

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«_____» _____ 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код - наименование направления

Применение цифровых технологий при реконструкции ПС «Калининская»
тема

Руководитель _____ «__» ___ 2020г. _____
подпись, дата _____ должность, ученая степень _____
инициалы , фамилия Е.В.Платонова

Выпускник _____ «__» ___ 2020г. _____
подпись дата _____ инициалы , фамилия А.С. Швабенланд

Нормоконтролер _____ «__» ___ 2020г. _____
подпись, дата _____ должностъ, ученая степень _____
инициалы, фамилия И.А. Кычаковой

Абакан 2020

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа на тему «Применение цифровых технологий при реконструкции ПС «Калининская»» содержит 66 страниц текстового документа, 18 использованных источников, 3 листа графического материала.

ЦИФРОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ РЭС, ХАРАКТЕРИСТИКА ДЕЙСТВУЮЩЕЙ ПОДСТАНЦИИ 110/10 Кв «КАЛИНИНСКАЯ», ВЫБОР РЕКЛОУЗЕРОВ И ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕ 10 кВ, ОРГАНИЗАЦИЯ ОПЕРАТИВНО ДИСПЕЧЕРСКОГО ПУНКТА, ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ УЧЕТА СИСТЕМЫ АИИС КУЭ, РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, ЛОКАЛЬНАЯ СМЕТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ «КАЛИНИНСКАЯ».

Объект исследования - ПС 110/10 кВ «Калининская Усть-Абаканского РЭС.

Основная цель внедрения цифровых технологий в подстанции. Основными задача – Цифровая подстанция РЭС. Характеристика действующей подстанции «Калининская». Выбор реклоузеров и выключателей напряжением 10 кВ. Организация оперативно диспетчерского пункта. Интеллектуальные приборы учета системы АИИС КУЭ. Расчет уставок релейной защиты. Локальная смета реконструкции подстанции «Калининская

В процессе проектирования были рассчитаны уставки микропроцессорной релейной защиты, была осмотрена система диспетчерского контроля SCADA, новейшие электронные счетчики системы АИИС КУЭ. В результате проектирования разработана цифровая система электроснабжения, соответствующая всем заявленным требованиям.

ABSTRACT

The final qualifying work on the theme "The use of digital technologies in the reconstruction of the Kalininskaya substation" contains 60 pages of a text document, 18 sources used, 3 sheets of graphic material.

Digital Substation Distribution Zone, features of existing 110/10 kV substation "Kalinin" SELECT reclosers and switches 10 kV, the organization of operational control room item SMART METERS OF AMR, Calculation of relay protection, local estimates of reconstruction of substation "Kalinin".

Object of study - 110/10 kV substation Kalinin Ust-Abakan Distribution Zone.

The main goal of the introduction of digital technology in substations. The main task is Digital Substation RES. Description of the current substation "Kalininskaya". Selection of reclosers and switches with a voltage of 10 kV. Organization of an operational control center. Intelligent metering system AIIS KUE. Calculation of relay protection settings. Local estimate for the reconstruction of the substation "Kalininskaya"

During the design process, the microprocessor relay protection settings were calculated, the SCADA supervisory control system, the latest electronic meters of the AIIS KUE system were examined. As a result of the design, a digital power supply system was developed that meets all the stated requirements.

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
И.о. заведующего кафедрой
электроэнергетики

Г.Н. Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«__» ____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы
бакалаврской работы, дипломного проекта, дипломной работы, магистерской
диссертации

Студенту _____
Швабенланд Александр Сергеевич
фамилия, имя, отчество

Группа 3-12 Направление (Специальность) 13.03.02
(код)
«Электроэнергетика и электротехника
(наименование)

Тема выпускной квалификационной работы Применения цифровых
технологий при реконструкции ПС «Калининская»

Утверждена приказом по институту № 306 от 03.06.2020

Руководитель ВКР Платонова Е.В.,

(инициалы, фамилия,)

Исходные данные для ВКР Задание на проектирование. Модернизация распределительных сетей от ПС 110/10 кВ Калининская Усть-Абаканского РЭС

Перечень разделов ВКР:

1. Цифровая подстанция РЭС.
2. Характеристика действующей подстанции 110/10 кВ «Калининская».
3. Выбор реклоузеров и выключателей напряжением 10 кВ.
4. Организация оперативно диспетчерского пункта.
5. Интеллектуальные приборы учета системы АИИС КУЭ.
6. Расчет уставок релейной защиты.
7. Укреплённый расчет реконструкции подстанции «Калининская»

Перечень графического материала:

1. Схема нормального режима работы подстанции «Калининская» после реконструкции.
2. Реклоузер РВА/ТЕЛ-10-12.5/630 У1
3. Затраты на реконструкцию подстанции «Калининская»

Руководитель ВКР

подпись

Е.В. Платонова

ициалы и фамилия

Задание принял к исполнению

подпись

А.С. Швабенланд

ициалы и фамилия студента

Список принятых сокращений

АРМ – автоматизированное рабочее место;
АСКУЭ – автоматизированная система коммерческого учета электроэнергии;
АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом;
ИЭУ – интеллектуально-измерительное устройство;
КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
ЛВС – локально-вычислительная сеть;
МПРЗА – микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики; **МЭК** – международная электротехническая комиссия;
ОПУ – оперативный пункт управления;
ОРУ – открытое распределительное устройство;
ОТН – оптический трансформатор напряжения;
ОТТ – оптический трансформатор тока;
ПА – противоаварийная автоматика;
ПО – программное обеспечение;
ПС – подстанция;
ПТК – программно-технический комплекс;
РЗиА – релейная защита и автоматика;
ССПИ – система сбора и передачи информации;
ТМ – телемеханика;
ТН – трансформатор напряжения;
ТТ – трансформатор тока;
УСО – устройство связи с объектом;
ФСК ЕЭС – федеральная сетевая компания единой энергетической системы; **ЦПС** – цифровая подстанция;
ЦППС – центральная приемо-передающая станция;
ЦУС – центр управления сетями;
DNP3 - Distributed Network Protocol (протокол для связи между компонентами АСУ ТП);
GOOSE – Generic Object Oriented Substation Event (обмен дискретной и аналоговой информацией между устройствами ИЭУ);
IED - Intelligent electronic device (интеллектуальные электронные устройства)
MMS – Manufacturing Message Specification (передача данных от устройств
ИЭУ на средний уровень);
MU – Merging Unit (соединительный модуль, мультиплексор);
RTU – Remote Terminal Unit (удаленный терминал);
SCADA – Supervisory Control And Data Acquisition (диспетчерское управление и сбор данных);

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	8
1 Цифровая подстанция РЭС.....	9
1.1 Зарубежный опыт внедрения цифровых подстанций.....	10
1.2 Российский опыт внедрения.....	11
2 Характеристика действующей подстанции 110/10 кВ «Калининская».....	12
3 Выбор реклоузеров и выключателей напряжением 10 кВ.....	16
3.1 Выбор и проверка вакуумных выключателей.....	18
4. Организация оперативно диспетчерского пункта.....	24
4.1 Основные архитектурные концепции для программного обеспечения SCADA.....	28
4.2 Индексы характеризующие надежность системы электроснабжения..	30
5. Интеллектуальные приборы учета системы АИС КУЭ.....	31
6. Расчет уставок релейной защиты.....	35
6.1 Расчет релейной защиты трансформаторов.....	39
6.2 Расчет защит секционных и вводных выключателей.....	46
6.2.1 Логическая защита шин НН 10 кВ.....	47
6.3 Защита линий 10 кВ.....	48
6.3.1 Функция УРОВ.....	49
6.4 Защита трансформаторов напряжения.....	51
7. Локальная смета реконструкции подстанции «Калининская».....	54
Заключение.....	63
Список использованных источников.....	64

ВВЕДЕНИЕ

В настоящие времена одним из направлений развития Российской и зарубежной электроэнергетики является применение на объектах энергосистемы микропроцессорных устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, контроллеров автоматизированной системы управления технологическим процессом, систем коммерческого учета и контроля качества электроэнергии. Появление новых международных стандартов и развитие современных информационных технологий открывает возможности инновационных подходов к решению задач автоматизации и управления энергообъектов позволяющие создание – цифровой подстанции. Отличиями цифровой подстанции являются наличие встроенных в первичное оборудование интеллектуальных микропроцессорных устройств, применение вычислительной сетей для коммуникации, цифровой доступ к информации, ее передача и обработка.

Целью реконструкции подстанции «Калининская» 110/10 кВ ПАО «МРСК Сибири» - филиала «Хакасэнерго» является создание на базе распределительной сети 0,4–10 кВ, питающейся от подстанции «Калининская», высокоавтоматизированного участка распределительных электрических сетей. Данный участок должен поддерживать функции самодиагностики, самовосстановления, обеспечивать в режиме реального времени наблюдаемость параметров и режимов работы всех участников процесса передачи и потребления электроэнергии. Посредством цифровых систем связи с поддержкой протоколов МЭК участок должен обеспечивать управляемость оборудованием, функционирование системы управления энергопотреблением, интеллектуальную адаптацию режимов работы и автоматическую синхронизацию с режимами работы потребителей и устройствами распределенной генерации, а также интеллектуальный учет потребляемой и вырабатываемой электроэнергии.

В выпускной квалификационной работе поставлены следующие задачи:

1. Реконструкцию отходящих ячеек линий напряжением 10 кВ с установкой вакуумных выключателей с высоким коммутационным ресурсом.
2. Установка в распределительных сетях 10 кВ дистанционно управляемых реклоузеров.
3. Замена релейных защит на микропроцессорные.
4. Организация SCADA диспетчерского пункта.
5. Организация системы энергомониторинга.

1. Цифровая подстанция РЭС

Термин «Цифровая подстанция» определяется по разному но можно выбрать самое актуальное определения. Для того чтобы разобраться, какие технологии и стандарты относятся к цифровой подстанции, проследим историю развития автоматизированных систем управления технологическим процессом (АСУ ТП) и релейной защиты и автоматики (РЗА). Внедрение цифровых технологий началось после появления телемеханике. Устройства телемеханики (ТМ) позволяли собирать аналоговые и дискретные сигналы с использованием модулей устройств связи с объектом (УСО) и измерительных преобразователей. На базе систем телемеханики развивались первые АСУ ТП электрических подстанций и электростанций. АСУ ТП позволяли не только собирать информацию, но и производить её обработку, а также представлять информацию в удобном для пользователя интерфейсе. С появлением первых микропроцессорных релейных защит информация от этих устройств также стала интегрироваться в системы АСУ ТП. Постепенно количество устройств с цифровыми интерфейсами увеличивалось (противоаварийная автоматика, системы мониторинга силового оборудования, системы мониторинга щита постоянного тока и собственных нужд и т.д.). Вся эта информация от устройств нижнего уровня интегрировалась в АСУ ТП по цифровым интерфейсам.

Несмотря на повсеместное внедрение цифровых технологий для возведения систем автоматизации, эти подстанции не являются в абсолютной мере цифровыми, так как вся начальная информация, включая состояния блок контактов, напряжения и токи, передаётся в виде аналоговых сигналов от распределительного устройства в оперативный пункт управления, где оцифровывается отдельно каждым устройством нижнего уровня. На традиционных подстанциях различные подсистемы используют различные коммуникационные стандарты (протоколы) и информационные модели. Для контроля свойства, измерений, функции защиты и учета производится автоматизация, и возрастает ее цена.

Модернизация к новым стандартам, автоматизации и управления возможен при использовании технологий цифровой подстанции, к которым относятся:

1. стандарт МЭК 61850;
2. цифровые (оптические и электронные) трансформаторы тока и напряжения;
3. интеллектуальные электронные устройства (ИЭУ);
4. выносные модули УСО (Micro RTU).

Основным отличием стандарта МЭК 61850 «Сети и системы связи на подстанциях» от других стандартов является то, что в нём

оговаривается не только передачи информации между отдельными устройствами, но и вопросы формализации описания схем подстанции, защиты, автоматики и измерений, конфигурации устройств. В стандарте

предусматриваются возможности использования новых цифровых измерительных устройств вместо традиционных аналоговых измерителей (трансформаторов тока и напряжения). Информационные технологии позволяют перейти к автоматизированному проектированию цифровых подстанций, управляемых цифровыми интегрированными системами. Все информационные связи на таких подстанциях выполняются цифровыми, образующими единую шину процесса. Это открывает возможности быстрого прямого обмена информацией между устройствами, что, в конечном счёте, даёт возможность сокращения затрат на модернизацию экономия на материалах, и числа устройств, а также более компактного их расположения.

Цели создания цифровой подстанции:

- стандартизация информационных актов обмена данными;
- обеспечение способности к взаимодействию устройств;
- уменьшения кабельного хозяйства;
- обеспечение наблюдаемости каналов сбора, передачи информации и управления;
- уменьшения способов тиражирования первичной информации;
- упрощение механизмов поверки устройств;
- применение устройств с обновляемым программным обеспечением;
- унификация механизмов конфигурирования подстанции;
- формирование единой системы диагностики. Переход к выполнению удаленной функциональной диагностики;
- обеспечение информационной безопасности энергообъекта;
- переход к необслуживаемым подстанциям.

Переход к качественно новым системам автоматизации и управления возможен при использовании стандартов и технологий цифровой подстанции, к которым относятся стандарт МЭК 61850 «Сети и системы связи на подстанциях» [2, 3]. Стандарт регламентирует модель применяемых цифровых устройств, унифицированное описание подстанции, протоколы вертикального (MMS) и горизонтального (GOOSE) обмена, протоколы передачи мгновенных значений токов и напряжений (SV). Обязательным условием является применение цифровых (оптических и электронных) трансформаторов тока и напряжения, интеллектуальных электронных устройств и выносных модулей УСО (Micro RTU).

1.1 Зарубежный опыт внедрения цифровых подстанций

Мировым лидером в создании и внедрении цифровой подстанции является Китай. В еще в 2003 году Китай начал разработки по строительству цифровых подстанций. В 2011 году были разработаны 36 стандартов, в результате чего была образована система технических стандартов для руководства проектами и строительством цифровых подстанций. По неполным статистическим данным с 2006 года несколько сотен цифровых

подстанций разных уровней «интеллекта» и разных классов напряжения вводились в эксплуатацию: в 2009 и 2010 гг. в Китае были выполнены проекты строительства 74 цифровых подстанций, в том числе 7 построены в 2009 году; 67 цифровых подстанций построены в 2010 году. Проекты реализованы в 30 провинциях и областях. В процессе исследования, разработки, проектирования и эксплуатации накоплен большой опыт применения. После выполнения опытных проектов на первом этапе развития цифровых подстанций в Китае наступает этап полномасштабного строительства. Постепенная унификация и совершенствование технических стандартов ускоряют внедрение цифровых подстанций. В период 12-ой пятилетки в Китае будут построены 5100 новых цифровых подстанций напряжением 110 кВ и выше.

1.2 Российский опыт внедрения

Современной концепцией развития электроэнергетики России является ее цифровизация, в рамках которой в электросетевой отрасли предусмотрена реализация комплексных инновационных проектов «Цифровой район электрических сетей» и «Цифровая подстанция».

На сегодняшний день известны несколько электросетевых объектов, на которых реализован комплекс цифровых технологий. В качестве примера можно привести переключательный пункт 500 кВ «Тобол» [1], который в июне 2019 года стал первым магистральным энергообъектом Западно-Сибирского экономического района, где реализована цифровая технология дистанционного управления. Подстанция предназначена для обеспечения растущих потребностей в электроснабжении инновационного центра «Сколково». Трансформаторная мощность подстанции составляет 2x80 МВА с возможностью увеличения до 2x100 МВА. Подстанция установлено новейшими устройствами релейной защиты и автоматики для быстрого выявления повреждённых элементов и отделения их от электроэнергетической системы, цифровой измерительной аппаратурой и выключателями. Регистрация аварийных событий, учёт и контроль качества электроэнергии осуществляются цифровым оборудованием. Все устройства подстанции обмениваются информацией между собой и центральным сервером энергообъекта по цифровым каналам связи. Обмен цифровыми данными на подстанции выполняется с помощью протокола (единого стандарта) МЭК-61850. Применение протокола – это новейшая практика в России, которая предоставляет ряд преимуществ. При проектировании подстанции были применены энергосберегающие технологии. Так, например, тепло, выделяемое трансформаторами подстанции, используется для отопления помещений. Для освещения подстанции применены солнечные батареи.

2. Характеристика действующей подстанции 110/10 кВ «Калининская»

В 2018 году ПАО «МРСК Сибири» утвержден перечень pilotных проектов по цифровизации электрических сетей, одним из которых является pilotный проект реконструкции подстанции «Калининская» Филиала ПАО «МРСК Сибири» - «Хакасэнерго» и прилегающей к ней распределительной сети.

Подстанция 110/10 кВ «Калининская» - это крупная узловая подстанция, находящаяся в центре столицы Республики Хакасия, с большим количеством и значительной загрузкой отходящих фидеров 10 кВ. Подстанция была введена в эксплуатацию в 1983 году. Физический износ оборудования составляет более 70%. Прилегающие распределительные сети имеют разветвленную структуру отходящих фидеров, включая большое количество отпаек, в том числе потребительских (насчитывается 30 подстанций и распределительных пунктов 6-10/0,4 кВ, а протяженность воздушных и кабельных линий 0,4-10 кВ составляет 36,3 км). Высокий уровень аварийности на отходящих фидерах (за 3 года произошло 45 собственных и потребительских аварий) обусловлен в большей степени технологическими нарушениями на потребительских отпайках. Уровень коммерческих потерь по выбранному участку распределительной сети составляет 9-16% в год, при этом технические потери электроэнергии составляют 7-8%.

В таблице № 1 приведен перечень оборудования, установленного на подстанции.

Таблица 1 - Перечень оборудования. Установленного на подстанции

Показатель	Значение
Номинальные напряжения, кВ	110/10
Конструктивное исполнение подстанции и распределительное устройства	По стороне 110 кВ – ОРУ По стороне 10 кВ – ЗРУ
Тип подстанции	на традиционных принципах управления.
Тип схемы каждого РУ	ОРУ-110 кВ – 110-13Н, ЗРУ-10 кВ – 10-2
Количество ЛЭП, подключаемых к ПС, по каждому РУ	ОРУ-110 кВ - 8 ЛЭП, ЗРУ-10 кВ - 33 ЛЭП
Количество резервных ячеек по каждому РУ	ЗРУ-10 кВ - 12 ячеек
Тип выключателей и функциональная связь между полюсами выключателей каждого РУ	По стороне 110 кВ - МКП-110Б-1000-20 с приводом ШПЭ-33 (общий для трех полюсов), ВЭБ-110 П-40/2500 с приводом ППрК-2000СМ (общий для трех полюсов); По стороне 10 кВ - ВМПЭ-10-3150-31,5, ВМПЭ-10-630-20 с приводом ПЭ-11, ВВТЭ-М-

Показатель	Значение
	10-20/630 со встроенным элетромагнитным приводом, ВВУ-СЭЩ-Э-10-31,5/3150, ВВУ-СЭЩ-ЭЗ-10-31,5-1600 с элетромагнитным приводом.
Количество и мощность силовых (авто)трансформаторов	2x40 МВА
Тип, количество, единичная мощность и точки присоединения средств компенсации реактивной мощности (СКРМ)	Отсутствуют
Система собственных нужд	TCH 10 кВ 3x 250 кВА, 0,4 кВ.
Система оперативного тока (СОТ, СОПТ)	Постоянный ток, АКБ - 220 В.
Релейная защита и автоматика (РЗА)	Защиты и автоматика ЛЭП 110 кВ С-337, С-338 в составе ДЗЛ, КСЗ с РС, КСЗ с АУВ, на базе микропроцессорных шкафов ШЭ-2607, УПАСК «ТриТон»; С-87, С-88 в составе ДЗЛ, ВЧБ, КСЗ с АУВ на базе микропроцессорных шкафов ШЭ-2607; С-309, С-310 в составе КСЗ, АУВ, на электромеханической базе (панели защит ЭПЗ-1636, ПКР); С-301, С-302 в составе КСЗ, АУВ, на электромеханической базе (панели ПКР); ОВ/110кВ в составе КСЗ, АУВ, на электромеханической базе (панели защит ЭПЗ-1636, ПКР); ШСВ/110кВ в составе КСЗ, АУВ, на электромеханической базе (панели ПКР); Защиты и автоматика 1Т(2Т) 110 кВ: комплект основных и резервных защит на базе микропроцессорных шкафов ШЭ-2607; ДЗШ-110 кВ на базе микропроцессорных шкафов ШЭ-2607; УРОВ-110 кВ на электромеханической базе (панели ПКР); Защиты и автоматика присоединений 10 кВ на базе микропроцессорных терминалов Сириус-2Л,2С,2В и электромеханической базе (требует модернизации). Дуговая защита секций 10 кВ на базе микропроцессорных терминалов ОВОД-М (МД).
Противоаварийная автоматика (ПА)	АЧР-10кВ на базе микропроцессорного терминала Сириус-2-АЧР.
Регистрация аварийных событий и процессов (РАС, СМПР, ОМП)	РАС «Чёрный ящик».
Автоматическая диагностика, система мониторинга (СМ)	Отсутствует.

Показатель		Значение
Система управления основным и вспомогательным оборудованием, система сбора и передачи информации		Система телемеханики, на базе контроллеров ЭКОМ-ТМ.
Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ)		АИИС КУЭ на базе ПК «Телескоп 4+» производства НПФ «Прорыв».
Средства связи	Станционные сооружения ВОЛС	1. ШКОС-16 – 2 шт. 2. ШКОС-24 – 2 шт.
	ЦРРЛ	Отсутствует.
	ВЧ-связь	Отсутствует.
	Спутниковые системы связи	Отсутствует.
	Комплекс внутриобъектной связи	Отсутствует.
	Инфраструктура средств связи	Отсутствует.
Требования к обеспечению пожарной безопасности на объекте		Пожарная сигнализация «Гранит-5» без вывода сигнала на ДП.

Целью реконструкции подстанции «Калининская» 110/10 кВ является создание на базе распределительной сети 0,4–10 кВ, питающейся от подстанции «Калининская», высокоавтоматизированного участка распределительных электрических сетей. Данный участок должен поддерживать функции самодиагностики, восстановления исходных параметров системы, обеспечивать в режиме реального времени наблюдаемость параметров и режимов работы всех участников процесса передачи и потребления электроэнергии. Цифровой системой поддержки протокола МЭК гарантирует ассоциация с оборудованием, умственную приспособление режимов работы и самодействующую синхронизацию с режимами работы покупателей и приборами распределенной генерации, а еще умственный учет потребляемой и вырабатываемой электричества.

Установка дистанционно управляемых реклоузеров на воздушных линиях 10 кВ создаст надежную схему питания потребителей, позволит оперативно реагировать в случаях аварийного отключения одной из линий, в том числе при отключении участка одной из линий, оперативно перезапитать потребителей, обеспечить чувствительность защит РЗА, позволит в аварийных ситуациях оперативно отключить потребительский участок линии, который часто является причиной отключения, позволит выявлять небалансы и бороться с потерями в промышленной зоне.

Благодаря внедрению цифровых технологий при реконструкции подстанции достигается полная цифровизация устройств релейной защиты и автоматики.

Организация системы энергомониторинга предполагает установку интеллектуальных приборов учета электрической энергии, установку в трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ интеллектуальных приборов учета электрической энергии по стороне 0,4 кВ с функциями контроля состояния,

реализацию функции контроля напряжения на отходящих линиях 0,4 кВ для on-line-мониторинга показателей SAIFI и SAIDI по стороне 0,4 кВ.

Реконструкция подстанции «Калининская» включает в себя:

1. Создание системы интеллектуального учета (с автоматическим сбором и функцией анализа потребления и балансов);
2. Установку 10 реклоузеров напряжением на отходящих воздушных линиях 10 кВ и ретрофит с заменой выключателя 24 ячеек напряжением 10 кВ;
3. Организацию АСУТП (с поддержкой МЭК 61850);
4. Организацию SCADA диспетчерского пункта;
5. Организацию системы энергомониторинга (УСПД с поддержкой протокола МЭК 60870-5-104);
6. Организацию цифровой радиосвязи;
7. Организацию СППР (системы помощи принятия решения) диспетчера района электрических сетей;
8. Организацию непрерывного мониторинга качества электроэнергии;
9. Цифровизацию релейной защиты и автоматики подстанции;
10. Автоматизацию распределительной сети.

3. Выбор реклоузеров и выключателей напряжением 10 кВ

Для установки в распределительной сети 10 кВ, питающейся от подстанции, предлагаются реклоузы марки РВА/TEL, которые могут выполнять следующие основные функции:

1. Оперативные переключения в распределительной сети (местная и дистанционная реконфигурация сети);
2. Автоматическое отключение поврежденного участка;
3. Автоматическое повторное включение линии (АПВ);
4. Автоматическое выделение поврежденного участка;
5. Автоматическое восстановление питания на неповрежденных участках сети;
6. Автоматический сбор информации о параметрах режимов работы электрической сети.

Реклоузер РВА/TEL имеет возможность использоваться как отдельно стоящий аппарат для защиты отходящих линий электропередачи или с такими же аппаратами как средство всеохватывающей автоматизации распределительной сети.

Реклоузер РВА/TEL имеет следующие отличительные особенности:

1. Высокий механический и коммутационный ресурс;
2. Малые времена включения и отключения;
3. Техкратное быстрое АПВ (О-0,1с-ВО-1с-ВО-1с-ВО-80с-В);
4. Возможность интеграции в системы телемеханики (SCADA);
5. Встроенная система измерения;
6. Гибкая отстройка от предохранителей;
7. Самодиагностика;
8. Ведение журналов оперативных и аварийных событий;
9. Устойчивость к электромагнитным воздействиям по критерию качества функционирования «А»;
10. Простота монтажа и эксплуатации;
11. Отсутствие необходимости в проведении текущих, средних и капитальных ремонтов на протяжении всего срока службы.

Применение реклоузеров РВА/TEL позволит:

1. Повысить надежность электроснабжения потребителей;
2. Снизить недоотпуск электроэнергии;
3. Уменьшить число аварийных отключений линий электропередачи;
4. Сократить затраты на обслуживание электрической сети;
5. Повысить технический уровень эксплуатации сетей;
6. Реализовать современные принципы автоматизации и управления распределительными сетями.

Параметры выключателя, встроенного в реклоузер, приведены в таблице 2

Таблица 2 - Технические параметры выключателя встроенного в реклоузер РВА/TEL

Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	630
Испытательное напряжение в сухом состоянии, 50 Гц, 1 мин., кВ	42
Испытательное напряжение во влажном состоянии, 50 Гц, 1 мин ., кВ	28
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	75
Номинальный ток отключения, кА	12,5
Ток электродинамической стойкости, кА	32
Ток термической стойкости, 4с, кА	12,5
Собственное время включения	мс, не более 60
Собственное время отключения	мс, не более 30
Наибольшая температура окружающей среды, °C	55
Наименьшая температура окружающей среды, °C	45
Уровень защиты корпуса	IP 65
Максимальная высота над уровнем моря, м	1000
Срок службы без ремонта, лет	25

В таблице 3 приведены технические характеристики вакуумного выключателя

Таблица 3 - Технические параметры выключателя вакуумного VL12-10-20-1250-2-02 УЗ

Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
Номинальное напряжение питания цепей управления и элементов вспомогательных цепей, В	220
Собственное время отключения, с, не более	0,035
Собственное время включения, с, не более	0,050
Разновременность замыкания/размыкания контактов при включении/отключении, с, не более	0,002

3.1 Выбор и проверка вакуумных выключателей

Для выбора и проверки электрических аппаратов на электродинамическую и термическую стойкость в режиме КЗ, а также для проверки отключающей способности выключателей необходимо рассчитать. Начальное действующие значения периодической составляющей тока короткого замыкания были взяты по данным с подстанции «Калининская».

$I_{\Pi0}$ - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$I_{\text{пт}}$ - периодическая составляющая тока КЗ;

$I_{\text{ат}}$ - апериодическую составляющую тока КЗ;

$I_{\text{уд}}$ - ударный ток;

B_k - тепловой импульс.

Для примера расчета возьмем выключатель ф. 20-07.

Величина ударного тока определяется по формуле:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\Pi0} \cdot k_{\text{уд}} \quad (3.1)$$

где $k_{\text{уд}} = 1 + e^{-0,01/T_a}$

Воспользуемся средними значениями T_a и $k_{\text{уд}}$, приведенными в таблице для характерных точек электросетей. ([17] - Электрооборудование электрических станций и подстанций, автор Л.Д. Рожкова, стр. 110-111).

Выбираем T_a и $k_{\text{уд}}$ для распределительной сети напряжением 6 -10 кВ.
 $T_a = 0,01$ с, $k_{\text{уд}} = 1,369$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} I_{\Pi0} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 11,7 \cdot 1,369 = 5,65 \text{ кА.} \quad (3.2)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{\text{ат}} = \sqrt{2} I_{\Pi0} \cdot e^{-\tau/T_a} \quad (3.3)$$

Расчетное время, для которого требуется определить токи КЗ, соответствует времени размыкания цепи КЗ дугогасительными контактами выключателя. Находится по формуле:

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в.откл}} \quad (3.4)$$

Для выключателя реклоузера $t_{\text{с.в.откл}} = 0,04$ с.

$$\tau = 0,01 + t_{\text{с.в.откл}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{\Pi_0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,01}} = 0,359 \text{ кА}$$

Рассчитаем тепловой импульс:

$$B_K = I_{\pi 0}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) = 11,7^2 (0,05 + 0,01) = 6,8 \text{ кА} \quad (3.5)$$

Таблица 4 - Проверка выбора реклоузера по вакуумному выключателю

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
Выбор для отходящего фидера №20-47		
10 (кВ)	10 (кВ)	$10 \leq 10$
234 (А)	630 (А)	$468 \leq 630$
11,7 (кА)	12,5 (кА)	$11,7 \leq 12,5$
11,7 (кА)	12,5 (кА)	$11,7 \leq 12,5$
5,65 (кА)	32 (кА)	$5,56 \leq 32$
6,8 (кА)	12,5 (кА)	$6,8 \leq 12,5$
Выбор для отходящего фидера №11-15		
10 (кВ)	10 кВ	$10 \leq 10$
234 (А)	630 (А)	$468 \leq 630$
11,7 (кА)	12,5 (кА)	$11,7 \leq 12,5$
11,7 (кА)	12,5 (кА)	$11,7 \leq 12,5$
5,65 (кА)	32 (кА)	$5,56 \leq 32$
6,8 (кА)	12,5 (кА)	$6,8 \leq 12,5$
Выбор для отходящего фидера №20-66		
10 (кВ)	10 (кВ)	$10 \leq 10$
174 (А)	630 (А)	$348 \leq 630$
11,7(кА)	12,5 (кА)	$11,7 \leq 12,5$

Окончание таблицы 4

11,7 (кА)	12,5 (кА)	$11,7 \leq 12,5$
5,65 (кА)	32 (кА)	$5,56 \leq 32$
6,8 (кА)	12,5 (кА)	$6,8 \leq 12,5$

Таблица 5 Выбор вакуумных выключателей

Расчетные параметры цепи	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
	7	
10 (кВ)	10 (кВ)	$10 \leq 10$
27 (А)	630 (А)	$54 \leq 630$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
5,65 (кА)	51 (кА)	$5,65 \leq 51$
6,16 (кА)	20 (кА)	$6,16 \leq 20$
	9	
10 (кВ)	10 (кВ)	$10 \leq 10$
150 (А)	630 (А)	$300 \leq 630$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
5,65 (кА)	51 (кА)	$5,65 \leq 51$
6,16 (кА)	20 (кА)	$6,16 \leq 20$
	11	
10 (кВ)	10 (кВ)	$10 \leq 10$
-	630 (А)	$- \leq 630$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
5,65 (кА)	51 (кА)	$5,65 \leq 51$
6,16 (кА)	20 (кА)	$6,16 \leq 20$
	13	
10 (кВ)	10 (кВ)	$10 \leq 10$
105 (А)	630 (А)	$210 \leq 630$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
5,65 (кА)	51 (кА)	$5,65 \leq 51$
6,16 (кА)	20 (кА)	$6,16 \leq 20$
	15- Резерв	
10 (кВ)	10 (кВ)	$10 \leq 10$
-	630 (А)	$- \leq 630$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
5,65 (кА)	51 (кА)	$5,65 \leq 51$
6,16 (кА)	20 (кА)	$6,16 \leq 20$

Продолжение таблицы 5

	17	
10 (кВ)	10 (кВ)	$10 \leq 10$
1 (А)	630 (А)	$2 \leq 630$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
5,65 (кА)	51 (кА)	$5,65 \leq 51$
6,16 (кА)	20 (кА)	$6,16 \leq 20$
	27	
10 (кВ)	10 (кВ)	$10 \leq 10$
158 (А)	630 (А)	$316 \leq 630$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
5,65 (кА)	51 (кА)	$5,65 \leq 51$
6,16 (кА)	20 (кА)	$6,16 \leq 20$
	29	
10 (кВ)	10 (кВ)	$10 \leq 10$
30 (А)	630 (А)	$60 \leq 630$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
5,65 (кА)	51 (кА)	$5,65 \leq 51$
6,16 (кА)	20 (кА)	$6,16 \leq 20$
	31	
10 (кВ)	10 (кВ)	$10 \leq 10$
4 (А)	630 (А)	$8 \leq 630$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
5,65 (кА)	51 (кА)	$5,65 \leq 51$
6,16 (кА)	20 (кА)	$6,16 \leq 20$
	33	
10 (кВ)	10 (кВ)	$10 \leq 10$
40 (А)	630 (А)	$80 \leq 630$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
5,65 (кА)	51 (кА)	$5,65 \leq 51$
6,16 (кА)	20 (кА)	$6,16 \leq 20$
	35	
10 (кВ)	10 (кВ)	$10 \leq 10$
92 (А)	630 (А)	$184 \leq 630$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
11,7 (кА)	20 (кА)	$11,7 \leq 20$
5,65 (кА)	51 (кА)	$5,65 \leq 51$

Продолжение таблицы 5

6,16 (kA)	20 (kA)	$6,16 \leq 20$
	8	
10 (kB)	10 (kB)	$10 \leq 10$
-	630 (A)	$- \leq 630$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
5,65 (kA)	51 (kA)	$5,65 \leq 51$
6,16 (kA)	20 (kA)	$6,16 \leq 20$
	10	
10 (kB)	10 (kB)	$10 \leq 10$
-	630 (A)	$- \leq 630$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
5,65 (kA)	51 (kA)	$5,65 \leq 51$
6,16 (kA)	20 (kA)	$6,16 \leq 20$
	14	
10 (kB)	10 (kB)	$10 \leq 10$
12 (A)	630 (A)	$24 \leq 630$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
5,65 (kA)	51 (kA)	$5,65 \leq 51$
6,16 (kA)	20 (kA)	$6,16 \leq 20$
	16	
10 (kB)	10 (kB)	$10 \leq 10$
-	630 (A)	$- \leq 630$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
5,65 (kA)	51 (kA)	$5,65 \leq 51$
6,16 (kA)	20 (kA)	$6,16 \leq 20$
	18	
10 (kB)	10 (kB)	$10 \leq 10$
116 (A)	630 (A)	$232 \leq 630$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
5,65 (kA)	51 (kA)	$5,65 \leq 51$
6,16 (kA)	20 (kA)	$6,16 \leq 20$
	24	
10 (kB)	10 (kB)	$10 \leq 10$
111 (A)	630 (A)	$222 \leq 630$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$

Окончание таблицы 5

5,65 (kA)	51 (kA)	$5,65 \leq 51$
6,16 (kA)	20 (kA)	$6,16 \leq 20$
	28	
10 (kB)	10 (kB)	$10 \leq 10$
34 (A)	630 (A)	$68 \leq 630$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
5,65 (kA)	51 (kA)	$5,65 \leq 51$
6,16 (kA)	20 (kA)	$6,16 \leq 20$
30 – Резерв		
10 (kB)	10 (kB)	$10 \leq 10$
-	630 (A)	$- \leq 630$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
5,65 (kA)	51 (kA)	$5,65 \leq 51$
6,16 (kA)	20 (kA)	$6,16 \leq 20$
	32	
10 (kB)	10 (kB)	$10 \leq 10$
150 (A)	630 (A)	$300 \leq 630$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
11,7 (kA)	20 (kA)	$11,7 \leq 20$
5,65 (kA)	51 (kA)	$5,65 \leq 51$
6,16 (kA)	20 (kA)	$6,16 \leq 20$

При выборе аппаратов защиты для фидера №11-15 принимаем значения фидера №20-47 так как фидер является резервный.

4. Организация оперативно диспетчерского пункта

Одним из главных этапов реконструкции ПС «Калининская» является создание диспетчерского пункта РЭС с функцией сбора и передачи комплекса данных в систему SCADA.

Основным задачами SCADA является информационное обеспечения технологических процессов оперативно-диспетчерской координации. Программное обеспечение SCADA является важнейшим средством компьютерной поддержки решений, принимаемых сотрудниками. С помощью SCADA и посредством системы отображения диспетчерской персонал подстанции осуществляет контроль текущего состояния энергосистемы, ретроспективной самоанализ проишедших событий и оценку перспективных режимов.

Основные задачи, решаемые системой SCADA:

1. Получения информации о текущих значениях параметров режимов энергообъекта или энергосистемы.
2. Обработка поступающей информации.
3. Формирование до расчетных параметров.

Предоставление системе изображения и EMS приложениям текущей, ретроспективной информации и информации за будущее время об энергетического порядка, состоянии оборудования, планируемом диспетчерском графике и аварийно-предупредительных сообщений в реально времени.

1. Архивирование и хранение данных.
2. Автоматическое восстановление принятой из внешних систем некачественной информации на принципе существующей в SCADA повторяющейся достоверной информации.

В состав программно-аппаратных средств SCADA входят

1. Устройства приема-передачи информации;
2. Устройства обработки информации, формирования отчетных и расчетных данных;
3. Устройства хранения и извлечения данных; средства администрирования и управления.

Для бесперебойного работы SCADA необходимо обеспечить надежную работу соответствующих инфраструктурных систем.

Оборудование SCADA должно иметь собственные средства сигнализации о состоянии основных модулей и узлов. Все оборудование SCADA должно быть подключено к сети гарантированного электропитания с обязательным быстрым сохранением.

К средствам приема-передачи информации в составе диспетчерского пункта относятся программные модули, обеспечивающие взаимодействие S

SCADA с ССПИ, системой отображения материалов и программно-аппаратными комплексами EMS, MMS.

Устройства приема-передачи информации обеспечивают выполнение SCADA следующих функций:

1. Обмен оперативной информацией с ССПИ и программноаппаратными комплексами EMS, MMS;
2. Управление процессом обмена информацией, включая диагностику
3. состояния обмена и ведение статистики;
4. Промежуточная обработка информации (преобразование форматов данных, масштабирование, достоверность, интерполяция текущих ТИ);
5. Передача информации в систему отображения.

Устройства приема-передачи информации должны устанавливать поддержку международных стандартных протоколов IEC. Должен быть обеспечен постоянный автоматический мониторинг положения средств приема-передачи информации SCADA по каждому направлению обмена информацией с выдачей сигнализации об преобразовании состояния на рабочее место пользователя. Средства обработки информации, формирования отчетных и расчетных данных.

К средствам обработки информации, формирования отчетных и расчетных данных относятся:

1. Серверы SCADA;
2. Рабочие станции администраторов SCADA;
3. Специализированное ПО серверной и клиентской частей.

Средства обработки информации обеспечивают выполнение SCADA следующих функций:

1. Обработка принятой информации с фильтрацией недостоверной информации;
2. Анализ поступающей информации с целью определения ее качества;
3. Обработка принятых из внешних систем кодов качества и кодов источников параметров;
4. Формирование собственных кодов качества и кодов источников информации;
5. Выполнение необходимых расчетов с участием обработанной информации;
6. Архивирование и хранение данных;
7. Обработка запросов клиентов на получение необходимой оперативной информации, в том числе из архива.

Все серверы SCADA должны быть подключены к системе бесперебойного электропитания. Каждый сервер SCADA должен иметь локальный ИБП для корректного завершения работы сервера в случае длительного отсутствия электропитания. Локальные ИБП для серверов должны обеспечивать непрерывную работу серверов SCADA не менее 20 минут. В комплексе средств обработки информации должна регулярно выполняться автоматическая синхронизация времени по источнику точного астрономического времени (GPS\ГЛОНАСС). Клиентское ПО в соответствии с заданными параметрами авторизации конкретного пользователя должно обеспечивать выполнение следующих функций:

1. Подключение к серверам SCADA;
2. Удаленное администрирование серверов SCADA;
3. Просмотр и исправление текущей, ретроспективной информации, в том числе в архиве, и информации на будущее время. Средства хранения и извлечения данных

К средствам хранения и извлечения данных относятся:

1. Стандартная база данных (хранилище информации);
2. Подсистема управления базой данных, обеспечивающая работу с
3. Хранимой информацией в пределах всей глубины архива;
4. Подсистема синхронизации информации между серверами SCADA.

Средства хранения и извлечения данных обеспечивают выполнение SCADA следующих функций:

1. Хранение оперативной информации, в том числе в долгосрочном архиве;
2. Обработку запросов клиентов на получение необходимой оперативной информации, в том числе из долгосрочного архива;
3. Синхронизацию баз данных оперативной информации на основных и резервных серверах SCADA.

Подсистема управления базой данных должна обеспечивать возможность настройки правил формирования, глубины хранения, степени прореживания, управления форматом хранения данных. Для поддержания целостности и резервирования данных необходимо наличие средств администрирования архивов.

Средства администрирования и управления обеспечивают выполнение SCADA следующих функций:

1. Настройка и сопровождение единой системы обработки событий, оповещения и записей информационных сообщений;
2. Управление конфигурацией SCADA;
3. Управление прикладным программным обеспечением SCADA;
4. Контроль и диагностирование компонент SCADA;

5. Обеспечение санкционирования доступа;
6. Управление настройкой нормативно-справочной информации.

Одна система обработки событий могла бы сделать это объединяя события в группы (по значению событий, для принадлежности к определенной подсистеме SCADA и другим критериям), предлагает возможность редактировать состав и содержание групп событий и позволяет настраивать глубину для хранения сообщений о событиях для разных групп. С помощью параметров тревоги вы можете настроить систему уведомлений индивидуально для разных групп событий, включая способы предоставления уведомлений пользователям (электронная почта, SMS и т. д.). Система уведомлений должна включать настраиваемую схему обнаружения предупреждений и подсистему уведомления о событиях. Подписка на события должна позволять пользователю SCADA пользователю настраивать личный список событий, о которых он должен быть уведомлен. Список пользователей, которым разрешен доступ к системе уведомлений, определяется местными правилами, опубликованными в ДК.

Каждый программный модуль SCADA должен иметь развитие. Средства сохранения информационных сообщений о своей работе. Записи информационных сообщений должны иметь идентификатор программного модуля и пользователя. От имени которого выполнялись действия. Записи журналов действий безопасности и изменений настроек конфигурирования SCADA должны быть защищены от удаления и модификации. SCADA должна обеспечивать возможность просмотра. Настройки журналов работы программных модулей. Подсистема фиксации информационных сообщений о работе программных модулей SCADA должна позволять выбирать уровень детализации, с которым ведется запись.

Для реализации защиты от несанкционированного доступа к SCADA необходимо обеспечить:

1. Идентификацию и аутентификацию пользователей SCADA;
2. Разграничение прав доступа на уровне категорий оперативной информации и функций SCADA;
3. Управление правами доступа к различным элементам SCADA для пользователей разных уровней.

Основная задача технического обслуживания SCADA – обеспечение полной работоспособности SCADA. Персонал, осуществляющий техническое обслуживание и эксплуатацию SCADA, выполняет следующие функции:

1. Проведение плановых эксплуатационных проверок технических и программных средств SCADA;
2. Систематический контроль за работой подсистем SCADA;
3. Администрирование SCADA;

4. Проведение регламентных работ на технических средствах SCADA в соответствии с требованиями производителя оборудования;
5. Ведение базы данных нормативно-справочной информации;
6. Настройка системы резервного копирования и обеспечение ее работоспособности;
7. Ведение учета нарушений в работе SCADA, выяснение причин нарушений SCADA;
8. Разработка и реализация мероприятий, направленных на устранение причин и предпосылок возникновения нарушений SCADA;
9. Составление производственных инструкций для оперативного персонала SCADA, поддержание инструкций в актуальном состоянии;

Составление заявок на материалы, запасные части, необходимые для эксплуатации SCADA.

4.1 Основные архитектурные концепции для программного обеспечения SCADA.

SCADA нового поколения должна основываться на сервис-ориентированной архитектуре. Техническое обслуживание - программные компоненты, которые были задокументированы и выполняют функцию для другой системы или приложения. Приложение или система может предлагать или предоставлять услугу, которая может быть запрошена посредством программирования из независимо разработанного приложения с указанием открытого документированного интерфейса. Сервис доступен через сеть и публикует стандартный интерфейс, который не требует знания технологий, используемых для его создания и разработки.

Web-сервисы организуется основной технологией для данной архитектуры. Так как предлагают более гибкий вариант информационной поддержки технологических процессов. Возможность интеграции к наибольшему функционалу. В свободном порядке создавать программы для создания измерения динамических систем автоматизации технологий в процессе работы цифровых средств в целом.

Web-сервисы состоят из протоколов основанных на XML:

1. SOAP определяет сообщения в процессе работы, которые содержат требования и отклик сервисов. SOAP не зависит от какого-либо частного транспорта и технологии реализации;
2. Язык описания Web-сервисов (WSDL) – основанное на XML описание сервиса, которое описывает открытый интерфейс, протокол привязки и параметры сообщений, требующиеся для взаимодействия с Web-сервисом;

3. Универсальное описание обнаружение и интеграция (UDDI) – основанный на XML реестр для публикации откликов сервисов (WSDL) и дающий возможность их поиска. ESB – сервис-ориентированная инфраструктура среднего слоя. Поддерживает предоставление дополнительных услуг при взаимодействии программ между собой и выступает в роли посредника для сервис ориентированных бизнес-компонент и бизнес-компонент, управляемых событиями. CIM/CME – концепция интеграции данных. Все данные, позиционируемые для совместного использования ИТ-компонентами на различных уровнях диспетчерского управления, должны определяться с использованием CIM/CME как канонической семантической модели.

4.2 Индексы характеризующие надежность системы электроснабжения.

В настоящие времена во всем мире компании, отвечающие за распределение электрической энергии, предлагают максимальные условия над решением проблемы перебоев в работе электрической сети. С этой целью энергосбытовые и энергоснабжающие компании измеряют индексы надежности. Так что это за индексы?

Показатель средней частоты отказов электропитания в системе SAIFI определяется отношением общего числа отключенных потребителей электроэнергии, которые потеряли энергию из-за больших незапланированных отказов электропитания, к общему количеству подключенных потребителей энергии в отчетном периоде.

Показатель средней продолжительности по системе SAIDI - определяется отношением общей продолжительности незапланированных отказов питания к общему количеству подключенных потребителей за отчетный период.

Средняя продолжительность CAIDI периода прерывания клиента определяется отношением общей продолжительности длительных незапланированных отключений электроэнергии к числу потребителей, которые были отключены по крайней мере от одного такого прерывания в течение отчетного периода.

Какие мероприятия необходимо провести для снижения показателей:

Сеть оснащена интеллектуальными коммутационными устройствами - устройствами повторного включения, которые могут автоматически изолировать только поврежденную часть сети в соответствии с заранее запрограммированным алгоритмом.

Все преобразования выполняются полностью автоматически, что исключает влияние человеческого фактора. Сеть автоматизирована и управляема и сводит к минимуму ущерб для потребителей.

Автоматическое разбиение в полной мере влияет на важнейшие показатели надежности - отсутствие питания, количество и длительность разделения потребителей.

Завершите реконструкцию воздушных линий, заменив все компоненты новыми.

Установка интеллектуальных измерительных приборов для анализа качества электроэнергии.

5. Интеллектуальные приборы учета системы АИС КУЭ.

Информационно-измерительные системы предназначены для коммерческого учета и контроля и мощности и энергии, автоматизированного сбора, обработки и хранения данных об энергопотреблении. Измерения и многотарифный учет активной и реактивной электрической энергии. Измерение параметров сети а также производить диагностику информации с информированием о внештатных ситуациях. Удаленное конфигурирование приборов учета. Установку и синхронизацию времени на всех уровнях системы, хранить данные. Производить аналитическую обработку собранных данных и расчет небалансов. Защиту результатов измерений от несанкционированного доступа. Устройствами первого уровня должны быть электронные счетчики, расположенные у потребителя энергии.

Электромагнитные счетчики имели существенные недостатки:

1. Низкая начальная точность показаний (класс прибора);
2. Наличие труящихся частей;
3. Быстрое снижение точности;
4. Необходимость замены труящихся частей;
5. Уязвимость к попыткам хищения электроэнергии;
6. Низкая точность в узлах учета с трансформаторами тока и напряжения.

С развитием электронных технологий появились счетчики учета расхода электроэнергии электронного типа (цифровые). Его основными элементами являются датчики тока и напряжения, тракт аналого-цифрового преобразования, микроЭВМ, кнопки управления и ввода информации, дисплей для отображения информации, элемент памяти. Рассмотрим принцип действия цифрового счетчика электроэнергии. Сигналы (ток и напряжение), полученные от датчиков, поступают в тракт аналого-цифрового преобразования. Он включает в себя мультиплексор и собственно аналого-цифровой преобразователь (АЦП). В АЦП происходит преобразование мгновенного значения непрерывного входного сигнала в пропорциональное ему цифровое значение. Все реально существующие физические процессы описываются сигналами, которые непрерывно изменяются во времени и могут принимать любые значения (анalogовые сигналы).

На рисунке 1 представлена схематическое устройство электронного счетчика.

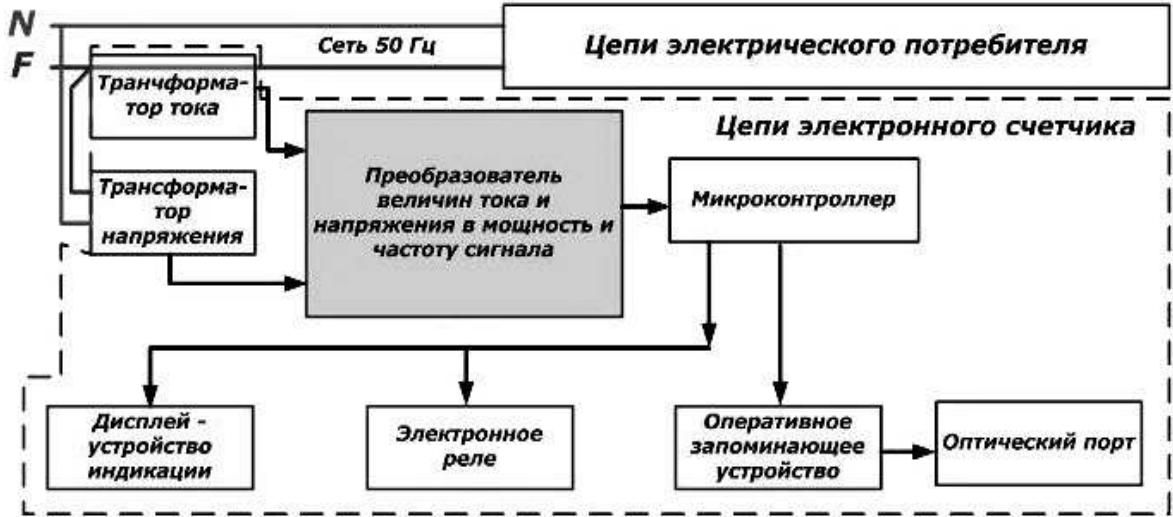


Рисунок 1 - Электронный счетчик.

Основным достоинством электронных счетчиков является отсутствие движущихся деталей, в отличие от индукционных счетчиков. Они также обеспечивают широкие пределы входных величин напряжения, дают возможность быстрой организации систем учета с несколькими тарифами, позволяют увидеть количество израсходованной энергии за любой прошедший период, измеряют мощность, сочетаются с оборудованием АСКУЭ и обладают многими другими полезными функциями. Большой перечень возможностей обуславливается программной оболочкой микроконтроллера, который входит в состав всех современных электронных приборов, и счетчиков энергии.

Вместо электронных счетчиков иногда применяются специальные датчики и подключаются через специальную компьютерную программу.

Вторым уровнем контроля дополнительных элементов системы. На его линии располагаются разные контроллеры, передающие сигналы. Обычно это преобразователи, модифицирующие сигнал от стандартного интерфейса к специальному устройству, совместимому с компьютером. Сетевой концентратор (hub) – устройство для объединения нескольких интеллектуальных устройств в общий сегмент, т.е. образующих разделяемую среду, независимо от типа реализуемого протокола. Принцип его работы заключается в трансляции пакетов, поступающих на один из его портов, всем остальным портам. Таким образом, пакет, поступивший в сеть, будет отправлен всем остальным устройствам сети.

Концентратор не анализирует содержание пакетов информации или их заголовки, а просто копирует их. Основная его задача – это подключение новых устройств к сети и организация ее топологии. Главным достоинством концентратора является простота реализации. Однако из-за того, что он просто копирует пакеты во все свои порты, в сети увеличивается вероятность возникновения коллизий, т.е. наложений двух и более кадров информации от

передатчиков, которые пытаются передать кадр в один и тот же момент времени в коммуникационной сети коллективного доступа. Это может привести к снижению скорости передачи и времени доставки пакетов.

В третьем уровне этом отделе концентрируется, обрабатывается и производится анализ и хранение данных всей системы. Главным требованием к третьему уровню является обеспечение современной программной для всей системы.

Сетевой коммутатор (switch) — прибор, предназначенное для соединения нескольких узлов компьютерной сети в границах 1-го или же нескольких частей сети. Коммутаторы были разработаны с внедрением мостовых технологий и нередко рассматриваются как много портовые мосты. В отличие от концентратора, коммутатор передаёт данные лишь только именно получателю (исключение оформляет составляет широковещательный трафик всем узлам сети и трафик для приборов, для коих неизвестен исходящий порт коммутатора).

Это повышает производительность и безопасность сети и избавляет остальные сегменты от необходимости (и способности) обрабатывать данные, которые им не предназначены. Коммутатор сохраняет в памяти (ассоциативной памяти) таблицу коммутации, указывает на соответствие адреса ответа (MAC-адреса) нового порта порту коммутатора. MAC уже содержится, и в таблице кадр имеется один из портов коммутации, этот кадр передается только через порт порта, указанный в таблице. MAC нового пункта назначения не подвержен влиянию порта коммутатора, процедура отправляется на наши порты, кроме того, с которого он был получен. Со временем коммутатор создает таблицу для всех MAC-адресов. Приветственное слово. Это трафик данных. Коммуникатор может использовать буферизацию для хранения кадров и их последующей отправки на нужный адрес. Отметим использует порт назначения занят. Область хранения, в которой коммутатор хранит данные.

Элементы сбора и предоставления данных.

Устройства сбора и передачи данных (УСПД) — специализированное средство группового учета электроэнергии, используемое в АСКУЭ на среднем уровне. Применяют УСПД:

1. Для автоматического с программируемой периодичностью запроса и приема данных приборного учета от группы подключенных к нему по цифровым интерфейсам счетчиков;
2. Хранения, накопления и обработки этих данных учета, передачи их по каналу связи на верхний уровень, в центр сбора и обработки данных (ЦСОД) в соответствии с конкретными проектами АСКУЭ;
3. Передачи в обратном направлении служебных или иных данных, например, синхронизация часов электронных счетчиков.

специализированный микропроцессорный контроллер, состоящий из основного блока, пульта управления и кроссового блока.

Структурная схема УСПД Прибора сбора и передачи данных считается цифровым устройством, работающим под управлением встроенного процессора. Принцип работы УСПД реализован на преобразовании сигналов измерительной инфы (о значениях телесных величин) в смысла телесных характеристик, расчете моментальных и интегральных значений характеристик и сбережении измеренной и расчетной инфы в архивах. Пульт управления содержит в собственном составе ЖК-индикатор и клавиатуру, специализирован для ввода и отражения инфы УСПД.

В состав основного блока входят:

1. Микроконтроллер (микропроцессор);
2. Буфер адреса и буфер данных;
3. Статическое ОЗУ;
4. Часы реального времени;
5. ПЗУ. Рабочий цикл функционирования УСПД представляет собой последовательность операций:
6. Измерение значений электрических сигналов измерительной информации, поступающей на входы измерительных каналов;
7. Обработка и преобразование измерительной информации в расчетные и промежуточные величины;
8. Определение интегральных (средних) значений параметров;
9. Периодическое архивирование информации;
10. Тестирование работоспособности УСПД;

Приборы сбора и передачи данных гарантирует повторяющуюся синхронизацию времени от сервера центра сбора инфы как в самом УСПД (при любом запросе данных), например и в счетчиках, обслуживаемых им. Корректировка времени счетчиков выполняется в обязательном производится обязательно порядки один раз в день один раз в сутки на более 2 мин. Синхронизация времени в счетчиках случается в случае, когда расхождение текущего времени счетчика и времени УСПД произойдет 1 с.

6. Расчет уставок релейной защиты

Для защиты линий 10 кВ применяется многоступенчатая токовая защита. В качестве первой ступени рассчитывается токовая отсечка без выдержки времени (ТО), второй ступенью считается токовая отсечка с выдержкой времени (ТОВ). Третьей ступенью, как самой чувствительной, используют максимальную токовую защиту (МТЗ). Однако, для линий с небольшой протяженностью зачастую невозможно построить полноценную трехступенчатую защиту из-за недостаточной чувствительности первой или второй ступени. Тогда применяют либо двухступенчатую защиту – ТО и МТЗ, либо только МТЗ. В любом случае, МТЗ является обязательной частью защиты.

На рассматриваемой ПС «Калининская» принимаем к установке терминалы защиты БЭ2502А0102. В качестве защиты линий принимаем двухступенчатую защиту (ТО, МТЗ) исходя из их небольшой протяженности. По требованиям безопасности и надежности, следует рассчитать защиту от однофазных замыканий на землю. Для каждого выключателя также необходимо предусмотреть УРОВ.

Первая ступень токовой защиты – токовая отсечка (ТО) – предназначена для отключения близких КЗ. Уставка ТО отстраивается от максимального значения тока трехфазного короткого замыкания в конце защищаемой линии или питающего элемента. Ток срабатывания ТО выбирается по формуле:

$$I_{C.3.TO} = K_{OTC} \cdot I_{k2.max}, \quad (6.1)$$

где K_{OTC} - коэффициент отстройки, принимаемый для МП реле 1,1...1,2.

$I_{k2.max}$ – ток трехфазного короткого замыкания в конце защищаемого элемента, кА.

Далее, необходимо определить ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3.TO} \cdot K_{Cx}}{n_T} \quad (6.2)$$

Затем выбирается окончательная уставка срабатывания реле и производится обратный расчет тока срабатывания защиты.

Чувствительность защит выражается коэффициентом чувствительности защиты, который рассчитывается следующим образом:

$$K_{Ч.о} = 0,87 \cdot \frac{I_{k1min}}{I_{с.з.у}}. \quad (6.3)$$

Согласно ПУЭ, должны выполняться условия: $K_{Ч} \geq 1,5$

Для обеспечения селективности по току:

$$I_{C,3,TO,посл} = K_{н} \cdot I_{C,3,TO,пред} \quad (6.4)$$

Токовая отсечка для отходящих линий выполняется без выдержки времени.

Вторая ступень токовой защиты – максимальная токовая защита (МТЗ) – предназначена для защиты не только линии, на которой она установлена, но и обеспечить дальнее резервирование при повреждениях выключателей либо несрабатывания защиты на нижестоящих линиях.

Токи срабатывания МТЗ выбираются по следующим условиям:

1. Несрабатывание защиты при сверхтоках после отключения к.з. на предыдущем элементе;
2. Согласование чувствительности защит предыдущего и последующего элементов;
3. Обеспечение необходимой чувствительности при КЗ в конце защищаемой линии и в конце предыдущего элемента.

По условию несрабатывания защиты при сверхтоках, ток срабатывания защиты рассчитывается по выражению:

$$I_{C,3} \geq \frac{K_n}{K_b} \cdot K_{Cspl} \cdot I_{раб,МАХ} , \quad (6.5)$$

где K_n - коэффициент надежности несрабатывания защиты, с учетом запаса и погрешностей, $K_n = 1,1 \dots 1,2$;

K_b - коэффициент возврата, $K_b = 0,95 \dots 0,98$;

K_{Cspl} - коэффициент самозапуска нагрузки, отражающий увеличение рабочего тока $I_{раб,маx}$ за счет одновременного пуска электродвигателей, которые затормозились при снижении напряжения во время короткого замыкания. Для бытовой нагрузки $K_{Cspl} = 1,1 \dots 1,3$.

Наибольшее смысл рабочего тока защищаемого элемента $I_{раб,маx}$ ориентируется с учетом его перегрузки, для чего нужно знать максимальный нагрузочный ток линии. При недоступности данных, ток определяется приближенно как длительно допустимый ток провода линии. Также, нагрузочный ток линии можно рассчитать по суммарной мощности присоединенных трансформаторов.

Для согласования защит предыдущего и последующего элементов сети, ток срабатывания защиты последующего элемента выбирается по условию:

$$I_{C3.\text{ПОСЛ.}} \geq K_{\text{НС}} \cdot (I_{C3.\text{ПРЕД.}} + \sum I'_{\text{РАБ.МАХ}}), \quad (6.6)$$

где $K_{\text{НС}}$ – коэффициент надежности согласования, $K_{\text{НС}} = 1,1$;
 $I_{C3.\text{ПРЕД.}}$ - наибольшее значение тока срабатывания МТЗ предыдущего элемента сети, с которым производится согласование, А;

$\sum I'_{\text{РАБ.МАХ}}$ - арифметическая сумма значений рабочих токов нагрузки всех предыдущих элементов, за исключением того элемента, с защитой которого производится согласование, А.

За расчетный ток принимается значение наибольшего тока из условий (6.5), (6.6).

Далее необходимо определить ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_T}, \quad (4.7)$$

где $I_{C.3}$ – ток срабатывания защиты (первичный), А;
 n_T – коэффициент трансформации трансформаторов тока;
 $K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы соединения трансформаторов тока, при применении схемы полной или неполной звезды $K_{\text{СХ}} = 1$ и при полном или неполном треугольнике $K_{\text{СХ}} = \sqrt{3}$.

Затем выбирается окончательная уставка срабатывания реле и производится обратный расчет тока срабатывания защиты.

В итоге, уставка защиты (МТЗ) последующего элемента всегда должна быть меньше уставки защиты (МТЗ) предыдущего элемента, что обеспечивает выполнение условия селективности защит.

По условию обеспечения необходимой чувствительности необходимо знать значения токов КЗ в конце основной зоны и в конце зоны резервирования. Определение коэффициентов чувствительности защиты производится по выражениям:

$$K_{\text{Ч.Р}} = 0,87 \cdot \frac{I_{k2\min}}{I_{C.3.y}} . \quad (6.8)$$

$$K_{\text{Ч.О}} = 0,87 \cdot \frac{I_{k1\min}}{I_{C.3.y}} \quad (6.9)$$

где $K_{\text{Ч.О}}, K_{\text{Ч.Р}}$ – коэффициенты чувствительности защиты соответственно в основной и резервной зонах.

Согласно ПУЭ, должны выполняться условия:

$$K_{Ч.о} \geq 1,5, \quad (6.10)$$

$$K_{Ч.р} \geq 1,2. \quad (6.11)$$

В целях обеспечения временной селективности действия защиты последующего и предыдущего элементов для МТЗ вводится выдержка времени для замедления действия защиты данной линии. Время срабатывания защиты в этом случае выставляется больше времени срабатывания защиты предыдущей линии:

$$t_{С.з.ПОСЛ} = t_{С.з.ПРЕД} + \Delta t, \quad (6.12)$$

где Δt – ступень селективности. $\Delta t = 0,2$ с;

Величина Δt состоит из времени отключения выключателя (0,04...0,11 с), времени возврата защиты (0,04 с), погрешности по времени последующей и предыдущей защит (4...6%) и необходимого запаса (0,05...0,1 с).

Согласно ПУЭ, в целях обнаружения однофазных КЗ для каждой отходящей линии должна быть предусмотрена ЗОЗЗ, действующая на сигнал и на отключение (при необходимости). ЗОЗЗ, как правило, применяется в разветвленных сетях с большим количеством присоединений с приблизительно равными параметрами линий, такими как длина, тип проводника, и т.д. ЗОЗЗ должна реагировать на суммарный емкостный ток сети, протекающий через поврежденный элемент.

Значение емкостного тока линии и, соответственно, суммарного емкостного тока линий всей сети можно ориентировочно определить по эмпирической формуле(для воздушных сетей):

$$I_{СΣ} \approx \frac{U_n \cdot L_{Σ}}{350} \quad (6.13)$$

где U_n – номинальное напряжение линии, кВ,

$L_{Σ}$ – суммарная длина линий, км.

Ток срабатывания защиты выбирается из учета несрабатывания при внешних ОЗЗ и в режимах без ОЗЗ, кроме того, для исключения ложных срабатываний защита отстраивается по времени срабатывания $t_{С.з.}$. Первичный ток срабатывания выбирается из двух условий:

- отстройки от собственного емкостного тока защищаемого присоединения I_{C_i} при дуговых перемежающихся ОЗЗ:

$$I_{0_{С.з.}} \geq K_{omc} K_{bp} I_C \quad (6.14)$$

где Котс= 1,2…1,3 — коэффициент отстройки, учитывающий погрешность реле тока, ошибки расчета I_{C_i} и запас;

Кбр =1.2…2.5 – коэффициент, учитывающий увеличение действующего значения I_c при дуговых перемежающихся ОЗЗ;

- 2) отстройки от максимального тока небаланса ФТНП в режимах без ОЗЗ или при внешних междуфазных КЗ:

$$I_{0c.z.} \geq K_{omc} I_{нб.max} \quad (6.15)$$

где Котс=1.25 для трехтрансформаторных ФТНП и 1,5…2 (с учетом приближенного характера определения $I_{нб.max}$) для кабельных ТТНП;

$I_{нб.max}$ - максимальный ток небаланса, А.

6.1 Расчет релейной защиты трансформаторов

Расчёт первичного тока срабатывания ЗП стороны трансформатора, А:

$$I_{cz \text{ ЗП стор}} = \frac{k_{otc} I_{nom \text{ стор}}}{k_b}, \quad (6.16)$$

где $k_{otc} = 1,08$ – коэффициент отстройки, о.е.;

$I_{nom \text{ стор}}$ – номинальный ток стороны трансформатора, А;

$k_b = 0,9$ – коэффициент возврата, о.е.

Расчёт вторичного тока срабатывания ЗП стороны трансформатора, А:

$$I_{cp \text{ ЗП стор}} = \frac{I_{cz \text{ ЗП стор}} k_{cx \text{ ТТ стор}}}{n_I}, \quad (6.17)$$

где $I_{cz \text{ ЗП стор}}$ – первичный ток срабатывания ЗП стороны трансформатора, А;

n_I – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны трансформатора, о.е.;

$k_{cx \text{ ТТ стор}}$ – коэффициент схемы ТТ соответствующей стороны трансформатора, о.е.

Для стороны ВН тр-ра:

$$I_{nom \text{ ВН}} = \frac{S_{nom \text{ Т}}}{\sqrt{3} U_{nom \text{ ВН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А.}$$

$$I_{cz \text{ ЗП стор}} = \frac{k_{otc} I_{nom \text{ стор}}}{k_b} = \frac{1,08 \cdot 201}{0,9} = 241 \text{ А.}$$

$$I_{\text{ср 3П стор}} = \frac{I_{\text{с3 3П стор}} k_{\text{сx ТТ стор}}}{n_I} = \frac{241 \cdot 1}{20} = 12,06 \text{ A.}$$

Для стороны НН тр-ра:

$$I_{\text{ном НН}} = \frac{S_{\text{ном Т}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном НН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2312 \text{ A.}$$

$$I_{\text{с3 3П стор}} = \frac{k_{\text{отс}} I_{\text{ном стор}}}{k_{\text{в}}} = \frac{1,08 \cdot 2312}{0,9} = 2774 \text{ A.}$$

$$I_{\text{ср 3П стор}} = \frac{I_{\text{с3 3П стор}} k_{\text{сx ТТ стор}}}{n_I} = \frac{2774}{200} = 13,8 \text{ A.}$$

Время срабатывания ЗП - 9 с.

Расчёт дифференциальной защиты трансформаторов.

Расчёт коэффициентов схемы, о.е:

$$k_{\text{сx стор}} = k_{\text{сx ТТ стор}} \cdot k_{\text{сx обм стор}} \cdot k_{\text{вкл ТТ стор}}, \quad (6.18)$$

где $k_{\text{сx ТТ стор}}$ – коэффициент учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ соответствующей стороны Т. Если вторичная обмотка ТТ собрана в «звезду», то $k_{\text{сx ТТ стор}} = 1$, если вторичная обмотка ТТ собрана в «треугольник», то $k_{\text{сx ТТ стор}} = \sqrt{3}$;

$k_{\text{сx обм стор}}$ – коэффициент учитывающий схему соединения обмотки Т. Если обмотка Т собрана в «звезду», то $k_{\text{сx обм стор}} = 1$, если обмотка ТТ собрана в «треугольник», то $k_{\text{сx обм стор}} = \sqrt{3}$;

$k_{\text{вкл ТТ стор}}$ – коэффициент учитывающий схему включения ТТ на линейные/фазные токи при схеме соединения обмотки силового Т в «треугольник». При включении ТТ на «линейные» токи $k_{\text{вкл ТТ стор}} = 1$, при включении ТТ на «фазные» токи $k_{\text{вкл ТТ стор}} = 1/\sqrt{3}$ (см. рисунок 3.1).

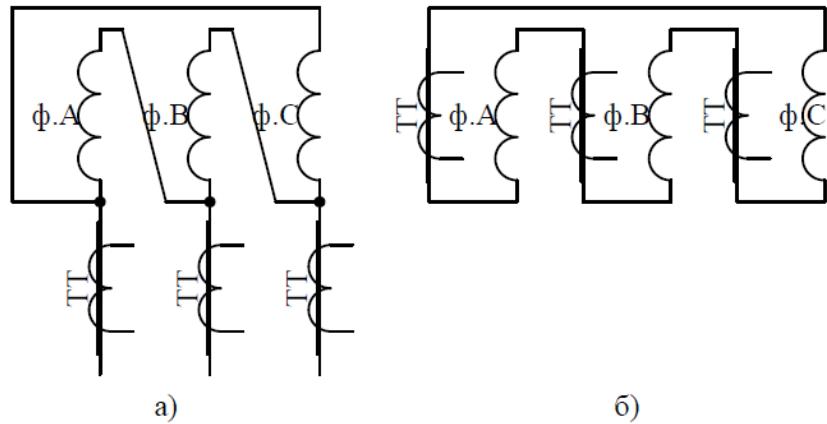


Рисунок 2 Схема включения ТТ на линейные/фазные токи при схеме соединения обмотки силового Т в «треугольник»: а) включение ТТ на «линейные» токи, б) включение ТТ на «фазные» токи.

Коэффициент схемы обмотки ВН трансформатора:

$$k_{\text{сх ВН}} = k_{\text{сх ТТ ВН}} \cdot k_{\text{сх обм ВН}} \cdot k_{\text{вкл ТТ ВН}} = 1 \cdot 1 \cdot 1 = 1 \text{ о.е.}$$

Коэффициент схемы обмотки НН трансформатора:

$$k_{\text{сх НН}} = k_{\text{сх ТТ НН}} \cdot k_{\text{сх обм НН}} \cdot k_{\text{вкл ТТ НН}} = 1 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{1}{\sqrt{3}} = 1 \text{ о.е.}$$

Расчет базисных токов:

$$I_{\text{БАЗ}} = I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{сх стор}} / K_{\text{ТТ}} \quad (6.19)$$

где $K_{\text{ТТ}}$ - коэффициент трансформации главного ТТ соответствующей стороны; $K_{\text{сх стор}}$ - коэффициент схемы обмотки соответствующей стороны трансформатора.

$$I_{\text{НОМ ВН}} = \frac{S_{\text{НОМ Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ ВН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 207 \text{ А};$$

$$I_{\text{НОМ НН}} = \frac{S_{\text{НОМ Т}}}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ НН}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2312 \text{ А};$$

Базисный ток стороны ВН трансформатора:

$$I_{\text{БАЗ ВН}} = I_{\text{НОМ ВН}} \cdot K_{\text{сх ВН}} / K_{\text{ТТ}} = 207 \cdot 1/20 = 10,35 \text{ А};$$

Базисный ток стороны НН трансформатора:

$$I_{\text{БАЗ НН}} = I_{\text{НОМ НН}} \cdot K_{\text{сх НН}} / K_{\text{ТТ}} = 2312 \cdot 1/200 = 11,56 \text{ А};$$

Ток начала торможения ДЗТ, о.е.:

$$I_{\text{т.0}} = 1,0.$$

Расчёт начального тока срабатывания ДЗТ, о.е.:

$$I_{\text{д.0}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч*}},$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки (1,1 ÷ 1,3), о.е.;

$I_{\text{нб расч*}}$ – относительный ток небаланса в переходном режиме работы защищаемого Т при малых сквозных токах, о.е.

Расчёт относительного тока небаланса, о.е.:

$$I_{\text{нб расч*}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{вып}} + \Delta f_{\text{ПТТ}} \cdot I_{\text{т.0}}, \quad (6.20)$$

где $k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс. $k_{\text{пер}} = 1,5 \div 2,5$ – при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора однотипных ТТ.

$k_{\text{одн}}=1$ – коэффициент однотипности ТТ, о.е.;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение погрешности ТТ, о.е.;

$\Delta U_{\text{РПН}} = 0,16$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине реального спектра регулировки, о.е.;

$\Delta f_{\text{ПТТ}}=0,05$ – полная относительная погрешность промежуточных ТТ, о.е.;

$\Delta f_{\text{выр}}=0,02$ – полная относительная погрешность выравнивания, о.е.;

$I_{\text{т.0}}$ – ток начала торможения ДЗТ, о.е.

$$I_{\text{нб расч*}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) \cdot I_{\text{т.0}} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0,05 = 0,43 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{д.0}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб расч*}} = 1,2 \cdot 0,43 = 0,52 \text{ о.е.}$$

Расчёт тока торможения блокировки ДЗТ, о.е.:

$$I_{\text{т бл}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пред нагр}} \cdot I_{\text{ном*}}, \quad (6.21)$$

где $k_{\text{отс}}=1,1$ – коэффициент отстройки, о.е.;

$I_{\text{ном*}}$ – относительное значение номинального тока соответствующей стороны трансформатора, о.е.;

$k_{\text{пред.нагр}}=1,8$ – коэффициент, определяющий предельную нагрузочную способность трансформатора от его мощности, о.е.

$$I_{\text{т бл}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пред нагр}} \cdot I_{\text{ном*}}, \quad (6.22)$$

Расчёт относительного номинального тока, о.е.:

$$I_{\text{ном*}} = \frac{I_{\text{ном}}}{I_{\text{баз стор}}} \cdot \frac{k_{\text{сх ТТ стор}}}{n_I}, \quad (6.23)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток соответствующей стороны тр-ра, А;

$I_{\text{баз стор}}$ – базисный ток соответствующей стороны тр-ра, о.е.;

$k_{\text{сх ТТ стор}}$ – коэффициент учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ соответствующей стороны тр-ра, о.е.;

n_I – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны тр-ра, о.е.

$$I_{\text{ном*}}^{\text{ВН}} = \frac{I_{\text{ном ВН}}}{I_{\text{баз ВН}}} \cdot \frac{k_{\text{сх ТТ ВН}}}{n_I} = \frac{207}{10,37} \cdot \frac{1}{20} = 1;$$

$$I_{\text{HH ном*}} = \frac{I_{\text{ном HH}}}{I_{\text{баз HH}}} \cdot \frac{k_{\text{сх ТТ HH}}}{n_I} = \frac{2312}{11,56} \cdot \frac{1}{200} = 1.$$

$$I_{\text{т бл}} = k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{пред нагр}} \cdot I_{\text{ном*}} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot 1 = 1,98 \text{ о.е.}$$

Расчёт относительного значения тока внешнего КЗ, о.е.:

$$I_{\text{сKB*}} = \frac{I_{\text{max HH}}^{(3)}}{I_{\text{баз HH}}} \cdot \frac{k_{\text{сх ТТ HH}}}{n_I}, \quad (6.24)$$

где $I_{\text{max HH}}^{(3)}$ – максимальное значение тока внешнего металлического КЗ, рассчитанное в максимальном режиме работы сети, А;

$I_{\text{баз ВН}}$ – базисный ток соответствующей стороны тр-ра, о.е.;

$k_{\text{сх ТТ ВН}}$ – коэффициент учитывающий схему соединения вторичных обмоток ТТ соответствующей стороны тр-ра, о.е.;

n_I – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны тр-ра, о.е.

$$I_{\text{сKB*}} = \frac{11723}{11,56} \cdot \frac{1}{200} = 5.$$

$$I_{\text{нб}} = (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) \cdot I_{\text{сKB*}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0,05) \cdot 5 = 2,15 \text{ о.е.}$$

Расчёт тормозного тока, о.е.:

$$I_{\text{т}} = \sqrt{I_{\text{сKB*}} \cdot (I_{\text{сKB*}} - I_{\text{нб}}) \cdot \cos \beta}, \quad (6.25)$$

где $I_{\text{сKB*}}$ – относительное значение тока внешнего КЗ, о.е.;

$I_{\text{нб}}$ – расчетный ток небаланса, о.е.;

β – угол между векторами токов ($10^\circ \div 20^\circ$), град.

$$I_{\text{т}} = \sqrt{I_{\text{сKB*}} \cdot (I_{\text{сKB*}} - I_{\text{нб}}) \cdot \cos \beta} = \sqrt{5 \cdot (5 - 2,15) \cdot \cos 20^\circ} = 3,64 \text{ о.е.}$$

Расчёт коэффициента торможения ДЗТ, о.е.:

$$k_{\text{т}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} - I_{\text{д.0}}}{I_{\text{т}} - I_{\text{т.0}}}, \quad (6.26)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки ($1,1 \div 1,3$), о.е.;

$I_{\text{нб}}$ – расчетный ток небаланса, о.е.;

$I_{\text{д.0}}$ – начальный ток срабатывания ДЗТ, о.е.;

$I_{\text{т}}$ – расчетный тормозной ток, о.е.;

$I_{\text{т.0}}$ – ток начала торможения ДЗТ, о.е.

$$k_{\text{т}} = \frac{k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} - I_{\text{д.0}}}{I_{\text{т}} - I_{\text{т.0}}} = \frac{1,2 \cdot 5 - 0,52}{3,64 - 1} = 2 \text{ о.е.}$$

Ток срабатывания дифференциальной отсечки:

По условию отстройки от броска тока намагничивания тр-ра, о.е.:

$$I_{\text{отс}} \geq 6,5.$$

По условию отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ, о.е.:

$$I_{\text{отс}} = 1,5 \cdot I_{\text{скв*}} (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}), \quad (6.27)$$

где $k_{\text{пер}} = 3$ – коэффициент, учитывающий переходный режим, о.е.;

$I_{\text{скв*}}$ – относительное значение тока внешнего КЗ, о.е.;

$k_{\text{одн}} = 1$ – коэффициент однотипности трансформатора тока, о.е.;

$\varepsilon = 0,1$ – относительное значение погрешности ТТ, о.е.;

$\Delta U_{\text{РПН}} = 0,16$ – относительная погрешность, обусловленная наличием РПН, принимается равной половине действительного диапазона регулирования, о.е.;

$\Delta f_{\text{ПТТ}} = 0,05$ – полная относительная погрешность промежуточных ТТ, о.е.;

$\Delta f_{\text{выр}} = 0,02$ – полная относительная погрешность выравнивания, о.е.;

$$I_{\text{отс}} = 1,5 \cdot I_{\text{скв*}} (k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{РПН}} + \Delta f_{\text{выр}} + \Delta f_{\text{ПТТ}}) = 1,5 \cdot 5 \cdot (3 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,02 + 0,05) = 3,97 \text{ о.е.} \quad =$$

По данным условиям $I_{\text{отс}} = 3,97$ о.е.

Задержка на срабатывание дифференциальной отсечки принимается 0,05 с.

Расчет уставок автоматики охлаждения (АО) трансформаторов

Расчет вторичного тока срабатывания I ст. АО, А:

$$I_{\text{ср АО стор}}^I = k_{\text{уст}} \frac{I_{\text{ном стор}} \cdot k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сх ТТ стор}}}{n_I \cdot k_B} \quad (6.28)$$

где $I_{\text{ном стор}}$ – номинальный ток стороны трансформатора, А;

$k_{\text{отс}} = 1,05$ – коэффициент отстройки, о.е.;

$k_B = 0,9$ – коэффициент возврата реле тока, о.е.

$k_{\text{уст}} = 0,4$ – коэффициент уставки срабатывания для реле тока I ст. автоматики охлаждения, о.е.;

n_I – коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны трансформатора, о.е.;

$k_{\text{сх ТТ стор}}$ – коэффициент схемы ТТ соответствующей стороны трансформатора, о.е.

Расчет вторичного тока срабатывания II ст. АО, А:

$$I_{\text{ср АО стор}}^{II} = k_{\text{уст}} \frac{I_{\text{ном стор}} \cdot k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{ cx TT стор}}}{n_I \cdot k_B} \quad (6.29)$$

где $I_{\text{ном стор}}$ — номинальный ток стороны трансформатора, А;
 $k_{\text{отс}} = 1,05$ — коэффициент отстройки, о.е.;
 $k_B = 0,9$ — коэффициент возврата реле тока, о.е.
 $k_{\text{уст}} = 0,8$ — коэффициент уставки срабатывания для реле тока II ст. автоматики охлаждения, о.е.;
 n_I — коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны трансформатора, о.е.;
 $k_{\text{ cx TT стор}}$ — коэффициент схемы ТТ соответствующей стороны трансформатора, о.е.

Для стороны ВН трансформатора:

$$I_{\text{ср АО ВН}}^I = k_{\text{уст}} \frac{I_{\text{ном ВН}} \cdot k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{ cx TT ВН}}}{n_I \cdot k_B} = 0,4 \cdot \frac{207 \cdot 1,05 \cdot 1}{20 \cdot 0,9} = 3,91 \text{ А};$$

$$I_{\text{ср АО ВН}}^{II} = k_{\text{уст}} \frac{I_{\text{ном ВН}} \cdot k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{ cx TT ВН}}}{n_I \cdot k_B} = 0,8 \cdot \frac{207 \cdot 1,05 \cdot 1}{20 \cdot 0,9} = 9,66 \text{ А.}$$

Для стороны НН трансформатора:

$$I_{\text{ср АО НН}}^I = k_{\text{уст}} \frac{I_{\text{ном НН}} \cdot k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{ cx TT НН}}}{n_I \cdot k_B} = 0,4 \cdot \frac{2312 \cdot 1,05 \cdot 1}{200 \cdot 0,9} = 4,36 \text{ А};$$

$$I_{\text{ср АО НН}}^{II} = k_{\text{уст}} \frac{I_{\text{ном НН}} \cdot k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{ cx TT НН}}}{n_I \cdot k_B} = 0,8 \cdot \frac{2312 \cdot 1,05 \cdot 1}{200 \cdot 0,9} = 8,73 \text{ А.}$$

Расчёт МТЗ с пуском по напряжению

Расчёт тока срабатывания защиты по условию отстройки от рабочего максимального тока, А:

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_B} \cdot I_{\text{раб макс}}, \quad (6.30)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,2$ — коэффициент отстройки, о.е.;
 $k_B = 0,9$ — коэффициент возврата, о.е.;
 $I_{\text{раб макс}}$ — максимальный ток нагрузки трансформатора, А.

$$I_{\text{сз}} = \frac{k_{\text{отс}}}{k_B} \cdot I_{\text{раб макс}} = \frac{1,2}{0,9} \cdot 82 = 109 \text{ А.}$$

Расчёт тока срабатывания реле, А:

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}}}{n_I} \cdot k_{\text{ cx}}, \quad (6.31)$$

где n_I – коэффициент трансформации ТТ, о.е.;
 I_{cz} – ток срабатывания защиты, А;
 k_{cx} – коэффициент схемы, о.е.

$$I_{cp} = \frac{I_{cz}}{n_I} \cdot k_{cx} = \frac{109}{20} \cdot 1 = 5,45 \text{ А.}$$

Расчёт задержки на срабатывание МТЗ НН при вкл. СВ, с:

$$t_{cz} = t_{MTZ} + \Delta t = 1,1 + 0,2 = 1,3,$$

где t_{MTZ} – время срабатывания МТЗ СВ НН, с;
 Δt – степень селективности ($0,2 \div 0,5$), с.

Расчёт задержки на срабатывание МТЗ НН при откл. СВ, с:

$$t_{cz} = t_{cmej} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3,$$

где t_{cmej} – время срабатывания наиболее чувствительной ступени предыдущего элемента, с;

Δt – степень селективности ($0,3 \div 0,5$), с.

Расчёт задержки на срабатывание МТЗ ВН, с:

$$t_{cz} = t_{MTZ} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8 \text{ с},$$

где t_{MTZ} – время срабатывания МТЗ предыдущего элемента или МТЗ НН при откл. СВ, с;

Δt – степень селективности ($0,3 \div 0,5$), с.

6.2 Расчет защит секционных и вводных выключателей

В качестве ведущей защиты для секционного выключателя считается двухступенчатая токовая оборона, а для вводного выключателя – лишь только МТЗ. Для МТЗ секционных и вводных выключателей ведущей зоной обороны считаются покрышки 10 кВ подстанции, а запасной зоной – присоединения. Исходя из сего при выборе тока срабатывания МТЗ справедливы выражения (6.1), (6.2) и (6.3), имея в облику виду, собственно что сквозь вводной имеет возможность протекать нагрузка обеих секций шин, а сквозь секционный – лишь только одной.

Смысл тока срабатывания МТЗ вводного выключателя надлежит быть более, чем уставка МТЗ секционного, а секционного более чем большего линейного из обстоятельства (6.2). Выбор времени срабатывания МТЗ для секционного и вводного выключателя выполняется по (6.8).

Расчет первой ступени МТЗ.

Наибольший ток для вводного выключателя:

$$I_{\text{P.max}} = 1,4 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3085 \text{ A.}$$

Согласно (6.1) ток срабатывания:

$$I_{C.3} \geq \frac{K_{omc}}{K_B} \cdot K_{czn} \cdot I_{\text{PAB.MAX}} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,2 \cdot 3085 = 4241 \text{ A.}$$

По формуле (6.2):

$$I_{\text{C3.ПОСЛ.}} \geq K_{nc} \cdot (I_{\text{C3.ПРЕД.}} + \sum I'_{\text{PAB.MAX}}) = 1,1 \cdot (3085 + 953,33) = 4442,1 \text{ A.}$$

Из двух токов выбираем максимальный.

Вычислим согласно (6.3) ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{4442,1 \cdot 1}{200} = 22,21 \text{ A.}$$

Принимаем к уставке на терминале защит $I_{\text{c.p.y}} = 22,25 \text{ A}$, с действием на отключение.

Тогда ток срабатывания на первичной стороне будет:

$$I_{\text{c.z.y}} = K_m \cdot I_{\text{c.p.y}} = 22,25 \cdot 200 = 4450 \text{ A.}$$

Время срабатывания МТЗ принимаем $t_{\text{cz}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 1,1 + 0,5 = 1,6 \text{ с.}$

Расчет второй ступени МТЗ.

Вторая ступень МТЗ отстраивается от ЗП трансформатора, и имеет вид:

$$I_{C.3} = K_{omc} \cdot I_{\text{C3.пред.}} = 1,05 \cdot 2774 = 2912,7 \text{ A.}$$

Вычислим согласно (4.3) ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{2912,7 \cdot 1}{200} = 14,56 \text{ A.}$$

Время срабатывания МТЗ принимаем $t_{\text{cz}} = t_{\text{пред}} + \Delta t = 1,1 + 1 = 2,1 \text{ с.}$

6.2.1 Логическая защита шин НН 10 кВ

Данная защита реализуется с помощью вводного выключателя, секционного выключателя и устройств защиты присоединений. Логическая

защита шин срабатывает, только в том случае, когда на шинах происходит КЗ и через защиту вводного (секционного) выключателя протекает ток повреждения, при этом блокирующих сигналов от пусковых органов защиты присоединений, отходящих от шин не поступает. Если же повреждение на отходящей линии, то выдается блокирующий сигнал на срабатывание ЛЗШ секционного и вводного выключателя. Токовые защиты ввода и секционного выключателя работают в обычном режиме.

Ток срабатывания ЛЗШ выбирается по принципу выбора МТЗ вводного и секционного выключателя. Ток срабатывания ЛЗШ принимается как максимальный из токов срабатывания МТЗ ввода и СВ[7].

Из п.3.2 берем ток уставки МТЗ вводного выключателя как наибольший 1100А

Время срабатывания защиты принимается равным $t_{c.z.} = 0,1 \text{ с.}$

6.3 Защита линий 10 кВ

Произведем расчет согласно вышеизложенной методике уставок ТО, МТЗ и ЗОЗЗ фидера «РП-17».

Для данного присоединения:

Максимальный ток $I_{\text{раб. max}} = 61,5 \text{ A}$; $I_{k2\max} = 270 \text{ A};$

Выберем уставки для токовой отсечки:

Согласно (6.9) ток срабатывания:

$$I_{C.z.\text{TO}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{k2.\max} = 1,1 \cdot 270 = 297 \text{ A.}$$

Вычислим согласно (6.3) ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.z.\text{TO}} \cdot K_{\text{cx}}}{n_T} = \frac{297 \cdot 1}{20} = 14,85 \text{ A.}$$

Принимаем к уставке на терминале защит $I_{\text{c.p.y}} = 14,9 \text{ A}$, с действием на отключение.

Тогда ток срабатывания на первичной стороне будет:

$$I_{\text{c.z.y}} = I_{\text{c.p.y}} \cdot K_m = 14,9 \cdot 50 = 745 \text{ A.}$$

Выберем уставки для максимальной токовой защиты:

Согласно (6.1) ток срабатывания:

$$I_{C.z} \geq \frac{K_h}{K_e} \cdot K_{\text{c3n}} \cdot I_{\text{РАБ.МАХ}} = \frac{1,1}{0,96} \cdot 1,8 \cdot 61,5 = 127 \text{ A.}$$

Вычислим согласно (6.3) ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{127 \cdot 1}{20} = 6,35 \text{ A.}$$

Принимаем к уставке на терминале защит $I_{c.p.y} = 6,4 \text{ A}$, с действием на отключение.

Тогда ток срабатывания на первичной стороне будет:

$$I_{c.z.y} = K_m \cdot I_{c.p.y} = 6,4 \cdot 20 = 128 \text{ A}$$

Время срабатывания МТЗ принимаем $t_{cz} = 0,5 \text{ с.}$

Выберем уставки для защиты от однофазных замыканий на землю:

Рассчитаем согласно (6.13) значение емкостного тока линии, и, соответственно, всей сети:

$$I_{C\Sigma} \approx \frac{U_h \cdot L_\Sigma}{10} = \frac{10 \cdot 18,2}{745} = 0,24 \text{ A.}$$

Вычислим согласно (6.14) ток срабатывания защиты:

$$I_{0c.z.} \geq K_{omc} K_{bp} I_C = 1,2 \cdot 1,2 \cdot 0,24 = 0,3456.$$

Рассчитаем ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{0,3456 \cdot 1}{25} = 0,0138 \text{ A.}$$

Принимаем к уставке на терминале защит $I_{c.p.y} = 0,015 \text{ A}$, с действием на отключение.

Тогда ток срабатывания на первичной стороне будет:

$$I_{c.z.y} = K_m \cdot I_{c.p.y} = 0,015 \cdot 25 = 0,375 \text{ A.}$$

Время срабатывания защиты принимаем $t_{cz} = 3 \text{ с.}$

6.3.1 Функция УРОВ

При не отработки выключателя УРОВ должен обеспечить селективное отключения. При отказе выключателя стороны НН, этим выключателем будет являться выключатель стороны ВН трансформатора. Воздействие УРОВ при не сработке выключателя в первом случае осуществляется внутри устройства БЭ2502А0102 функции включают УРОВ к соответствующему выходному реле, а во втором случае - сигнал УРОВ выдается во внешнюю схему. Выдержка времени УРОВ должна обеспечивать возврат схемы после нормального отключения выключателя.

Таким образом, время действия УРОВ можно принять 0.15 – 0.3 сек., с учетом качества применяемых выключателей.

Расчет уставки произведем по следующей формуле:

$$I_{c.3} = 0,1 \cdot I_{c.3.MT3} = 0,1 \cdot 150 = 15A.$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{C.P} = \frac{I_{C.3} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{15 \cdot 1}{20} = 0,75 \quad A.$$

Расчет уставок остальных отходящих линий идентичен, поэтому, расчет сводим в таблицу 1.

Таблица 6 - Уставки РЗА для отходящих линий 10 кВ

Фидер φ	Уставка ТО		Уставка УРОВ		Уставка МТЗ	
	I _{c3} , A	t _{c3} , с	I _{c3} , A	t _{c3} , с	I _{c3} , A	t _{c3} , с
20-07	1500	0,1	-	-	300	1,0
20-08	7200	0	-	-	1920	3,0/0
20-09	7200	0,1	1920	3,0/0,5	900	4,5
20-10	8400	0	-	-	1200	2,0/0,5
20-13	9000	0	-	-	960	2,5/0,5
20-14	9000	0	-	-	960	3,0/0,5
20-17	8400	0	-	-	1200	2,0/0
20-18	6960	0	1710	0,7/0,5	600	1,5
20-24	3000	0	-	-	600	1,5
20-26	5100	0,1	2100	0,7/0,5	330	1,5
20-27	8000	0,1	1200	2,0/0,5	900	2,5/0,5
20-28	5760	0	-	-	480	1,5
20-29	8640	0	1200	1,5/0,5	528	2,5
20-31	960	0	-	-	100	1,0/0
20-32	9000	0,1	1888	3,0/0,5	760	5,0
20-33	6000	0	-	-	600	2,0/0
20-34	4000	0	-	-	300	1,0
20-35	5400	0	-	-	900	1,5

Окончание таблицы 6

20-36	9000	0	1620	3,0/0,5	810	5,0/0,5
20-37	3700	0,1	1200	1,0/0,5	200	1,5/0,5
20-38	7800	0,2	4128	1,0/0,5	840	2,5
20-39	6480	0	1860	0,5	960	1,0/0,5
20-40	8000	0,1	1200	2,0/0,5	900	3,0/0,5
20-42	6480	0	1860	0,5	960	1,0/0,5
20-47	7800	0,15	3000	0,7/0,5	340	1,5/0,5
20-50	7002	0,1	3600	0,7/0,5	402	1,5/0,5
20-51	7000	0,1	3600	0,7/0,5	400	1,5/0,5
20-54	8100	0,1	1500	0,7/0,5	300	1,5/0,5
20-58	7840	0,1	1600	0,7/0,5	360	1,5/0,5
20-64	6420	0,1	2040	0,7/0,5	330	1,5/0,5
20-66	8100	0,1	1860	1,0/0,5	390	1,5/0,5
20-67	6420	0,1	2040	0,7/0,5	330	1,5/0,5
20-69	9040	0,1	2640	2,0/0,5	1680	3,0/0,5

6.4 Защита трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения является одним из наиболее ответственных частей электрической сети. С выполнением защиты трансформатора напряжения обеспечивается безаварийный режим работы устройств АВР.

В соответствии с требованиями надежности, предъявляемые заказчиком, защита минимального напряжения (ЗМН) исполняется в трехступенчатом виде. Условиями срабатывания ступеней защит будут являться следующие выражения:

$$U_{c.3.1} \leq 0.7U_H, \quad (6.32)$$

$$U_{c.3.2} \leq 0.5U_H,$$

$$U_{c.3.3} \leq 0.35U_H.$$

где U_H – номинальное напряжение ТН, В.

При этом, уставки по времени должны быть в ограниченных диапазонах, определенных используемым терминалом:

$$t_{c.3.1} = [0,2 \dots 100], \text{ с}$$

$$t_{c.3.2} = [0,2 \dots 100], \text{ с}$$

$$t_{c.3.3} = [0,1 \dots 100], \text{ с.}$$

Рассчитаем напряжения срабатывания ступеней ЗМН согласно (6.32):

$$U_{c.3.1} \leq 0,7U_H = 0,7 \cdot 10000 = 7000 \text{ В},$$

$$U_{c.3.2} \leq 0,5U_H = 0,5 \cdot 10000 = 5000 \text{ В},$$

$$U_{c.3.3} \leq 0,35U_H = 0,35 \cdot 10000 = 3500 \text{ В}.$$

Вычислим напряжения срабатывания реле:

$$U_{C.P.1} = \frac{U_{C.3.1} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{7000 \cdot 1}{100} = 70 \text{ В},$$

$$U_{C.P.2} = \frac{U_{C.3.2} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{5000 \cdot 1}{100} = 50 \text{ В},$$

$$U_{C.P.3} = \frac{U_{C.3.3} \cdot K_{cx}}{n_T} = \frac{3500 \cdot 1}{100} = 35 \text{ В}.$$

Согласно требованиям, предъявляемым заданием на проектирование, уставки по времени принимаются как:

$$t_{c.3.1} = 1 \text{ с},$$

$$t_{c.3.2} = 5 \text{ с},$$

$$t_{c.3.3} = 10 \text{ с}.$$

Значение срабатывания защиты от однофазного замыкания на землю (ЗОЗЗ) по напряжению нулевой последовательности рассчитывается как трехкратное значение максимально возможного напряжения нулевой последовательности, возникающего в контролируемой сети в нормальных для нее режимах. Значение напряжения нулевой последовательности взято из задания на проектирование:

$$U_{c.3.} = 3 \cdot U_0 = 3 \cdot 288,67 = 866 \text{ В}.$$

Для расчета уставок защиты от повышения напряжения (ЗПН) воспользуемся следующим выражением:

$$U_{c.3.} \geq 1,15U_H. \quad (6.33)$$

Так как при срабатывании защиты отключается элемент сети, то необходимо просчитать уставку напряжения возврата ЗПН, которая принимает значение на 5% меньше уставки срабатывания защиты[18]:

$$U_{возвр.} = 1,1U_H.$$

Рассчитаем напряжение срабатывания защиты согласно (6.33):

$$U_{c.3.} \geq 1,15U_H = 1,15 \cdot 10000 = 11500 \text{ В}.$$

Вычислим напряжение срабатывания реле:

$$U_{\text{C.P.}} = \frac{U_{\text{C.З.}} \cdot K_{\text{cx}}}{n_T} = \frac{11500 \cdot 1}{100} = 115 \text{ B.}$$

Время срабатывания защиты принимается равным $t_{\text{c.з.}} = 0,2 \text{ c.}$
Рассчитаем напряжение возврата защиты:

$$U_{\text{в.з.}} = 1,1U_H = 1,1 \cdot 10000 = 11000 \text{ B.}$$

Вычислим напряжение возврата реле:

$$U_{\text{B.P.}} = \frac{U_{\text{B.З.}} \cdot K_{\text{cx}}}{n_T} = \frac{11000 \cdot 1}{100} = 110 \text{ B.}$$

Время возврата защиты принимается равным $t_{\text{c.з.}} = 0,2 \text{ c.}$

7. Укреплённый расчет реконструкции подстанции «Калининская»

Смета — это официальный документ, в котором рассчитывается сумма средств необходимых на выполнение проекта, в данном случае, на реконструкцию ПС 110/35/10 «Калининская». Расчет содержит в себе информацию о расходах:

1. Фонда заработной платы;
2. Налоги и отчисления по ней;
3. Расходы на приобретение материалов и комплектующих.

Сметная стоимость - это сумма финансов необходимых для выполнения проекта. Сметная стоимость является основой для определения размера капитальных вложений, расходов на финансирование, на приобретение оборудования и пр.

Локальная смета — это исходный сметный документ, который делается по отдельным видам работ. Он включает в себя затраты отдельно взятых участков.

Локальная смета считается самой примитивной. Составляется в виде таблицы из двух взаимозависимых частей. В первой части указывается перечень работ, их шифр, затраты на выполнение и единицы измерения. Во второй части указываются уточненные затраты. Они выражаются в денежном эквиваленте на единицу продукции. Итог по смете это стоимость планируемых работ.

Стоимость работ в локальных сметах может рассчитываться в двух уровнях цен:

1. В ценах базисного уровня, определяемых на основе действующих сметных норм и цен, установленных на 01.01.2000 г.;
2. В текущих ценах, определяемых на основе цен, сложившихся в настоящее время.

Полная стоимость материалов представлена в таблице 7

Полная стоимость объекта включает затраты на строительно-монтажные работы, затраты на приобретение и монтаж оборудования и прочие затраты:

$$C_{\text{п}} = C_{\text{смр}} + C_{\text{об}} + C_{\text{пр}}, \quad (7.1)$$

где $C_{\text{смр}}$ — затраты на строительно-монтажные работы по возведению зданий и сооружений, монтаж технологического оборудования;

$C_{\text{об}}$ — затраты на приобретение оборудования;

$C_{\text{пр}}$ — прочие и лимитированные затраты, включающие научно-исследовательские работы; авторский надзор, подготовку кадров, дополнительные расходы и др.

Стоимость строительно-монтажных работ в локальной смете включает прямые затраты, накладные расходы и сметную прибыль:

$$C_{\text{смр}} = C_{\text{пз}} + C_{\text{н}} + P_{\text{см}}, \quad (7.2)$$

где $C_{\text{пз}}$ – прямые затраты, включающие стоимость материалов, изделий, конструкций, оплату труда рабочих и эксплуатации строительных машин;

$C_{\text{н}}$ – накладные расходы, охватывающие затраты строительно-монтажных организаций;

$P_{\text{см}}$ – сметная прибыль, сумма средств, необходимых для покрытия расходов.

Прямые затраты на строительно-монтажные работы включают:

$$C_{\text{пз}} = C_{\text{зп}} + C_{\text{эм}} + C_{\text{мат}}, \quad (7.3)$$

где $C_{\text{зп}}$ – сдельная и повременная оплата труда рабочих;

$C_{\text{эм}}$ – расходы по эксплуатации строительных машин и оборудования;

$C_{\text{мат}}$ – расходы на материалы, необходимые для выполнения строительно-монтажных работ.

Прямые затраты на строительно-монтажные работы иначе определяются исходя из объемов работ и согласованных единичных расценок:

$$C_{\text{пз}} = \sum_{i=1}^I W_i \cdot P_{ci}, \quad (7.4)$$

где W_i – объем строительно-монтажных работ i -го вида;

P_{ci} – цена (расценка) за единицу строительно-монтажной работы;

$i=1 \dots I$ – число работ на объекте строительства.

Стоимость монтажных работ в базисных ценах включает в себя следующие элементы:

Общая стоимость	85 949,641 тыс. руб.
-----------------	----------------------

в том числе:

Фонд основной заработной платы	1 800,000 тыс. руб.
--------------------------------	---------------------

Сметная стоимость материалов	84 149,641 тыс. руб.
------------------------------	----------------------

Базисные индексы удорожания стоимости строительства 2020 г. по отношению к 2000 г. с учетом инфляции составляют:

1. Стоимость материалов	$= 4,81$
-------------------------	----------

2. Заработка плата	$= 4,039$
--------------------	-----------

После расчёта величины прямых затрат переходим к определению накладных расходов.

Накладные расходы определяются:

$$C_{\text{н}} = C_{\text{зп}} \cdot I_{\text{зп}} \cdot \frac{k_{\text{н}}}{100} = (C_{\text{зпс}} + C_{\text{зпм}}) \cdot I_{\text{зп}} \cdot \frac{k_{\text{н}}}{100} \quad (7.5)$$

$$C_{\text{н}} = 1800,000 \cdot 4,039 \cdot 0,95 = 6 906,69 \text{ тыс. руб}$$

где $C_{зп}$ – суммарная величина основной заработной платы;

$I_{зп}$ – индекс текущего уровня заработной платы по отношению к уровню 2000 г.;

k_h – норматив накладных расходов, рекомендуемый Госстроем России – 0,95.

Сметная прибыль является нормативной частью стоимости строительной продукции и не относится на себестоимость работ. Размер сметной прибыли определяем на основе рекомендуемых общеотраслевых нормативов от оплаты труда рабочих:

$$P_{см} = C_{зп} \cdot I_{зп} \cdot \frac{k_h}{100} = (C_{зпс} + C_{зпм}) \cdot I_{зп} \cdot \frac{k_h}{100}, \quad (7.6)$$

$$P_{см} = 7\ 270,2 \cdot 0,65 = 4\ 725,63 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_{зп}$ – суммарная величина основной заработной платы рабочих;

$I_{зп}$ – индекс текущего уровня заработной платы в строительстве по отношению к уровню 2000 г.;

k_p – норматив сметной прибыли, рекомендуемый Госстроем России – 0,65.

Пересчет локальной сметы в текущие цены при использовании базисно-индексного метода

При детальном пересчете в текущие цены индексируются следующие элементы локальной сметы: фонд заработной платы; стоимость оборудования и материалов.

Затраты на материалы в текущих ценах тыс. руб. расчетного года τ :

$$C_m^\tau = C_m \cdot C_m^\tau \quad (7.7)$$

где C_m – стоимость материалов в базисных ценах 2000 г.;

C_m^τ – базисные индексы удешевления материалов к расчетному году τ :

$$C_m^\tau = 84149,641 \cdot 4,81 = 404\ 759,773 \text{ тыс. руб}$$

Затраты на основную заработную плату по монтажу и на заработную плату по эксплуатацию машин в текущих ценах:

$$C_{зп}^\tau = C_{зп} \cdot I_{зп}^\tau = (C_{зпс} + C_{зпм}) \cdot I_{зп}^\tau \quad (7.8)$$

где $C_{зп}$ – основная заработная плата работников в расценках 2000 г.;

$I_{зп}^\tau$ – базисный индекс увеличения заработной платы к расчетному году τ .

$$C_{зп} = 1800,000 \cdot 4,039 = 7\ 270,2 \text{ тыс.руб}$$

Для определения прямых затрат просуммируем полученные по формулам (7.7) и (7.8) результаты.

Расчет дополнительных затрат

При составлении локальных смет на приобретаемое оборудование учитываем дополнительные затраты на тару и упаковку, транспортные расходы, заготовительно-складские расходы и наценка торговых организаций:

$$C_{\text{доп}} = C_{\text{зч}} + C_{\text{ты}} + C_{\text{тр}} + C_{\text{об}} + C_{\text{ком}} + C_{\text{зс}} \quad (7.9)$$

где $C_{\text{зч}}$ – стоимость запасных частей;

$C_{\text{ты}}$ – расходы на тару и упаковку;

$C_{\text{тр}}$ – транспортные расходы;

$C_{\text{ком}}$ – расходы на комплектацию;

$C_{\text{зс}}$ – заготовительно-складские расходы.

Все составляющие дополнительных расходов, связанных с приобретением оборудования, в соответствии с нормативными документами определяются как доля от сметной стоимости оборудования:

1. Стоимость запасных частей

$$C_{\text{зч}} = k_{\text{зч}} \cdot C_0, \quad (7.10)$$

2. Расходы на тару и упаковку

$$C_{\text{ты}} = k_{\text{ты}} \cdot C_0, \quad (7.11)$$

3. Транспортные расходы

$$C_{\text{тр}} = k_{\text{тр}} \cdot C_0, \quad (7.12)$$

4. Стоимость услуг посреднических и сбытовых организаций

$$C_{\text{об}} = k_{\text{об}} \cdot C_0, \quad (7.13)$$

5. Расходы на комплектацию

$$C_{\text{ком}} = k_{\text{ком}} \cdot C_0, \quad (7.14)$$

6. Заготовительно-складские расходы

$$C_{\text{зс}} = k_{\text{зс}} \cdot C_0, \quad (7.15)$$

где $k_{\text{зч}} = 0,02$ – коэффициент, учитывающий стоимость запчастей;

k_{ty} – коэффициент, учитывающий расходы на тару и упаковку, принимается равным для электрооборудования 0,015;

k_{tp} = 0,03 – транспортные расходы;

k_{sb} = 0,05 – снабженческо-сбытовая наценка;

k_{kom} = 0,005 – коэффициент, учитывающий расходы на комплектацию;

k_{zc} = 0,012 – коэффициент, учитывающий заготовительно-складские расходы;

C_0 – сметная стоимость основного технологического оборудования.

$$C_{\text{расх.обор}} = C_{\text{доп}} + C_0, \quad (7.16)$$

$$C_{\text{расх.обор}} = 11107,752 + 84\ 149,641 = 95257,393 \text{ тыс. руб.}$$

Сметная стоимость материалов, изделий и конструкций

Сметная стоимость материалов, изделий и конструкций определяем следующим образом:

$$C_{\text{мат}} = C_{\text{отп}} + C_{\text{tp}} + C_{ty} + C_{zcp}. \quad (7.17)$$

где $C_{\text{отп}}$ – отпускная цена поставщика на материалы, изделия или конструкции;

C_{tp} – транспортные расходы;

C_{ty} – расходы на тару и упаковку;

C_{zcp} - заготовительно-складские расходы.

$$C_{\text{мат}} = 84\ 149,641 + 2524,489 + 1262,244 + 1009,795 = 4796,528 \text{ тыс. руб.}$$

Лимитированные и прочие затраты

Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время определяем по нормативам Сборника сметных норм дополнительных затрат при производстве строительно-монтажных работ в зимнее время.

Расчет дополнительных затрат при производстве работ в зимнее время осуществляем по формуле:

$$C_3^{\tau} = k_3 \cdot C_{\text{смр}}^{\tau} \quad (7.18)$$

где k_3 – среднегодовая сметная норма, учитывающая дополнительные затраты строительной организации при работе в зимнее время.

Среднегодовую сметную норму на конструкции и виды работ определяем следующим образом: норма дополнительных затрат по конструкциям и видам работ, приведенная в разделе II ГЭСН 81-05-02-2001

умножается на удельный вес зимнего периода в году для температурной зоны, к которому относится регион:

$$C_3 = 423662,293 \cdot 0,0203 = 8600,344 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты на подвижной и разъездной характер работы

Данный вид затрат определяем расчетным путем следующим образом:

$$C_{\text{ри}}^{\tau} = k_p \cdot C_{\text{зп}}^{\tau} \quad (7.19)$$

где $C_{\text{ри}}^{\tau}$ – суммарная величина основной заработной платы рабочих;

k_p – коэффициент, учитывающий увеличение затрат строительной организации, связанных с разъездным и подвижным характером работы 0,15.

$$C_{\text{рип}} = 7270,2 \cdot 0,15 = 1090,53 \text{ тыс. руб.}$$

В состав сводного сметного расчета, затраты на добровольное страхование включаются в размере до 3% от суммы строительно-монтажных работ, согласно Постановлению Правительства РФ от 31.05.2000 года №20.

Размер средств на покрытие страховых взносов по добровольному страхованию определяем:

$$C_{\text{ст}}^{\tau} = k_{\text{ст}} \cdot C_{\text{смр}}^{\tau} \quad (7.20)$$

где $k_{\text{ст}}$ – коэффициент, учитывающий дополнительные затраты строительной организации на осуществление добровольного страхования деятельности.

$$C_{\text{ст}} = 423662,293 \cdot 0,03 = 12709,868 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываем затраты, связанные с премированием за ввод в эксплуатацию объектов в срок. Оплата премий за ввод объектов в эксплуатацию определяем от текущей стоимости строительно-монтажных работ по объекту:

$$C_{\text{экс}}^{\tau} = k_{\text{экс}} \cdot C_{\text{смр}}^{\tau} \quad (7.21)$$

где $C_{\text{смр}}^{\tau}$ – сметная норма, учитывающая размер средств на премирование за ввод в действие объекта.

$$C_{\text{экс}} = 423662,293 \cdot 0,025 = 10591,557 \text{ тыс. руб.}$$

Сумму лимитированных и прочих затрат определяем, как сумму полученных результатов, которая равняется 32 992,299 тыс.руб.

Рассчитываем резерв средств на непредвиденные работы и затраты. Назначение резерва средств на непредвиденные работы и затраты состоит в возмещении стоимости работ и затрат, появившихся в ходе уточнения проектных решений или изменения условий строительства. Размер отчислений составляет не более 2% от полной сметной стоимости для объектов социальной сферы и не более 3% - для объектов производственного назначения:

$$C_{\text{не}}^{\tau} = k_{\text{не}} \cdot C_{\text{п}}^{\tau} \quad (7.22)$$

где $k_{\text{не}}$ – коэффициент, учитывающий размер резерва на непредвиденные работы и затраты.

$$C_{\text{не}} = ((423662,293+95257,393 +88946,196+32 992,299) \cdot 0,03 = 19225,745 \text{ тыс руб.}$$

Значение лимитированных и прочих затрат определяем, как сумму лимитированных, прочих затрат и непредвиденных расходов, которое равняется 52218,044 тыс.руб.

Полная стоимость строительно-монтажных работ в текущих ценах.

Полную стоимость электромонтажных работ определяем, как сумму лимитированных и прочих затрат, расходов на оборудование в текущих ценах и затрат на монтажные работы в текущих ценах и равняется 568 937,73 тыс. руб.

Полученные результаты расчета сметы представлены в таблице 3.

Таблица 7- Полная стоимость материалов

№ п/п	Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол- во	Цена за ед.	Цена общая. тыс.руб
1	Система SCADA	Шт.	1	78 354,000	78 354,000
2	PBA/TEL10/12,5/630 У1	Шт.	10	396,000	3960,000
3	VL12-10-20-1250-2-02 У3	Шт.	24	44,818	1075,632
4	Терминалы защиты БЭ2502А0102	Шт.	19	40,000	760,000
Итого:					84 149,641

В таблице 8 представлена локальная смета затрат.

Таблица 8 - Полная стоимости материалов реконструкции в текущие ценах.

№ п/п	Наименование показателя	Коэффициент, отн. ед.	Значение, тыс.руб.
1	Монтажные работы в базисных ценах (01.01.2000 г.)		
	Основная заработка плата		1 800,000
	Строительные материалы		84 149,641
2	Пересчет стоимости монтажных работ в текущие цены		
	Удорожание затрат на заработную плату	4,039	7 270,2
	Удорожание материалов	4,81	404 759,773
	Всего прямых затрат в текущих ценах:		
	Накладные расходы	0,95	6 906,69
	Сметная прибыль организации	0,65	4 725,63
	Всего затрат на монтажные работы в текущих ценах по смете:		423662,293
3.	Стоимость оборудования по смете:		
	Стоимость оборудования в текущих ценах		84 149,641
	Расчет дополнительных расходов на оборудование		
	Издержки на запасные части	0,02	1682,992
	Расход на тару и упаковку	0,015	1262,244
	Транспортные расходы	0,03	2524,489
	Снабженческо – сбытовая наценка	0,05	4207,482
	Заготовительно – складские расходы	0,012	1009,795
	Затрат на комплектацию	0,005	420,748
	Всего дополнительные расходы на оборудование:		11107,752
	Всего расходов на оборудование в текущих ценах		95257,393
4	Стоимость материалов по смете:		
	Оптовая цена на материалы в текущих ценах		84 149,641
	Расчет дополнительных расходов на материалы		
	Транспортные расходы	0,03	2524,489
	Затраты на тару и упаковку	0,015	1262,244

Окончание таблицы 8

	Заготовительно – складские затраты	0,012	1009,795
	Всего дополнительные расходы на материалы:		4796,528
	Всего дополнительные расходы в текущих ценах		88946,196
5	Лимитированные и прочие затраты в текущих ценах:		
	Расходы на работу в зимнее время	0,0203	8600,344
	Расходы на подвижной характер работы	0,15	1090,53
	Расходы на добровольное страхование	0,03	12709,868
	Расходы на премирование за ввод в эксплуатацию	0,025	10591,557
	Сумма лимитированных и прочих затрат		32 992,299
	Непредвиденные расходы и затраты	0,03	19225,745
	Всего лимитированных и прочих затрат в текущих ценах:		52218,044
	Подробная стоимость работ в текущих ценах:		660083,926

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрел принцип выбора и работы системы электроснабжения с применением инновационных цифровых технологий. Провёл исследования зарубежного и российского опыта внедрения цифровых технологий на подстанция в электроэнергетике. Провел выбор вакуумных выключателей и реклоузеров. Внедрил систему программ SCADA для управления и помощи принятия решения диспетчеру. Произвел локальный расчет сметы затрат.

В дальнейшем нужно продолжить работу по внедрению цифровых технологий на подстанциях России это позволит снизит SAIFI и SAIDI и вследствие этого улучшить качество предоставленных услуг по электроснабжению объектов.

Список использованных источников

1. «Концепция технического перевооружения объектов автоматических и автоматизированный систем технического управления (АСТУ), а также объектов электросвязи ЕЭС России и АО-энерго на период жл 2015 года» ОАО «Институт «Энергосетьпроект», 2002
2. А. В. Данилин, Т. Г. Горелик, О. В. Кириенко, Н. А. Дони «Цифровая подстанция. Подходы к реализации». Журнал "ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение" 01.07.2012
3. МЭК 61850 — стандарт «Коммуникационные сети и системы подстанций», описывающий свод правил для организации событийного протокола передачи данных.
4. Горелик Т. Г. Автоматизация энергообъектов с использованием технологии “цифровая подстанция”. Первый российский прототип / Т. Г. Горелик, О. В. Кириенко // Релейная защита и автоматизация – 2012. – № 1(05). – С. 86–89.
5. <http://digitalsubstation.ru/> Релейная защита / Автоматизация / Учёт / МЭК 61850 / Электронный журнал
6. Баглейбтер О.И. Трансформатор тока в сетях релейной защиты. Противодействие насыщению ТТ апериодической составляющей тока КЗ // Новости ЭлектроТехники. 2008. № 5(53)
7. Шевцов М. В. Передача дискретных сигналов между УРЗА по цифровым каналам связи // Релейщик. 2009. № 1.
8. ГОСТ Р МЭК 60870-101. «Устройства и системы телемеханики». Протоколы передачи. Обобщающий стандарт по основным функциям телемеханики
9. Аношин А. О., Головин А. В. «Протоколы связи в электроэнергетике и предпосылки для разработки МЭК-61850» // Новости ЭлектроТехники. 2012. №3 (75)
10. Brunner C., Apostolov A. IEC 61850 Brand New World. PAC World Magazine. Summer 2007
11. <http://digitalsubstation.ru/> Релейная защита / Автоматизация / Учёт / МЭК 61850 / Электронный журнал
12. Информационно-вычислительные сети: учебное пособие Капустин, В. Е. Дементьев. — Ульяновск: УлГТУ, 2011
13. Сьюй Лэй, Дун Сюэпэн, NR Electric Co., LTD, Китай. «Опыт внедрения цифровых подстанций в Китае»
14. Ю.И.Моржин, С.Г.Попов, Ю.В.Коржецкий, М.Д.Ильин. Этапы внедрения технологии «Цифровая подстанция» на объектах ЕНЭС. 4-ая 133 Международная научно-техническая конференция «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем», Екатеринбург 3-7 июня 2013 г.
15. ГОСТ Р МЭК 61850-8-1. «Сети и системы связи на подстанциях». Назначение на определенный коммуникационный сервис – Назначение на MMS и МЭК 8802-3.

16. Ураксеев М. А. Левин Т. М. Оптоволоконные трансформаторы как элементы современных электротехнических комплексов и систем.// Электротехнические и информационные комплексы и системы – 2013. – №2 т.9. – С.23-28. 17. Е.П. Королев, Э.М. Либерзон Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты.

17. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций.

18. Иванов, Н. А. Методические указания к расчету уставок защит и автоматики устройств серии БЭМП. / Н. А. Иванов. – СПб.: ПЭИПК, 2008. – 294 с.

Бакалаврская работа выполнена мной самостоятельно. Использованные в работе материалы и концепции из опубликованной научной литературы и других источников имеют ссылки на них.

Отпечатано в 1 экземпляре.

Библиография _____ наименований.

Электронный экземпляр сдан на кафедру.

«_____» _____
(дата)

(подпись)

(ФИО)

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Хакасский технический институт – филиал
ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»
институт

Электроэнергетика
кафедра

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой
Роман Г.Н.Чистяков
подпись инициалы, фамилия
«22 » 06 2020г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»
код - наименование направления

Применение цифровых технологий при реконструкции ПС «Калининская»
тема

Руководитель Евгений Платонов «22 » 06 2020г.
подпись, дата к.т.н., доцент кафедры Е.В.Платонова
должность, ученая степень инициалы, фамилия

Выпускник Мария Швабенланд «22 » 06 2020г.
подпись дата А.С. Швабенланд
инициалы, фамилия

Нормоконтролер Ирина Кычакова «22 » 06 2020г.
подпись, дата И.А. Кычаковой
должность, ученая степень инициалы, фамилия

Абакан 2020