 426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда».

Люди работающие на вредных производствах обеспечиваются льготами и компенсациями, Трудовой кодекс РФ, ст. 165 «Случаи предоставления гарантий и компенсаций». Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Грамотная социальная политика - ключ к успеху предприятия, ведь эффективность работы напрямую зависит от эмоционального комфорта и позитивного настроения коллектива.

Максимальная безопасность производства и забота о благосостоянии сотрудников были и остаются основными составляющими социальных программ.

Ежегодно на социальные программы выделяются солидные средства.

Сюда входит:

- организация санаторно-курортного лечения, оздоровление работников и их детей;

- оказание медицинских услуг;
- развитие корпоративного спорта и культурно-массовой деятельности;
- материальное поощрение работников к юбилеям и знаменательным датам;
- материальная помощь работникам, нуждающимся в дополнительной социальной поддержке;
- единовременные компенсационные выплаты увольняющимся работникам в связи с выходом на пенсию;
- пенсионные социальные программы, предусматривающие досрочное оформление пенсии работникам;
- выплаты ежеквартальной материальной помощи для частичного покрытия расходов по квартплате, коммунальным услугам, приобретению угля на зимний период, а также единовременной материальной помощи на оплату медикаментов и т.д.

В организационные вопросы обеспечения безопасности труда входит разработка инструкций по работе и обслуживанию электрических аппаратов и оборудования. Проведение обучения работы с оборудованием и проверка знаний.

К самостоятельной работе допускаются лица прошедшие медицинское освидетельствование, курсовое обучение по теоретическим знаниям и практическим навыкам в работе в объёме программы, аттестацию квалификационной комиссии и инструктаж по охране труда на рабочем месте. Первичный инструктаж рабочий получает на рабочем месте до начала

производственной деятельности. Первичный инструктаж производит дежурный инженер. Повторный инструктаж электромонтер получает ежеквартально.

После первичного инструктажа в течение первых двух – пяти смен должен выполнять работу под наблюдением электромастера, либо наставника, после чего оформляется допуск к самостоятельной работе, который фиксируется датой и подписью инструктирующего и инструктируемого в журнале инструктажа.

Заключение

Обобщенные результаты проекта релейной защиты и автоматики линии 500 кВ СГРЭС-2 – ПС Сомкино и автотрансформатора 3х167 МВА 500/230/38,5 кВ на подстанции Сомкино тюменской энергосистемы могут быть сформулированы в виде:

- принятое проектное решение осуществить релейную защиту и АПВ линии на основе отечественного микроэлектронного комплекса ПДЭ-2000 в целом является удовлетворительным, комплекты основной и основные ступени резервных защит удалось настроить на достаточную чувствительность, а низкая чувствительность резервных ступеней компенсируется за счет установки УРОВ на подстанциях, чувствительность избирателей АПВ при однофазном КЗ на всей длине линии также приемлема. Установка дистанционной защиты на достаточно короткой (35,2 км) линии потребовала применения трансформаторов тока с гораздо большим коэффициентом трансформации, нежели требовалось исходя из рабочего тока линии.

- дифференциальная защита, равно как и ступенчатые дистанционные и токовые защиты автотрансформатора на высшей и средней сторонах в типовом решении, примененные в настоящем проекте, обеспечивают достаточно чувствительное обнаружение и селективное отключение места (основная защита) или направления КЗ (резервные защиты).

- оцененная экономическая эффективность совместного комплекса основной и резервных защит линии определяется цифрой 98%, при работе одного основного или резервного комплекта указанная эффективность будет ниже, ее целесообразно оценить, также практический интерес представляет экономическая эффективность релейных защит автотрансформатора, которые в проекте не представлены;

- определение с помощью приведенной методики расчета полных вероятностных характеристик или законов распределения вероятностей (ЗРВ) фактических и предельно-допустимых (ПД) потоков мощностей по электропередаче и ее элементам позволяет гарантированно выбрать уставки измерителей мощности с учетом риска превышения их в рабочих режимах (ложные действия), и возможного

снижения ПД потоков мощностей относительно уставок (отказы срабатывания), что является новым в практике настройки противоаварийной автоматики и в целом средств РЗА;

- на основании приведенных результатов следуют обобщающие выводы:

- микроэлектронная аппаратура РЗА не позволяет в полном объеме решить проблему требуемой правильной настройки,

- в связи с этим необходимы изучение и исследования по применению микропроцессорных РЗА, поиски новых более эффективных критериев, алгоритмов и разработки на их основе новых, как правило, микропроцессорных устройств и систем РЗА;

- полученные результаты при использовании микроэлектронной аппаратуры имеет некоторую перспективу в нашей стране, пока микропроцессорных комплектов РЗА внедрено мало и они заметно дороже микроэлектронных, их можно непосредственно использовать как эскизный вариант для рабочего проектирования, либо в практике расчетных групп эксплуатационных организаций энергосистем, в сфере обслуживания которых находятся средства РЗА всех поколений.

Список источников литературы

1. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для электроэнергетических специальностей ВУЗов/ И. П. Крючков [и др.] – М. : Энергия, 1978. – 456 с.
2. Электротехнический справочник: В 4-х т.: Т. 2. Электротехнические изделия и устройства / под ред. В. Г. Герасимова. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 712 с.
3. Правила устройств электроустановок. – 6-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 640 с.
4. Шмойлов, А. В. Комплекс программ для расчета электрических величин и расчета уставок релейной защиты ТКЗ-3000 (Инструкция по использованию для студентов специальности 210400 АЭЭФ и ЦЦО).
5. Некляпаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Некляпаев, И. П. Крючков. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
6. Федосеев, А. М. Релейная защита электроэнергетических систем / А. М. Федосеев, М. А. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
7. Беркович, М. А. Основы автоматики энергосистем / М. А. Беркович, А. Н. Комаров, В. А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1981. – 432 с.
8. Проектирование релейной защиты и автоматического повторного включения электрических сетей высокого напряжения. Методические указания к выполнению курсового и дипломного проекта. – Томск : Изд. ТПУ, 1991. – 42 с.
9. Басс, Э. И. Релейная защита электроэнергетических систем: учеб. пособие / Э. И. Басс, В. Г. Дорогунцев. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – 296 с.

10.Глазырин В.Е., Расчет уставок микропроцессорной релейной защиты блока генератор-трансформатор : учеб.пособие / В.Е. Глазырин, А.И. Шалин. -Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2009. -130 с.

11.Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования – М., : НЦ ЭНАС, 2001. – 152 с.

12.Электрическая часть электростанций и подстанций : справ. материалы для курсового и дипломного проектирования . – М. : Энергия, 1972. – 336 с.

13.Рожкова Л.Д. , Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.-2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

14.Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 288 с., ил.

15.Неклепаев Б.Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд , перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.: ил.

16.Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с. : ил.

17.Электрическая часть станций: Метод.указ. по выполн. курс. проекта для студентов специальности 100200 –электрические сети ИДО. /Сост. Н.В. Коломиец. – Томск: Изд. ТПУ, 2006 –с.

18.ПУЭ – 7. Правила устройства электроустановок. М.: [Сибирское университетское издательство](#), 2007. 512 с.

19.Электротехнический справочник. В 3 т. Т. 3. Производство и распределение электрической энергии (Под общей ред. профессоров МЭИ: И.Н. Орлова и др.) 7-е изд.: испр. и доп. М.: Энергоатоиздат, 1988. 880 с.

20.Копьев В.Н. Релейная защита. Принципы выполнения и применения: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп.- Томск: изд. ТПУ, 2001.-132 с.

Нормативная литература

21.ГОСТ 12.1.002-84. Электрические поля промышленной частоты[Электронный ресурс]. – Введ. 01.01.1986. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

22. ГОСТ 12.1.003–83. Шум. Общие требования безопасности [Электронный ресурс]. – Введ. 01.07.1984. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

23.ГОСТ 12.1.005–88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [Электронный ресурс]. – Введ. 01.01.1989. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

24.ГОСТ 12.1.006-84.ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля [Электронный ресурс]. – Введ. 01.01.1986. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

25.ГОСТ 12.1.012-90. ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [Электронный ресурс]. – Введ. 01.07.1991. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

26.ГОСТ 12.4.011-89. ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [Электронный ресурс]. – Взамен ГОСТ 12.4.011-87; Введ. 01.07.1990. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

27.ГОСТ 17.4.3.04-85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения [Электронный ресурс].–Введ. 01.07.1986. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

28.НПБ 105-03. Нормы пожарной безопасности. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности[Электронный ресурс].– URL:<http://ockc.ru/wp-content/standart/105-03.pdf>, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 15.05.2017).

29.ПОТ РМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс]. – URL: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/8/8197/, свободный. – Загл. с экрана (дата обращения: 15.05.2017).

30.Правила устройства электроустановок. Седьмое издание[Электронный ресурс]. – Введ. 01.01.2003. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

31.РД 2.2.2.2006-05. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда [Электронный ресурс]. – Введ. 01.11.2005. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

32.РД 34.03.604. Руководящие указания по защите персонала, обслуживающего распределительные устройства и воздушные линии электропередачи переменного тока напряжением 400, 500 и 750 кВ, от воздействия электрического поля [Электронный ресурс]. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

33.РД 52.04.186. Комплект измерительный ИК для контроля компонентов в атмосферных осадках и покрове [Электронный ресурс]. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

34.СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [Электронный ресурс]. – Введ. 01.10.1996. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

35.СанПиН 2.2.4.723-98. Переменные магнитные поля промышленной частоты (50 Гц) в производственных условиях[Электронный ресурс]. – Введ. 01.01.1999. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

36. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Введ. 15.06.2003. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

37. СанПиН 2.2.4.1191-03. Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы «Электромагнитные поля в производственных условиях». – М.: Госкомсанэпиднадзор России, 2003.

38. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. – М.: Минздрав России, 1997.

39. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование [Электронный ресурс]. – Введ. 01.01.2003. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

40. СНиПП-90-81. Производственные здания промышленных предприятий [Электронный ресурс]. – Введ. 07.12.2003. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

41. СНиП 11-2-80. Противопожарные нормы проектирования зданий и сооружений. – М.: Стройиздат. – 1981. 14 с.

42. СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение [Электронный ресурс]. – Введ. 20.05.2011. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

43. СНиП 31-05-2003. Общественные здания административного назначения [Электронный ресурс]. – Введ. 01.09.2003. – Доступ из информ.-справоч. системы «Кодекс».

