

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Модернизация релейной защиты собственных нужд «Грозненской ТЭЦ»

Студент

А.С. Мальсагов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Аннотация

Объект исследования – электрическая часть собственные нужды электростанции для передачи и распределения электроэнергии.

Цель проекта – выбор и проверка по допустимым параметрам нового современного оборудования электрической части электростанции для замены технологически устаревшего, пришедшего к физическому износу действующего электрооборудования.

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы проведены анализ действующего электрооборудования электрической части собственных нужд электростанции. Для выбора и проверки электрооборудования по допустимым параметрам произведен расчет согласно руководству расчету уставок производителя. Выбрано новое современное электрооборудование электрической части электростанции подстанции в соответствии с современными требованиями надежности, электробезопасности и энергоэффективности.

Работа выполнена на 70 листе формата А4 и содержит 9 таблицы, 15 рисунок и выполненную на 6 листах формата А1 графическую часть.

Содержание

Введение.....	5
1 Общая информация ЭТО Грозненской ТЭЦ.....	7
1.1 Анализ текущего состояния объекта исследования	7
1.2 Главная схема электрических соединений.....	8
1.3 Схема электрических соединений собственных нужд.....	9
1.4 Конструктивное выполнение КРУ 6кВ.....	11
2 РЗА КРУ-6кВ. Микропроцессорные устройства	14
2.1 Описание средства измерений	15
2.2 Программное обеспечение	18
2.3 РЗА КРУ-6кВ. Используемые аппараты.....	18
3 Общее описание работы защит.....	23
3.1 Защита ввода рабочего питания на секции 6,3кВ 1С-6кВ (2С-6кВ)....	23
3.2 Защита ввода рабочего питания на секции 6,3кВ 5С-6кВ (6С-6кВ)....	23
3.3 Защита ввода на секцию резервного питания 6,3кВ 3С-6кВ (4С-6кВ) 24	
3.4 Защита ТН ввода от ТСН 11Т (21Т) секции 6,3кВ	24
3.5 Защита ТН ввода от ТР-1 секции 6,3кВ.....	24
3.6 Защита ввода резервного питания на секции 6,3кВ 1С-6кВ (2С-6кВ) 25	
3.7 Защита ввода резервного питания на секции 6,3кВ 5С-6кВ (6С-6кВ) 25	
3.8 Защита ввода на МРП.....	26
3.9 Защита ТН шин секций 6,3кВ	26
3.10 Защита ТЧЗН секции 6,3кВ.....	27
3.11 Защита трансформатора ТВ	28
3.12 Защита трансформатора ТПУ	28
3.13 Защита трансформаторов СН 6,3/0,4кВ.....	29
3.14 Защита электродвигателей 6,3кВ	30
3.15 Дуговая защита секции. Описание дуговой защиты рабочих и резервных секций.....	31

3.16 Работа дуговой защиты при срабатываниях датчиков ДЗ в отсеках ввода-вывода присоединений рабочих секций	33
3.17 Работа дуговой защиты при срабатываниях датчиков ДЗ в отсеках высоковольтного оборудования или сборных шин присоединений рабочих секций	34
3.18 Работа дуговой защиты при срабатываниях датчиков ДЗ на рабочих вводах секций	34
3.19 Работа дуговой защиты при срабатываниях датчиков ДЗ на резервных вводах рабочих секций	35
3.20 Работа дуговой защиты при срабатываниях датчиков ДЗ на вводах питания резервных секций	36
3.21 Работа дуговой защиты при срабатываниях датчиков ДЗ на ячейках резервных секций	36
4 Расчет уставок устройства защиты ТЕКОН 321FS трансформаторов собственных нужд 6,3/0,4 кВ	38
4.1 Токовая отсечка.....	38
4.2 Максимальная токовая защита.....	41
4.3 Защита от перегрузки обмоток трансформатора собственных нужд..	45
4.4 Защита от однофазных замыканий на землю на стороне 6,3 кВ	47
4.5 Контроль тока дуговой защиты.....	51
4.6 УРОВ трансформатора СН	52
4.7 Защита от однофазных замыканий на землю в нейтрали трансформатора.....	54
Заключение	67
Список используемой литературы	68

Введение

Под собственными нуждами тепловых электростанции понимается комплекс, в который входят механизмы, агрегаты для обслуживания или автоматизации работ основных работ основных агрегатов и вспомогательных устройств станции, приводные двигатели, дожимные компрессорные установки, сухие вентилируемые градирни, компрессоры сжатого воздуха и т.д. [15]. Также собственными нуждами называют внутростанционную электросеть и распределительные устройства, отопление освещение и бытовые нужды [17].

Необходимо учитывать важность правильной работы собственных нужд, так как именно собственные нужды являются источником оперативного тока для [20]:

- цепей управления РЗАиПА;
- цепей сигнализации, предупреждающие об аварийной ситуации;
- цепей взводки пружин для двигателей коммутационных аппаратов
- и т.д. [15].

Целью работы является модернизация релейной защиты собственных нужд Грозненской ТЭЦ.

Актуальность работы обусловлена в первую очередь существованием ряда вопросов, возникшими в ходе эксплуатации теплоэлектростанции. В первую очередь это связано с моральным старением оборудования в виду внешней политики нашей страны, а именно санкций, направленные против России, поэтому вопрос импорта замещения электрооборудования на всех объектах электроэнергетики России является ключевым. Во - вторых строительство двух паротурбинных установок.

Объектом исследования является комплектное распределительное устройство 6-10 кВ собственных нужд (СН) Грозненской ТЭЦ.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие частные задачи:

- выполнить анализ научных и технических источников информации посвящённых проблеме низковольтных комплектных распределительных устройств;
- провести обзор литературы, посвящённой однофазным коротким замыканиям в сетях с разными заземлениями;
- провести анализ существующих микропроцессорных устройств релейной защиты собственных нужд (СН) Грозненской ТЭЦ;
- провести необходимые расчеты токовой отсечки (ТО), максимальной токовой защиты (МТЗ), дуговой защиты (ДЗ), токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП), устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ);
- выбрать современные микропроцессорные устройства релейной защиты собственных нужд (СН) Грозненской ТЭС.

1 Общая информация ЭТО Грозненской ТЭЦ

1.1 Анализ текущего состояния объекта исследования

Проект «Грозный» - это электростанция газовой турбины, включающий в себя два блока (№11, №21) с общей выходной мощностью 360 МВт показан на рисунке 1.

В рамках реконструкции «Грозненской ТЭЦ» предусматривается строительство двух энергоблоков ПГУ и входящих в состав Задания на проектирование вспомогательных зданий и сооружений, а также замена ячеек комплектно - распределительного устройства (КРУ-6 кВ) и распределительных устройств 0,4 кВ.

Электрическая мощность вновь проектируемых энергоблоков ПГУ при полном развитии должна составлять по 230 МВт для каждого энергоблока.



Рисунок 1 – Грозненская ТЭЦ

Каждый блок состоит из одного генератора с воздушным охлаждением (SGen5-00A-2P), приводимого в действие одной газовой турбиной, работающей на двух видах топлива (SGT5-2000E), с зажиганием как на природном газе, так и на жидком топливе, с общей выходной мощностью 180МВт.

Выдача электрической мощности ТЭЦ в Грозненскую энергосистему осуществляется через ОРУ 110 кВ, к шинам которого подключаются блочные трансформаторы генераторов газовых турбин ГТУ №1 и №2. Ввиду отсутствия независимого источника питания, резервный трансформатор также подключается к шинам ОРУ 110 кВ. Схема подключения резервного трансформатора собственных нужд выполнена в соответствии со «Схемой выдачи электрической мощности Грозненской ТЭЦ».

Оборудование ОРУ 110 кВ, включая все его комплектующее оборудование, соответствует последним изданиям стандартов МЭК (IEC) и ГОСТ. Оборудование ОРУ 110 кВ будет иметь возможность полной автоматизации для ведения режима эксплуатации от АСУ ТП станции (оперирование коммутационными аппаратами, электромагнитная блокировка, информация о состоянии защит и прочее).

1.2 Главная схема электрических соединений

Установлены два блочных повышающих трансформаторов типа ТДЦ-250000/110 У1 для генераторов газовых турбин.

Для передачи электроэнергии в сеть турбогенератор МКА подключается к низковольтным выводам трансформатора генератора ВАТ01 показан на рисунке 2, через встроенные трехфазные изолированные по фазам шинопроводы (IPB).

Для турбогенератора изоляцию обеспечивает выключатель (GCB) ВСА01, установленный на IPB, а для синхронизации генератора с сетью предусмотрен стандартный автоматический выключатель (CB).

Высоковольтные выводы трансформатора генератора (BAT01) подключаются к высоковольтному распределительному устройству 110 кВ АЕА, которое укомплектовано высоковольтным автоматическим выключателем АЕА01GS001 [10].

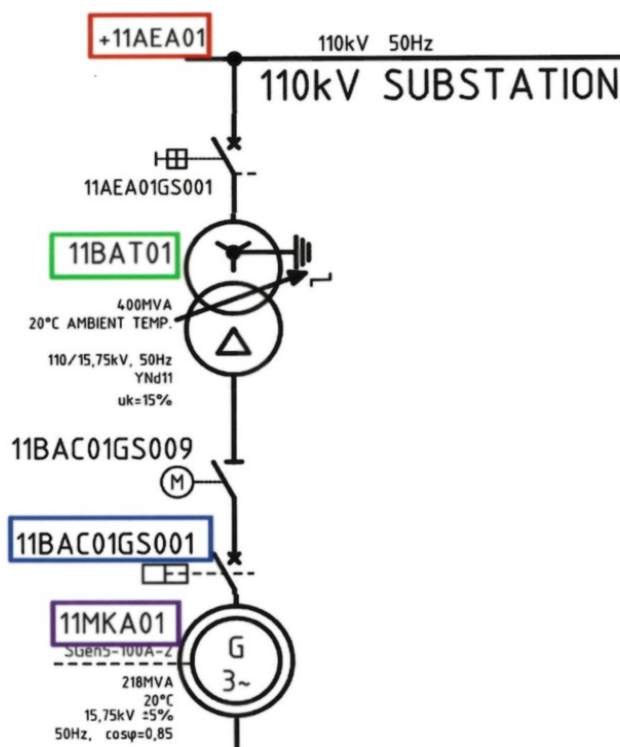


Рисунок 2 – Шкаф кабельного линейного присоединения
КРУ СЭЩ-70-10

1.3 Схема электрических соединений собственных нужд

Исходя из параметров электроприемников собственных нужд ТЭЦ для электроприемников среднего напряжения проектом предусматривается напряжение 6,3 кВ [11], для электроприемников (ЭП) низкого напряжения – 0,4/0,23 кВ [12]. Питание собственных нужд энергоблоков осуществляется от рабочих трансформаторов собственных нужд (ТСН) [13], подключенных отпайкой от генераторных токопроводов газовых турбин на участке от генераторного выключателя до блочного повысительного трансформатора

газовой турбины. Установлена установка двух рабочих трансформаторов собственных нужд типа ТДНС-16000/20 У1 (по одному на каждую ГТУ) и одного пуско - резервного трансформатора типа ТРДНС-25000/110 У1 (UAT) *ВВТ10 представлен на рисунке 3, обеспечивающий питанием два распределительных устройства СН 6,3 кВ: ВВА и ВВВ.

Применяются трансформаторы собственных нужд, оборудованные дутьевой системой охлаждения [14], а резервный трансформатор оборудован устройством регулирования под напряжением на стороне ВН (РПН) для поддержания номинального напряжения на вторичной стороне [15]. Рабочие трансформаторы собственных нужд устанавливаются на ОРУ 110 кВ рядом с повышающими трансформаторами генераторов газовых турбин. Выбор трансформаторов будет выполнен с учетом возможности их параллельной работы [16]. Мощность каждого ТСН выбрана на основании предварительного расчета электрических нагрузок собственных нужд с учетом нагрузок вентиляторной градирни, дожимных компрессоров.

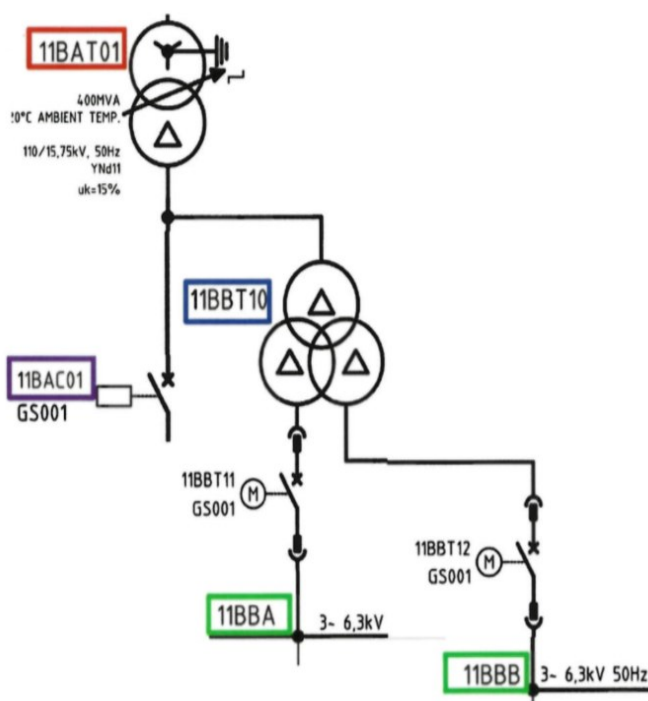


Рисунок 3 – Схема подключения резервного трансформатора собственных нужд 11BBT10

Суммарная мощность трансформаторов СН обеспечивает питание блочных и общестанционных собственных нужд, возводимых на первом этапе строительства Грозненской ТЭЦ.

Выбор мощности рабочих трансформаторов собственных нужд блока производился из условий обеспечения питания всей присоединенной к соответствующим секциям нагрузки собственных нужд без перегрузки обмоток трансформаторов. Мощность ТСН должна быть уточнена на последующих стадиях проектирования [17]. Резервирование электропитания собственных нужд энергоблока осуществляется резервным трансформатором. Мощность РТСН принимается 25 МВ·А в соответствии с расчетом в таблице мощностей, указанной в ГОСТ-1296585 и нормами технологического проектирования. Резервный трансформатор, также как и рабочие трансформаторы собственных нужд, располагается на открытой площадке размещения трансформаторов на территории ОРУ 110 кВ.

1.4 Конструктивное выполнение КРУ 6кВ

КРУ - 6кВ ГТУ предназначено для приема и распределения электрической энергии в системе собственных нужд ГТУ переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц с номинальным значением напряжения 6,3кВ и токами до 2000А [18].

КРУ СЭЩ-70 состоит из отдельных шкафов, показан на рисунке 4, соединенных между собой в соответствии с электрической схемой главных и вспомогательных цепей распреустройства.

Шкаф КРУ СЭЩ-70 представляет собой каркасно-модульную конструкцию, собранную из отдельных модулей со встроенными в них аппаратами, приборами измерения, релейной защиты, управления, автоматики и сигнализации.

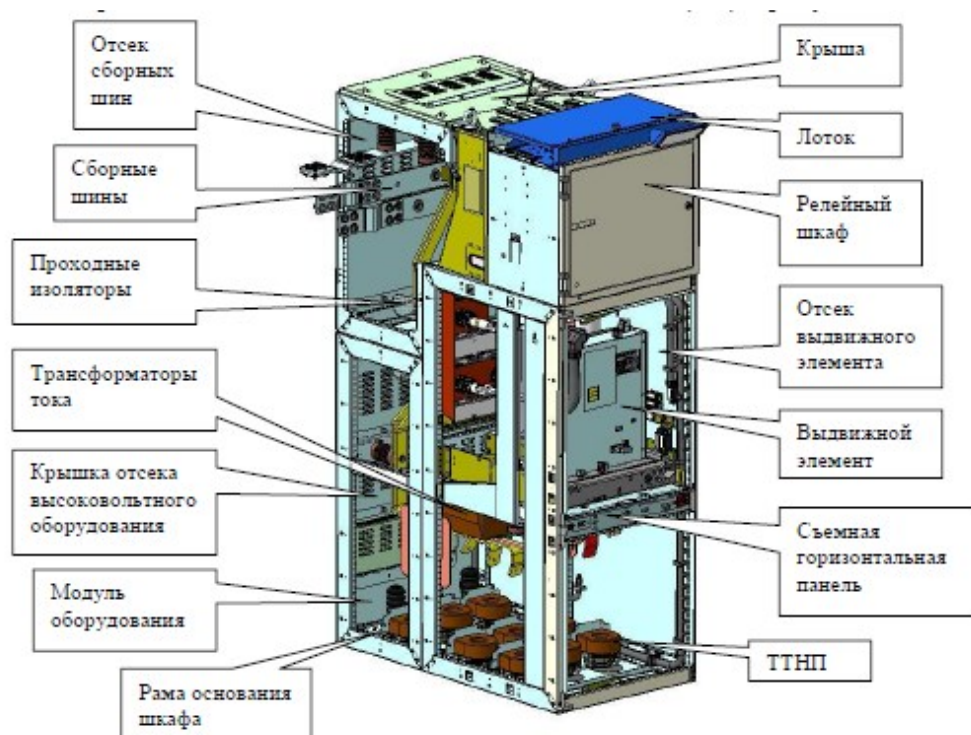


Рисунок 4 – Шкаф кабельного линейного присоединения КРУ СЭЩ

Технические характеристики

Таблица 1 - Основные технические данные КРУ СЭЩ-70-10

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальное напряжение, кВ	6;10
Номинальная частота, Гц	50
Номинальный ток сборных шин, А:	2000
Номинальный ток отключения выключателей шкафов присоединений, кА:	
присоединений	31,5
вводов	40
Ток термической стойкости*, кА:	
присоединений	31,5
вводов	40

Продолжение таблицы 1

Наименование параметра	Значение параметра
Номинальный ток электродинамической стойкости*, кА:	81;
Номинальное напряжение вспомогательных цепей, В	=220
Расположение сборных шин	Верхнее с перегородками, разделяющими отсеки сборных шин

Преимущества КРУ:

- высокая надежность РУ;
- использование не требующих обслуживания вакуумных силовых выключателей;
- стойкие к ударам избыточного давления распределительные стенки;
- все операции возможны только при закрытом положении дверцы отсека ВН;
- доступ в ячейку возможен только с передней стороны;
- отдельные отсеки для сборных шин, кабельных присоединений и коммутационных аппаратов;
- логическая и механическая система блокировок;
- возможность выборочного отключения при вероятном возникновении дуги.

2 РЗА КРУ-6кВ. Микропроцессорные устройства

В ходе реконструкции должны применяться современные устройства РЗА отечественного производителя, так как это устраняет проблему импорта замещения [19].

Для защиты, управления, сигнализации и передачи данных в ячейках КРУ-6кВ рабочих и резервных секций применены микропроцессорные устройства (МПУ) фирмы TECON. Применены модели: TECON321FS, TECON321GL, TECON314FS, TECON311FS показан на рисунке 5.

Устройства релейной защиты и автоматики серии ТЕКОН 300 предназначены для измерений напряжения и силы переменного тока, частоты, активной, реактивной и полной мощностей, коэффициента мощности, силы постоянного тока, регистрации, хранения и анализа информации о процессах, предшествующих и сопутствующих аварийным отклонениям в электрических сетях, организации информационно-измерительных систем, функций релейной защиты, управления, автоматики, сигнализации, измерения и диагностики энергетических объектов.

Данные терминалы универсальны, функциональны, надежны, и помехоустойчивы, а также имеют надежную кибербезопасность.



Рисунок 5 - Внешний вид терминала TECON321FS

Отдельные части устройства имеют следующие степени защиты по

ГОСТ 14254:

- металлический корпус – IP31 (кроме разъемов для подключения внешних цепей);
- разъемы для подключения внешних цепей – IP00;
- панель индикации и управления (далее – панель RDC) – IP54.

Конструкция устройства пожаробезопасная в соответствии с требованиями «Технического регламента о требованиях пожарной безопасности», ГОСТ 12.1.004-91 (п. 1.7), ГОСТ 27483-87, ГОСТ 27484-87, ГОСТ 27924-88. Вероятность возникновения пожара – не более 10^{-6} в год.

2.1 Описание средства измерений

Принцип действия устройств основан на аналого-цифровом преобразовании входных сигналов напряжения и тока в цифровые коды, их обработке и отображении результатов измерений на ЖК-дисплее; передаче результатов измерений и обработки по дискретным и цифровым интерфейсам связи на управляющие механизмы, в информационные системы и/или системы управления более высокого уровня. Функции измерения, регистрации, контроля параметров режима, релейной защиты, управления, автоматике, сигнализации и диагностики энергетических объектов являются программно-конфигурируемыми на основе применения библиотеки алгоритмов [22].

Устройства имеют модульную конструкцию. Основные модули устройства: модуль входных преобразователей напряжения и тока, модуль центрального процессора, модуль питания, интерфейсные модули связи, лицевая панель с дисплеем, светодиодами и кнопками управления. На передней панели расположены: графический или алфавитно-цифровой дисплей, клавиши управления, светодиодные индикаторы и сервисный порт интерфейса Ethernet. На задней панели расположены: аналоговые входы, дискретные входы и выходы, интерфейсы связи (сменные интерфейсные

модули ТМ-RS-2, ТМ-RJ-2, ТМ-LC-2, ТМ-ST-2, ТМ-SC-2, порт интерфейса RS-485, порт синхронизации по сигналу PPS, порт интерфейса Ethernet), разъемы для подключения питания.

Конструктивно устройства имеют три аппаратных типоразмера: 31X, 32X, 33X, которые отличаются габаритными размерами.

Устройства выпускаются в следующих модификациях: ТЕКОН 300LA, ТЕКОН 300LD, ТЕКОН 300DD, ТЕКОН 300BS, ТЕКОН 300FS, ТЕКОН 300GL, ТЕКОН 300GB, ТЕКОН 300TL, ТЕКОН 300ТВ, ТЕКОН 300CF, ТЕКОН 300SW, ТЕКОН 300ЕА, отличающихся функциональными и конструктивными особенностями. Различия в функциональности определяется набором логических узлов в рамках библиотеки алгоритмов соответствующей модификации.

Указания по монтажу и проверке работоспособности устройства приведены в инструкции по монтажу, пуску и регулированию [14].

Устройство состоит из металлического корпуса с расположенными в нем модулями (рисунок 6):

- ТCPU – модуль центрального процессора;
- RDC – панель индикации и управления;
- ТАI – модуль ввода аналоговых сигналов тока и напряжения;
- ТАIG8 – модуль ввода аналоговых сигналов тока среднего уровня;
- TDI12 – модуль ввода дискретных сигналов;
- TDO12 – модуль вывода дискретных сигналов;
- TDIO12 – модуль ввода-вывода дискретных сигналов;
- TDF12 – модуль ввода-вывода дискретных сигналов;
- TPW – модуль питания;
- ТМ – интерфейсный модуль.

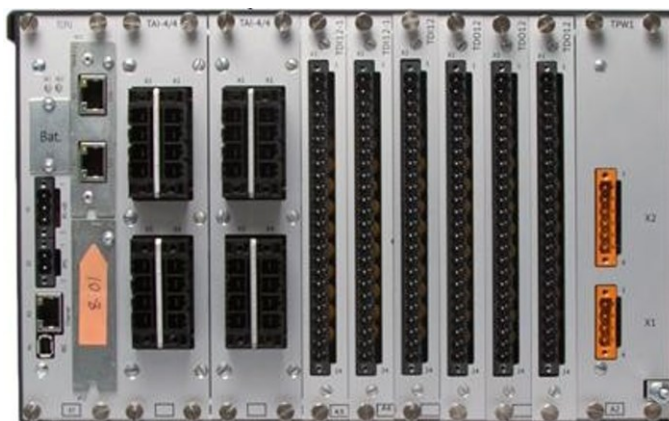


Рисунок 6 - Состав модулей дискретного ввода-вывода устройств типа
TECON

В зависимости от функционального типоразмера в устройстве реализованы различные функции релейной защиты и автоматики, Базовый состав логических узлов с алгоритмами РЗА, определенный производителем для конкретного функционального типоразмера. Для адаптации базовой конфигурации к существующим схемам защиты и автоматики реализованы элементы гибкой логики согласно стандарта МЭК 61131.

Основные особенности устройства:

- модульность конструкции;
- гибкость архитектуры;
- поддержка протоколов МЭК 61850-8-1;
- удобный интерфейс человек-машина;
- развитое средство конфигурирования и параметрирования (задания уставок) устройства;
- широкий набор алгоритмов защит и их характеристик, позволяющий легко адаптировать устройство к существующим системам защиты независимо от типа применявшихся ранее реле.

Терминалы имеют свободно программируемую логику, что позволяет выполнить любую конфигурацию по желанию заказчика. Все МПУ объединены в единую сеть АСУ, имея возможность управлять всеми

устройствами с АРМ щита управления. Передача данных выполнена на современном протоколе МЭК 61850. На горизонтальных связях GOOSE выполнена оперативная блокировка.

2.2 Программное обеспечение

Устройства имеют встроенное программное обеспечение.

Встроенное ПО является метрологически значимым. Метрологические характеристики блоков нормированы с учетом влияния ПО.

Встроенное ПО решает задачи автоматического накопления, обработки, хранения и отображения измерительной информации.

ПО устройств хранится в микросхемах энергонезависимой памяти, запаянных на печатной плате. Конструкция устройств исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Уровень защиты ПО от непреднамеренных и преднамеренных изменений – «высокий» в соответствии с Р 50.2.077-2014.

2.3 РЗА КРУ-6кВ. Используемые аппараты

Выходные реле включения, отключения выключателей ячеек выполнены на контакторах FINDER 22.32.0.230.9201, имеющие минимальное напряжение срабатывания $0,6U_n$ и мощные контакты на номинальный ток 25А



Рисунок 7 - Внешний вид выходных реле

Для контроля оперативного тока в ячейках использованы реле РЭП37-121, имеющие регулируемую выдержку времени на возврат 0,2-2 сек. Реле настроены на выдержку времени 0,8-0,9 сек. Реле срабатывают при токе порядка 30мА и после срабатывания переходят на ток удержания порядка 11мА. Поэтому при эксплуатации или замене реле, необходимо следить за размыканием верхнего левого контакта при срабатывании, что защитит реле от сгорания.

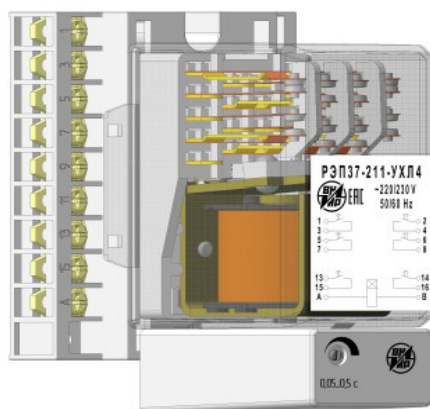


Рисунок 8 - Внешний вид реле контроля тока

Реле-повторитель положения блок-контактов выключателя в ячейках выполнен на двухпозиционном реле РЭП38Д-1.

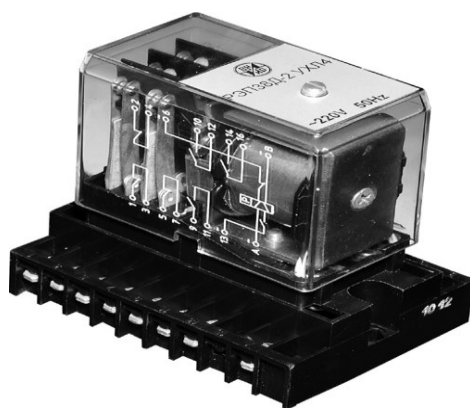


Рисунок 9 - Внешний вид двухпозиционного реле

В цепях сигнализации используется промежуточное реле РЭП-36Н1.



Рисунок 10 - Внешний вид реле промежуточного реле

Для фиксации срабатывания защит или неисправностей в ячейках установлены реле указательные постоянного тока РЭПУ-12М.

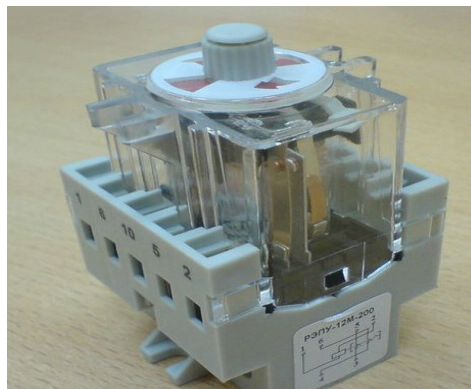


Рисунок 11 - Внешний вид реле указательных

Для индикации тока в ячейках установлены амперметры и вольтметры переменного тока ЩП120П.



Рисунок 12 - Внешний вид вольтметра

Для измерения электрических параметров и передачи данных в АСУ по Ethernet в ячейках установлены многофункциональные преобразователи ЭНИП-2.



Рисунок 13 - Внешний вид реле ЭНИП-2

Для индикации высокого напряжения в ячейках используется сигнализатор напряжения СНСФ-6-10 Кристалл-Фаза-П.



Рисунок 14 - Внешний вид сигнализатора

Вывод по разделу 2. В ходе проведенного анализа были выбраны микропроцессорные фирмы Текон, так как на мой взгляд, он является лучшим решением на рынке микропроцессорных устройств отечественных производителей, гарантируя высокую надежность, простоту в использовании, и гибкость архитектурной логики. Также стоит отметить, что в комплекте с микропроцессорным терминалами используется преобразователи ЭНИП-2, которые успешно внедряют на цифровых подстанциях.

3 Общее описание работы защит

3.1 Защита ввода рабочего питания на секции 6,3кВ 1С-6кВ (2С-6кВ)

Защиты и управление выключателем ввода рабочего питания на секции собственных нужд выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

На вводном выключателе устанавливаются следующие виды защит:

- МТЗ с пуском по напряжению – от междуфазных КЗ на секции и для резервирования защит смежных элементов [20]. Действует на отключение собственного выключателя, а также с дополнительной выдержкой времени в защиты ТСН 11Т;
- токовый контроль дуговой защиты [20].

3.2 Защита ввода рабочего питания на секции 6,3кВ 5С-6кВ (6С-6кВ)

Защиты и управление выключателем ввода рабочего питания на секции собственных нужд выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

На вводном выключателе устанавливаются следующие виды защит [23]:

- МТЗ с пуском по напряжению – от междуфазных КЗ на секции и для резервирования защит смежных элементов. Действует на отключение собственного выключателя, а также с дополнительной выдержкой времени в защиты ТСН 21Т;
- токовый контроль дуговой защиты.

3.3 Защита ввода на секцию резервного питания 6,3кВ ЗС-6кВ (4С-6кВ)

Защиты и управление выключателя ввода на секцию резервного питания выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

На вводном выключателе устанавливаются следующие виды защит [24]:

- МТЗ с пуском по напряжению – от междуфазных КЗ на секции и для резервирования защит при многофазных КЗ на МРП. Действует на отключение собственного выключателя, а также с дополнительной выдержкой времени в защиты ТР-1;
- токовый контроль дуговой защиты.

3.4 Защита ТН ввода от ТСН 11Т (21Т) секции 6,3кВ

Защиты, установленные в ячейке ТН ввода 6,3кВ, выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

В устройстве защиты ТН ввода:

- контроль изоляции НН ТСН 11Т(21Т);
- контроль исправности цепей напряжения ТН;
- действие защит выполнено на сигнал.

3.5 Защита ТН ввода от ТР-1 секции 6,3кВ

Защиты, установленные в ячейке ТН ввода от ТР-1, выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

В устройстве защиты ТН ввода от ТР-1:

- контроль изоляции НН ТР-1;

- контроль исправности цепей напряжения ТН;
- действие защит выполнено на сигнал.

3.6 Защита ввода резервного питания на секции 6,3кВ 1С-6кВ (2С-6кВ)

Защиты и управление выключателем ввода резервного питания на секции собственных нужд выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

На выключателе устанавливаются следующие виды защит [25]:

- МТЗ с пуском по напряжению – от междуфазных КЗ на секции и для резервирования защит смежных элементов. Действует на отключение собственного выключателя, а также с дополнительной выдержкой времени на отключение выключателя ввода от ТР-1 на магистраль резервного питания 3С-6кВ (4С-6кВ).
- токовый контроль дуговой защиты.

3.7 Защита ввода резервного питания на секции 6,3кВ 5С-6кВ (6С-6кВ)

Защиты и управление выключателем ввода резервного питания на секции собственных нужд выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

На выключателе устанавливаются следующие виды защит [25]:

- МТЗ с пуском по напряжению – от междуфазных КЗ на секции и для резервирования защит смежных элементов. Действует на отключение собственного выключателя, а также с дополнительной выдержкой времени на отключение выключателя ввода от ТР-1 на магистраль резервного питания 3С-6кВ (4С-6кВ);
- токовый контроль дуговой защиты.

3.8 Защита ввода на МРП

Защиты ввода питания на МРМ выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

Для защиты ввода на МРП устанавливаются дифференциальную токовую защиту МРП [20]. Применяется с целью ускорения ликвидации повреждений на МРП. Не реагирует на внешние КЗ, токи нагрузки и качания [24]. Действует без выдержки на отключение элементов, питающих данную секцию.

3.9 Защита ТН шин секций 6,3кВ

Защиты, установленные в ячейке ТН шин 6,3кВ, выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

В устройстве защиты ТН шин:

- контроль изоляции секции;
- защита минимального напряжения электродвигателей ЗМН1, ЗМН2;
- контроль отсутствия напряжения на секции для пускового органа АВР секции;
- контроль исправности цепей напряжения ТН;
- контроль изоляции секции и контроль исправности цепей напряжения ТН выполнено на сигнал.

Действие ЗМН и контроля отсутствия напряжения секции блокируется при отключении автомата цепей напряжения ли выкаченной тележки трансформатора напряжения.

3.10 Защита ТЧЗН секции 6,3кВ

Защиты ТЧЗН и управление выключателем выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

В устройстве защиты ТЧЗН реализованы следующие функции:

- токовая отсечка. Токовая отсечка действует на отключение своего выключателя без выдержки времени и на пуск УРОВ [21]. Токовая отсечка предназначена для ликвидации многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах 6,3кВ и 0,4кВ трансформатора и защиты от многофазных коротких замыканий участков кабельных линий между выводами высшего напряжения трансформатора и ячейками КРУ;

- МТЗ. МТЗ действует на отключение своего выключателя с выдержкой времени и на пуск УРОВ. МТЗ предназначена для резервирования токовой отсечки ТЧЗН в случае нечувствительности ее к междуфазным КЗ на выводах 0,4кВ.

- защита от замыкания на землю на стороне 6,3кВ, которая предназначена для [22] устранения однофазных замыкания на землю в обмотках трансформатора и на участке кабельной линии между выводами высшего напряжения трансформатора и ячейкой КРУ, и резервирование защит от замыкания на землю присоединений секций 6,3кВ.

Первая ступень защиты действует на отключение трансформатора, вторая ступень – на отключение питающих вводов.

Контроль тока дуговой защиты.

УРОВ. В алгоритме УРОВ предусмотрено использовать информацию:

- о срабатывании защит, действующих на УРОВ;
- о токе, протекающем по защищаемой цепи;
- о положении блок-контактов выключателя.

3.11 Защита трансформатора ТВ

Защиты трансформатора ТВ и управление выключателем выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

В устройстве защиты трансформатора ТВ реализованы следующие функции:

- токовая отсечка. Токовая отсечка от многофазных КЗ в обмотках трансформатора и на выводах 6,3кВ действует на отключение трансформатора без выдержки времени и на пуск УРОВ;
- МТЗ. МТЗ действует на отключение своего выключателя с выдержкой времени и на пуск УРОВ.
- защита от однофазных замыканий на землю на стороне 6,3кВ. Предназначена для защиты трансформатора и участка между выводами трансформатора и ячейкой 6,3кВ. Действует на отключение своего выключателя;
- контроль тока дуговой защиты;
- УРОВ. Действует на отключение вводов рабочего и резервного питания секции.

3.12 Защита трансформатора ТПУ

Защиты трансформатора ТПУ и управление выключателем выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

В устройстве защиты трансформатора ТПУ реализованы следующие функции:

- токовая отсечка. Токовая отсечка от многофазных КЗ в обмотках трансформатора и на выводах 6,3кВ действует на отключение трансформатора и на пуск УРОВ.

- МТЗ. Предназначена для устранения многофазных КЗ в трансформаторе и выводах 1,4 кВ;
- резервирования токовой отсечки 6,3кВ;
- защита от перегрузки обмоток трансформатора ТПУ. Предназначена для сигнализации симметричных перегрузок трансформатора в ряде режимов его работы. Защита действует на сигнал;
- защита от однофазных замыканий на землю на стороне 6,3кВ. Предназначена для защиты трансформатора и участка между выводами трансформатора и ячейкой 6,3кВ. Действует на отключение своего выключателя;
- контроль тока дуговой защиты;
- УРОВ. Действует на отключение вводов рабочего и резервного питания секции.

3.13 Защита трансформаторов СН 6,3/0,4кВ

Защиты трансформаторов СН 6,3/0,4кВ и управление выключателем выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

В устройстве защиты трансформаторов СН 6,3/0,4кВ реализованы следующие функции:

- токовая отсечка;
- токовая отсечка от многофазных КЗ в обмотках трансформатора и на выводах 6,3кВ действует на отключение трансформатора, отключение автомата 0,4кВ и на пуск УРОВ;
- МТЗ [20];
- защита от перегрузки обмоток трансформатора СН. Предназначена для сигнализации симметричных перегрузок трансформатора в ряде режимов его работы. Защита действует на сигнал;

- защита от однофазных замыканий на землю на стороне 6,3кВ. Предназначена для защиты трансформатора и участка между выводами трансформатора и ячейкой 6,3кВ. Действует на отключение выключателя 6,3кВ;
- контроль тока дуговой защиты;
- УРОВ. Действует на отключение вводов рабочего и резервного питания секции;
- защита от однофазных замыканий на землю в нейтрали трансформатора. Предназначена для защиты от однофазных замыканий в обмотке низшего напряжения трансформатора и на выводах 0,4кВ, а также для резервирования защит нулевой последовательности отходящих присоединений. Действует на отключение выключателя 6,3кВ с выдержкой времени.

3.14 Защита электродвигателей 6,3кВ

Защиты электродвигателей 6,3кВ и управление выключателем выполнены с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН.

В устройстве защиты электродвигателя 6,3кВ реализованы следующие функции:

- токовая отсечка. Предназначена для ликвидации многофазных КЗ в обмотках и на выводах электродвигателя. Токовая отсечка действует на отключение электродвигателя без выдержки времени и на пуск УРОВ.
- защита от перегрузки. Предназначена для ликвидации технологических перегрузок, возникающих при затянувшемся пуске или самозапуске, из-за перегрузки приводимых механизмов или при понижении напряжения на выводах электродвигателя, при механическом повреждении электродвигателя или приводимого им

механизма. Защита действует на отключение электродвигателя и на пуск УРОВ;

- защита от затянутого пуска. Предназначена для защиты электродвигателя от избыточных длительностей пуска или заклинивания ротора и является вспомогательным элементом тепловой защиты. Защита действует на отключение электродвигателя с выдержкой времени;
- токовая защита обратной последовательности. Токи обратной последовательности, возникающие при не симметрии, вызывают усиленный разогрев пазовых клиньев, зубцов ротора, бандажных колец. Несимметричный режим является признаком появления виткового замыкания в обмотке статора. Защита действует на отключение электродвигателя и пуск УРОВ;
- защита от однофазных замыканий на землю. Предназначена для ликвидации замыканий на землю в обмотке статора электродвигателя. Действует на отключение электродвигателя без выдержки времени;
- контроль тока дуговой защиты;
- УРОВ. Действует на отключение вводов рабочего и резервного питания секции.

3.15 Дуговая защита секции. Описание дуговой защиты рабочих и резервных секций

Дуговая защита рабочих секций выполнена на регистраторах ДУГА-О, совместно с волоконно-оптическими датчиками (ВОД) и дублируется путевыми выключателями, срабатывающие от крышек клапанов избыточного давления, с контролем тока.

Регистраторы ДУГА-О установлены в каждой ячейке КРУ, в релейных отсеках на левой боковине. Питание регистраторов осуществляется от автомата SF2 в ячейках, совместно с питанием терминалов РЗА. На передней

панели ДУГА-О расположен зеленый светодиод работы регистратора, 4 красных светодиода и кнопка сброса светодиодов. Срабатывание ВОД фиксируется одним из четырех красных светодиода, с наименованием срабатывания отсека. Длительное воздействие на ВОД (>2,5 сек) приводит к отключению реле защиты, срабатыванию выходного реле неисправности регистратора и миганию красного светодиода своего канала. Кнопка сброса светодиодов срабатывания или неисправности расположена также на передней панели регистратора.



Рисунок 15 - Внешний вид ДУГА-О

На вводах рабочих и резервных секций установлено по четыре ВОД – в отсеке сборных шин, шинопроводе, отсеке высоковольтного оборудования (выключателя), отсеке ввода-вывода и по два клапана избыточного давления – в отсеке сборных шин и отсеке высоковольтного оборудования.

На присоединениях (эл.двигатели, ТСНы, ТЧЗН) и на ТН вводов и ТН шин установлено по три ВОД и три клапана избыточного давления - в отсеке сборных шин, отсеке высоковольтного оборудования, отсеке ввода-вывода.

Питание части схемы дуговой защиты рабочих вводов и ТНов вводов, действующей на отключение ТСН, осуществляется из схемы РЗА рабочего ТСН.

Питание части схемы дуговой защиты вводов от ТР-1 резервных секций и ТНов вводов, действующей на отключение ТР-1, осуществляется из схемы РЗА ТР-1.

Питание схемы дуговой защиты рабочих секций (шинки $\pm ED$) осуществляется от шинок $\pm EC$ через автомат SFD1, установленный в шкафу ячейки ТЧЗН. В этом шкафу также установлены: реле KSV2 контроля оперативного тока ЗДЗ, реле KLD1 отключения рабочего и резервного ввода, реле KLD2 отключения рабочего и резервного ввода с выдержкой времени, реле KLD3 отключения выключателя ввода питания от ТР-1.

Питание схемы дуговой защиты резервных секций (шинки $\pm ED$) осуществляется от шинок $\pm EC$ через автомат SFD1, установленный в шкафу ввода на МРП. В этом шкафу также установлены: реле KSV2 контроля оперативного тока ЗДЗ, реле KLD1 отключения выключателя ввода питания от ТР-1. Контроль тока осуществляется терминалами РЗА фидеров, терминалами РЗА рабочих и резервных вводов, терминалами РЗА вводов питания от ТР-1.

На каждой ячейке установлен переключатель ввода-вывода дуговой защиты.

3.16 Работа дуговой защиты при срабатываниях датчиков ДЗ в отсеках ввода-вывода присоединений рабочих секций

При срабатывании ВОД или клапана отсека ввода-вывода ячейки срабатывает реле KL1. Реле KL1 своими контактами воздействует на дискретный вход терминала РЗА и при срабатывании функции контроля тока в терминале РЗА, выдается сигнал на отключение своего выключателя и пуск функции УРОВ. Одновременно другими своими контактами реле KL1, через токовый блинкер КНД1 - сигнализации срабатывания ЗДЗ в отсеке ввода-вывода, пускает реле времени КТ1 выполняющую функцию УРОВ. При не отключении выключателя, через 0.4 секунды (уставка УРОВ) срабатывает функция УРОВ в терминале и выдается сигнал на отключение выключателя рабочего и резервного вводов. Одновременно через 0.4 секунды срабатывает реле КТ1 и при срабатывании функции контроля тока в терминале РЗА

рабочего или резервного ввода, срабатывает реле KLD2, так же воздействуя на отключение рабочего и резервного вводов через дискретные входы терминалов.

3.17 Работа дуговой защиты при срабатываниях датчиков ДЗ в отсеках высоковольтного оборудования или сборных шин присоединений рабочих секций

При срабатывании ВОД или клапана в отсеке высоковольтного оборудования ячейки, а также в отсеке ввода-вывода на ячейках не имеющих выключателей (ТН шин) и срабатывании функции контроля тока в терминале РЗА рабочего или резервного ввода, через токовый блинкер KHD2 - сигнализации срабатывания ЗДЗ в отсеке высоковольтного оборудования, срабатывает реле KLD1, воздействуя на отключение рабочего и резервного вводов.

При срабатывании ВОД или клапана в отсеке сборных шин ячейки и срабатывании функции контроля тока в терминале РЗА рабочего или резервного ввода, через токовый блинкер KHD -сигнализации срабатывания ЗДЗ в отсеке сборных шин, срабатывает реле KLD1, воздействуя на отключение рабочего и резервного вводов.

3.18 Работа дуговой защиты при срабатываниях датчиков ДЗ на рабочих вводах секций

При срабатывании ВОД в отсеке шинного ввода или в отсеке ввода-вывода ячейки рабочего ввода срабатывает реле KL3 рабочего ввода, которое своими контактами выдает сигнал в схему рабочего ТСН 11Т (21Т) на отключение. Другими контактами реле KL3 действует на блинкер напряжения KHD1 - сигнализации срабатывания ЗДЗ в отсеке шинного ввода и ввода-вывода.

При срабатывании ВОД или клапана в отсеке выключателя ячейки рабочего ввода срабатывает реле KL4 рабочего ввода, которое своими контактами параллельными с контактами KL3 выдает сигнал в схему рабочего ТСН 11Т (21Т) на отключение. Другими контактами реле KL4 действует на блинкер напряжения KHD2 - сигнализации срабатывания ЗДЗ в отсеке выключателя.

При срабатывании ВОД или клапана в отсеке ввода-вывода или в отсеке выкатного элемента ячейки ТН на вводе срабатывает реле KL1, которое своими контактами также выдает сигнал в схему рабочего ТСН 11Т (21Т) на отключение. Другими контактами реле KL1 действует на блинкер напряжения KHD1 - сигнализации срабатывания ЗДЗ в отсеках ввода вывода и выкатного элемента.

3.19 Работа дуговой защиты при срабатываниях датчиков ДЗ на резервных вводах рабочих секций

При срабатывании ВОД или клапана в отсеке шинного ввода или в отсеке ввода-вывода ячейки и срабатывании функции контроля тока в терминале РЗА ввода питания от ТР-1, через токовый блинкер KHD1 - сигнализации срабатывания ЗДЗ в отсеке шинного ввода и ввода-вывода, срабатывает реле KLD3, воздействуя на отключение выключателя ввода питания от ТР-1.

При срабатывании ВОД или клапана в отсеке выключателя ячейки и срабатывании функции контроля тока в терминале РЗА ввода питания на резервную секцию, через токовый блинкер KHD2 - сигнализации срабатывания ЗДЗ в отсеке выключателя, срабатывает реле KLD3, воздействуя на отключение выключателя ввода на резервную секцию

3.20 Работа дуговой защиты при срабатываниях датчиков ДЗ на вводах питания резервных секций

При срабатывании ВОД в отсеке шинного ввода или в отсеке ввода-вывода ввода питания от ТР-1, срабатывает реле KL1, которое своими контактами выдает сигнал в схему ТР-1 на отключение. Другими контактами реле KL1 действует на блинкер напряжения КНД1 - сигнализации срабатывания ЗДЗ в отсеке шинного ввода и ввода-вывода.

При срабатывании ВОД или клапана в отсеке выключателя ввода питания от ТР-1, срабатывает реле KL2, которое своими контактами параллельными с контактами KL1 выдает сигнал в схему ТР-1 на отключение. Другими контактами реле KL2 действует на блинкер напряжения КНД2 - сигнализации срабатывания ЗДЗ в отсеке выключателя.

При срабатывании ВОД или клапана в отсеке ввода-вывода или в отсеке выкатного элемента ячейки ТН на вводе срабатывает реле KL1, которое своими контактами также выдает сигнал в схему РТСН на отключение. Другими контактами реле KL1 действует на блинкер напряжения КНД1 - сигнализации срабатывания ЗДЗ в отсеках ввода вывода и выкатного элемента.

3.21 Работа дуговой защиты при срабатываниях датчиков ДЗ на ячейках резервных секций

При срабатывании ВОД или клапана в отсеке высоковольтного оборудования ячейки, а также в отсеках ввода-вывода на ячейках не имеющих выключателей (ТН шин, разъединители) и срабатывании функции контроля тока в терминале РЗА ввода питания, через токовый блинкер КНД1 - сигнализации срабатывания ЗДЗ в отсеке ввода-вывода и выкатного элемента, срабатывает реле KLD1, воздействуя на отключение ввода питания от ТР-1.

При срабатывании ВОД или клапана в отсеке ввода-вывода присоединения РП на секции 3С-6кВ, срабатывает реле KL1. Реле KL1 своими контактами воздействует на дискретный вход терминала РЗА и при срабатывании функции контроля тока в терминале, выдается сигнал на отключение своего выключателя и сигнал на пуск таймера в терминале РЗА на вводе, выполняющую функцию УРОВ. При не отключении выключателя, через 0.4 секунды срабатывает таймер в терминале на вводе и выдается сигнал на отключение ввода.

Вывод по разделу 3. В данном разделе были описаны реализованные функции (защиты) на всех присоединениях, а также подробное описание работы дуговой защиты, включение и отключение с применением механических реле (связь по меди).

4 Расчет уставок устройства защиты ТЕКОН 321FS трансформаторов собственных нужд 6,3/0,4 кВ

Расчеты уставок защит трансформаторов собственных нужд 6,3/0,4 кВ выполнены на основании [1-6]. Защиты трансформаторов собственных нужд и управление выключателем спроектированы с использованием микропроцессорного цифрового устройства серии 300 фирмы ТЕКОН в соответствии с техническим описанием и инструкциями по эксплуатации [7,8].

Для защиты трансформатора СН используется устройство типа ТЕКОН 321FS, в котором реализованы следующие функции:

- токовая отсечка;
- максимальная токовая защита;
- защита от перегрузки;
- защита от однофазных замыканий на землю на стороне 6,3 кВ;
- контроль тока дуговой защиты;
- устройство резервирования отказа выключателя.

Для защиты от однофазных замыканий в обмотке низшего напряжения трансформаторов на выводах 0,4 кВ предусматривается защита от однофазных замыканий на землю, установленная в нейтрали трансформатора, осуществляемая на базе токовых реле [9].

4.1 Токовая отсечка

Токовая отсечка предназначена для:

- ликвидации многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах 6,3 кВ трансформатора;
- защиты от многофазных коротких замыканий участка кабельной линии между выводами высшего напряжения трансформатора и ячейкой КРУ.

Ток срабатывания отсечки I_{C3} , А, выбирается по условию отстройки от трехфазного КЗ на выводах 0,4 кВ трансформатора [3]:

$$I_{C3} = \frac{K_{OTC} \cdot I_{K3.макс.}}{K_{ТСН}} \quad (1)$$

где K_{OTC} – коэффициент отстройки, равный 1,15 [6];

$K_{ТСН}$ – коэффициент трансформации ТСН;

$I_{K3.макс.}$ – максимальный ток трехфазного КЗ за трансформатором, А.

Чувствительность токового органа определяется при двухфазном металлическом КЗ на выводах 6,3 кВ ТСН в минимальном режиме работы системы [3]. Согласно ПУЭ [1] рассчитанный коэффициент должен быть не менее 2.

$$K_{\eta} = \frac{I_{K3}^{(3)}}{I_{C3}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \geq 2 \quad (2)$$

Величина вторичного тока срабатывания I_{CP} , А, задаваемая в терминал защиты, определяется выражением [3]:

$$I_{CP} = \frac{I_{C3}}{k_{TT}} \quad (3)$$

где K_{TT} – коэффициент трансформации трансформатора тока, к которому подключена защита.

Токовая отсечка от многофазных КЗ в обмотках трансформатора и на выводах 6,3 кВ действует без выдержки времени на отключение трансформатора, отключение автомата 0,4 кВ и пуск УРОВ.

Расчет уставок ТО рабочего ТСН 6,3/0,4 кВ РУСН 0,4 кВ блока ГТУ №1 11BFT10.

По (1) рассчитывается ток срабатывания, ток КЗ см. приложение А, режим 3:

$$I_{C3} = \frac{1,15 \cdot 20041}{6,3 / 0,4} = 1463 \text{ A}$$

$$I_{C3} = 1500 \text{ A.}$$

По выражению (2) определяется чувствительность, приложение А, режим 4:

$$K_{\text{ч}} = \frac{11397}{1500} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 6,58 > 2$$

Согласно (3) величина вторичного тока срабатывания, задаваемая в терминал защиты:

$$I_{CP} = \frac{1500}{300 / 5} = 25 \text{ A}$$

В терминал задается уставка в относительных единицах. Так как номинальный ток подводимый к устройству защиты равен 5А, то величина равна:

$$StrVal = \frac{25}{5} = 5 \text{ o.e.}$$

Защита выполняется без выдержки времени $t_{C3} = 0 \text{ c.}$

Таблица 2 – Результаты проведенных расчетов для ТО

Номинальный ток	ANom = 5 А
Уставка срабатывания	StrVal = 5 о.е.
Коэффициент возврата	RsRat = 0,95
Ввод БТО в работу	Ввод

4.2 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита предназначена для:

- устранения многофазных КЗ в трансформаторах и на выводах 0,4 кВ;
- резервирования токовой отсечки 6,3 кВ и защит секций 0,4 кВ, выполненных на автоматических выключателях рабочего ввода на секции.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты $I_{CЗ}$, А, выбирается по двум условиям:

- по условию отстройки от тока самозапуска электродвигателей секции 0,4 кВ [3];
- по согласованию с селективной защитой вводного автомата на секции 0,4 кВ типа Masterpact с расцепителем Micrologic 6.0E.

Согласно первому условию:

$$I_{CЗ} \geq \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{сам} \cdot k \quad (4)$$

где K_H – коэффициент надежности несрабатывания защиты, равный 1,1 [6];

K_B – коэффициент возврата, равный 0,95 [7];

$I_{сам}$ – ток самозапуска электродвигателей секции 0,4 кВ, приведенный к 0,4 кВ, А;

$k=0,4/6,3$ – коэффициент приведения тока к напряжению 6,3 кВ.

Ток самозапуска определяется по следующей формуле, согласно [3]:

$$I_{сам} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{ТЧН} + X_{\delta в \Sigma})} \quad (5)$$

где X_C – суммарное сопротивление системы при КЗ на выводах 0,4 кВ, Ом;

$X_{ТЧН}$ – сопротивление трансформатора СН, приведенное к 0,4 кВ, Ом.

$$X_{\delta в \Sigma} = \frac{U_{ном. \delta в}}{\sqrt{3} \cdot K_{нагр} \cdot K_{п. ср} \cdot I_{ном. тр}} \quad (6)$$

где $U_{ном. \delta в}$ – номинальное напряжение двигателей, 0,38 кВ;

$K_{нагр}$ – коэффициент, показывающий, какую долю от общей секционной нагрузки составляют электродвигатели;

$K_{п. ср}$ – средняя кратность пускового тока электродвигателей;

$I_{ном. тр}$ – номинальный ток трансформатора, приведенный к стороне напряжения 0,4 кВ, А.

Согласно второму условию:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{sd} \cdot k \quad (7)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, равный 1,1 [6];

I_{sd} – токовая уставка селективности защиты от КЗ автомата на секции 0,4 кВ типа Masterpact с расцепителем Micrologic 6.0E, А.

Чувствительность токового органа определяется при двухфазном металлическом КЗ за трансформатором в минимальном режиме работы системы, приведенном к напряжению 6,3 кВ [3]. Согласно ПУЭ [2] рассчитанный коэффициент должен быть не менее 1,5.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(3)}}{I_{\text{СЗ}}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot k \geq 1,5 \quad (8)$$

МТЗ от многофазных КЗ в обмотках трансформатора и на выводах 0,4 кВ действует с выдержкой времени на отключение трансформатора, отключение автомата 0,4 кВ и пуск УРОВ.

Выдержка времени принимается по согласованию с селективной защитой автоматического выключателя ввода секции 0,4 кВ:

$$t_{\text{СЗ}} = t_{\text{sd}} + \Delta t \quad (9)$$

где t_{sd} – уставка по времени селективной защиты от КЗ автомата на секции 0,4 кВ типа Masterpact с расцепителем Micrologic 6.0E, с;
 Δt – ступень селективности, равная 0,3 с для микропроцессорных защит [6].

Расчет уставок МТЗ рабочего ТСН 6,3/0,4 кВ РУСН 0,4 кВ блока ГТУ №1 11ВФТ10.

Для трансформатора 11ВФТ30 действительны следующие значения:

$$K_{\text{нагр}} = 0,7; K_{\text{н.ср}} = 7; I_{\text{ном.тр}} = 1443,4 \text{ А.}$$

Расчет суммарного сопротивления двигательной нагрузки по (6):

$$X_{\text{де}\Sigma} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot 0,7 \cdot 7 \cdot 1443,4} = 0,031 \text{ Ом}$$

Ток самозапуска электродвигателей рассчитывается по формуле (5):

$$I_{сам} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (0,014 + 0,0128 + 0,031)} = 3996 \text{ A}$$

Согласно первому расчетному условию, используя выражение (4):

$$I_{сз} \geq \frac{1,1}{0,95} \cdot 3996 \cdot \frac{0,4}{6,3} = 294 \text{ A}$$

По второму расчетному условию и выражению (7):

$$I_{сз} = 1,1 \cdot 4800 \cdot \frac{0,4}{6,3} = 335,2 \text{ A}$$

Принимается $I_{сз} = 340 \text{ A}$.

Чувствительность токового органа определяется при двухфазном металлическом КЗ в минимальном режиме за трансформатором, приложение А, режим 4.

Согласно выражению (8):

$$K_{ч} = \frac{14967}{340} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{0,4}{6,3} = 2,42 > 1,5$$

Величина вторичного тока срабатывания, задаваемая в терминал защиты согласно 3).

$$I_{ср} = \frac{340}{300 / 5} = 5,6 \text{ A}$$

Выдержка времени принимается по согласованию с селективной защитой автоматического выключателя ввода секции 0,4 кВ, согласно (9):

$$t_{C3} = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ с}$$

Таблица 3 – Результаты проведенных расчетов для МТЗ

Уставка по току срабатывания пускового органа	StrVal = 5,6 А
Коэффициент возврата пускового органа	RsRat = 0,95
Уставка выдержки времени срабатывания	OpTmms = 0,7 с.
Программная накладка задания типа выдержки времени срабатывания	IdmtMod = 1
Ввод БТО в работу	Ввод

4.3 Защита от перегрузки обмоток трансформатора собственных нужд

Максимальная токовая защита от перегрузки ТСН предназначена для сигнализации симметричных перегрузок трансформатора в ряде режимов его работы.

Защита реализована с использованием ступени МТЗ терминала ТЕКОН 321 FS.

Ток срабатывания защиты I_{C3} , А, определяется по условию устойчивого возврата защиты при протекании через неё номинального тока обмотки стороны 6,3 кВ трансформатора собственных нужд [3]:

$$I_{C3} \geq \frac{K_{отс}}{K_B} \cdot I_{ном.тр.} \quad (10)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, 1,05 [3];

K_B – коэффициент возврата, равный 0,95 [7];

$I_{ном.тр.}$ – номинальный первичный ток обмотки 6,3 кВ трансформатора, А (11).

Номинальный первичный ток обмотки 6,3 кВ трансформатора:

$$I_{ном.тр.} = \frac{S_{ном.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.}} \quad (11)$$

где $S_{ном.тр.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Расчет уставок защиты от перегрузки рабочего ТСН 6,3/0,4 кВ РУСН 0,4 кВ блока ГТУ №1 11ВФТ10.

По формулам (10) и (11):

$$I_{ном.тр.} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,6 \text{ А}$$

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,95} \cdot 91,6 = 101,2 \text{ А}$$

Принимается $I_{сз} = 102 \text{ А}$.

Величина вторичного тока срабатывания, задаваемая в терминал защит по (3):

$$I_{ср} = \frac{102}{300 / 5} = 1,7 \text{ А}$$

Выдержка времени принимается $t_{сз} = 9 \text{ с}$ с действием на сигнал.

Таблица 4 – Результаты проведенных расчетов для перегрузки

Уставка по току срабатывания пускового органа	StrVal = 1,7 А
Коэффициент возврата пускового органа	RsRat = 0,95
Уставка выдержки времени срабатывания	OpTmms = 9 с.
Программная накладка задания типа выдержки времени срабатывания	IdmtMod = 1
Ввод БТО в работу	Ввод

4.4 Защита от однофазных замыканий на землю на стороне 6,3 кВ

Для защиты трансформатора и участка между выводами трансформатора и ячейкой 6,3 кВ от однофазных замыканий на землю устанавливается защита на стороне 6,3 кВ, которая действует на отключение выключателя 6,3 кВ.

Ток срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю I_{C3} , А, определяется из условия надежного несрабатывания защиты от броска собственного емкостного тока при внешнем замыкании на землю [3] и рассчитывается по выражению:

$$I_{C3} \geq K_{отс} \cdot K_{\sigma} \cdot I_C \quad (12)$$

где $K_{отс}$ – коэффициент надежности, 1,2 [3];

K_{σ} – коэффициент, учитывающий бросок собственного емкостного тока, для сети с нейтралью, заземленной через резистор, принимается равным 1,3 [3];

I_C – собственный емкостной ток присоединения, А, определяемый по выражению (13) согласно [3].

Собственный емкостной ток присоединения:

$$I_C = I_{c.тр.} + I_{c.л.} \quad (13)$$

где $I_{c.тр.}$ – собственный емкостной ток трансформатора, А;

$I_{c.л.}$ – собственный емкостной ток кабельной линии, входящей в зону защиты, А.

Собственный емкостной ток трансформатора согласно [3]:

$$I_{c.тр.} = \frac{6 \cdot \pi \cdot f \cdot C_{тр.} \cdot U_{ном}}{\sqrt{3}} \quad (4.14)$$

где $C_{тр.} = C_{уд} \cdot S_H$ - емкость обмотки высшего напряжения трансформатора относительно сети, мкФ;

f – частота напряжения сети, равная 50 Гц;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Собственный емкостной ток кабельной линии рассчитывается по выражению [3]:

$$I_{c.л.} = I_{c.уд.} \cdot l \cdot m \quad (15)$$

где $I_{c.уд.}$ – собственный емкостной ток кабельной линии, входящей в зону защиты данного присоединения, А;

l – длина линии, км;

m – число кабелей в линии.

Величина вторичного тока срабатывания, задаваемая в терминал защиты, определяется выражением [3]:

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}}}{K_{\text{ТТ}}} \quad (16)$$

где $K_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока нулевой последовательности, к которому подключена защита.

Защита выполняется без выдержки времени на отключение трансформатора.

Расчет уставок ТЗНП рабочего ТСН 6,3/0,4 кВ РУСН 0,4 кВ блока ГТУ №1 11ВФТ10.

По (12) рассчитывается ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{с.з.}} = 1,2 \cdot 1,3 \cdot 0,066 = 0,103 \text{ А.}$$

Собственный емкостный ток присоединения определяется по выражению (13):

$$I_{\text{с}} = 0,0236 + 0,042 = 0,066 \text{ А.}$$

Собственный емкостный ток трансформатора собственных нужд определяется по выражению (14):

$$I_{\text{с.тп}} = \frac{6 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 0,688 \cdot 10^{-8} \cdot 6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,0236 \text{ А}$$

Собственный емкостный ток кабельной линии, выполненной кабелем ВВГнг(А)-LS с сечением 3x120, $l = 42 \text{ м}$ находится по выражению (15):

$$I_{с.л.} = 1,0 \cdot 0,042 \cdot 1 = 0,042 \text{ А.}$$

где $I_{с.уд.}$ – для трехжильного кабеля сечением 120 мм² составляет 1,00 А/км.

Сеть собственных нужд 6,3 кВ станции работает с частично заземленной нейтралью (через высоковольтный резистор 100 Ом). С учетом рассчитанного значения и режима работы сети, первичный ток срабатывания защиты принимается равным $I_{с.з.} = 3 \text{ А}$.

Величина вторичного тока срабатывания, задаваемая ступенью ненаправленной защиты от замыкания на землю согласно (16):

$$I_{с.р.} = \frac{3}{30/1} = 0,1 \text{ А.}$$

Таблица 5 – Результаты проведенных расчетов для ТЗНП

Ручная блокировка 1-й ступени	BlkStg1 = 1
Уставка срабатывания по току НП для 1 ступени	StrVal1 = 0,1 А
Коэффициент закругления уставки срабатывания 1-й ступени	RstRat1 = 1
Коэффициент возврата датчиков тока 1-й ступени	RsRat1 = 0,95
Режим направления 1-й ступени	DirMod1 = 1
Выбор типа временной характеристики 1-й ступени	TmACrv1.set Charact = 1
Параметр временной характеристики ступени	OpTmms1 = 0 с.

4.5 Контроль тока дуговой защиты

Токовый контроль предназначен для предотвращения ложных отключений трансформатора СН при срабатывании датчиков дуговой защиты и выполняется с помощью ступени МТЗ.

Для обеспечения максимального быстродействия отключения дуговых замыканий, уставку токового контроля дуговой защиты определим по следующему соотношению:

$$I_{CЗ} = \frac{K_H \cdot K_C \cdot I_{ном.тр}}{K_B} \quad (17)$$

где K_H – коэффициент надежности, 1,15 [6];

K_B – коэффициент возврата, равный 0,95 [7].

K_C – коэффициент отстройки 1,05;

$I_{ном.тр}$ – номинальный ток трансформатора СН, А, согласно (11).

Токовый контроль выполняется без выдержки времени.

Расчет уставок контроля тока дуговой защиты рабочего ТСН 6,3/0,4 кВ РУСН 0,4 кВ блока ГТУ №1 11ВФТ10.

Согласно выражению (17) ток срабатывания ступени защиты:

$$I_{CЗ} = \frac{1,15 \cdot 1,05 \cdot 91,6}{0,95} = 116,5 \text{ А}$$

Принимается $I_{с.з.} = 120 \text{ А}$.

Величина вторичного тока срабатывания, задаваемая в терминал защиты согласно выражению (3):

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{120}{300/5} = 2 \text{ А.}$$

Таблица 6 – Результаты проведенных расчетов для ЗДЗ

Уставка по току срабатывания пускового органа	StrVal = 2 А
Коэффициент возврата пускового органа	RsRat = 0,95
Уставка выдержки времени срабатывания	OpTmms = 0,01 с.
Программная накладка задания типа выдержки времени срабатывания	IdmtMod = 1
Ввод БТО в работу	Ввод

4.6 УРОВ трансформатора СН

УРОВ выполняется с использованием защитной функции терминала ТЕКОН 321FS и действует на отключение вводов рабочего и резервного питания секции.

Функция УРОВ пускается при действии защит и осуществляет контроль отключения выключателя в течение заданного времени. Если протекание тока повреждения через выключатель после истечения установленной выдержки времени (после формирования команды отключения выключателя) не прекратилось, будет действовать функция УРОВ.

В алгоритме УРОВ, реализованном в устройстве ТЕКОН 321FS, предусмотрено использовать информацию:

- о срабатывании защит, действующих на УРОВ;
- о токе, протекающем по защищаемой цепи;
- о положении блок-контактов выключателя.

Ток пуска УРОВ выбирается из диапазона от 0,05 до 0,1 $I_{ном}$ [8]:

$$DetValA = I_{УРОВ} = \frac{0,1 \cdot I_{ном.тр.}}{K_{ТТ}} \quad (18)$$

При срабатывании защиты, для которой предусмотрено действие на УРОВ, рассматриваемый алгоритм начинает отсчет выдержки времени $t_{УРОВ}$. В течении этого времени ожидается снижение тока в защищаемой цепи ниже уставки $I_{УРОВ}$. Если за время $t_{УРОВ}$ такого снижения не произошло, алгоритм УРОВ формирует сигнал для отключения смежного выключателя. Если за время $t_{УРОВ}$ произошло снижение тока ниже уставки $I_{УРОВ}$, действие на отключение смежных выключателей не формируется.

Выдержка времени $t_{УРОВ}$ определяется по формуле

$$t_{УРОВ} = t_{откл.выкл.} + t_{возвр.уров} + t_{погр.таймера} + t_{зап} \quad (19)$$

где $t_{откл.выкл.}$ - полное время отключения выключателя ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5, равное ≤ 30 мс;

$t_{возвр.уров}$ - время возврата органа тока УРОВ, равное 0,01с [8];

$t_{погр.таймера}$ - погрешность органа выдержки времени, равное 0,025с [8];

$t_{зап}$ - время запаса, равное 0,1с [8].

Расчет уставок УРОВ рабочего ТСН 6,3/0,4 кВ РУСН 0,4 кВ блока ГТУ №1 11ВФТ10.

Согласно (18) уставка реле минимального тока:

$$I_{УРОВ} = \frac{0,1 \cdot 91,6}{300 / 5} = 0,15$$

Принимается $I_{мин.перв.} = 50$ А.

Согласно (19) выдержка времени:

$$t_{\text{уров}} = 0,03 + 0,01 + 0,025 + 0,1 = 0,165 \text{ с}$$

Согласно [8] и с учетом рассчитанного значения, выдержка времени УРОВ для трансформаторов СН принимается равной 0,4 с.

Таблица 7 – Результаты проведенных расчетов для УРОВ

Уставка пусковых органов защиты по току	DetValA = 0,15 А
Уставка выдержки времени срабатывания	OpTmms3 = 0,4 с.

4.7 Защита от однофазных замыканий на землю в нейтрали трансформатора

Для защиты от однофазных замыканий в обмотке низшего напряжения трансформатора и на выводах 0,4 кВ, а также для резервирования защит нулевой последовательности отходящих присоединений, предусматривается токовая защита нулевой последовательности, устанавливаемая в нейтрали 0,4 кВ трансформатора.

Осуществляется на базе токовых реле.

Ток срабатывания защиты от замыканий на землю I_{C3} , А, выбирается по двум условиям:

- по условию отстройки от тока несимметрии, обусловленной осветительной нагрузкой [3];
- по согласованию с токовой уставкой селективной защиты от КЗ отходящих автоматов на секции 0,4 кВ, не имеющих выносную защиту от замыкания на землю [3].

Согласно первому условию, ток несимметричной нагрузки составляет 10% от номинального тока трансформатора [3]:

$$I_{C3} \geq 0,1 \cdot I_{ном.тр.} \quad (20)$$

где $I_{ном.тр.}$ – номинальный ток трансформатора, приведенный к стороне напряжения 0,4 кВ, А

Согласно второму условию, [3]:

$$I_{C3} = K_{отс} \cdot I_g \quad (21)$$

где I_g –токовая уставка защиты нулевой последовательности автомата на секции 0,4 кВ типа Masterpact с расцепителем Micrologic 6.0E, 800А;

Чувствительность защиты нулевой последовательности, установленной в цепи заземления нейтрали трансформатора собственных нужд проверяется по выражению:

$$K_q = \frac{I_{КЗ}^{(1)}}{I_{C3}} \geq 1,5 \quad (22)$$

где $I_{КЗ}^{(1)}$ –ток однофазного КЗ в месте установки защиты при повреждениях в расчетной точке в минимальном режиме.

Ток срабатывания реле, определяется выражением:

$$I_{CP} = \frac{I_{C.3}}{k_{ТТ}} \quad (23)$$

где $K_{ТТ}$ –коэффициент трансформации трансформатора тока в нейтрали трансформатора, к которому подключена защита.

Выдержка времени принимается по согласованию с защитой от замыканий на землю автоматического выключателя ввода секции 0,4 кВ:

$$t_{C3} = t_q + \Delta t \quad (24)$$

где t_{sd} – уставка по времени защиты от замыканий на землю вводного автомата на секции 0,4 кВ типа Masterpact с расцепителем Micrologic 6.0E, 0,4с
 Δt – ступень селективности, равная 0,3 с для микропроцессорных защит [7].

Расчет уставок защиты от однофазных замыканий на землю в нейтрали рабочего ТСН 6,3/0,4 кВ РУСН 0,4 кВ блока ГТУ №1 11ВФТ10.

Согласно первому расчетному условию, используя выражение (20):

По второму расчетному условию и выражению (21):

$$I_{C3} = 1,1 \cdot 800 = 880 \text{ A}$$

Принимается $I_{C3} = 880 \text{ A}$.

Коэффициент чувствительности защиты по (22):

$$K_q = \frac{9500}{880} = 10,8 > 1,5$$

Ток срабатывания реле по (23):

$$I_{CP} = \frac{880}{1600/5} = 2,75 \text{ A}$$

Выдержка времени по (24):

$$t_{C3} = 0,4 + 0,3 = 0,7 \text{ c}$$

Аналогичный расчёт уставок РЗА проводится для всех остальных присоединений и заносится в таблицу карты уставок (таблицы 8-12).

Таблица 8 - Карта уставок для электродвигателей 6 кВ

Наименование/ККС	№ секции	№ ячейки	К т.т.	К т.т.н.п.	Токовая отсечка на откл			Защита от перегрузки на откл			Защита от затянутого пуска на откл			Защита от однофазных замыканий на землю на откл			Защита обратной последовательности на откл		УРОВ		Контроль тока для ЗДЗ на откл		
					I _{с.з.} , А	I _{с.р.} , А	t _{с.з.} , с	I _{с.з.} , А	I _{с.р.} , А	t _{с.з.} , с	I _{с.з.} , А	I _{с.р.} , А	t _{с.з.} , с	I _{с.з.} , А	I _{с.р.} , А	t _{с.з.} , с	I _{с.р.} , А	t _{с.з.} , с	I _{с.р.} , А	t _{с.з.} , с	I _{с.з.} , А	I _{с.р.} , А	t _{с.з.} , с
<u>11BBA10GH009</u> Резерв (двигательный)	1с	9	400/5	30/1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>11BBA10GH013</u> (Электродвигатель компрессора ДКУ №1(рабочий))	1с	13	400/5	30/1	3720	46,5	0	380	4,75	9,1	675	8,44	10,5	4	0,133	0	3,75	0,7	0,38	0,4	381	4,76	0
<u>11BBB10GH012</u> (Насос высокого давления для жидкого топлива Siemens ГТУ №1)	2с	12	300/5	30/1	420	7	0	38	0,63	7,8	67,5	1,125	9	3	0,1	0	0,5	0,7	0,05	0,4	38,1	0,635	0
<u>11BBB10GH016</u> Резерв (двигательный)	2с	16	400/5	30/1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>11BBB10GH022</u> (Электродвигатель компрессорный ДКУ №2 (резервный))	2с	22	400/5	30/1	3720	46,5	0	380	4,75	9,1	675	8,44	10,5	4	0,133	0	3,75	0,7	0,38	0,4	381	4,76	0
<u>21BBA10GH009</u> Резерв (двигательный)	5с	9	400/5	30/1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<u>21BBA10GH013</u> (Электродвигатель компрессора ДКУ №3(рабочий))	5с	13	400/5	30/1	3720	46,5	0	380	4,75	9,1	675	8,44	10,5	4	0,133	0	3,75	0,7	0,38	0,4	381	4,76	0
<u>21BBB10GH012</u> (Насос высокого давления для жидкого топлива Siemens ГТУ №2)	6с	12	300/5	30/1	420	7	0	38	0,63	7,8	67,5	1,125	9	3	0,1	0	0,5	0,7	0,05	0,4	38,1	0,635	0

Таблица 9 - Карта уставок для трансформаторов 6/0,4 кВ

KKS /Наименование ячейки	№ секции	№ ячейки	К Т.Т.	К Т.Т.н.п.	Токовая отсечка на откл			Максимальная токовая защита на откл			Защита от перегрузки на сигнал			Защита от однофазных замыканий на землю на стороне 6,3 кВ на откл			Токовый контроль ЗДЗ на откл			УРОВ			
					I _{сз.} , А	I _{ср.} , А	t _{сз.} , с	I _{сз.} , А	I _{ср.} , А	t _{сз.} , с	I _{сз.} , А	I _{ср.} , А	t _{сз.} , с	I _{сз.} , А	I _{ср.} , А	t _{сз.} , с	I _{сз.} , А	I _{ср.} , А	t _{сз.} , с	I _{сз.} , А	I _{ср.} , А	t _{сз.} , с	I _{сз.} , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
11ВВА10GH001 (Трансформатор частичного заземления нейтрали)	1с	1	-	50/5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	0,4	0,4	-	-	-	-	-	-	-
														4	0,4	0,7							
11ВВА10GH005 (Шкаф питания трансформатора частичного заземления нейтрали)	1с	5	200/5	50/5	35	0,87	0	12	0,3	0,4	-	-	-	4	0,4	0,4	7,5	0,19	0	0,8	0,02	0,4	
														4	0,4	0,7							
11ВВА10GH007 (Система возбуждения генератора 11МКА10)	1с	7	400/5	30/1	2000	25	0	200	2,5	0,4	-	-	-	3	0,1	0	128	1,6	0	10,4	0,13	0,4	
11ВВА10GH011 (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4кВ блока ГТУ№1 (потребителей газовой турбины). Секция 11ВFE)	1с	11	300/5	30/1	1500	25	0	340	5,6	0,7	110	1,85	9	3	0,1	0	120	2	0	9,16	0,15	0,4	
11ВВА10GH015 (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4кВ насосной дизельного топлива. Секция 00BFH)	1с	15	200/5	30/1	820	20,5	0	140	3,5	0,7	45	1,12	9	3	0,1	0	50	1,25	0	3,67	0,09	0,4	

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<u>11BBA10GH017</u> (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 в здании ПНС. (потребители ПНС- 1, ХГТ). Секция 00BFF)	1с	17	300/5	30/1	1800	30	0	420	7	0,7	130	2,17	9	3	0,	0	150	2,5	0	11,46	0,2	0,4	
<u>11BBA10GH019</u> Резерв (трансф)	1с	19	300/5	30/1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
<u>11BBA10GH021</u> Резерв (трансф)	1с	21	300/5	30/1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
<u>11BBA10GH029</u> (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ сухой вентиляторной градирни №1. 01BFD)	1с	29	200/5	30/1	1350	33,7	0	335	8,4	0,7	65	1,63	9	3	0,1	0	75	1,9	0	5,77	0,15	0,4	
<u>11BBA10GH031</u> (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ Блока ГТУ№1. Секция 11BFA)	1с	31	300/5	30/1	1500	25	0	340	5,6	0,7	110	1,85	9	3	0,1	0	120	2	0	9,16	0,15	0,4	
<u>11BBV10GH002</u> (Трансформатор частичного заземления нейтрали)	2с	2	—	50/5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4	0,4	0,4	—	—	—	—	—	—	—
														4	0,4	0,7							
<u>11BBV10GH004</u> (Шкаф питания трансформатора частичного заземления нейтрали)	2с	4	200/5	50/5	35	0,87	0	12	0,3	0,4	—	—	—	4	0,4	0,4	7,5	0,19	0	0,8	0,02	0,4	—
														4	0,4	0,7							

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
<u>11BBB10GH006</u> (Тиристорное пусковое устройство газовой турбины)	2с	6	600/5	30/1	2225	18,5	0	400	3,3	0,4	180	1,5	9	3	0,1	0	205	1,7	0	16,8	0,14	0,4
<u>11BBB10GH010</u> (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ Блока ГТУ№2(потребителей газовой турбины). Секция 11ВМЕ)	2с	10	300/5	30/1	1500	25	0	340	5,6	0,7	110	1,85	9	3	0,1	0	120	2	0	9,16	0,15	0,4
<u>11BBB10GH014</u> (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ сухой вентиляторной градирни №1. Секция 01ВFE)	2с	14	200/5	30/1	1350	33,75	0	335	8,4	0,7	65	1,6 3	9	3	0,1	0	75	1,9	0	5,77	0,15	0,4
<u>11BBB10GH018</u> (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ в зданий мех. мастерских с компрес. сжат. Воздуха. Секция 00ВFK)	2с	18	300/5	30/1	1500	25	0	340	5,6	0,7	110	1,85	9	3	0,1	0	120	2	0	9,16	0,15	0,4
<u>11BBB10GH020</u> (В-КТП-5)	2с	20	300/5	30/1	1405	23,5	0	400	7	0,7	101	1,7	9	3	0,1	0	120	2	0	9,16	0,15	0,4
<u>11BBB10GH030</u> (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ Блока ГТУ№1.11ВFB)	2с	30	300/5	30/1	1500	25	0	340	5,6	0,7	110	1,85	9	3	0,1	0	120	2	0	9,16	0,15	0,4

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<u>21ВВА10GH001</u> (Трансформатор частичного заземления нейтрали)	5с	1	-	50/5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4	0,4	0,4	-	-	-	-	-	-	-
														4	0,4	0,7							
<u>21ВВА10GH005</u> (Шкаф питания трансформатора частичного заземления нейтрали)	5с	5	200/5	50/5	35	0,87	0	12	0,3	0,4	-	-	-	4	0,4	0,4	7,5	0,19	0	0,8	0,02	0,4	
														4	0,4	0,7							
<u>21ВВА10GH007</u> (Тиристорное пусковое устройство газовой турбины)	5с	7	600/5	30/1	2225	18,5	0	400	3,3	0,4	180	1,5	9	3	0,1	0	205	1,7	0	16,8	0,14	0,4	
<u>21ВВА10GH011</u> (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ блока ГТУ№1 (потребителей газовой турбины). Секция 21ВFE)	5с	11	300/5	30/1	1500	25	0	340	5,6	0,7	110	1,85	9	3	0,1	0	120	2	0	9,16	0,15	0,4	
<u>21ВВА10GH015</u> (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ насосной дизельного топлива. Секция 00BFJ)	5с	15	200/5	30/1	820	20,5	0	140	3,5	0,7	45	1,125	9	3	0,1	0	50	1,25	0	3,67	0,09	0,4	
<u>21ВВА10GH017</u> (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ здании ПНС. (потребители ПНС-2, ХГТ) Секция 00BFG)	5с	17	300/5	30/1	1800	30	0	420	7	0,7	130	2,17	9	3	0,22	0	150	2,5	0	11,46	0,2	0,4	

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	
<u>21BBA10GH019</u> Резерв (трансформаторный)	5с	19	300/5	30/1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
<u>21BBA10GH021</u> (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ сухой вентиляторной градирни №2. Секция 02BFD)	5с	21	200/5	30/1	1350	33,75	0	335	8,4	0,7	65	1,63	9	3	0,1	0	75	1,9	0	5,77	0,15	0,4	
<u>21BBA10GH029</u> (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ Блока ГТУ№2. Секция 21BFA)	5с	29	300/5	30/1	1500	25	0	340	5,6	0,7	110	1,85	9	3	0,1	0	120	2	0	9,16	0,15	0,4	
<u>21BVB10GH002</u> (Трансформатор частичного заземления нейтрали)	6с	2	—	50/5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	4	0,4	0,4	—	—	—	—	—	—	—
														4	0,4	0,7							
<u>21BVB10GH004</u> (Шкаф питания трансформатора частичного заземления нейтрали)	6с	4	200/5	50/5	35	0,87	0	12	0,3	0,4	—	—	—	4	0,4	0,4	7,5	0,19	0	0,8	0,02	0,4	0,4
														4	0,4	0,7							
<u>21BVB10GH006</u> (Система возбуждения генератора 21МКА10)	6с	6	400/5	30/1	2000	25	0	200	2,5	0,4	—	—	—	3	0,1	0	128	1,6	0	10,4	0,13	0,4	

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
21BBB10GH010 (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ блока ГТУ№2 (потребители газовой турбины). Секция 21BME)	6с	10	300/5	30/1	1500	25	0	340	5,6	0,7	110	1,85	9	3	0,1	0	120	2	0	9,16	0,15	0,4
21BBB10GH014 (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ сухой вентиляторной градирни №2. Секция 02BFE)	6с	14	200/5	30/1	1350	33,75	0	335	8,4	0,7	65	1,63	9	3	0,1	0	75	1,9	0	5,77	0,15	0,4
21BBB10GH018 (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ в здании мех. мастерских с компрес. сжат. Воздуха. Секция 00BFL)	6с	18	300/5	30/1	1500	25	0	340	5,6	0,7	110	1,85	9	3	0,1	0	120	2	0	9,16	0,15	0,4
21BBB10GH020 Резерв (трансформаторный)	6с	20	300/5	30/1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
21BBB10GH022 (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ Блока ГТУ№2. Секция 21BFB)	6с	22	300/5	30/1	1500	25	0	340	5,6	0,7	110	1,85	9	3	0,1	0	120	2	0	9,16	0,15	0,4
00BCA10GH011 (Трансформатор СН 6.3/0.4 РУСН 0.4 кВ Секция 00BHA)	3с	11	300/5	30/1	1510	25,2	0	340	5,6	0,7	110	1,85	9	3	0,1	0	120	2	0	9,16	0,15	0,4

Таблица 10 - Карта уставок для рабочих и резервных вводов

KKS /Наименование ячейки	№ секции	№ ячейки	К т.т.	Максимальная токовая защита с пуском по напряжению на откл							Токовый контроль ЗДЗ на откл	
				$I_{с.з. А}$	$I_{с.р. А}$	$U_{1с.з. В}$	$U_{1с.р. В}$	$U_{2с.р. В}$	$t_{1с.р. С}$	$I_{с.з. А}$	$I_{с.р. А}$	$t_{с.з. с}$
<u>11ВВА10GH003</u> (Ввод резервного питания на рабочую секцию 11ВВА)	1с	3	2000/5	928	2,32	4400	70	12	0,4	973	2,4	0
<u>11ВВА10GH023</u> (Ввод рабочего питания от ТСН 11ВВТ10 на рабочую секцию 11ВВА)	1с	23	2000/5	928	2,32	4400	70	12	0,4	973	2,4	0
<u>11ВВВ10GH008</u> (Ввод резервного питания на рабочую секцию 11ВВВ)	2с	8	2000/5	928	2,32	4400	70	12	0,4	973	2,4	0
<u>11ВВВ10GH024</u> (Ввод рабочего питания от ТСН 11ВВТ10 на рабочую секцию 11ВВВ)	2с	24	2000/5	928	2,32	4400	70	12	0,4	973	2,4	0
<u>00ВСА10GH001</u> (Ввод рабочего питания от РТСН 00ВСТ10 на резервную секцию 00ВСА)	3с	1	2000/5	2710	6,775	2608	26,08	7,56	0,4	1456	3,64	0
<u>00ВСВ10GH002</u> (Ввод рабочего питания от РТСН 00ВСТ10 на резервную секцию 00ВСВ).	4с	1	2000/5	2710	6,775	2608	26,08	7,56	0,4	1456	3,64	0

Таблица 11 - Карта уставок для ТН раб. ввода и ТН шин

KKS /Наименование ячейки	№ секции	№ ячейки	К т.н.	Контроль изоляции		Защита минимального напряжения									Контроль исправности цепей ТН	
						1 ступень на откл			2 ступень на откл			3 ступень (ПО АВР) на откл				
						U _{с.з.} , В	t _{с.з.} , с	U _{с.р.} , В	U _{с.з.} , В	U _{с.р.} , В	t _{с.з.} , с	U _{с.з.} , В	U _{с.р.} , В	t _{с.з.} , с		
<u>11BBA10GH025</u> (Трансформатор напряжения на вводе)	1с	25	63	15	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	0,5
<u>11BBV10GH026</u> (Трансформатор напряжения на вводе)	2с	26	63	15	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	0,5
<u>11BBA10GH027</u> (Трансформатор напряжения на шинах)	1с	27	63	15	9	4410	70	0,5	3000	47,6	9	1575	25	0,7	10	0,5
<u>11BBV10GH028</u> (Трансформатор напряжения на шинах)	2с	28	63	15	9	4410	70	0,5	3000	47,6	9	1575	25	0,7	10	0,5
<u>00BCA10GH003</u> (Трансформатор напряжения на вводе)	3с	3	63	15	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	0,5
<u>00BCV10GH004</u> (Трансформатор напряжения на вводе)	4с	4	63	15	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10	0,5
<u>00BCA10GH007</u> (Трансформатор напряжения на шинах)	3с	7	63	15	9	4410	70	0	-	-	-	-	-	-	10	0,5
<u>00BCV10GH008</u> (Трансформатор напряжения на шинах)	4с	8	63	15	9	4410	70	0	-	-	-	-	-	-	10	0,5

Таблица 12 - Карта уставок для магистрали резервного питания

KKS /Наименование ячейки	№ секции	№ ячейки	К т. т.	Дифференциальная токовая отсечка на откл		Дифференциальная защита на откл	
				$I_{диф.о.е}$	$t_{с.з.,с}$	$I_{диф.,о.е}$	$t_{с.з.,с}$
<u>00BCA10GH009</u> Магистраль резервного питания блока ГТУ №1 и №2	3с	6	2000/5	10,65	0	3,67	0
<u>00BCB10GH010</u> Магистраль резервного питания блока ГТУ №1 и №2	4с	10	2000/5	10,65	0	3,67	0

Вывод по разделу 4. В данном разделе был проведен расчёт уставок защит, применяемых для каждого присоединения на основании параметров данных присоединений в соответствии с руководством расчетов уставок защит Текон. Расчет уставок был произведен верно.

Заключение

В выпускной квалификационной работе (далее - ВКР) проведен анализ существующего электрооборудования электростанции 110 кВ «Грозненская ТЭЦ» в Чеченской республике. После проведенного анализа существующей схемы электроснабжения, было установлено, что необходимо проведение реконструкции устаревших ячеек собственных нужд с применением микропроцессорных устройств релейной защиты.

На замену устаревшим ячейкам распределительного устройства были выбраны шкафы фирмы СЭЩ-70, которые имеют ряд преимуществ и высокую надежность.

В работе был проведен расчет устройств релейной защиты каждой ячейки комплектно распределительного устройства собственных нужд в соответствии с руководством поставщиком - производителем, а также были выбраны комплектующие устройства. В результате модернизации, для надежной защиты оборудования теперь используется устройства релейной защиты на микропроцессорной базе фирмы ТЕКОН отечественного производителя имеющую гибкую логику, которая более совершенная по сравнению даже с устройствами на полупроводниковой и электромеханической базе.

Данная замена была проведена на устройства отечественных производителей, которые также закрывает остро стоящий вопрос в большей части электростанций страны импорт замещения, в виду принятых санкций против РФ.

Стоит отметить, что устройства фирмы ТЕКОН зарекомендовала себя положительно, и защиты на всех генерирующий объекта ПАО «ОГК-2» выполнены микропроцессорами данной фирмы.

Результат данной работы можно применить при модернизации действующей схемы собственных нужд ТЭЦ.

Список используемой литературы

1. Правила устройства электроустановок – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: ЗАО «Энергосервис», 2003, - 648 с.: ил.
2. Байтер И.И., Богданова Н.А. Релейная защита и автоматика питающих элементов собственных нужд тепловых электростанций. 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989,-112 с.: ил.
3. Релейная защита элементов сети собственных нужд 6,3 и 0,4 кВ электростанции с турбогенераторами – институт «Атомэнергопроект», 192713.0000086.02955.000АЭ.01, 1987, - 426 с.
4. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 13Б. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110 – 500 кВ. Расчеты– М.: «Атомэнергоиздат», 1985, - 96 с.: ил.
5. Релейная защита элементов сети собственных нужд 6,3 и 0,4 кВ электростанции с турбогенераторами – институт «Атомэнергопроект», 192713.0000086.02955.000АЭ.01, 1987, - 426 с.
6. Чернобровов Н.В. Релейная защита. Изд. 5-е, прераб. И доп. – М.: «Энергия», 1974, - 680 с.
7. Шабад М.А. Выбор характеристик и уставок цифровых токовых защит серий SPACOM и RE_500. Методические указания с примерами. С.-Пб.: ПЭИпк, 2001,- 57 с.: ил.
8. ТЕКОН. Устройство релейной защиты и автоматики серии ТЕКОН 300. Руководство по эксплуатации. Часть 6. Защита фидера. БНРД.656172.001 РЭ5, 2017
9. ТЕКОН. Устройство релейной защиты и автоматики серии ТЕКОН 300. Методика расчета уставок. Часть 5. Защита фидера. БНРД.656172.001 МУ5, 2017
10. Институт «Атомэнергопроект». «Циркуляр о повышении надежности сетей 6 кВ собственных нужд энергоблоков АЭС» № Ц-01-97(Э)
11. Исходные данные на газотурбинную установку SGT5-PAC 2000E,

часть 4, 2017

12. СО 34.45.625. Методические указания по наладке тиристорной системы самовозбуждения серии СТС для турбо- и гидрогенераторов – Уралтехэнерго, СПО ОРГРЭС, Москва 1992 г.

13. Костенко М.В., Богатенков И.М., Михайлов Ю.А., Халилов Ф.Х. Перенапряжения при дуговых замыканиях на землю, включениях и отключениях индуктивных элементов [Текст]: Итоги науки и техники. ВИНТИ. Сер. «Электрич. станции и сети», том 17, 105 с.

14. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений [Текст] / под научной редакцией Н.Н. Тиходеева, 2-ое издание, Санкт- Петербург, ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. - 153 с.

15. Зильберман В.А., Эпштейн И.М., Петрищев А.С., Рождественский Г.Г. Влияние способа заземления нейтрали сети собственных нужд блока 500 МВт на перенапряжения и работу релейной защиты [Текст]: М.: Электричество, 1987, № 12.

16. Васюра Ю.Ф., Гамилко В.А., Евдокунин Г.А., Утегулов Н.И. Защита от перенапряжений в сетях 6-10 кВ [Текст]: М.: Электротехника, 1994, № 5/6.

17. Объем и нормы испытаний электрооборудования [Текст]: РД 34.45-51.300-97 / под ред. Б.А. Алексеева, Ф.Л. Когана, Л.Г. Мамиконянца. – 6-е изд. - М.: НЦ ЭНАС, 1998. – 256 с.

18. Сирота И.М., Богаченко А.Е., Каневский Я.М. Опыт работы защиты от замыканий на землю статорных цепей генераторов, работающих непосредственно на сборные шины и электродвигателей высокого напряжения [Текст]: М.: Электрические станции, 1993, № 7.

19. О частичном заземлении нейтрали в электрических сетях напряжением 6-10 кВ [Текст]: ЦП-980-89, Мингазпром, ПО «Союзоргэнергогаз», СУ «Леноргэнергогаз», 1989.

20. Евдокунин Г.А., Гудилин С.В., Корепанов А.А. Выбор способа

заземления нейтрали в сетях 6-10 кВ [Текст]: Электричество, №12, 1998.

21. О повышении надежности сетей 6 кВ собственных нужд энергоблоков АЭС [Текст]: Циркуляр Ц-01-97(Э), М.: Росэнергоатом, 1997.

22. Методические указания по повышению надежности сетей 6 кВ собственных нужд энергоблоков (частичное заземление нейтрали) [Текст]: М.: Атомэнергопроект, 1997.

23. Евдокунин Г.А. Основные характеристики различных способов заземления нейтрали сетей 6-35 кВ [Текст]: опубл. в сборнике статей и информации кафедры релейной защиты и автоматики ПЭИпк «Защита от однофазных замыканий на землю в электроустановках 6- 35 кВ», Санкт-Петербург, 1999.

24. Евдокунин Г.А., Коршунов Е.В., Сеппинг В.А., Ярвик Я.Я. Метод расчета на ЭВМ электромагнитных переходных процессов в ферромагнитных устройствах с произвольной структурой магнитной и электрической цепей [Текст]: Электротехника, 1991, № 2.

25. Комплекс программ МАЭС для расчета переходных процессов в сложных электро- энергетических системах [Текст]: отчет / Сибирский НИИ энергетики; рук. темы Наумкин И.Е., отв. исп. Челазнов А.А.- инв.№ 02814009723.- Новосибирск.1981. - 200с.