

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 Реконструкция электрической части подстанции
35/10 кВ «Петровская» станции Петровской Краснодарского края

Обучающийся

А.В. Крыжановская

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доцент, М.Н. Третьякова

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

Аннотация

Целью данной работы является рассмотрение процесса реконструкции электрической части подстанции 35/10 кВ Петровская, являющейся центром питания для бытовых и сельскохозяйственных потребителей преимущественно третьей категории надежности станицы Петровская Краснодарского края.

Актуальность темы данной работы заключается в необходимости решения проблемы износа силового оборудования подстанции и ухудшения его технических характеристик вследствие перегрузки в связи с увеличением присоединяемых мощностей, рост объема которых наметился в станице за последние несколько лет.

Для достижения поставленной в работе цели были разработаны и выполнены следующие задачи, а именно: анализ суточного графика нагрузки на данной подстанции на предмет допустимой аварийной перегрузки, анализ технического состояния силового трансформатора в условиях работы в режиме перегрузки в течение 8 часов в сутки ежедневно, расчет и выбор номинальной мощности нового силового трансформатора, расчет токов короткого замыкания в узлах подстанции, проверка существующего силового оборудования на термическую и электродинамическую устойчивость при новых значениях токов короткого замыкания, рассмотрение мероприятий по модернизации вторичных цепей релейной защиты и автоматики подстанции путем анализа существующей схемы вторичных цепей и выявления ее недостатков и проблемных точек.

Структурно работа состоит из пяти разделов, введения и заключения.

Содержание

| | |
|--|----|
| Введение..... | 4 |
| 1 Анализ состояния ПС 35/10 кВ «Петровская» | 7 |
| 2 Расчет мощности и выбор силового трансформатора..... | 13 |
| 3 Расчет токов короткого замыкания в узлах электрической части ПС 35/10 кВ «Петровская» | 21 |
| 4 Проверка и выбор силового электрооборудования | 33 |
| 5 Модернизация релейной защиты и автоматики ПС 35/10 кВ «Петровская»..... | 44 |
| Заключение..... | 76 |
| Список используемых источников | 78 |

Введение

ПС 35/10 кВ Петровская является центром питания для комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ станицы Петровской Краснодарского края. В данном населенном пункте отсутствует обширная производственная инфраструктура, основными потребителями электроэнергии на протяжении последних 50 лет были бытовые потребители, надежность электроснабжения которых относится к третьей категории, также в числе потребителей ПС 35/10 кВ Петровская есть колхозно - фермерские хозяйства и объединения, сельскохозяйственные предприятия, по категории надежности также относящиеся к третьей. Подобный состав потребителей электроэнергии данной подстанции позволял ей надежно и бесперебойно функционировать, но за последнее десятилетие наметилась тенденция к увеличению миграции населения из центральной части России и Сибири в Краснодарский край, что привело к росту технологического присоединения к электроэнергетическим объектам данного региона и увеличению отбора мощности из системы. В таких условиях происходит изменение графиков и характера подключенной нагрузки к питающим центрам, что сказывается на сроках эксплуатации их оборудования.

Таким образом, резкий рост нагрузки на подстанции 35/10 кВ Петровская привел к необходимости осуществления анализа графика нагрузок в течение суток, проведения диагностики оборудования данной подстанции на предмет возможности дальнейшей эксплуатации.

ПС 35/10 кВ Петровская является объектом диспетчеризации и находится в зоне ответственности филиала ПАО «Россети Кубань» Славянские электрические сети, который занимается эксплуатацией и техническим обслуживанием оборудования данной подстанции.

За последний год участились жалобы потребителей электроэнергии на качество и бесперебойность электроснабжения станицы, направляемые на диспетчерский пункт филиала, что актуализировало необходимость

осуществления анализа графика нагрузки потребителей и проверки номинальной мощности существующего трансформатора на предмет соответствия требованиям по допустимой аварийной перегрузке, а также осуществления внеплановой диагностики оборудования в частности отбора проб масла из бака силового трансформатора и проведения хроматографического анализа на предмет горючести данного масла. По результатам, существующему силовому трансформатору ПС 35/10 кВ Петровская был присвоен индекс технического состояния менее 1, что в совокупности с 30-летним сроком эксплуатации данного трансформатора позволило принять решение о реконструкции электрической части ПС 35/10 кВ Петровская в части замены существующего силового трансформатора на силовой трансформатор большей номинальной мощности.

Наряду с заменой силового трансформатора были проанализированы вторичные цепи релейной защиты и автоматики на предмет надежности срабатывания в условиях изменившихся расчетных значений токов короткого замыкания и было принято решение о частичной замене электромеханических средств релейной защиты и автоматики на микропроцессорные терминалы, что позволяет филиалу ПАО «Россети Кубань» Славянские сети осуществлять мероприятия по программе автоматизации и цифровизации электрических сетей.

Таким образом, целью моей работы является рассмотрение мероприятий по реконструкции ПС 35/10 кВ Петровская, проведенной в два этапа для увеличения надежности и бесперебойности электроснабжения станции Петровской.

Для достижения данной цели были поставлены следующие задачи:

- анализ характера электрической нагрузки ПС 35/10 кВ Петровская, рассмотрение данных фактических измерений мощности, осуществленных в режимный день в филиале ПАО «Россети Кубань» Славянские электрические сети и составление суточного графика нагрузки,

- оформление нагрузки в виде двухступенчатого графика для осуществления проверки существующего силового трансформатора на допустимую аварийную перегрузку в соответствии с требованиями ГОСТ 14209-85,
- анализ результатов хроматографического анализа проб масла существующего силового трансформатора на предмет наличия загрязнений и выделения в нем горючих газов, что может привести к повреждениям внутри бака силового трансформатора,
- составление обоснования решения о реконструкции ПС 35/10 кВ Петровская в части замены силового трансформатора на трансформатор большей мощности,
- осуществление перерасчета токов короткого замыкания на шинах 10 и 35 кВ, а также внутри трансформатора с учетом изменившихся расчетных условий, проверка существующих уставок релейной защиты на чувствительность к новым значениям токов короткого замыкания,
- проверка силовых выключателей 10 и 35 кВ на предмет термической стойкости к новым значениям токов короткого замыкания,
- рассмотрение схем релейной защиты и автоматики, в частности токовых цепей и цепей управления ввода 35 кВ, ввода 10 кВ,
- рассмотрение мероприятий по модернизации цепей релейной защиты и автоматики, анализ новых схем токовых цепей и цепей управления ввода 35 кВ, 10 кВ, токовых цепей дифференциальной защиты силового трансформатора, цепей управления приводом РПН.

Объектом данной работы является электрическое оборудование ПС 35/10 кВ в частности силовой трансформатор и цепи релейной защиты и автоматики. Предметом данного исследования являются поэтапная реконструкция данного оборудования (на первом этапе – замена силового трансформатора, на втором этапе – реконструкция цепей релейной защиты и автоматики).

1 Анализ состояния ПС 35/10 кВ «Петровская»

Восемьдесят процентов потребителей ПС 35/10 кВ Петровская составляют приемники бытовой нагрузки, категория надежности электроснабжения которой относится к третьей, что предполагает наличие одного источника питания и допускает перерыв в электроснабжении не более 72 часов в год.

Отходящие фидера 10 кВ с целью усиления надежности электроснабжения потребителей имеют кольцевые разъединители, при включении которых осуществляется питание фидеров 10 кВ от выключателей соседней подстанции. Но описанный режим является ремонтным и используется лишь в случае повреждения трансформатора или короткого замыкания на шинах 10 и 35 кВ, что предполагает отключение питающего силового трансформатора от защит.

Таким образом, ПС 35/10 кВ является однострансформаторной тупиковой подстанцией. Питание секции шин 35 кВ, расположенной в открытом распределительном устройстве подстанции (далее – ОРУ-35 кВ), осуществляется от воздушной линии 35 кВ, получающей питание от секции шин 35 кВ ПС 110/35/10 кВ Новопетровская.

Схема распределительного устройства 35 кВ выполнена по типовой схеме 3Н – блок (линия – трансформатор) с выключателем. Данная схема выбрана, так как ПС 35/10 кВ Петровская является тупиковой однострансформаторной подстанцией, позволяющей отключать поврежденный трансформатор от питающей линии силовым выключателем [9].

ПС 35/10 кВ Петровская на вводе в ОРУ-35 кВ на фазе А и С организован ВЧ-канал связи и противаварийной автоматики, в частности на базе ВЧ-канала выполнена дифференциально – фазная защита линии 35 кВ НС-14 – Петровская, которая при выделении высокочастотного сигнала со скважностью, что означает наличие короткого замыкания на данной линии, приводят в действие исполнительные реле, замыкание контактов которых

собирает цепь на отключение выключателя 35 кВ в ОРУ – 35 кВ ПС 110/35/10 кВ Новопетровская.

Секция шин 35 кВ ПС 35/10 кВ Петровская выполнена сталеалюминевым проводом АС-120.

На вводе в секцию шин 35 кВ, а также в трансформатор установлен силовой масляный выключатель, позволяющий отключить трансформатор от поврежденной в результате короткого замыкания питающей линии ВЛ-35 кВ Новопетровская – Петровская. Тип данного выключателя ВТ-35-630-12,5 с пружинным электромагнитным приводом ПП-67.

В данном выключателе в качестве среды для гашения дуги используется масло. Каждая фаза (полюс) выключателя помещается в отдельный бак, наполненный маслом. Также имеется система контроля за горением дуги, подающая сигнал на механизм дутья, позволяющий ускорить процесс гашения дуги в баке полюса. Полюса в баке установлены на общее основание, соединены между собой и приводом механически [3].

Характеристики выключателя ВТ-35-630-12,5: $U_{\text{сет ном}} = 35 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$, $I_{\text{откл ном}} = 12,5 \text{ кА}$, $I_{\text{вкл ном}} = 12,5 \text{ кА}$, $I_{\text{пр с}} = 12,5 \text{ кА}$, $i_{\text{пр с}} = 31 \text{ кА}$, $i_{\text{вкл.ном}} = 31 \text{ кА}$, $I_{\text{терм}} = 12,5 \text{ кА}$, $t_{\text{терм}} = 4 \text{ с}$, $\beta \text{ нор} = 40\%$, $t_{\text{св}} = 0,12 \text{ с}$, $t_{\text{пв.откл}} = 0,15 \text{ с}$.

Управление данным выключателем осуществляется посредством пружинного привода ПП-67.

Привод ПП-67 состоит из трех частей: включающей, отключающей и корпуса с блок – контактами выключателя (блок-контакт положения привода, блок – контакт положения груза и сигнальные блок – контакты). Также на корпусе расположен электродвигатель, осуществляющий завод включающей пружины, червячный редуктор, паразитная и рабочая шестерня, вращение которых осуществляет подъем груза, который в отключенном положении выключателя опущен вниз. Включающий механизм привода состоит из груза на демпферной пружине, рычагов и включающих пружин. Внутри корпуса включающий механизм состоит из опоры, вала груза, представленного

четырёхгранником, на который устанавливается сам груз, из рычага включения и защелки. Отключающий механизм состоит из ударника, системы ломающихся рычагов, релейной планки и удерживающей защелки [13].

Для включения выключателя необходимо поднять груз с помощью двигателя либо вручную, при этом рычаг двигателя опускается вниз и происходит натяжение пружины. Включение выключателя осуществляется с помощью кнопки или электромагнита включения, воздействия на который осуществляется по цепям АПВ или телеуправления. Под воздействием сердечника соленоида отключения происходит подъем удерживающего механизма и при воздействии натяжения пружины, а также вращения шестерен осуществляется подъем груза, который установлен на валу. При прокручивании вала происходит сцепление с рычагом включения, который при осуществлении полного цикла операции включения соединяется с удерживающей защелкой и контакты полюсов выключателя замыкаются [13].

Отключение выключателя при возникновении аварийного режима в сети осуществляется путем подъема релейной планки, на который воздействует сердечник реле, расположенного в приводе выключателя (на ПС 35/10 кВ Петровская в приводе расположено реле РТМ). При подъеме релейной планки происходит расцепление с системой рычагов, которая проворачивается и происходит падение ударника под своим весом. Падение ударника высвобождает вал выключателя из защелки и происходит прокручивание вала в противоположную сторону отключения [13].

Важное назначение в данном приводе имеют блок – контакты. Их положение позволяет собирать или блокировать цепи АПВ, осуществлять подачу напряжения на электродвигатель. При отключенном положении выключателя нормально замкнут блок – контакт положения выключателя (БКВ), который связан с блок – контактом положения груза (БКП), находящийся также в замкнутом положении, что говорит о готовности цепи включения. Пуск цепей включения осуществляется при замыкании контакта катушки включения, находящегося в цепях питания электродвигателя, а также

в цепях электромагнита включения. При подаче питания на катушку включения от шинок управления, расположенных в КРУН – 10 кВ происходит выталкивание сердечника из катушки и освобождения системы включения из удерживающего механизма. При отключении выключателя от защит с помощью катушки реле РТМ происходит замыкания сигнальных блок – контактов (БКА), что запускает цепь АПВ. Данные блок – контакты соединены с замкнутыми БКВ и БКП, что позволяет подать напряжение на реле времени, замыкающего свои контакты через установленную выдержку времени для АПВ. Замыкание контактов реле времени в цепи АПВ собирает цепь на соленоид включения. При отключении выключателя оперативно, кнопкой или электромагнитом по цепям телеуправления, происходит механическое воздействие на тягу, удерживающей в замкнутом положении БКА, и БКА размыкается, не позволяя собраться цепи АПВ. Таким образом, осуществляется блокировка цепей АПВ при работе в приводе оперативного персонала [13].

Измерительные цепи и цепи релейной защиты работают от встроенных в выключатель трансформаторов тока.

Видимый разрыв силовых цепей первичной схемы соединения подстанции 35/10 кВ Петровская осуществляется двухколонковыми разъединителями наружной установки с заземляющими ножами на напряжение 35 кВ РНДЗ-2-35/1000 [19] .

Технические характеристики РНДЗ-2-35/1000: $U_{\text{сет ном}} = 35 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$, $I_{\text{терм}} = 25 \text{ кА}$, $t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$, $i_{\text{пр с}} = 63 \text{ кА}$.

Блок силового трансформатора до реконструкции представлен трансформатором типа ТМ-4000/35/10.

Технические характеристики и параметры существующего силового трансформатора представлены в таблице 1 [16].

Таблица 1 – Технические характеристики и номинальные параметры силового трансформатора ТМ-4000/35/10,5

| Параметр | Значение |
|--|----------------------|
| Диспетчерское наименование/фаза | Т1 |
| Тип | ТМ-4000/35-У1 |
| Завод изготовитель | Запорожский |
| Заводской номер | 83879 |
| Инвентарный номер | 1 |
| Дата изготовления | 1972 |
| Дата ввода в эксплуатацию | 2009 |
| Ном. мощность $S_{ном}$, МВА | 4,0 |
| Ном. мощность обмотки ВН, % | 4,0 |
| Ном. мощность обмотки НН, % | 4,0 |
| Ном. напряжение обмотки ВН $U_{номВН}$, кВ | 35 |
| Ном. напряжение обмотки НН $U_{номНН}$, кВ | 10,5 |
| Ном. ток обмотки ВН, $I_{номВН}$, А | 73,4 |
| Ном. ток обмотки НН, $I_{номНН}$, А | 256,9 |
| Напряжение КЗ ВН-НН для среднего положения РПН, отнесенное к номинальной мощности $S_{ном}$ (при отнесении не к $S_{ном}$, указать мощность к которой приведено $S_{отн}$), $U_{кВН-НН}$, % | 7,95 |
| Потери КЗ ВН-НН, $\Delta P_{кВН-НН}$, кВт | 33,5 |
| Потери ХХ, $\Delta P_{ХХ}$, кВт | 6,7 |
| Ток ХХ, $I_{ХХ}$, % | 1,1 |
| Схема и группа соединения обмоток. | Y _о /Δ-11 |
| Тип системы охлаждения | Естественная |
| Тип РПН | - |

На вводе в секцию шин 10 кВ и в ячейках отходящих фидеров 10 кВ установлены масляные выключатели ВК-10-20/630 У2. Данные выключатели представляют собой выкатной элемент, что позволяет без применения разъединителей создавать видимый разрыв цепей. Полюса выключателя располагаются в изоляционном корпусе. Управление осуществляется встроенным пружинным приводом, в котором отключение и выключение осуществляется энергией, запасенной отключающими и включающими пружинами. Встроенный привод также снабжен аварийными блок – контактами, контактами положения пружины, а также контактами блокировки

от многократных включений. Включение и отключение осуществляется дистанционно, местно и под воздействием катушек реле РТМ. Полюса выключателя соединены сборным основанием, к которому крепится привод выключателя. Каждый полюс снабжен корпусом механизма передвижения подвижного контакта, представляющего собой два подвижных рычага: наружного и внутреннего. Наружные рычаги соединены с общей тягой, соединены с отключающей пружиной и при помощи регулируемой тяги соединены с рычагом привода. Выдвижной элемент представляет собой 2 штепсельных разъема из 20 цепей каждый [2], [4].

Технические данные выключателя ВК-10-20/630 У2: $U_{\text{сет ном}} = 10 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$, $I_{\text{откл ном}} = 20 \text{ кА}$, $I_{\text{вкл ном}} = 20 \text{ кА}$, $I_{\text{пр с}} = 20 \text{ кА}$, $i_{\text{пр с}} = 52 \text{ кА}$, $i_{\text{вкл.ном}} = 52 \text{ кА}$, $I_{\text{терм}} = 20 \text{ кА}$, $t_{\text{терм}} = 4 \text{ с}$, $\beta_{\text{нор}} = 45\%$, $t_{\text{св}} = 0,045 \text{ с}$, $t_{\text{пв.откл}} = 0,065 \text{ с}$ [4].

Ошиновка выключателя 10 кВ выполняется проводом АС-150. Защита от перенапряжения на стороне 35 и 10 кВ выполнена вентельными разрядниками 35 и 10 кВ на основе полупроводниковых вентилей, которые при приложении напряжения открывают электронно-дырочный переход и происходит пробой искрового промежутка со снятием разряда. ПС 35/10 кВ Петровская выполнена на переменном оперативном токе. Источником переменного оперативного тока являются встроенные в выключатели трансформаторы тока и трансформатор собственных нужд марки ТМ-25/10/0,4 кВ со схемой соединения «треугольник – звезда». Параметры силового трансформатора: $\Delta Q_{\text{хх}}=190 \text{ Вт}$, $\Delta P_{\text{кз}}=630 \text{ Вт}$, $U_{\text{кз}}\%=4,5$, $I_{\text{хх}}=5\%$.

Выводы по разделу 1

Проведен анализ силового оборудования ПС 35/10 кВ Петровская. При этом выявлены тип и технические характеристики силовых выключателей 35 кВ и 10 кВ, силового трансформатора ТМ-4000 кВа, а также разъединителей, вентильных разрядников и дана краткая характеристика системы оперативного переменного тока.

2 Расчет мощности и выбор силового трансформатора

Восемьдесят процентов потребителей электроэнергии ПС 35/10 кВ Петровская составляют бытовые потребители с графиком суточного максимума: с 07:00 до 10:00 и с 16:00 до 23:00. Двадцать процентов потребителей составляет двигательная нагрузка, в их числе: котельная, передвижная механизированная колонна, очистные сооружения, крестьянско-фермерское хозяйство, агропромышленное предприятие, с продолжительным режимом работы с суточным максимумом: 11:00 до 18:00.

В филиале ПАО «Россети Кубань» Славянские электрические сети проводятся «режимные» дни, в которые выполняются измерения мощности по часам суток. На основании данных фактических измерений полной мощности, выполненных в «режимный» день 15.06.2022 составим ступенчатый суточный график нагрузки. На рисунке 1 представлен ступенчатый график нагрузки [5].

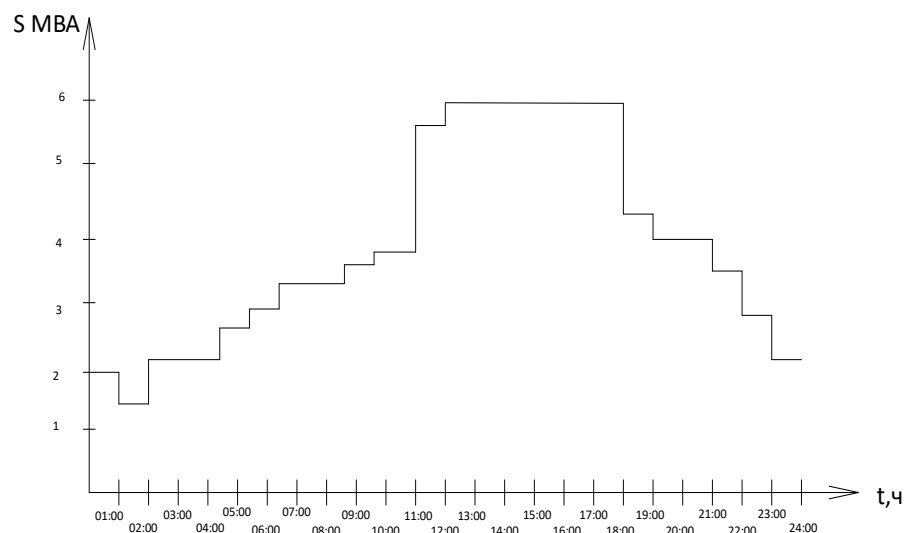


Рисунок 1 - Ступенчатый суточный график нагрузки

Анализ данного графика показывает, что в период с 01.00 до 11.00 нагрузка силового трансформатора ПС 35/10 кВ Петровская возрастает с 2

МВА до 4 МВА, затем достигается суточный максимум с 11.00 до 18.00 благодаря длительному режиму работы двигателей и с 18.00 до 24.00 нагрузка уменьшается до 2,25 МВА.

Таким образом, можно сделать вывод, что силовой трансформатор ТМН-4000 работает в режиме перегрузки в течение 8 часов. Перегрузка составляет 50 %.

Для проверки существующего силового трансформатора на условие допустимости аварийной перегрузки согласно ГОСТ 14209-85 осуществляется преобразование многоступенчатого графика в эквивалентный двухступенчатый. Для этого проведем линию $K=1$ обозначающую номинальную мощность существующего силового трансформатора. Пересечением данной линии и линии графика нагрузки определим продолжительность перегрузки h . Оставшуюся часть разделить на Δt интервалов, а часть времени перегрузки на Δh интервалов. На рисунке 2 представлен преобразованный двухступенчатый график нагрузки [5].

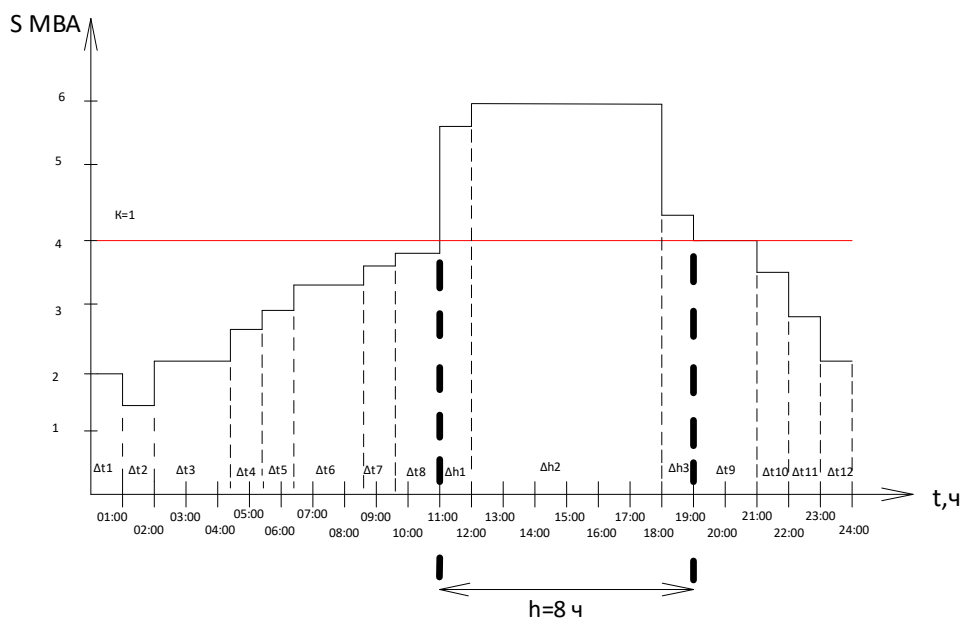


Рисунок 2 - Преобразование многоступенчатого графика в двухступенчатый.
Этап 1

Рассчитаем показатель K1 – начальную эквивалентную нагрузку в соответствии с формулой 1 [5].

$$K1 = \frac{1}{S_{\text{ном тр}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \times \Delta t_1 + S_2^2 \times \Delta t_2 + \dots + S_n^2 \times \Delta t_n}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_n}} \quad (1)$$

$$K1 = 0,75$$

Рассчитаем предварительное значение параметра K₂' в соответствии с формулой 2 [5].

$$K_2' = \frac{1}{S_{\text{ном тр}}} \sqrt{\frac{S_1' \times \Delta h_1}{\Delta h}} \quad (2)$$

$$K_2' = \frac{1}{4} \sqrt{\frac{2,75^2 \times 1 + 6^2 \times 6 + 4,25^2 \times 1}{8}} = 1,45$$

Произведем сравнение K₂' с параметром $K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном тр}}} = \frac{6}{4} = 1,5$.

Если $K_2' = 1,45 \geq 0,9 \times K_{\text{max}} = 1,35$, то принимаем значение $K_2 = K_2'$, продолжительность перегрузки – 8 часов.

Согласно таблице 11 ГОСТ 14209-85 (среднегодовая температура охлаждающей среды в Краснодарском крае принимаем 10⁰С), тогда при $K1 = 0,75, K2 = 1,45, K_{2\text{доп}} = 1,4$ для $h = 8\text{ч}$. [5]

Условие $K_2 = 1,45 < K_{2\text{доп}} = 1,4$ не соблюдается.

Условие $S_{\text{max пс}} = 6 \leq S_{\text{ном тр}} \times K_{2\text{доп}} = 5,6$ не соблюдается.

Таким образом, по результатам данных расчетов делаем вывод о том, что существующий силовой трансформатор не удовлетворяет требованиям

по допустимой аварийной перегрузке согласно ГОСТ 14209-85. На рисунке 3 представлен эквивалентный двухступенчатый график нагрузки [5].

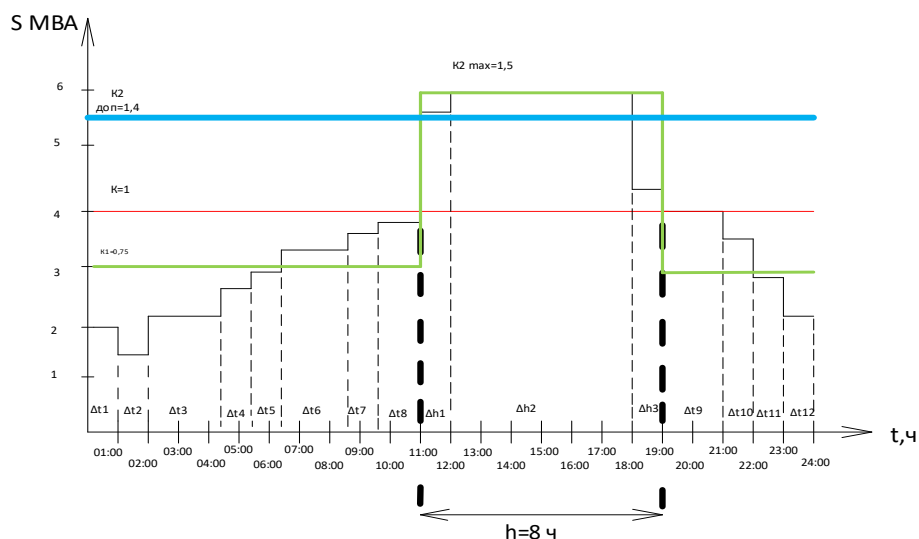


Рисунок 3 - Эквивалентный двухступенчатый график нагрузки

Лабораторией химического анализа центральной службы изоляции и защиты от перенапряжения исполнительного аппарата ПАО «Россети Кубань» проводится профилактический и аварийный отбор масла из бака силового трансформатора с целью осуществления хроматографического анализа.

Хроматографический анализ масла силового трансформатора ПС 35/10 кВ Петровская был проведен 22.03.2022 и 23.06.2022 на предмет анализа газов, растворенных в масле. Данный анализ направлен на выявление основных газов, наличие которых в масле свидетельствует о различных видах дефектов в трансформаторе, таких как: водород H_2 , ацетилен C_2H_2 , этан C_2H_6 , метан CH_4 , этилен C_2H_4 , окись CO , двуокись углерода CO_2 .

Анализ масла, отобранного из блока силового трансформатора ПС 35/10 кВ Петровская, 22.03.2022 показал наличие CO_2 в количестве 0,5972 при граничном значении до 0,001, CO в количестве 0,0233 при граничном значении до 0,001. Анализ проведенный 23.06.2022 показал наличие CO_2 в количестве

0,6132 при граничном значении 0,0013, CO в количестве 0,0235 при граничном значении до 0,0013.

Результаты данного анализа свидетельствуют о развивающемся дефекте твердой изоляции, вызванного перегревом от токоведущих частей (обмоток силового трансформатора). При нарушении изоляции, вызванном перегревом силового трансформатора, соотношение CO₂/CO больше 13. В данном случае соотношение CO₂/CO составляет 26. На основании этого лабораторией было выдано следующее заключение: в результате анализа отмечена стабилизация повышенной концентрации растворенного в масле основного бака трансформатора диоксида углерода. Отмеченная концентрация диоксида углерода наблюдается долгое время и может свидетельствовать о возможном перегреве трансформатора в результате перегрузки.

Службой изоляции и защиты от перенапряжений филиала ПАО «Россети Кубань» Славянские электрические сети были также проведены испытания и измерения сопротивления изоляции силового трансформатора ПС 35/10 кВ Петровская на предмет электрической прочности.

Согласно протоколу испытаний и измерений сопротивления изоляции обмоток силового трансформатора измеренное по схемам, применяемым заводом - изготовителем (по ГОСТ 3484.3-88) при температуре обмотки 20 °С составляет 100 МОм при нормативном значении не ниже 300 МОм, что не соответствует требованиям п. 9.4 СТО 34.01-23.1-001-2017 [6], [20].

По решению технического руководителя филиала ПАО «Россети Кубань» Славянские электрические сети для трансформаторов, отработавших установленный нормативно технической документацией срок эксплуатации, производятся измерения tgδ изоляции обмоток. У изоляции обмоток силового трансформатора ПС 35/10 кВ Петровская при максимально допустимом значении tgδ изоляции обмоток, измеренного при 20 °С, не более 1,5 %, измеренные значения находятся на уровне 5.0 %, что также не соответствует требованиям п. 9.5 СТО 34.01-23.1-001-2017 [20].

Таким образом, по результатам комплексного обследования и хроматографического анализа газов, растворенных в масле, силовой трансформатор не пригоден к дальнейшей эксплуатации и подлежит замене или капитальному ремонту.

Анализ суточного графика нагрузки, результаты проведенных расчетов по проверке существующего силового трансформатора на допустимую аварийную перегрузку с учетом температуры охлаждающей окружающей среды, результаты хроматографического анализа масла и испытаний и измерений электрической прочности изоляции токоведущих частей трансформатора позволяют сделать вывод о износе твердой изоляции силового трансформатора вследствие недопустимой аварийной перегрузки.

Согласно внутренней технической политики ПАО «Россети Кубань» снижение нагрузки на силовой трансформатор за счет увеличения количества трансформаторов, работающих в том числе параллельно, влекущего за собой монтаж дополнительной секции шин и секционного выключателя, монтаж системы АВР, а также дополнительного комплекта вторичных цепей РЗА и измерений, требует большого объема капиталовложений, что нецелесообразно в условиях текущей эксплуатации распределительных сетей филиала Общества. Поэтому все вышеуказанные результаты анализа и измерений являются досточным обоснованием для реконструкции электрической части ПС 35/10 кВ Петровская в части замены существующего силового трансформатора на более мощный.

Произведем расчет примерной требуемой номинальной мощности силового трансформатора с учетом допустимого коэффициента перегрузки по формуле 3 [9].

$$S_T \approx \frac{S_{\text{нагр.мах}}(1-\varepsilon_{\text{откл}})}{(n_T-1) \times 1.4}, \quad (3)$$

где S_T – рекомендуемая мощность трансформатора, кВА

$\varepsilon_{\text{откл}}$ – процентное содержание возможного аварийного отключения потребителей (в рамках данного расчета примем данный процент равный 0), %

$n_{\text{т}}$ – количество параллельно работающих трансформаторов, шт.

(в рамках данного расчета в связи с отсутствием параллельно работающих трансформаторов частное $(n_{\text{т}} - 1) = 0$)

Таким образом, рекомендуемая мощность силового трансформатора равна:

$$S_{\text{т}} \approx \frac{6000(1 - 0)}{1.4} \approx 4300 \text{ кВА}$$

Принимаем к установке силовой трансформатор типа ТМН-6300/35/10,5. Паспортные данные данного трансформатора представляем в таблице 2 [17].

Таблица 2 – Технические характеристики и номинальные параметры силового трансформатора ТМН-4000/35/10,5

| Параметр | Значение |
|--|-----------------------------|
| Диспетчерское наименование/фаза | Т-1 |
| Тип | ТМН-6300/35-ВМ-У1 |
| Завод изготовитель | СВЕЛ Силовые трансформаторы |
| Дата изготовления | 2022 |
| Дата ввода в эксплуатацию | 2022 |
| Ном. мощность $S_{\text{ном}}$, МВА | 6,3 |
| Ном. мощность обмотки ВН, % | 6,3 |
| Ном. мощность обмотки НН, % | 6,3 |
| Ном. напряжение обмотки ВН $U_{\text{номВН}}$, кВ | 35 |
| Ном. напряжение обмотки НН $U_{\text{номНН}}$, кВ | 10,5 |
| Ном. ток обмотки ВН, $I_{\text{номВН}}$, А | 104 |
| Ном. ток обмотки НН, $I_{\text{номНН}}$, А | 346 |
| Схема и группа соединения обмоток. | 11 |
| Напряжение КЗ ВН-НН для среднего положения РПН ($U_{\text{кВН-НН}}$) % | 7,399% |
| Диапазон регулирования напряжения, % | 4×2,5% |

Продолжение таблицы 2– Технические характеристики и номинальные параметры силового трансформатора ТМН-4000/35/10,5

| Параметр | Значение |
|----------------------------|--------------------------|
| Тип системы охлаждения | Масляное |
| Режим заземления нейтрали. | - |
| Тип РПН | RS 12 Y 200 41,5 10,09,0 |
| Сторона установки РПН | ВН |
| Тип моторного привода РПН | MZ-4.4 T |
| Завод изготовитель РПН | ELPROM |

Выводы по разделу 2

Проведена оценка технического состояния силового трансформатора ПС 35/10 кВ Петровская номинальной мощностью 4 МВА на основе данных о составе потребителей, характеру нагрузки и суточному отбору мощности. Анализ суточного отбора мощности позволил составить ступенчатый график нагрузки ПС 35/10 кВ Петровская, на основе которого выполнены расчеты согласно ГОСТ 14209-85 по допустимой аварийной перегрузке. Выявлено нахождение силового трансформатора в режиме 50 % перегрузки в течение 8 часов, что с учетом температуры окружающей среды является недопустимым. Перегрев токоведущих частей трансформатора и ухудшение показателей электрической прочности твердой изоляции подтверждают протокол хроматографического анализа проб масла, протокол испытаний и измерений сопротивления твердой изоляции обмоток данного трансформатора. По результатам диагностики технического состояния силового трансформатора ПС 35/10 кВ Петровская было принято решение о проведении реконструкции электрической части подстанции с заменой существующего силового трансформатора ТМ-4000 кВа на ТМН-6300 кВа и модернизацией цепей релейной защиты. Корректность выбора номинальной мощности нового трансформатора подтверждена расчетом, выполненным исходя из необходимости отсутствия отключения потребителей данной тупиковой ПС, а также с целью минимизации необходимости перевода нагрузки отходящих фидеров 10 кВ на соседнюю подстанцию по режиму кольцевания в случае отключения данного трансформатора.

3 Расчет токов короткого замыкания в узлах электрической части ПС 35/10 кВ «Петровская»

Согласно разделу 5 «Расчет токов коротких замыканий в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ» пункту 5.1 при расчете токов короткого замыкания в электроустановках классом напряжения свыше 1 кВ, в рамках данных расчетов принимаемый класс напряжения 35 и 10 кВ, принимаем следующие допущения:

- не учитывается сдвиг по фазе ЭДС различных синхронных машин и изменение их частоты вращения, если продолжительность короткого замыкания не превышает 0,5 с.,
- не учитываются межсистемные связи, выполненные вставками постоянного тока,
- не учитывается поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110-220 кВ, если их длина не превышает 200 м, и напряжением 330-500 кВ если их длина не превышает 150 км.,
- не учитывается магнитное насыщение систем электрических машин,
- не учитывается тока намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов,
- приближенно учитывать затухание апериодической составляющей тока короткого замыкания, если исходная расчетная схема содержит несколько независимых контуров, не связанных с точкой короткого замыкания и др. [18].

Составим расчетную схему для сети ПС 35/10 кВ Петровская. На рисунке 4 представлена упрощенная расчетная схема рассматриваемой сети 35/10 кВ [18].

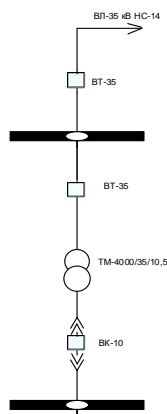


Рисунок 4 - Упрощенная схема для расчета

На основании расчетной схемы составим схему замещения для расчета токов короткого замыкания. На рисунке 5 представлена эквивалентная схема замещения сети 35/10 кВ [18].

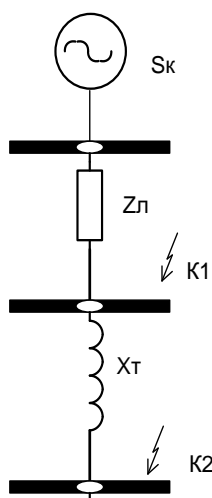


Рисунок 5 - Схема замещения

Согласно схеме замещения принимаем $S_k=78,58$ МВА, базисная мощность системы равна 860 МВА, составляет арифметическую сумму всех источников питания, подключенных к данной системе, удельное сопротивление линии составляет 0,516 Ом/км (в ПАО «Россети» при расчетах

токов КЗ принимается полное погонное сопротивление линии электропередачи).

Технические параметры силового трансформатора: ТМН-6300/35/10,5
 $U_k\% = 7,489$.

Произведем расчет сопротивлений элементов схемы замещения:

сопротивление системы:

за базисную мощность системы принимаем значение $S_\phi = 860$ МВА

за базисное напряжение принимаем напряжение той ступени, для которой ведется расчет тока КЗ: для точки К1 - $U_\phi = 37$ кВ, для точки К2 - $U_\phi = 10,5$ кВ.

Рассчитаем сопротивление системы в соответствии с формулой 4 [18]:

$$X_{\phi,c} = \frac{S_\phi}{S_k}, \text{ (о.е)} \quad (4)$$

$$X_{\phi,c} = \frac{860}{78,58} = 10,944 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем сопротивление линии в соответствии с формулой 5 [18]:

$$X_{\phi,l} = X_{уд} \times L \times \frac{S_\phi}{U_{cp}^2}, \text{ (о.е)} \quad (5)$$

$$X_{\phi,l} = 0,516 \times 42,146 \times \frac{860}{37^2} = 13,66 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем сопротивление трансформатора в соответствии с формулой 6 [18]:

$$X_{\phi,т} = \frac{U_{кв,\%}}{100} \times \frac{S_\phi}{S_{ном.тр.}}, \text{ (о.е)} \quad (6)$$

$$X_{6,r} = \frac{7,489}{100} \times \frac{860}{6,3} = 10,223 \text{ о. е}$$

Рассчитаем значение тока КЗ в точке К1 в соответствии с формулой 7 [18]:

$$X_{рез(6)} = X_{6,c} + X_{6,l}, \text{ (о. е)} \quad (7)$$

$$X_{рез(6)} = 10,944 + 13,66 = 24,604 \text{ о. е.}$$

Базисный ток в точке К1 в соответствии с формулой 8 [18]:

$$I_6 = \frac{S_6}{1,73 \times U_6}, \text{ (о. е)} \quad (8)$$

$$I_6 = \frac{860}{1,73 \times 37} = 13,435 \text{ о. е.}$$

Периодическую составляющую тока трехфазного короткого замыкания принимаем как постоянную, независящую от момента времени, в связи с тем, что точка короткого замыкания находится на значительном расстоянии от генератора, поэтому влиянием сверхпереходной ЭДС генератора, а также синхронных двигателей на колебание периодической составляющей во времени будем пренебрегать $I_{п,0} = I_{п,t} = \text{const}$ [18].

Переводим значение тока КЗ в именованные единицы (действующее значение тока КЗ в начальный момент времени) в соответствии с формулой 9 [18]:

$$I_{п,0} = \frac{E_{*6}''}{X_{*рез(6)}} \times I_6 \quad (9)$$

где $E_{*6}'' = 1$ – среднее значение сверхпереходой ЭДС для системы

$$I_{п,о} = \frac{1}{24,604} \times 13,435 = 0,546 \text{ кА}$$

Рассчитаем ударный ток КЗ в точке К1 в соответствии с формулой 10 [18].

$$i_{уд} = 1,41 \times I_{п,о} \times k_{уд} \quad (9)$$

где $k_{уд} = 1,608$, т.к. в расчете учитывается активное сопротивление линии, принимаем среднее значение ударного коэффициента согласно таблице 5.1 «Средние значения ударного коэффициента и постоянной времени для характерных элементов и частей, примыкающих к точке короткого замыкания» [9],

$$i_{уд} = 1,41 \times 0,546 \times 1,608 = 1,237 \text{ кА}$$

Произведем расчет токов короткого замыкания на шине 10 кВ в точке К2 в соответствии с формулой 11 [18]:

$$X_{рез(6)} = X_{6,с} + X_{6,л} + X_{6,т}, \text{ (о. е)} \quad (11)$$

$$X_{рез(6)} = 10,944 + 13,66 + 10,223 = 34,827 \text{ о. е}$$

Базисный ток в точке К1 в соответствии с формулой 12 [18]:

$$I_6 = \frac{S_6}{1,73 \times U_6} \quad (12)$$

$$I_{\zeta} = \frac{860}{1,73 \times 10,5} = 47,344 \text{ о. е}$$

Переводим значение тока КЗ в именованные единицы (действующее значение тока КЗ в начальный момент времени) в соответствии с формулой 13 [18]:

$$I_{п,о} = \frac{E_{*\zeta}''}{X_{*\text{рез}(\zeta)}} \times I_{\zeta} \quad (13)$$

$$I_{п,о} = \frac{1}{34,827} \times 47,344 = 1,36 \text{ кА}$$

Рассчитаем ударный ток КЗ в точке К2 и К3 в соответствии с формулой 14 [18]:

$$i_{уд} = 1,41 \times I_{п,о} \times k_{уд} \quad (14)$$

где $k_{уд} = 1,6$ согласно данным таблицы таблице 5.1 «Средние значения ударного коэффициента и постоянной времени для характерных элементов и частей, примыкающих к точке короткого замыкания». [9]

$$i_{уд} = 1,41 \times 1,36 \times 1,6 = 3,068 \text{ кА}$$

Полученные данные по значениям токов КЗ в точках К1, К2, К3 занесем в сводную таблицу 3 [18]:

Таблица 3 – Значение токов короткого замыкания в узлах ПС 35/10 кВ Петровская

| Задание | Ответ |
|----------------------|----------|
| $I_{п,о}$ в точке К1 | 0,546 кА |

Продолжение таблицы 3 – Значение токов короткого замыкания в узлах ПС 35/10 кВ Петровская

| Задание | Ответ |
|----------------------|----------|
| $I_{п,0}$ в точке К2 | 1,36 кА |
| $i_{уд}$ в точке К1 | 1,237 кА |
| $i_{уд}$ в точке К2 | 3,068 кА |

После окончания проведения расчетов новых значений токов короткого замыкания в узлах ПС 35/10 кВ Петровская таких, как СШ-35 кВ и СШ-10 кВ, необходимо проверить расчетным путем чувствительность реагирования существующих средств релейной защиты к новым значениям токов КЗ.

На ПС 35/10 кВ Петровская установлена резервная и основная токовая защита (максимальная токовая защита и токовая отсечка) на выключателе МВ-35 кВ, в цепях которой орган выдержки времени осуществляет проскальзывающим контактом пуск исполнительного реле РП-341 в схеме дешунтирования в токовых цепях выключателя МВ-10 кВ. Данный способ организации релейной защиты позволяет экономить на монтаже релейного комплекта в токовых цепях стороны 10 кВ, чувствительный орган защиты реагирует на приведенные к стороне 35 кВ значения токов короткого замыкания в точке К2.

Согласно п. 3.2.20 ПУЭ 7-ое изд. оценка чувствительности релейной защиты определяется коэффициентом чувствительности, полученном расчетным путем определения отношения тока короткого замыкания при наиболее неблагоприятных условиях (т.е. наименьшее из возможных значений токов КЗ) к току срабатывания релейной защиты (уставки срабатывания) [14].

Согласно п. 3.2.21 ПУЭ 7-ое изд. коэффициент чувствительности для максимальной токовой защиты с пуском и без пуска по напряжению составляет для органов тока и напряжения — около 1,5 [14].

Согласно п. 3.2.26 ПУЭ 7-ое изд.: «Для токовых отсечек без выдержки времени, устанавливаемых на линиях и выполняющих функции

дополнительных защит, коэффициент чувствительности должен быть около 1,2 при КЗ в месте установки защиты в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме.» [14].

Применим нормы оценки чувствительности, утвержденные Правилами устройства электроустановок, для определения коэффициентов чувствительности существующих токовых реле с рассчитанными ранее уставками срабатывания к новым значениям токов короткого замыкания.

Перед проведением расчета коэффициентов чувствительности необходимо выбрать вид короткого замыкания, режим которого подлежит моделированию при проведении данного расчета.

Распределительные сети, узлом которых является ПС 35/10 кВ Петровская, относятся к сетям с изолированной нейтралью. В данного вида сетях при расчете уставок срабатывания релейной защиты допускается не учитывать апериодическую составляющую переходного режима короткого замыкания, учитывается только периодическая составляющая данного тока. Также при оценке чувствительности токового органа в цепях максимального токовой защиты принимается наиболее минимальный ток срабатывания. В сетях с изолированной нейтралью наиболее минимальным значением тока короткого замыкания составляется ток однофазного короткого замыкания, который является емкостным током прямой, обратной и нулевой последовательности, поэтому составляет всего несколько десятков ампер, что для защиты, включенной в сеть через трансформаторы тока, является мизерной величиной и поэтому средства релейной защиты не чувствительны к такого рода замыканиям. Исходя из этого, коэффициент чувствительности максимальной – токовой защиты определяется как отношение двухфазного тока короткого замыкания к уставке срабатывания реле.

В целях проведения расчета коэффициента чувствительности максимальной токовой защиты определим формулу для расчета значения тока двухфазного короткого замыкания.

Как было сказано выше, ток замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью носит емкостной характер, поэтому моделируем режим двухфазного короткого замыкания без замыкания на землю. На рисунке 6 представлена схема замещения модели режима двухфазного короткого замыкания [18].

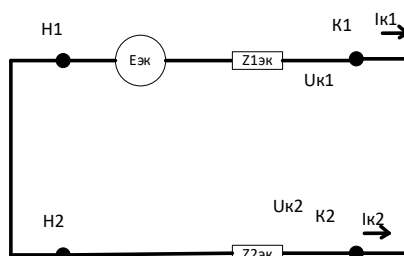


Рисунок 6 - Схема замещения режима двухфазного КЗ

Согласно схеме замещения при двухфазном коротком замыкании без замыкания на землю, в фазном токе короткого замыкания отсутствует нулевая последовательность. ЭДС при двухфазном замыкании увеличивается на 1,73, а сопротивление прямой и обратной последовательности равны.

Таким образом, формула для определения тока несимметричного короткого замыкания в режиме двухфазного короткого замыкания выглядит в соответствии с формулой 15 следующим образом [18]:

$$I(2) = \frac{\sqrt{3} E_{ЭКВ}}{2Z_{ЭКВ}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I(3) \quad (15)$$

Зона чувствительности максимальной токовой защиты, действие которой направлено на отключение МВ-10 кВ, ограничивается трансформаторами тока, встроенными в выключатель МВ-10 кВ. Таким образом, необходимо рассчитать ток двухфазного короткого замыкания на секции шин 10 кВ ПС 35/10 кВ Петровская.

$$I(2)_{\text{сш-10}}=0,865 \times 1360=1176 \text{ А.}$$

Выполним расчет приведенного значения к стороне 35 кВ тока трехфазного и двухфазного КЗ на секции шин 10 кВ в соответствии с формулами 16, 17 [18]:

$$I'(3) = I(3)_{\text{сш}} - 10 \times K = I(3)_{\text{сш}} - 10 \times \frac{U_1}{U_2} \quad (16)$$

$$I'(3) = 1360 \times \frac{35}{10.5} = 408 \text{ А}$$

$$I'(2) = I(2)_{\text{сш}} - 10 \times K = I(2)_{\text{сш}} - 10 \times \frac{U_1}{U_2} \quad (17)$$

$$I'(2) = 1176 \times \frac{35}{10.5} = 353 \text{ А}$$

Выполним расчет коэффициента чувствительности в соответствии с формулой 18 [24]:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I'(2)}{I_y} \quad (18)$$

где I_y - уставка срабатывания РТ-40 в цепях максимальной – токовой защиты, установленной на стороне выключателя МВ-35 кВ.

$$K_{\text{ч}} = \frac{353}{139}=2,5$$

Условие $K_{\text{чрасч}}=2,5 > K_{\text{чдоп}}=1,5$ соблюдается.

Выполним проверку коэффициента чувствительности для реле РТ-40 в цепях токовой отсечки, установленной на стороне выключателя МВ-35 кВ.

Чувствительность токового реле для токовой отсечки определяется как отношение тока трехфазного короткого замыкания протекающего в месте установки защиты к току срабатывания релейной защиты.

Выполним расчет коэффициента чувствительности в соответствии с формулой 18:

$$K_{\text{ч}} = \frac{546}{600} = 0,91,$$

где 546А – ток трехфазного короткого замыкания на системе шин 35кВ; 600А - уставка срабатывания РТ-40 в цепях токовой отсечки, установленной на стороне выключателя МВ-35 кВ.

Условие $K_{\text{чрасч}} = 0,91 < K_{\text{чдоп}} = 1,2$ не соблюдается.

Существующая уставка срабатывания РТ-40 в цепях токовой отсечки для выключателя МВ-35 кВ не обеспечивает достаточную чувствительность к новому значению тока трехфазного короткого замыкания.

Произведем расчет новой уставки токовой отсечки в качестве быстродействующей защиты силового трансформатора ТМН-6300/35/10,5 кВ ПС 35/10 кВ Петровская.

Согласно разделу 1-2. «Условия расчета токовой отсечки на линиях и трансформаторах» учебного пособия «Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей» М.А. Шабад токовая отсечка рассчитывается по следующей формуле [24]:

$$I_{\text{с.о.}} = K_{\text{отср}} \times I^{(3)} \text{max} \quad (19)$$

где $K_{\text{отср}}$ для трансформаторов = 1,3 – 1,6 [1].

$$I_{\text{с.о.}} = 1,3 \times 408\text{А} = 530 \text{ А}$$

Выполним расчет коэффициента чувствительности в соответствии с формулой 18:

$$K_{\text{ч}} = \frac{546}{530} = 1,03$$

Условие $K_{\text{чрасч}}=1,03 < K_{\text{чдоп}}=1,2$ не соблюдается.

Выводы по разделу 3

В связи с изменением значения номинальной мощности силового трансформатора, а также значения напряжения короткого замыкания требуется осуществить перерасчет значений токов короткого замыкания.

По результатам проведенных расчетов была выполнена проверка существующих уставок релейной защиты на чувствительность к новым значениям токов короткого замыкания. Чувствительность токового органа в цепях максимально – токовой защиты соответствует нормативным требованиям, а минимально возможный ток для уставки токовой отсечки не обеспечивает чувствительность реле, поэтому в качестве быстродействующей защиты для нового силового трансформатора необходимо выполнить защиту другого вида.

4 Проверка и выбор силового электрооборудования

Согласно схеме первичных соединений электрической части ПС 35/10 кВ Петровская по уровню напряжения 35 кВ (ОРУ-35 кВ) установлены выключатели ВТ-35-12,5-630, по уровню напряжения 10 кВ (КРУН-10) установлены выключатели ВК-10-20-630.

В связи с реконструкцией электрической части ПС 35/10 кВ Петровская в части замены силового трансформатора на более мощный, который обладает другими техническими параметрами (иным значением напряжения короткого замыкания и номинальной мощности), произошло изменение значений токов короткого замыкания, что говорит о необходимости выполнения проверки на термическую и электродинамическую устойчивость коммутационного оборудования к новым значениям токов КЗ в узлах подстанции.

Выполним проверку выключателя ВТ-35-12,5-630 со следующими техническими параметрами: $U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$, $I_{\text{откл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$, $I_{\text{вкл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$, $I_{\text{пр.с}} = 12,5 \text{ кА}$, $i_{\text{пр.с}} = 31 \text{ кА}$, $i_{\text{вкл.ном}} = 31 \text{ кА}$, $I_{\text{терм}} = 12,5 \text{ кА}$, $t_{\text{терм}} = 4 \text{ с}$, $\beta_{\text{нор}} = 40\%$, $t_{\text{св}} = 0,12 \text{ с}$, $t_{\text{пв.откл}} = 0,15 \text{ с}$.
на соответствие следующим условиям:

- по номинальному напряжению [9]:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}} \quad (20)$$

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$$

- по номинальному длительному рабочему току [9]:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}} \quad (21)$$

$$I_{\text{раб}} = 99,091 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 630 \text{ А},$$

$$\text{где } I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном тр}}}{1,73 \times U_{\text{сет ном}}} = \frac{6000}{1,73 \times 35} = 99,091 \text{ A}$$

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}} \quad (22)$$

$$I_{\text{max}} = 138,73 \text{ A} \leq I_{\text{ном}} = 630 \text{ A},$$

$$\text{где } I_{\text{max}} = 1,4 \times \frac{S_{\text{ном тр}}}{1,73 \times U_{\text{сет ном}}} = 1,4 \times \frac{63000}{1,73 \times 35} = 138,73 \text{ A},$$

где 1,4 - коэффициент отсройки от броска тока намагничивания силового трансформатора.

- по отключающей способности [9]:
- на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{n,τ}} \leq I_{\text{откл.ном}} \quad (23)$$

$$I_{\text{n,τ}} = 0,546 \text{ кА} \leq I_{\text{откл ном}} = 12,5 \text{ кА}$$

- на отключение аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{a,τ}} \leq i_{\text{a.ном}} \quad (24)$$

$$i_{\text{a,τ}} = 1,41 \times I_{\text{n,0}} \times e^{-\frac{\tau}{T_a}},$$

$$\text{где } \tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,12 = 0,13 \text{ с},$$

где $t_{\text{рз}}$ – время действия устройств релейной защиты на срабатывание, T_a – среднее значение постоянной времени затухания аperiodической составляющей, которая согласно таблице 5.1 «Средние значения ударного коэффициента и постоянной времени для характерных элементов и

частей, примыкающих к точке короткого замыкания» ,для сетей 35 кВ 0,02 с [9],

$$i_{a,\tau} = 1,41 \times 0,546 \times 0,02732 = 0,021 \text{ кА}$$

$$i_{a,\text{НОМ}} = \left(1,41 \times \beta \frac{\text{НОР}}{100}\right) I_{\text{откл.НОМ}} = (1,41 \times 0,4) \times 12,5 = 7,05 \text{ кА}, \quad (25)$$

где β нор - значение процента аperiodической составляющей, которую контакты способны отключить.

$$i_{a,\tau} = 0,021 \leq i_{a,\text{НОМ}} = 7,05$$

Данное условие соблюдается, поэтому осуществлять проверку отключающей способности выключателя по полному току короткого замыкания не требуется.

– по включающей способности [9]:

$$I_{\text{п,о}} \leq I_{\text{вкл.норм}} \quad (26)$$

$$I_{\text{п,о}} = 0,546 \leq I_{\text{вкл.НОМ}} = 12,5$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.норм}} \quad (27)$$

$$i_{\text{уд}} = 1,237 \leq i_{\text{вкл.НОМ}} = 31$$

– по предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость [9]:

$$I_{\text{п,о}} \leq I_{\text{пр.с}} \quad (28)$$

$$I_{\text{п,о}} = 5,4 \leq I_{\text{пр.с}} = 12,5$$

$$i_{уд} \leq i_{пр.с} \quad (29)$$

$$i_{уд} = 1,237 \leq i_{пр.с} = 31$$

– по тепловому импульсу – на термическую стойкость [9]:

$$B_{красч} \leq B_{квыкл}, \quad (30)$$

где $B_{квыкл} = I_{терм}^2 \times t_{терм}$, при соблюдении условия $t_{откл} \geq t_{терм}$
(31)

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{пв откл}, \quad (32)$$

$$t_{откл} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с}$$

Так как $t_{откл} = 0,16 \text{ с} \leq t_{терм} = 4 \text{ с}$, то для расчета используем формулу
31:

$$B_{квыкл} = (12,5 \times 10^3)^2 \times 0,16 = 25 \times 10^6 \text{ A}^2\text{с}$$

Рассчитаем:

$$B_{красч} = I_{п,0}^2 \times (t_{откл} + \tau_a) \quad (33)$$

$$B_{красч} = (0,546 \times 10^3)^2 \times (0,16 + 0,02) = 0,0537 \times 10^6 \text{ A}^2\text{с}$$

Таким образом,

$$B_{красч} = 0,0537 \times 10^6 \text{ A}^2\text{с} \leq B_{квыкл} = 25 \times 10^6 \text{ A}^2\text{с}$$

Сведем результаты расчетов в таблицу 4 [3].

Таблица 4 - Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя

| Выключатель ВТ-35-12,5-630 | | |
|---|---|---|
| Расчетные данные | Каталожные данные | Условия выбора |
| $U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сет.НОМ}} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$ |
| $U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сет.НОМ}} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}}$ |
| $I_{\text{раб}} = 99,091 \text{ А}$ | $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ | $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{max}} = 138,73 \text{ А}$ | $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ | $I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}$ |
| $I_{\text{н,т}} = 0,546 \text{ кА}$ | $I_{\text{откл.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{\text{н,т}} \leq I_{\text{откл.НОМ}}$ |
| $I_{\text{н,о}} = 0,546 \text{ кА}$ | $I_{\text{вкл.НОМ}} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{\text{н,о}} \leq I_{\text{вкл.НОМ}}$ |
| $i_{\text{а,т}} = 0,021 \text{ кА}$ | $i_{\text{а,НОМ}} = 7,5 \text{ кА}$ | $i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,НОМ}}$ |
| $I_{\text{н,о}} = 0,0546 \text{ кА}$ | $I_{\text{пр.с}} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{\text{н,о}} \leq I_{\text{пр.с}}$ |
| $i_{\text{уд}} = 1,237 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.с}} = 31 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$ |
| $i_{\text{уд}} = 1,237 \text{ кА}$ | $i_{\text{вкл.НОМ}} = 31 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.НОМ}}$ |
| $B_{\text{красч}} = 0,031 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$ | $B_{\text{к.выкл}} = 13,281 \cdot 10^6 \text{ А}^2\text{с}$ | $B_{\text{красч}} \leq B_{\text{к.выкл}}$ |

Таким образом, на основании выполненных расчетов и сравнения получившихся значений с каталожными данными выключателя можно сделать вывод, что данный выключатель проходит по всем условиям и возможен к установке в качестве коммутационного аппарата для силового трансформатора.

Произведем аналогичным образом проверку на термическую и электродинамическую стойкость для ВК-10-20-630 с техническими данными:

$U_{\text{сет.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$, $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$, $I_{\text{откл.НОМ}} = 20 \text{ кА}$, $I_{\text{вкл.НОМ}} = 20 \text{ кА}$, $I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА}$, $i_{\text{пр.с}} = 52 \text{ кА}$, $i_{\text{вкл.НОМ}} = 52 \text{ кА}$, $I_{\text{терм}} = 20 \text{ кА}$, $t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$, $\beta_{\text{нор}} = 45\%$, $t_{\text{св}} = 0,045 \text{ с}$, $t_{\text{пв.откл}} = 0,065 \text{ с}$. на соответствие следующим условиям:

– по номинальному напряжению [9]:

$$U_{\text{НОМ}} \leq U_{\text{сет.НОМ}} \quad (34)$$

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.НОМ}} = 10 \text{ кВ}$$

- по номинальному длительному рабочему току [9]:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ}} \quad (35)$$

$$I_{\text{раб}} = 1821 \text{ A} \leq I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ A}$$

$$\text{где } I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{НОМ тр}}}{1,73 \times U_{\text{сет ном}}} = \frac{6000}{1,73 \times 10} = 316,82 \text{ A}$$

- по отключающей способности [9]:
- на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{н,}\tau} \leq I_{\text{откл.НОМ}} \quad (36)$$

$$I_{\text{н,}\tau} = 1,36 \text{ кА} \leq I_{\text{откл.НОМ}} = 20 \text{ кА}$$

- на отключение аperiodической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{а,}\tau} \leq i_{\text{а.НОМ}} \quad (37)$$

$$i_{\text{а,}\tau} = 1,41 \times I_{\text{н,0}} \times e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} \quad (38)$$

$$\text{где } \tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,045 = 0,055 \text{ с,}$$

где $t_{\text{рз}}$ – время действия устройств релейной защиты на срабатывание
 $T_{\text{а}}$ – среднее значение постоянной времени затухания аperiodической составляющей, которая согласно таблице 5.1 «Средние значения ударного коэффициента и постоянной времени для характерных элементов и частей, примыкающих к точке короткого замыкания», для сетей 10 кВ 0,02 с [9].

$$i_{a,\tau} = 1,41 \times 1,36 \times 0,05 = 0,096 \text{ кА}$$

$$i_{a,\text{НОМ}} = \left(1,41 \times \beta \frac{\text{НОР}}{100}\right) I_{\text{откл. ном}} = (1,41 \times 0,4) \times 12,5 = 7,05 \text{ кА}, \quad (39)$$

где β нор - значение процента аperiodической составляющей, которую контакты способны отключить

$$i_{a,\tau} = 0,021 \leq i_{a,\text{НОМ}} = 7,05$$

Данное условие соблюдается, поэтому осуществлять проверку отключающей способности выключателя по полному току короткого замыкания не требуется.

– по включающей способности [9]:

$$I_{\text{п,о}} \leq I_{\text{вкл. норм}} \quad (40)$$

$$I_{\text{н,о}} = 1,36 \leq I_{\text{вкл. ном}} = 20 \quad (41)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл. норм}} \quad (42)$$

$$i_{\text{уд}} = 3,068 \leq i_{\text{вкл. ном}} = 52$$

– по предельному сквозному току КЗ на электродинамическую стойкость [9]:

$$I_{\text{п,о}} \leq I_{\text{пр.с}} \quad (43)$$

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}} \quad (44)$$

$$I_{\text{н,о}} = 1,36 \leq I_{\text{пр.с}} = 20$$

$$i_{уд} = 3,068 \leq i_{пр с} = 52$$

– по тепловому импульсу – на термическую стойкость [9]:

$$B_{к расч} \leq B_{к выкл}, \quad (45)$$

где $B_{к выкл} = I_{терм}^2 \times t_{терм}$, при соблюдении условия $t_{откл} \geq t_{терм}$ (46).

$$t_{откл} = t_{рз} + t_{пв откл}, \quad (47)$$

$$t_{откл} = 0,01 + 0,065 = 0,075 \text{ с}$$

Так как $t_{откл} = 0,075 \text{ с} \leq t_{терм} = 3 \text{ с}$, то для расчета используем формулу 46:

$$B_{к выкл} = (20 \times 10^3)^2 \times 0,075 = 30 \times 10^6 \text{ A}^2\text{с}$$

Рассчитаем:

$$B_{к расч} = I_{п,0}^2 \times (t_{откл} + Ta), \quad (48)$$

$$B_{к расч} = (1,36 \times 10^3)^2 \times (0,075 + 0,02) = 0,176 \times 10^6 \text{ A}^2\text{с}$$

Таким образом,

$$B_{к расч} = 0,176 \times 10^6 \text{ A}^2\text{с} \leq B_{к выкл} = 30 \times 10^6 \text{ A}^2\text{с}$$

Сведем результаты расчетов в таблицу 5 [4].

Таблица 5 - Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя

| ВК-10-20-630 | | |
|--|---|--|
| Расчетные данные | Каталожные данные | Условия выбора |
| $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сет.ном}} = 10 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$ |
| $I_{\text{раб}} = 316,82 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ | $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$ |
| $I_{\text{п,т}} = 1,36 \text{ кА}$ | $I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$ | $I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$ |
| $I_{\text{п,0}} = 1,36 \text{ кА}$ | $I_{\text{вкл.ном}} = 20 \text{ кА}$ | $I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{вкл.ном}}$ |
| $i_{\text{а,т}} = 0,096 \text{ кА}$ | $i_{\text{а,ном}} = 12,69 \text{ кА}$ | $i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}}$ |
| $I_{\text{п,0}} = 1,36 \text{ кА}$ | $I_{\text{пр.с}} = 20 \text{ кА}$ | $I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{пр.с}}$ |
| $i_{\text{уд}} = 3,068 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.с}} = 52 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$ |
| $i_{\text{уд}} = 3,068 \text{ кА}$ | $i_{\text{вкл.ном}} = 52 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл.ном}}$ |
| $B_{\text{к расч}} = 0,176 * 10^6 \text{ А}^2\text{с}$ | $B_{\text{к выкл}} = 30 * 10^6 \text{ А}^2\text{с}$ | $B_{\text{к расч}} \leq B_{\text{к выкл}}$ |

Таким образом, на основании выполненных расчетов и сравнения получившихся значений с каталожными данными выключателя можно сделать вывод, что данный выключатель проходит по всем условиям и возможен к установке в качестве коммутационного аппарата для секции шин 10 кВ.

В связи с изменившимися значениями токов короткого замыкания также необходимо проверить существующие разъединители на электродинамическую и термическую стойкость.

Проверка разъединителей РНДЗ-2-35/1000 ПР-90У1 с техническими характеристиками: $U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$, $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$, $I_{\text{терм}} = 25 \text{ кА}$, $t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$, $i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА}$., осуществляется по следующим условиям:

- по номинальному напряжению [9]:

$$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}} \quad (49)$$

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ} \leq U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ};$$

- по номинальному длительному рабочему току [9]:

$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}} \quad (50)$$

$$I_{\text{раб}} = 99,091 \text{ A} \leq I_{\text{ном}} = 1000 \text{ A},$$

$$\text{где } I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ном гр}}}{1,73 \times U_{\text{сет ном}}} = \frac{6000}{1,73 \times 35} = 99,091 \text{ A};$$

– по электродинамической стойкости [9]:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}} \quad (51)$$

$$i_{\text{уд}} = 1,237 \text{ кА} \leq i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА};$$

– по термической стойкости [9]:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв откл}} \quad (52)$$

$$t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,15 = 0,16 \text{ с.}$$

Так как $t_{\text{откл}} = 0,16 \text{ с} \leq t_{\text{терм}} = 3 \text{ с}$, то для расчета используем формулу:

$$B_{\text{к раз}} = I_{\text{терм}}^2 \times t_{\text{откл}} \quad (53)$$

$$B_{\text{к раз}} = (25 \times 10^3)^2 \times 0,16 = 100 \times 10^6 \text{ A}^2\text{с.}$$

Рассчитаем расчетное значение термической стойкости согласно формуле 54:

$$B_{\text{к расч}} = I_{\text{п,0}}^2 \times (t_{\text{откл}} + T\alpha) \quad (54)$$

$$B_{\text{к расч}} = (0,546 \times 10^3)^2 \times (0,16 + 0,02) = 0,054 \times 10^6 \text{ A}^2\text{с.}$$

Таким образом,

$$B_{к\text{ расч}} = 0,054 \times 10^6 \text{ A}^2\text{c} \leq B_{к\text{ раз}} = 100 \times 10^6 \text{ A}^2\text{c}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 6 [19].

Таблица 6 - Сравнение каталожных и расчетных данных выключателя

| Разъединитель РНДЗ-2-35/1000 ПР-90У1 | | |
|--|---|---|
| Расчетные данные | Каталожные данные | Условия выбора |
| $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сет ном}} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет. ном}}$ |
| $I_{\text{раб}} = 99,091 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ | $I_{\text{раб}} \leq I_{\text{ном}}$ |
| $i_{\text{уд}} = 1,237 \text{ кА}$ | $i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$ |
| $B_{к\text{ расч}} = 0,054 * 10^6 \text{ A}^2\text{c}$ | $B_{к\text{ раз}} = 100 * 10^6 \text{ A}^2\text{c}$ | $B_{к\text{ расч}} \leq B_{к\text{ раз}}$ |

По результатам проведенных расчетов и сравнения их с каталожными данными делаем вывод, что разъединитель типа РНДЗ-2-35/1000 ПР-90У1 соответствует всем требуемым условиям.

Выводы по разделу 4

В связи с новыми значениями токов короткого замыкания, полученных в результате расчета, требуется проверить параметры коммутационной аппаратуры ПС 35/10 кВ Петровская по условиям термической, электродинамической устойчивости, отключающей и включающей способности, с целью исключения повреждений при коммутации токов короткого замыкания, а также при прохождении через их токоведущие части тока короткого замыкания.

На основании выполненных расчетов и сравнения получившихся значений с каталожными данными выключателей 35 и 10 кВ, а также разъединителя 35 кВ, можно сделать вывод, что данная коммутационная аппаратура проходит по всем условиям и не требует замены в рамках реконструкции электрической части ПС 35/10 кВ.

5 Модернизация релейной защиты и автоматики ПС 35/10 кВ «Петровская»

Средства релейной защиты ПС 35/10 кВ Петровская установлены с целью выполнения защиты силового трансформатора, а также системы шин 10 кВ от токов короткого замыкания и перегрузки.

Так как существующий трансформатор ТМ-4000/35/10 кВ имеет небольшую номинальную мощность, нормативными актами допускается выполнение защиты трансформатора от токов короткого замыкания такими видами защит, как токовая отсечка (быстродействующая защита, без выдержки времени) и максимально-токовая защита (с выдержкой времени), защита от перегрузки выполнена на базе токового реле РТ-40 кВ, контакты которого задействованы в цепях сигнализации, что не предусматривает прямого воздействия на выключатель.

Измерительные и чувствительные органы токовой отсечки и максимально – токовой защиты установлены в токовых цепях со стороны 35 кВ, срабатывание контактов которых происходит при коротком замыкании за силовым трансформатором, с селективным воздействием на выключатель 10 кВ и 35 кВ.

Токовые цепи защиты со стороны 35 кВ питаются от встроенных в выключатель трансформаторов тока, с коэффициентом трансформации: 200/5 с двумя вторичными обмотками, соединенными в каждой фазе последовательно, по схеме междуфазного соединения «треугольник». Токовые цепи выполнены с дешунтированием катушки отключения реле прямого действия РТМ, встроенных в привод выключателя МВ-35 кВ ПП-67. На рисунке 7 представлена схема токовых цепей выключателя МВ-35 кВ для подключения электромеханических реле токовой защиты и максимальной токовой защиты ввода 35 кВ ПС 35/10 кВ Петровская [8].

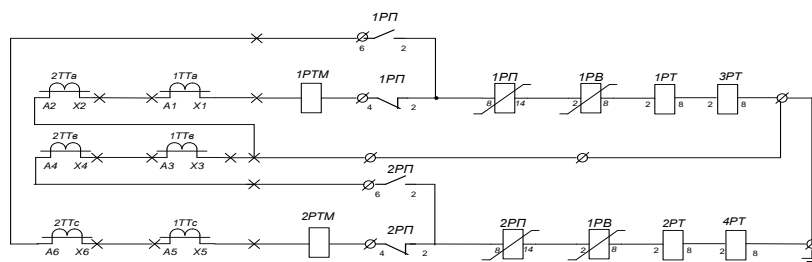


Рисунок 7 - Схема токовых цепей выключателя МВ-35 кВ

В схеме токовых цепей 35 кВ задействованы два токовых реле (по одному в каждой фазе) 1 и 2 РТ по схеме, выполняющих функцию чувствительного органа токовой отсечки, два промежуточных реле 1 и 2 РП имеющих переключающие контакты для организации дешунтирования.

Промежуточное реле токовой отсечки имеет три катушки: одна из которых задействована в токовых цепях, вторая и третья в цепях выходных реле.

Логика работы токовой отсечки следующая: при возникновении короткого замыкания за трансформатором по обмотке высокого напряжения будет проходить ток, значение которого будет превышать уставку срабатывания токового реле РТ-40, являющегося чувствительным органом в токовых цепях токовой отсечки. При прохождении трансформированного тока короткого замыкания по катушке РТ-40, происходит замыкание его контактов, которые задействованы в схеме выходного реле РП-341.

РП-341 является исполнительным органом в данной схеме, который имеет три катушки. Одна катушка со схемой последовательного или параллельного соединения выводов подключена к токовым цепям, представляет собой насыщающийся трансформатор, который передает ток во вторичную обмотку в схему выходных реле. В данной схеме ко вторичной обмотке подключен диодный мост, который осуществляет выпрямление переменного тока и при замыкании контактов РТ-40 (1 и 2 РТ) происходит подача плюса и минуса на третью катушку РП-341, при этом происходит замыкание контактов пониженной мощности (1 РП и 2 РП с номерами клемм

1 и 3), обеспечивающими самоудерживание реле при отпускании контактов РТ-40, и происходит переключение мощных контактов, обеспечивающих дешунтирование катушки отключения РТМ в приводе выключателя МВ-35 кВ. На рисунке 8 представлена схема выходных реле токовой отсечки и максимальной токовой защиты ввода 35 кВ ПС 35/10 кВ Петровская [8].

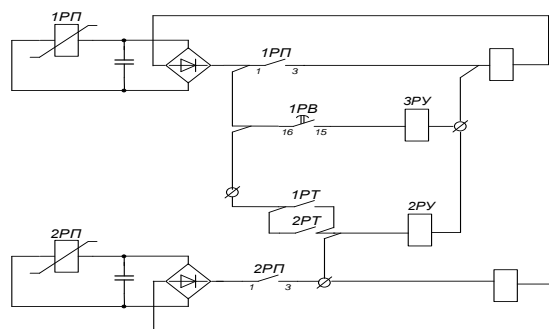


Рисунок 8 - Схема исполнительных реле

Логика максимальной токовой защиты: аналогично как и в схеме токовой отсечки в схеме максимальной токовой защиты при прохождении тока, превышающего уставку срабатывания токового реле РТ-40 (на схеме 3 и 4 РТ), происходит замыкание контактов этих реле. Контакты данных реле находятся в схеме пуска реле времени. Реле времени представлено электромеханическим реле РВМ-12, данное реле состоит из двух катушек, одна из которых встроена в токовые цепи (выводы также соединяются либо параллельно, либо последовательно в зависимости от требуемой уставки срабатывания), данная катушка намотана на насыщающийся магнитопровод, вторичная обмотка которого является пусковой для двигателя данного реле. Насыщающийся трансформатор позволяет держать вторичную обмотку разомкнутой. Пуск схемы осуществляется замыканием контактов реле РТ-40 3РТ и 4РТ. В данной схеме присутствует блокировочный контакт 3РТ, который не позволяет работать двум плечам защиты, то есть ток в двигатель реле поступает только от одной фазы (в данном случае от фазы А). Такая работа реле обусловлена токораспределением в токовых цепях трансформаторов тока при двухфазном

коротком замыкании за трансформатором. При междуфазном коротком замыкании за трансформатором в трансформаторах тока, соединенных по схеме треугольник первичной обмотки силового трансформатора вектора тока поврежденных фаз сдвинуты относительно друг друга на 180 электрических градусов, то есть находятся в противофазе, трансформируясь в статоре двигателя, они наводят компенсирующие друг друга магнитные потоки, что не позволяет начать движение ротору. Таким образом, контакт 3РТ является замыкающе-размыкающим и размыкает цепь контакта 4РТ, в сердечнике двигателя возникает магнитный поток, который создает вращающий момент для ротора, ротор вращаясь осуществляет зацеп для зубчатых колес, которые в свою очередь вращают редуктор, являющийся передаточным механизмом для рамки с контактами. Вращение ротора на определенный угол позволяет замкнуть контакты с выдержкой времени, которая также регулируется специальными поводками. Контактная система данного реле имеет три контактных группы: два проскальзывающих и один упорный. Упорным контактом создается выдержка времени (1,5 секунды) срабатывания максимальной токовой защиты для отключения выключателя МВ-35 кВ, при отказе срабатывания предыдущих защит. Проскальзывающий контакт участвует в схеме пуска защит на стороне выключателя 10 кВ [19], [20]. На рисунке 9 представлена схема пуска реле времени для максимальной токовой защиты [8].

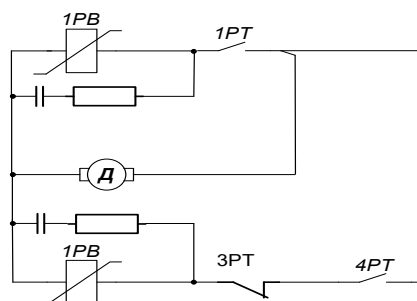


Рисунок 9 - Схема реле времени

Контакт реле времени 1РП (упорный) участвует в пуске схемы выходных реле 1РП и 2РП, аналогичным образом, как и при замыкании контактов 1РТ и 2РТ, катушки 1РП и 2РП замыканием контактов 1РП и 2РП становится на самоподхват и реле РП-341 переключает свои контакты повышенной мощности, дешунтируя катушку отключения РТМ.

Цепи управления выключателем МВ-35 кВ питаются от шин управления, которые в свою очередь получают переменное напряжение 220 В от трансформатора собственных нужд.

Отключение выключателя МВ-35 кВ осуществляется по цепям телеуправления или местно путем перевода ключа управления в положение «включить» с воздействием на катушку отключения.

Подача напряжения на электродвигатель, обеспечивающий завод пружин осуществляется либо местно переводением ключа режима в соответствующее положение, либо замыканием контакта катушки отключения при ее срабатывании через замкнутый контакт готовности привода (КГП), на катушку включения подается напряжение либо место от ключа управления либо дистанционно. Цепи автоматики повторного включения раскорочены, что не подразумевает повторное срабатывание выключателя МВ-35 кВ, установленного на вводе трансформатора.

Цепи управления также питают зарядно – выпрямительное устройство БПЗ (блок предварительного заряда), которое осуществляет заряд блока конденсаторов, разряд которых осуществляется на выходное реле газовой защиты РП через замыкание контакта газового реле РГЧЗ (РГо), второй блок конденсатора разряжается на катушку отключения РЭ привода ПП-67 через замкнувшийся контакт исполнительного реле. На рисунке 10 представлены цепи оперативного тока для воздействия на выключатель 35 кВ [8].

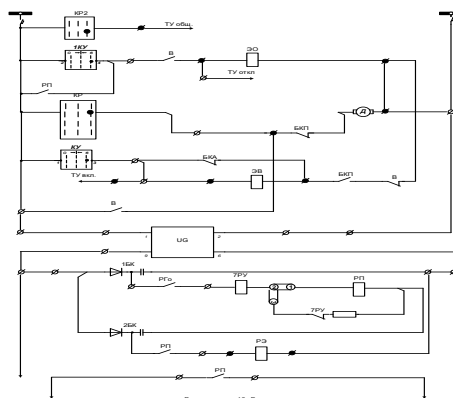


Рисунок 10 - Оперативные цепи управления выключателем МВ-35 кВ

На вводе системы шин 10 кВ в качестве коммутационного аппарата установлен масляный выключатель ВК-10 кВ, на который также воздействует реле РП-341, обладающее мощными переключающими контактами, позволяющими дешунтировать катушку отключения выключателя, установленную в его приводе.

Питание токовых цепей ввода 10 кВ осуществляется от выносных трансформаторов тока ТЛМ-10, собранных в схему неполной звезды с двумя реле в фазе А и С. Выходные реле РП-341 запитаны от обмотки трансформаторов тока класса точности 0,5 наряду с приборами учета. На рисунке 11 представлена схема токовых цепей для выключателя 10 кВ [8].

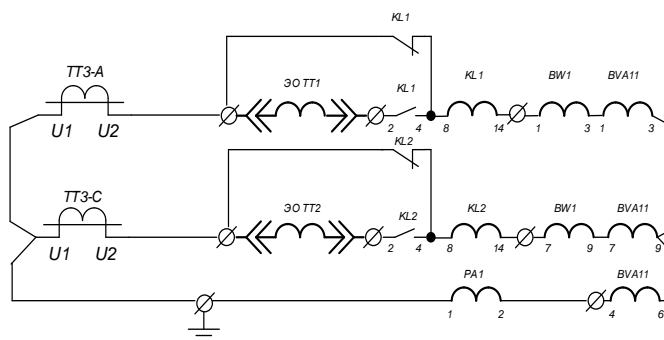


Рисунок 11 - Схема токовых цепей выключателя МВ-10 кВ

Пуск схемы выходных реле осуществляется проскальзывающим контактом реле времени РВМ, уставновленном в токовых цепях стороны 35 кВ, исполнительная катушка РП-341 KL1 и KL2 становится на самподхват путем замыкания контактов пониженной мощности KL1 и KL2 и осуществляется переключение мощных контактов, с подачей напряжения на отключающий электромагнит, установленный в привод выключателя. На рисунке 12 представлена схема пуска выходных реле для максимальной токовой защиты [8].

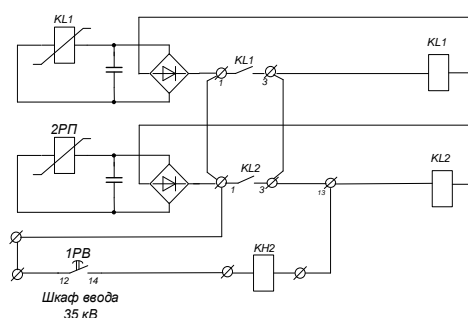


Рисунок 12 - Схема исполнительных реле

Цепи управления запитаны от шинки управления, получающих в свою очередь питание от трансформатора собственных нужд.

Включение выключателя осуществляется от переключателя SA 11, который через замкнутые блок контакты РВМ и БКП подает напряжение на катушку включения. После подачи напряжения через 10 сек происходит размыкание контакты катушки включения, т.к. данная катушка потребляет ток большого значения, и размыкание контактов позволяет избежать возгорания данной катушки. Также в приводе выключателя ВК-10 предусмотрена блокировка от многократного включения, которая предупреждает возгорание катушки включения при заклинивании переключателя и непрерывном сигнале на включение выключателя.

Подача напряжения на электродвигатель, обеспечивающий завод включающей пружины осуществляется через замкнутый блок – контакт

положения привода БКП. На рисунке 13 представлена схема оперативного тока для воздействия на выключатель 10 кВ [8].

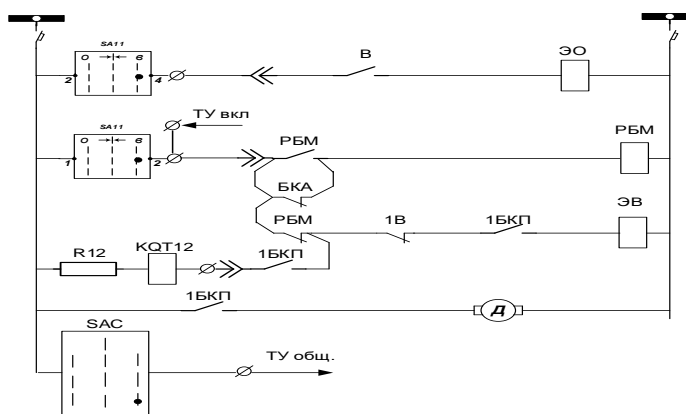


Рисунок 13 - Оперативные цепи управления выключателем МВ-10 кВ

Цепи АПВ вводятся переключателем SA12. Пуск схемы осуществляется контактом реле фиксации KQQ, катушка которого становится под напряжение через замкнутый контакт катушки отключения. Замыкание контакта KQQ позволяет подать напряжение на катушку реле времени и подать сигнал на электромагнит включения.

Цепи отключения выключателя от газовой защиты питаются от БПЗ, который переключателем SA12, позволяет осуществлять заряд блока конденсаторов БК5, разряжающегося через замкнутый контакт газового реле РГЧЗ (РГо) на электромагнит отключения РЭ привода выключателя 10 кВ.

Использование электромеханических устройств релейной защиты и автоматики как было указано выше обладает рядом недостатков, наличие которых приводит к ложному или неправильному срабатыванию устройств, что негативно сказывается на показателях и параметрах электроэнергетической системы. Таким образом, в филиале ПАО «Россети Кубань» Славянские электрические сети реализуются мероприятия, направленные на повышение эффективности и надежности релейной защиты путем внедрения микропроцессорных устройств.

Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики представляют собой терминалы, состоящие из ряда функциональных узлов, каждый из которых выполняет определенную задачу по воздействию на силовую выключатель.

В отличие от электромеханических устройств принцип работы которых основан на явлении электромагнитной индукции, работа микропроцессорных терминалов основана на применении законов булевой алгебры, которая представляет собой логические операции сложения (дизъюнкции), умножения (конъюнкции) и вычитания (инверсии) [15].

Данные операции осуществляются с сигналами, прошедшими цифровую обработку. Цифровая обработка сигнала осуществляется в несколько этапов. Микропроцессорный терминал представляет собой многополюсник с некоторым количеством входов и соответствующим им количеством выходов. Внутри многополюсника сигналы преобразуются по алгоритмам, основанным на операциях булевой алгебры, в результате чего формируется сигнал на выходе. Выходной сигнал осуществляет управляющее воздействие на коммутационный аппарат [10].

Микропроцессорные терминалы предпочитают работать с входными аналоговыми сигналами синусоидальной формы первой гармоники, частотой 50 Гц, без апериодической и гармонических составляющих. Входные цепи и функциональные узлы микропроцессорного терминала должны иметь развязку, что создается промежуточными трансформаторами внутри устройства, после прохождения промежуточных трансформаторов сигнал поступает в частотный фильтр, позволяющий выделить основную гармонику синусоидального сигнала. В блоке входных преобразователей терминала периодический токовый сигнал преобразуется в напряжение. На входе в блок аналого – цифрового преобразователя установлен мультиплексор (коммутатор), осуществляющий переключение сигналов и подачу трактов на аналого – цифровой преобразователь. Таким образом, осуществляется дискретизация сигнала по времени. Период 20 миллисекунд разделяется на

промежутки, соответствующие частоте дискретизации, выполняется выборка мгновенных значений всех аналоговых сигналов, которые посредством переключения мультиплексора подаются на вход аналого – цифрового преобразователя. Дискретный сигнал формируется по известным математическим операциям, чаще всего используется производная сигнала по времени отсчета дискретного сигнала [10]:

$$F'_i = x_{i+1} - x_i \quad (55)$$

Нередко для цифровой обработки сигнала используются функциональные ряды Фурье, представление мгновенного значения сигнала в комплексной форме [10].

Значение производной сигнала поступает на вход аналого – цифрового преобразователя. Аналого – цифровой преобразователь характеризуется скоростью обработки сигналов и разрядностью. Разрядность определяет количество дискретов, которые аналого – цифровой преобразователь выдает на выходе. В зависимости от того, какая разрядность требуется применяется определенная схема преобразователя. Высокая разрядность описывает сигнал точнее, но при этом работа аналого – цифрового преобразователя не отличается высокой скоростью. Поэтому для каждого терминала в зависимости от требований к передаточным функциям подбирается определенная разрядность аналого – цифрового преобразователя [10].

Если требуется разрядность не больше трех выбирается схема аналого – цифрового преобразователя прямого преобразования. Такой преобразователь состоит из входа и ряда подключенных параллельно компараторов. На плюсовой вход которого подается мгновенное значение аналогового сигнала (производная), на минусовой вход подается опорное напряжение, формируемого в делительной схеме с применением резисторов. При срабатывании компаратора на выходе выдается логическая 1, при несрабатывании – 0. Выходные числа подаются в приоритетный дешифратор,

который формирует трехразрядное двоичное число. Для получения N разрядов нужно 2^N компараторов, то есть для трехразрядного числа требуется 8 компараторов [10].

Если нужно четырехразрядное число, то 16 компараторов соответственно и т.д. Поэтому такая схема достаточно громоздка. Для получения чисел большей разрядности используется схема последовательного приближения.

В основе структуры аналого – цифрового преобразователя такого типа находится специальный регистр, на всех выходах которого логические нули, кроме первого (старшего) разряда, такой двоичный код формирует на выходе цифро – аналогового преобразователя опорное напряжение равное половине входного диапазона $(0-U_{ref}) - 1/2U_{ref}$. В компаратор поступает мгновенное значение сигнала и $1/2U_{ref}$, если в результате данное значение больше опорного, то продолжается сравнение с половиной оставшегося диапазона, то есть с $3/4U_{ref}$, если в результате значение аналогового сигнала меньше опорного, то далее сравнение осуществляется с половиной оставшегося интервала $1/4U_{ref}$. На выходе при срабатывании компаратора формируется логическая 1, при несрабатывании 0. Данный цикл сравнения продолжает N раз, что определяет разрядность [10].

Сформированный цифровой сигнал (последовательность чисел двоичной системы исчисления) попадает в центральный узел терминала – микропроцессор. Входа микропроцессора предусматривают не только попадание в блок цифрового сигнала, но и данных из постоянно – запоминающего устройства (ПЗУ), куда записываются уставки срабатывания терминала оператором. Данные уставки сравниваются со значением цифрового сигнала и выдается на выход блока логическая единица в случае превышения значения, 0 - в противном случае [10].

Схема управления выключателем (местное и дистанционное управление) имеет оперативное питание по цепям переменного тока от

трансформатора собственных нужд с использованием логических (дискретных) входов и оперативных элементов, которые по алгоритмам жесткой логики выдают управляющее воздействие на выходные реле, замыкание контактов которых приводит к формированию сигнала на электромагнит включения и отключения, расположенных в приводе силового выключателя.

Выдержка времени выдачи управляющего сигнала формируется благодаря включению в схему устройства элементов времени, реализующих замедление на срабатывание выходных реле при выполнении максимальной токовой защиты и замедление на возврат реле при выполнении определенных операций.

Результаты промежуточных вычислений в микропроцессоре записываются в оперативном запоминающем устройстве [10].

Проектной группой для ПС 35/10 кВ Петровская было выбрано следующее решение для модернизации вторичных цепей релейной защиты:

- организация дифференциальной токовой защиты без выдержки времени срабатывания на базе микропроцессорного терминала СИРИУС-Т,
- организация управления выключателем 35 кВ терминалом СИРИУС УВ без необходимости ручного перевода цепей управления с дополнительной функцией организации резервных защит трансформатора (максимальная токовая защита и токовая отсечка).

На вводе в силовой трансформатор устанавливается четыре трансформатора тока, вторичные обмотки которого подключены к измерительным входам терминала. ТА2 с коэффициентом трансформации 400/5 с классом обмотки 10P для подключения входов терминала СИРИУС-Т, ТА3 с коэффициентом трансформации 400/5 с классом обмотки 10P для подключения входов терминала СИРИУС-УВ, ТА4 с коэффициентом трансформации 400/5 с классом обмотки 10P для подключения входов терминала СИРИУС-Т (подпитка терминала для обеспечения резерва

измерительных входов), ТА5 с коэффициентом трансформации 400/5 с классом обмотки 10Р для подключения входов терминала СИРИУС-УВ (подпитка терминала для обеспечения резерва измерительных входов и организации дешунтирования электромагнита отключения).

На вводе в систему шин 10 кВ устанавливается один трансформатор тока ТА8 с коэффициентом трансформации 600/5 с классом обмотки 10Р для подключения входов терминала СИРИУС-Т (графический лист 1).

Логика дифференциальной токовой защиты силового трансформатора ТМН-6300 ПС 35/10 кВ Петровская заключается в следующем: к измерительным входам терминала СИРИУС-Т подключаются токовые цепи трансформаторов тока ТА2, расположенных в ОРУ – 35 кВ и трансформаторов тока ТА8, расположенных в КРУН-10 кВ. Трансформаторы тока при схеме дифференциальной защиты на базе микропроцессорных терминалов должны иметь схему соединения вторичных обмоток – «звезда». То есть в микропроцессорный терминал поступают вторичные значения фазных токов, компенсация сдвига векторов тока производится в самом терминале трансформаторами тока, схема соединения которых выбирается цифровым путем. Для ПС 35/10 кВ Петровская со стороны треугольника выбирается 1 группа соединения, а со стороны звезды – 0 группа. На токовые ходы подается сигнал фазных токов, над которым осуществляется цифровая обработка и цифровой сигнал подается в микропроцессорный блок. Внутри блока микропроцессора производится вычисление значения дифференциального и тормозного тока [11].

Принцип работы данной защиты заключается в определении соотношения значений данных токов и углов между векторами составляющих дифференциального тока. Дифференциальный ток вычисляется по формуле [10]:

$$I_{\text{диф}} = |I'_1 + I'_2|, \quad (56)$$

где $I'_1 = \max\{I_{ВН}; I_{НН}\}$; $I'_2 = I_{ВН(НН)} - I'_1$

Тормозной ток вычисляется по формуле:

$$I_{\text{торм}} = \sqrt{I'_1 \times I'_2 \times \cos(180^\circ - \alpha)}, \quad (57)$$

если $90^\circ < \alpha < 270^\circ$

$$I_{\text{торм}} = 0, \quad (58)$$

если $-90^\circ < \alpha < 90^\circ$ или $I'_2 = 0$

Угол между векторами I'_2 и I'_1 показывает, находится ли короткое замыкание в зоне действия защиты. Угол задается полярностью вторичных обмоток трансформаторов тока. Полярность выбирается такая, чтобы при нормальном режиме работы и внешнем коротком замыкании, для которых характерно протекание по обмоткам силового трансформатора сквозного тока, внутри терминала направления токов носило встречный характер.

Таким образом, при наличии подпитки тока короткого замыкания со стороны системы шин 10 кВ при коротком замыкании внутри силового трансформатора вектор тока стороны низшего напряжения разворачивается и направление токов становится согласным. Таким образом, при коротком замыкании в зоне действия защиты, то есть внутри бака силового трансформатора и на его выводах, внутри терминала будет вычислен дифференциальный ток, а тормозной ток будет либо равен нулю, либо с учетом угла менее 180° , будет меньше дифференциального тока. Зона срабатывания и несрабатывания защиты очерчена характеристикой срабатывания терминала.

Функциональная схема дифференциальной токовой защиты состоит из несколько блоков:

- формирователя дифференциального и тормозного сигналов (далее - ФДТС),

- дифференциального органа с торможением,
- блока блокировки при броске тока намагничивания при включении ненагруженного трансформатора под напряжение,
- блока дифференциальной отсечки [11].

Цифровые сигналы тока сторон высшего и низшего напряжений попадают на вход ФДТС, по результатам обработки данных сигналов на выход подается значение дифференциального и тормозного токов. Далее дифференциальный ток подается на вход блока дифференциальной отсечки, блокировки при БНТ, дифференциального органа с торможением. Тормозной ток вместе с дифференциальным током подается в дифференциальный орган с торможением. В данных органах происходит сравнение и на выходе формируются логические 0 и 1, далее 0 и 1 проходят операцию логического умножения и складывания, по результатам которой происходит отключение либо неотключение выходных контактных групп, воздействующих на катушку выключателя. На рисунке 14 представлена функционально – логическая схема ДЗТ СИРИУС Т [11].

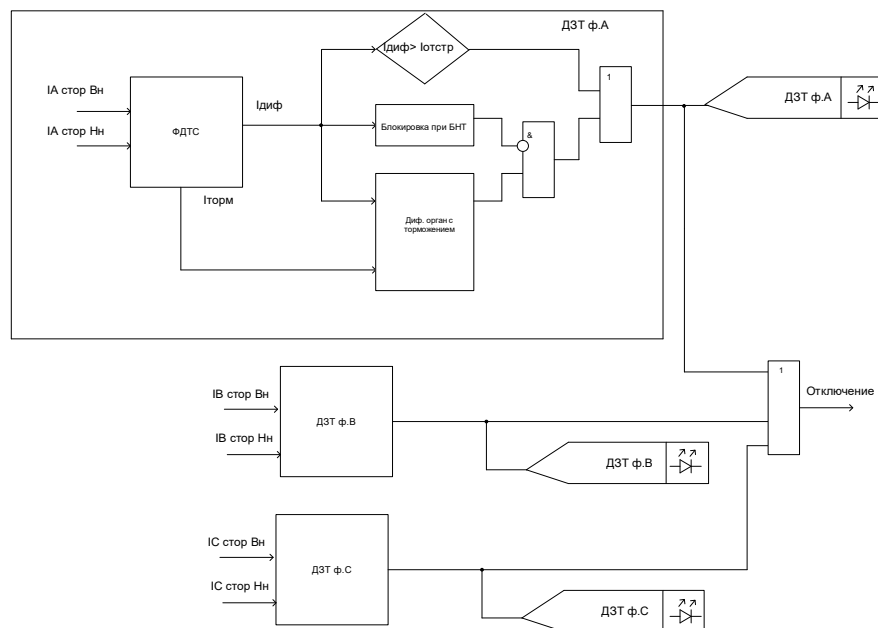


Рисунок 14 - Функционально – логическая схема ДЗТ СИРИУС Т

Рассмотрим логику работы функциональной схемы при коротком замыкании внутри зоны действия защиты.

В блоке дифференциального органа с торможением происходит определение соотношения тормозного тока и дифференциального тока, горизонтальный участок характеристики определяет базисный дифференциальный ток, на этом участке характеристики тормозной ток намного меньше дифференциального, на выходе дифференциального органа с торможением будет 0, аналогичный логический сигнал будет и на участке В-С при превышении значения дифференциального тока над торможением. В блоке блокировки при броске тока намагничивания в устройствах СИРИУС Т происходит выделение второй гармоники из мгновенного значения дифференциального тока, при увеличении отношения тока второй гармоники над током первой гармоники над значением уставки на выход подается логическая 1, при отсутствии второй гармоники на выход подается логический 0, который попадает в блок умножения после операции инверсии, то есть при 1 на вход подается 0, при 0 – подается 1. На выходе из блока умножения при этом будет логический ноль. При превышении значения дифференциального тока над током уставки блока дифференциальной отсечки на выход подается логическая 1, которая вместе с логическим 0 подается на блок логического сложения, на выходе которого появляется логическая 1. При аналогичных вычислительных процессах в фазах В и С, происходит воздействие на контакты выходных реле, которые задействованы в цепях управления силовыми выключателями МВ-35 кВ и МВ-10 кВ ПС 35/10 кВ Петровская [11].

Рассмотрим логику работы функциональной схемы при коротком замыкании вне зоны действия защиты.

При возникновении внешнего короткого замыкания значение тормозного тока будет увеличиваться за счет увеличения угла между векторами I'_1 и I'_2 , а также увеличением тока во втором плече защиты стороны 10 кВ. Поэтому чтобы не произошло ложное отключение силового

трансформатора в терминале предусмотрено торможение от сквозного тока при внешнем коротком замыкании. Обеспечивается это подъемом характеристики на угол торможения, который также задается уставкой срабатывания терминала. При преобладании тормозного тока над дифференциальным на выходе дифференциального органа с торможением будет 1, на выходе из блока блокировки при броске тока намагничивания как было указано выше благодаря инверсии при наличии данной блокировки будет логический 0. По результатам логического умножения на выход подается 0, но при снижении значения дифференциального тока при внешнем коротком замыкании на выходе блока дифференциальной отсечки будет логический 0. Выходная операция логического сложения на выходе выдаст 0 и отключение не произойдет [11].

При больших сквозных токах в терминале также предусмотрена блокировка от ложного срабатывания, за счет подъема третьей части характеристики на угол 60 град. Значение данного угла для терминала считается постоянным и задается соответствующей уставкой. На рисунке 15 представлена характеристика срабатывания дифференциального органа торможения и отсечки ДЗТ СИРИУС Т [11].

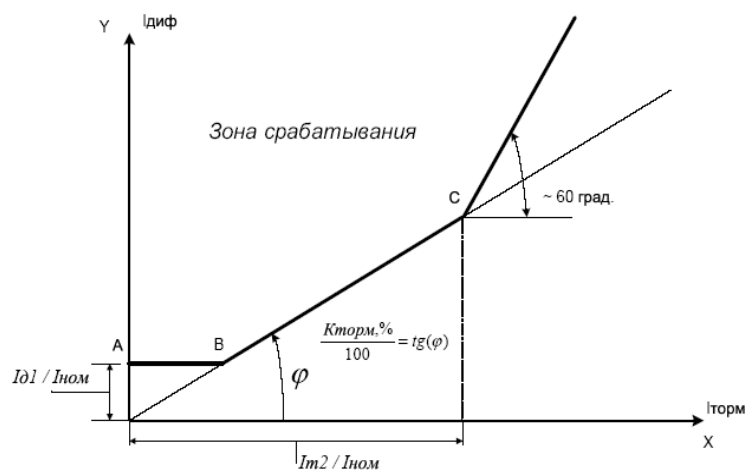


Рисунок 15 - Характеристика срабатывания дифференциального органа торможения и дифференциальной отсечки

В схеме токовых цепей дифференциальной токовой защиты ПС 35/10 кВ Петровская показан блок входных преобразователей, где входы выполнены контактами для начала и конца фазного провода. По стороне 35 кВ терминал подключается к началу вторичной обмотки трансформаторов тока, концы обмоток соединены в общей точке и заземлены. Концы фазных проводов соединены в одной точке, выведены на клемму X10. Токовые цепи по стороне 10 кВ заведены во входы терминала концами вторичных обмоток, начала обмоток также соединены в общей точке и заземлены. Концы фазных проводов выведены из терминала и к ним подключен регистратор аварийных событий РАС. Точка соединения начала вторичных обмоток трансформаторов тока также выведена клемму X10. От данной клеммы выведено заземление. Данный принцип организации токовых цепей схож с принципом организации токовых цепей, при подключении электромеханического реле ДЗТ-11. Токовые цепи заводятся в терминал испытательными блоками SG1 и SG2, использование испытательных блоков позволяет в случае неисправности терминала с целью сохранения целостности токовых цепей создавать видимый разрыв в цепях (графический лист 1).

Трансформаторами тока ТА4 создается подпитка входов терминала с стороны напряжения 35 кВ. Контакты дешунтирующего реле закорочены, что говорит об отключении силового трансформатора через электромагниты отключения по цепям управления выключателями.

Такой принцип воздействия на выключатель выбран исходя из необходимости снижения нагрузки на токовые цепи, т.к. в режиме срабатывания терминал СИРИУС Т потребляет до 15 Вт при пропадании оперативного питания от шин управления [11].

Оперативное питание от шин управления рассчитано на напряжение питания терминала 220 В, при снижении напряжения на шинках управления до 130 В и ниже, а также в случае провала напряжения, терминал получает питание от токовых цепей [11].

При срабатывании терминала на отключение осуществляется срабатывания реле «Откл», замыкание контактов которых подает от шин управления напряжение на катушку промежуточного реле KL1. Контакт данного реле участвует в цепях отключения выключателя через ЭМО (электромагнит отключения), замыкание которых через поворот возвратного ключа SA5 в режим «Откл» происходит собирание цепи питания от шин управления на электромагнит отключения, установленного в приводе МВ-35 кВ. Этот же контакт используется в схеме «Основной защиты Т1» в КРУН-10 кВ, замыкание которого осуществляет пуск схемы выходных реле РП-341, которые не были демонтированы в релейном отсеке ячейки вводного выключателя МВ-10 кВ (графические листы 2,3)

Резервные защиты трансформатора, такие как: двухступенчатая максимально-токовая защита (МТЗ-2 и МТЗ-3), выполняются терминалом СИРИУС-УВ, который получает питание от трансформаторов тока ТА3 и ТА4.

Терминал СИРИУС-УВ наряду с функцией автоматического управления выключателем выполняет функцию двухступенчатых резервных токовых защит силового трансформатора. На ПС 35/10 кВ Петровская воздействие на выключатель МВ-10 кВ выполняется со стороны высшего напряжения через замыкание контактов выходных реле в цепях реле РП-341, который своими контактами дешунтирует катушку отключения в приводе выключателя МВ-10 кВ. Данный пуск защиты выполняется с выдержкой времени 0,8 с. Данная выдержка времени рассчитана как сумма выдержки времени срабатывания максимально – токовой защиты выключателей отходящих фидеров 10 кВ ПС 35/10 кВ Петровская и ступени селективности, которая для микропроцессорных терминалов составляет от 0,3 с. При отсутствии срабатывания релейной защиты в течении 0,8 с от начала аварии, осуществляется пуск второй ступени максимально-токовой защиты терминала СИРИУС-УВ через 1,2 с от начала аварии, при этом воздействие осуществляется на отключение силового трансформатора со всех сторон. Зона действия двухступенчатой максимально-токовой защиты – силовой

трансформатор и система шин 10 кВ, то есть измерительный блок терминала реагирует на ток короткого замыкания стороны 10 кВ, приведенный к стороне 35 кВ, к месту питания терминала.

Аналогично как и СИРИУС-Т, терминал СИРИУС УВ имеет блок аналоговых входов - входы для токовых цепей, цепей напряжения (для пуска максимальной токовой защиты по напряжению, для выполнения направленности действия защиты), блок входов оперативного питания, блок логических дискретных входов, блок выходных реле.

Логическая схема выполнения многоступенчатой токовой защиты в терминале СИРИУС УВ выглядит следующим образом: она состоит из таких функциональных узлов, как: узел срабатывания и пуска защиты, узел ускорения МТЗ при включении (в случае повторного включения на устойчивое короткое замыкание), блоков логических операций и RS-триггера. На рисунке 16 представлена функционально – логическая схема СИРИУС-УВ [12].

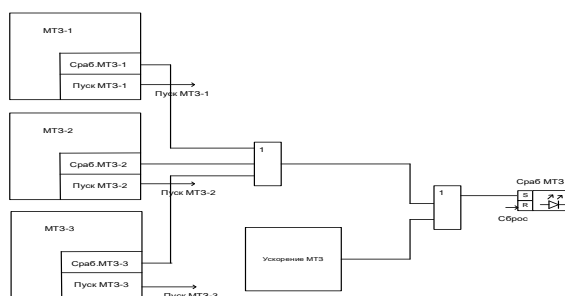


Рисунок 16 - Функционально-логическая схема МТЗ СИРИУС-УВ

На выходе узла срабатывания и пуска защиты появляется логическая 1 в случае срабатывания одной из ступеней защиты (должна сработать по принципу селективности сначала защита с самым маленьким временем выдержки), выходные сигналы поступают в блок сложения, на выходе из которого согласно таблицы истинности подается логическая единица. На выходе из узла ускорения МТЗ при включении также появляется логическая

единица в случае если введена соответствующая уставка, если уставка отсутствует на выход подается логический ноль. Далее выходные значения подаются в блок логического сложения, на выходе которого при срабатывании максимально – токой защиты всегда появляется логическая 1. Далее единица, совместно с функцией «Сброса» попадает на вход RS - триггера, на выходе которого появляется логическая 1.

Триггер через оптронную развязку подает напряжение на выходное реле терминала «Реле 3» с контактами X5:2-X5:3, замыкание которых подает напряжение от шинок управления на промежуточное реле KL4 «Срабатывание МТЗ» (графический лист 2).

Контакт данного реле задействован в схеме исполнительных реле стороны 10 кВ, его замыкание осуществляет подачу выпрямленного тока на катушку РП-341, которая после перевода на самоподхват замыкает свои мощные контакты и дешунтирует катушку отключения в приводе МВ-10 кВ (графический лист 3).

В случае если защита по истечении 0,8 с не запустится, в узле срабатывания и пуска МТЗ запустится следующая ступень максимально – токовой защиты МТЗ-3 со временем выдержки 1,2 с. Далее сигналы будут передаваться из узла к узлу в терминале аналогично как и при запуске предыдущей ступени. Только при этом воздействие будет оказываться одновременно на выключатели обеих сторон. Воздействие на выключатель МВ-35 кВ осуществляется срабатывание выходных реле «Дешунт.ф.А» и «Дешунт.ф.С», замыкание контактов данных реле позволяет дешунтировать цепь катушек отключения реле РТМ, расположенных в приводе ПП-67 (графический лист 1).

Отключение выключателя стороны 10 кВ также производится путем замыкания контактов выходного реле «Реле 3» с подачей напряжения на катушку промежуточного реле KL4, замыкание контактов которых осуществляет пуск схемы исполнительных реле РП-341 для воздействия на

электромагниты отключения, расположенных в приводе выключателя МВ-10 кВ (графические листы 2,3).

Наряду с выполнением функций релейно защиты терминал «СИРИУС-УВ» выполняет функции автоматического управления выключателем. Данный функционал терминала позволяет осуществлять дистанционное и местное управления выключателем.

Автоматическое управление выключателем в терминале СИРИУС-УВ осуществляется срабатыванием выходных реле «Вкл.» - если требуется включить выключатель, «Откл.» - если требуется отключить выключатель [12].

Управление выключателем осуществляется от срабатывания защиты, от ключа управления и дистанционно по телеуправлению. При срабатывании защиты подается напряжение на дискретные входы «Резервные защиты», «Основные защиты», «УРОВ». Для командного управления в терминале предусмотрены дискретные входы: «Отключение от ключа», «Включение от ключа», «Отключение по ТУ», «Включение по ТУ». При необходимости осуществления командного управления выключателем подается напряжение на соответствующие дискретные входы [12].

Во время подачи команды на реле «Откл.» происходит фиксация вида отключения (от ключа или дистанционно). После подачи команды на данное реле на дискретный вход «Вход РПО» также подается сигнал, после которого осуществляется снятие команды «Отключить». Активность входа «Вход РПО» позволяет выдать логическую единицу на выходное реле РПО, что фиксирует отключенное положение выключателя [12].

Аналогичные операции с дискретным входом «Вход РПВ» осуществляются при включении выключателя.

Оба эти функциональных узла объединены операцией ИЛИ, что не подразумевает одновременной активности этих узлов. При наличии логической 1 на обоих узлах терминал выдает сигнал об обрыве цепей управления и загорается светодиод «Внешняя неисправность» [12].

Функционально – логическая схема управления выключателем при его включении выглядит следующим образом:

- узел, состоящий из блока выходных реле командного отключения, блока выходного реле РПО, блока выходного реле АПВ, блока дискретного сигнала на включение,
- блокировочный узел, состоящий из блоков: «Пружины не заведены», «АвШП», «Блокировка управления», «Блокировка включения». Активное состояние блока «Пружины не заведены» свидетельствует о неготовности привода к операции включения, «АвШП» - о неисправности автоматического выключателя цепи питания соленоида отключения и включения. Наличие логической единицы хотя бы на одном из данных выходов говорит о блокировке включения выключателя по причинам обозначенным выше,
- узел квитирования, состоящий из блоков: «Включение по ТУ», «Включение по ЛС», «Включение от АПВ», «Аварийное отключение». При включении выключателя от ключа управления обязательно необходимо сквитировать сигнал подачей напряжения на дискретный вход «Включение по ТУ», что позволяет сделать активными данные блоки. Наличие на выходе из данных блоков логического нуля позволяет осуществить блокировку включения выключателя,
- узла активации реле положения включено (РПВ) и датчика тока, контролирующего протекание тока в электромагните включения [11].

При включении выключателя на выходе из данных узлов должны быть следующие состояния:

- на выходе из узла командного отключения должен быть логический 0, который при прохождении операции инверсии передается на вход триггера как 1 (включение выключателя при командном отключении выключателя невозможно по требованиям электробезопасности),

- на выходе из узла, состоящего из блока выходного реле РПО, включение от АПВ и дискретного сигнала на включение должна быть логическая 1, которая подается на вход D-триггера,
- на выходе из узла квитирования должна быть логическая 1,
- на выходе из узла, состоящего из выходного реле РПВ и датчика тока ДТ ЭМВ, также должна быть логическая 1 [12].

Сигналы из узла выходного реле командного отключения (логический 0), из узла блокировки (логический 0), из узла квитирования (логическая 1), из узла РПВ и ДТ ЭМВ (логическая 1) должны подаваться на выход блока операции логического сложения, на выходе из которого согласно таблицы истинности подается логическая 1. Таким образом, на D-триггер, вход D подается 0, на выход C – 1, на вход R-1. При наличии данных сигналов происходит срабатывание триггера, который на выходе выдает логическую 1. Данный активный сигнал передается в блок автоматики управления выключателем терминала, где происходит срабатывание выходного реле «Включить» и собирается цепь питания от шин управления на электромагнит включения.

При наличии задержки на включение, заключающейся в длительной подаче команды на дискретный вход включить при отсутствии сигнала на входе «Вход РПВ», через некоторую выдержку времени осуществляется съём сигнала, подаваемого на выходное реле «Включить» путем размыкания контакта в цепи включения в блоке автоматики управления выключателем. На рисунке 17 представлена функционально – логическая схема включения выключателя терминалом СИРИУС-УВ [12].

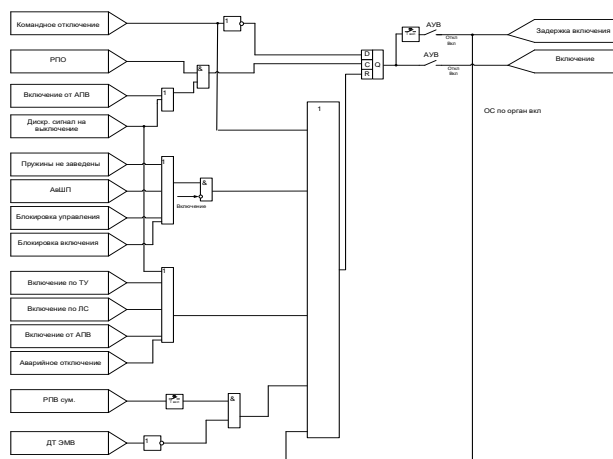


Рисунок 17 - Функционально – логическая схема включения выключателя терминалом СИРИУС-УВ

Функционально – логическая схема управления выключателем при его отключении выглядит следующим образом:

- узел дискретного входа командное и аварийное отключение,
- узел выходного реле РПО,
- узел датчика тока в электромагните отключения,
- узел пуска защиты непереключения фаз,
- узел блокировки управления [12].

Для отключения выключателя подается напряжение на дискретный вход командное и аварийное отключение, на вход S RS-триггера подается активный сигнал, который вызывает срабатывание триггера и подается сигнал на выходное реле «Отключить». Далее подается питание от шинки управления через переключатель SA1 на электромагнит отключения (графический лист 3).

При срабатывании триггера в узле датчика тока электромагнита отключения и пуска защиты непереключения фаз должен появиться активный сигнал, который проходя через операцию инверсии выдает на выходе из узлов логический ноль. Данный сигнал наряду с логическим нулем из узла блокировки управления, проходя операцию логического сложения, подает ноль на R-вход триггера, что позволяет при наличии активного сигнала на

входе S RS-триггера осуществлять переключение триггера на выходной сигнал 1. Описанный цикл позволяет завершить операцию отключения в полном объеме [12].

После подачи сигнала с дискретного входа должна сниматься команда и на выходном реле РПО должен появиться активный сигнал, что в логической схеме позволяет избежать блокировки процесса отключения выключателя при задержке отключения. При продолжении подачи команды на отключение, которая предусматривает сохранение логической единицы на выходе из узла дискретного входа «командное и аварийное отключение», на выходе из блока «Задержка отключения» также появляется логическая единица, которая наряду с нулевыми выходными сигналами из узлов ДТ ЭМО, Пуск ЗНФ, Блокировка управления проходя операцию логического сложения подает активный сигнал на вход R RS-триггера. Комбинация входных сигналов ($S=1$, $R=1$), не подразумевает срабатывание триггера, что прерывает операцию отключения. На рисунке 18 представлена функционально – логическая схема отключения выключателя [12].

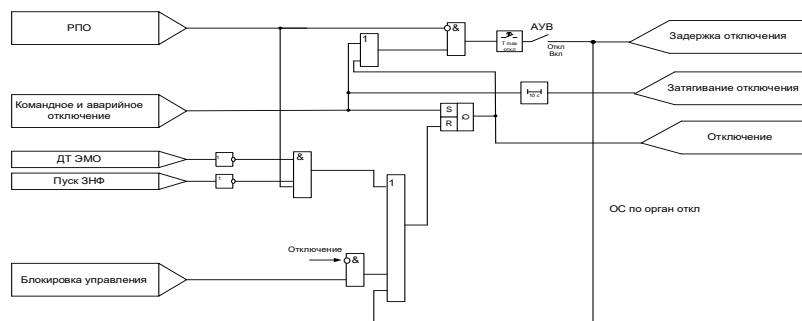


Рисунок 18 - Функционально – логическая схема отключения выключателя терминалом СИРИУС-УВ

В связи с заменой силового трансформатора мощностью 4000 кВА на силовой трансформатор мощностью 6300 кВА было принято решение об установке РПН, регулировочная обмотка которой устанавливается в обмотке 35 кВ. Принцип работы РПН заключается в изменении коэффициента

трансформации, за счет чего происходит компенсация отклонения напряжения на системе шин 10 кВ в связи с изменением протекающей нагрузки.

Изменение коэффициента трансформации осуществляется путем переключения витков обмотки 35 кВ силового трансформатора в сторону увеличения или уменьшения в зависимости от измеренного напряжения на СШ-10 кВ подстанции. Переключение витков происходит за счет вращения вала двигателя (привода), который осуществляет редукцию переключения витков избирателем и контактором.

Привод РПН ПС 35/10 кВ Петровская имеет несколько способов управления: ручной путем нажатия кнопок, дистанционный путем подачи напряжения на трехфазный асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором с диспетчерского пункта и автоматический через микропроцессорный терминал СИРИУС-РН.

Питание данного терминала осуществляется от трансформаторов тока ТА9, установленных в КРУН-10 кВ, также его питание осуществляется от шинок управления собственных нужд подстанции.

Отклонение напряжения на шинах 10 кВ измеряется входным преобразовательным блоком терминала, в который заведены цепи напряжения от ТН-10 кВ. Данные цепи позволяют измерять линейной входное напряжение. В терминале уставкой задается так называемая зона нечувствительности, которой определяется отсутствие срабатывания терминала, то есть задается диапазон «нормальных» значений напряжения на шинах 10 кВ [21].

На блок входных преобразователей терминала подается напряжение от ТН 10 кВ, установленных на системе шин 10 кВ. Далее как и в предыдущем описании терминалов осуществляется фильтрация сигнала, определение действующего значения входного напряжения, цифровая обработка сигнала, и подача сигнала с требуемой разрядностью в блок микропроцессора, где осуществляется сравнение поданного сигнала с уставкой по напряжению [18].

Также наряду со значениями входного напряжения для управления приводом РПН на дискретные входы терминала подается от датчика положения РПН (логометра) информация о текущем положении РПН через систему измерения сопротивления каждого ответвления РПН [21].

Тип привода РПН на ПС 35/10 кВ Петровская – моторный привод МЗ

4.4. Электрические соединения данного привода состоят из силовых цепей (цепь питания двигателя) и вторичных оперативных цепей (цепи управления данным двигателем). Силовая цепь состоит из вводного автомата, получающего питание от трансформатора собственных нужд подстанции, из контакта Q3, который закорачивает цепь питания терминала и размыкает силовую цепь при вставлении рукоятки, из контактов контакторов, которые осуществляют пуск и реверс двигателя при осуществлении операции переключения [7].

В рамках данной работы будет рассмотрено автоматическое управление РПН через терминал СИРИУС-РН. При отклонении значения входного напряжения от уставки терминала происходит по выходным цепям реле X 3.3 подача сигнала на выходные реле «Прибавить», «Убавить» через ключ управления SA1, который установлен в 3 положение. При подаче команды «Прибавить» (подается с целью увеличения коэффициента трансформации, а значит снижения напряжения на шинах 10 кВ) при отсутствии срабатывания блокировочных реле «Запрет по току», «Запрет по температуре», «Запрет прибавить» происходит сбирание оперативной цепи на подачу напряжения на катушку контактора K1 (графический лист 4).

Оперативные цепи управления приводом РПН питаются от фазы на вводе в силовые цепи привода. Цепь автоматического управления собирается через замкнутый однополюсный автоматический выключатель QFS, замкнутый контакт реле контроля питания KF (проверяющего верную фазировку силовой цепи), блок-контакт автоматического выключателя QFM, а также через замкнутый при неподвижном положении двигателя концевой выключатель S13. Данный выключатель согласно круговой диаграмме

движения вала контроллера, обеспечивающего пошаговое переключение привода, находится в замкнутом положении при отсутствии вращения двигателя. Далее через выходные цепи терминала подается через нормально замкнутый контакт К5, концевой выключатель SQ1, блокирующий переключение двигателя ниже 1 ступени, нормально замкнутый контакт К2, сигнал на катушку контактора К1. Контакты контактора в силовой цепи замыкаются и происходит движение двигателя, редуцирующего через выходной вал передвижение контактов, закорачивающих витки регулировочной обмотки в РПН. После срабатывания контактора К1 происходит замыкание его контакта в цепи управления, по которой подается напряжение на катушку контактора К3, обеспечивающего динамическое торможение двигателя в случае его выбега [7].

После начала вращения вала двигателя происходит его сцепление с червячной шестерней вала контроллера, и верхние контакты концевого выключателя S13 выходят из зацепа и замыкаются, образуя цепочку для подачи напряжения на катушку реле повторителя К5, при срабатывании которой осуществляется переключение контактов 21-22 на 21-24, что размыкает соединение контакторов с терминалом. При движении вала контроллера происходит замыкание его группы контактов S12. Через замкнутые контакты S12 происходит подача напряжения на реле К4. Данное реле обеспечивает однократность переключения РПН путем размыкания цепи контактора К1 через размыкание контакта К4 при срабатывании данного реле. При отсутствии напряжения на контакторе К1 происходит размыкание силовой цепи двигателя, после осуществления одного переключения двигатель РПН останавливается до подачи следующей команды. О том, что управляющий вал докрутил полный цикл переключения свидетельствует размыкание группы контактов контроллера S12, которые согласно круговой диаграмме размыкаются при завершении цикла [7].

Аналогичным образом осуществляется процесс переключения витков регулировочной обмотки при необходимости снизить коэффициент

трансформации с целью повышение напряжения на шинах 10 кВ подстанции.
 На рисунке 19 предствлена схема питания и управления приводом МЗ.4.4 [7].

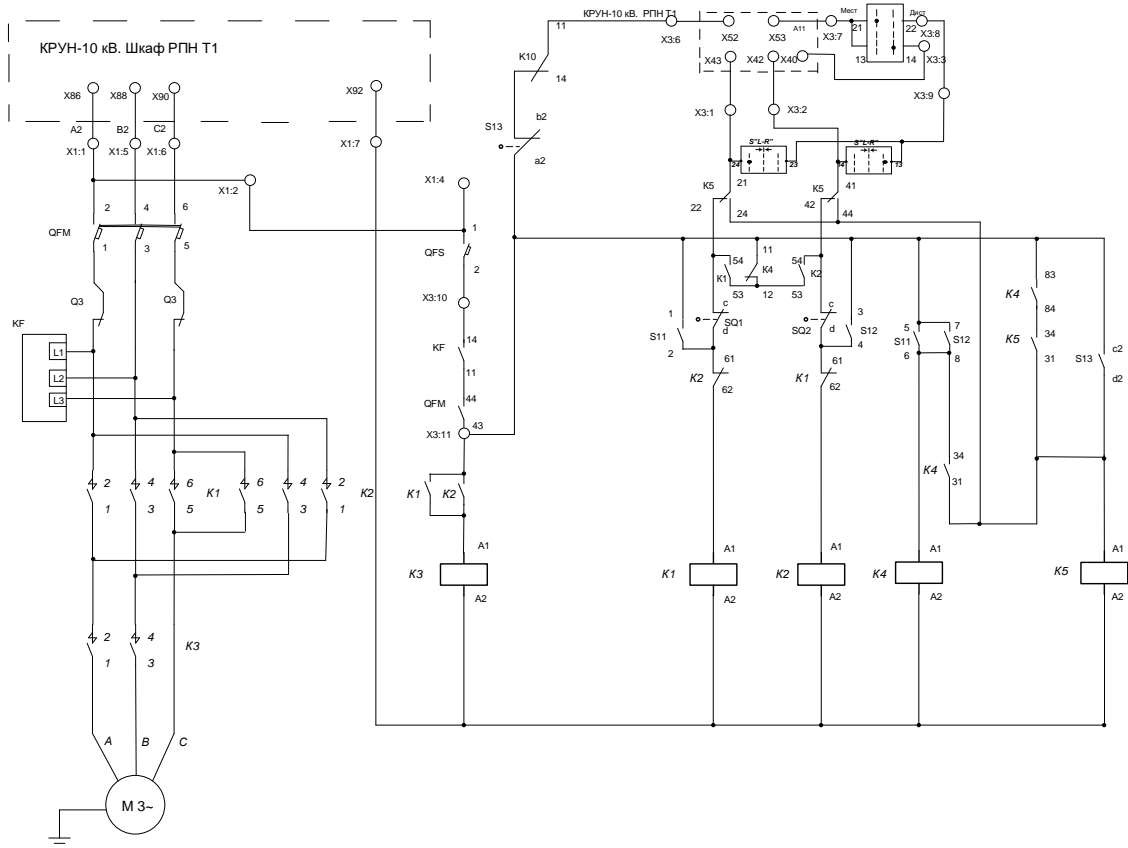


Рисунок 19 - Схема привода МЗ.4.4

Выводы по разделу 5

Рассмотрение принципа организации цепей защиты и цепей управления выключателем позволяет сделать следующие выводы о надежности данных схем:

- схема с пуском выходных реле выключателя 10 кВ со стороны схемы релейной защиты выключателя 35 кВ не обладает достаточной надежностью срабатывания, т.к. участвующие в ней реле времени РВМ является электромеханическим устройством, работа которого зависит от частоты переменного тока, а также возможно заклинивание вращающегося механизма данного реле, что может привести к

нарушению селективности срабатывания защиты, при котором произойдет отключение всего трансформатора,

– схема с электромеханическими реле также обладает недостатком, заключающемся в ложном срабатывании защиты при замыкании контактной системы через насекомых, которые вьют гнезда в релейных шкафах. На контактной системе основывается пуск схем выходных реле максимальной токовой защиты, токовой отсечки, а также происходит разряд блока конденсаторов через замкнутый неправильно контакт газового реле,

– трансформатор мощностью 6,3 МВА не может быть защищен только токовой отсечкой в качестве основной защиты. Как показали результаты расчета чувствительности реле данной защиты, токовый орган обладает недостаточной чувствительностью, т.к при увеличении мощности силового трансформатора снижается его сопротивление, а значит значение токов короткого замыкания на вводе трансформатора и приведенных токов короткого замыкания, протекающих в обмотке высшего напряжения при КЗ на стороне 10 кВ отличаются между собой незначительно, что не позволяет правильно отстроить уставку защиты,

– в схеме токовых цепей 10 кВ в крене наряду с исполнительным реле максимальной токовой защиты уставновлены измерительные приборы, что ухудшает условия трансформации тока в трансформаторах тока, т.к. сопротивление вторичной обмотки выросло за счет включения в него измерительных приборов, что может приводить к возникновению недостаточной индукции срабатывания для реле РП-341. Токовые цепи защиты и измерения должны быть включены на разные обмотки, каждую со своим классом точности.

На основании данных выводов техническим советом филиала ПАО «Россети Кубань» было принято решение о модернизации вторичных цепей релейной защиты, заключающейся в установке микропроцессорных терминалов СИРИУС-Т, СИРИУС-УВ, позволяющих вместо

электромеханических реле осуществлять максимально – токовую защиту с выдержкой времени и дифференциальную быстродействующую защиту силового трансформатора и секции шин 10 кВ подстанции. Терминал СИРИУС-УВ позволяет выполнять управление выключателем 35 кВ через подачу на вход команд «Включить», «Отключить», дистанционно либо ключом. Уставка терминала СИРИУС-РН позволяет осуществлять автоматическое управления приходом РПН взамен ручного и дистанционного.

Данные мероприятия по модернизации цепей релейной защиты и автоматики подстанции 35/10 кВ Петровская позволили оптимизировать работу данной подстанции, а также повысить надежность и чувствительность органов релейной защиты при осуществлении защиты силового трансформатора от токов короткого замыкания и перегрузки.

Заключение

Разработан проект реконструкции ПС 35/10 кВ Петровская в части увеличения номинальной мощности силового трансформатора для ПАО «Россети Кубань» Славянские электрические сети, состоящий из двух этапов. На первом этапе осуществляется замена силового трансформатора на более мощный. На втором этапе производится модернизация вторичных цепей релейной защиты и автоматики.

Предложенная замена существующего силового трансформатора типа ТМ-4000/35/10 на более новый и мощный силовой трансформатор типа ТМН-6300/35/10 была обоснована на основе анализа электрической нагрузки, подключенной к данной подстанции, составления суточного графика нагрузки, проверки существующего силового трансформатора мощностью 4 МВА на допустимую аварийную перегрузку в соответствии с требованиями существующей нормативно-правовой базы в области энергетики, а также с учетом результатов хроматографического анализа проб масла существующего силового трансформатора..

Замена силового трансформатора на ПС 35/10 кВ Петровская создала необходимость перерасчета токов короткого замыкания в узлах подстанции, так как изменились данные по напряжению короткого замыкания, мощности, а значит полного сопротивления силового трансформатора.

В связи с изменившимися значениями токов короткого замыкания в узлах подстанции возникла необходимость проверить существующее силовое оборудование, в частности высковольтные выключатели 35 и 10 кВ на соответствие требуемым параметрам по термической устойчивости, пропускной и отключающей (включающей) способности в условиях новых значений токов короткого замыкания на шинах 35 и 10 кВ ПС 35/10 кВ Петровская. По результатам данных расчетов было установлено, что существующее коммутационное оборудование соответствует всем требованиям, а значит, замене не подлежит.

Изменившиеся значения токов короткого замыкания также привели к необходимости проверить существующую схему релейной защиты на чувствительность к новым значениям токов короткого замыкания при моделировании короткого замыкания за трансформатором. Результаты данных расчетов показали нечувствительность токовой отсечки на базе реле РТ-40 к току короткого замыкания за трансформатором, так как при увеличении мощности его сопротивление обратно пропорционально уменьшается, а значит значения токов короткого замыкания увеличиваются, что не позволяет корректным образом осуществить отстройку токовой отсечки от приведенного тока короткого замыкания к стороне 35 кВ при коротком замыкании на шинах 10 кВ. Таким образом, был сделан вывод о необходимости выполнения защиты другого вида.

В целях принятия решения о модернизации цепей релейной защиты и автоматики на ПС 35/10 кВ Петровская рассмотрены существующие схемы цепей релейной защиты и автоматики для управления пружинным приводом выключателей МВ-35 кВ и МВ-10 кВ. На основе данного анализа был сделан вывод о необходимости замены электромеханической элементной базы схем релейной защиты и автоматики на микропроцессорные терминалы СИРИУС-Т (дифференциальная токовая защита силового трансформатора), СИРИУС-УВ (максимально - токовая защита силового трансформатора и управления выключателем МВ-35 кВ), СИРИУС РН (управления приводом РПН).

В рамках данной работы были рассмотрены функционально – логические схемы выполнения быстродействующей дифференциальной токовой защиты силового трансформатора, максимально – токовой защиты силового трансформатора, включения и отключения силового выключателя МВ-35 кВ, что позволило сделать вывод о надежности и быстром действии выбранных к рассмотрению микропроцессорных терминалов.

Полученные данные расчетов, а также схемные решения могут быть приняты с целью практической реализации проекта на реконструкцию электрической части подстанции 35/10 кВ Петровская.

Список используемых источников

1. Беркович М.А., Семенов В.А. Основы техники и эксплуатации релейной защиты. - М.: «Энергия», 1971-584с.
2. Выключатели маслонаполненные типа ВК-10: техническое описание и инструкция по эксплуатации. ОКА.140.047.ТО – Ровно.: Облполиграфиздат, 1986 – 26 с.
3. Выключатели высоковольтные трехполюсные типов ВТ-35-630-12,5У(Т)1, ВТД-35-630-12,5У(Т)1 [Электронный ресурс]: URL: <https://electro.mashinform.ru/vyklyuchateli-maslyanye/vyklyuchateli-vysokovoltnye-trekhpolyusnye-tipov-vt-35-630-12-5u-t-1-vtd-35-630-12-5u-t-1-obj2.html?ysclid=lmq22e55xx997668430> (дата обращения: 21.09.2023)
4. Выключатель ВК-10-20/630 [Электронный ресурс]: <https://etk-progress.ru/vyklyuchatel-vk-10-20-630/?ysclid=lmq22e55xx997668430> (дата обращения: 21.09.2023)
5. ГОСТ 14209-85 «Межгосударственный стандарт. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294837/4294837241.pdf?ysclid=lmsutma0y543006415> (дата обращения: 21.09.2023).
6. ГОСТ 3484.3-88 «Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции» [Электронный ресурс]: URL: <https://files.stroyinf.ru/Data2/1/4294824/4294824544.pdf?ysclid=lmsv6dvvhf816581436> (дата обращения: 21.09.2023).
7. Инструкция по монтажу, эксплуатации и ремонту моторного привода типа МZ-4.4(Т) 50/60 Hz М5.1.044.000.01. ru
8. Проектная и рабочая документация «Строительство подстанции 35/10 кВ Петровская, установка силового трансформатора, релейная защита и автоматика» СлЭС-6-022-1968. Исполнительные схемы. РПН «Красндарэнергоспецремонт», 1968 – 120 с.

9. Кокин С.Е. Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса. – М.: Издательство МЭИ, 2018-232с.
10. Кузьмин И.Л., Иванов И.Ю., Писковацкий Ю.В. Микропроцессорные устройства релейной защиты. – Казань: Казанский гос. энерг. ун-т., 2015-310 с.
11. Микропроцессорное устройства защиты «Сириус-Т». Руководство по эксплуатации БПВА.656122.038 РЭ
12. Микропроцессорное устройства защиты «Сириус-УВ». Руководство по эксплуатации БПВА.656122.042 РЭ
13. Привод пружинный типа ПП-67 к выключателям переменного тока высокого напряжения: инструкция по монтажу и эксплуатации. – Главное управление энергетики и электрификации совета министров Латвийской ССР. Рижский опытный завод Латвэнерго, г. Рига, 1968-28с.
14. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7.-Новосибирск: Норматика, 2019-462 с.
15. Прокопенко Н.Ю. Математическая логика и булевы функции [Электронный ресурс]: учеб.-метод. пос. Нижегород. гос. архитектур. – строит. ун-т – Н.Новгород:ННГАСУ, 2021. – 107 с.
16. Паспорт АРУЕ.670120.001 ПС. Трансформатора ТМН-6300/35 ВМ У1. ООО «СВЭЛ-Силовые трансформаторы». Утвержден АРУЕ.670120.001 ПС – ЛУ.
17. Паспорт подстанции 35/10 кВ Петровская. Утвержден ОАО «Кубаньэнерго» Славянские электрические сети, 1968 – 24 с.
18. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования/ под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.-152с.
19. Разъединители РНД-35, РНДЗ-35 характеристики [Электронный ресурс]: <https://mavzol.com/razediniteli-rnd-35-rndz-35-19253/characteristics> (дата обращения: 21.09.2023)

20. СТО 34.01-23.1-001-2017 «Объем и нормы испытания электрооборудования. Стандарт организации» [Электронный ресурс]: URL:https://standartgost.ru/g/СТО_34.01-23.1-001-2017?ysclid=lmsvbszhag147994323 (дата обращения: 21.09.2023).

21. Устройство регулирования напряжения трансформатора «Сириус-2-РН» Руководство по эксплуатации БПВА.656122.043 РЭ

22. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электрических систем. Учебник для вузов. – 2-е изд. перераб. и доп. - М.:Энергоатомиздат, 1992 – 528с.

23. Чернобровов Н.В. Релейная защита. – М.:Энергия,1998 – 623с.

24. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография - СПб.:ПЭИПК, 2003.- 4-е изд., перераб. и доп. – 350с.