

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки)

---

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и систем  
(направленность (профиль))

---

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)**

на тему Модернизация релейной защиты, автоматики и телемеханики на подстанции 35/6 кВ «Энергия»

Студент

И.В. Власов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный  
руководитель

д.т.н., профессор, В.В. Вахнина

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

Тольятти 2021

## Содержание

Введение .....	3
1 Анализ существующей РЗА на подстанции 35/6 кВ «Энергия».....	7
2 Выбор аппаратуры РЗА для реализации функций МТО, МТЗ, АПВ, ОЗЗ, УРОВ, ЛЗШ, ОМП, ДЗТ, АУВ, газовой защиты, осциллографирования аварий и пр. ....	12
2.1 Функциональные схемы.....	15
2.2 Мониторинг устройств РЗА .....	30
3 Расчёт токов КЗ и уставок РЗиА.....	40
3.1 Выбор уставок для шкафа защиты трансформатора ШЭ2607 149.	40
3.2 Расчёт токов короткого замыкания.....	50
4 Техничко-экономическое обоснование принятых решений по модернизация релейной защиты, автоматики и телемеханики подстанции 35/6кВ Энергия».....	68
Заключение.....	75
Список используемых источников .....	76
Приложение А Функциональные логические схемы БЭ2502А1801.....	82
Приложение Б Принципиальные схемы релейной защиты .....	83
Приложение В Фотографии подстанции после реконструкции РЗА.....	87

## Введение

Электрическая энергия является наиболее универсальным видом энергии и нашла широкое применение во всех областях жизнедеятельности человека. Этому способствует её простота использования и универсальность, возможность производства и передачи на большие расстояния. Одной из главных задач на сегодняшний день, является обеспечение потребителей электрической энергией.

За последние годы с ростом науки и технологии происходят большие изменения в области усовершенствования и создания электрического оборудования энергетических систем. Эти изменения основываются на применении новых технологий, современных материалов и эффективных способов, позволяющих охлаждать активные части электрооборудования.

Электростанции, преобразовательные подстанции, распределительные установки, линии электропередач и приёмники электрической энергии, объединенные в электрическую систему, большую часть времени обеспечивают потребителей качественной электроэнергией в соответствии с требованиями нормативных документов [7], [27], [33]. Однако, несмотря на высокую надежность этих систем, в них неизбежно возникают нештатные режимы и повреждения из-за стихийных явлений и человеческого фактора, которые могут привести к авариям [1], [5], [13].

Для предотвращения развития аварии необходимо быстро отключить поврежденный участок электрической сети или электрической установки. Быстрое отключение достигается за счет использования устройств релейной защиты, позволяющих в автоматическом режиме выявлять поврежденный участок и действовать на отключение выключателя [44].

Когда происходит отключение силового выключателя поврежденного участка из-за короткого замыкания, в месте возникновения короткого замыкания гаснет электрическая дуга, при этом прекращается прохождение тока короткого замыкания в месте повреждения и на неповрежденной части

электрической установки восстанавливается нормальный режим работы. За счет того, что отключение происходит за время 0,1-3 сек. то размеры повреждения оборудования минимальны, при этом восстанавливается нормальная работа неповрежденного силового оборудования.

К нарушению нормального режима работы электрического оборудования могут привести и другие виды повреждений. К таким повреждениям можно отнести однофазные замыкания на землю происходящие в сетях с изолированной нейтралью, перегрузку силового трансформатора и внутренние его неисправности, которые приводят к выделению газа, понижению уровня масла, его перегрев и др [39], [45]. В данных случаях не требуется немедленное отключение оборудования и можно устройства релейной защиты задействовать на сигнал или разгрузку электрооборудования.

Наряду с релейной защитой для бесперебойности и надежности электроснабжения, регистрации аварийных событий и процессов используются функции автоматики, классификация представлена в ГОСТ Р 55438-2013 Приложении А [6], включающие в себя сетевую автоматику, противоаварийную автоматику, режимную автоматику, регистрацию аварийных событий и процессов, технологическую автоматику энергообъектов.

К некоторым из применяемых функции автоматики относятся: автоматическое повторное включение (АПВ), автоматический ввод резерва (АВР), автоматическое регулирование положение переключателя РПН силового трансформатора (АРНТ), автоматика охлаждения силового трансформатора, определение места повреждения линий электропередачи (ОМП), автоматическая частотная разгрузка (АЧР), автоматика собственных нужд, электромагнитная оперативная блокировка и другие [1], [5].

Совместно с релейной защитой и автоматикой на объектах электроэнергетики применяются системы телемеханики. Системы телемеханики позволяют управлять и контролировать оборудование

объектов, расположенных в различной степени удаленности от места управления, дают возможность контроля над оперативно-техническим персоналом, снижают затраты на содержание обслуживающего персонала, позволяют оперативно управлять операциями во время переключения оборудования, фиксировать их в журнале.

Темой магистерской диссертации является модернизация релейной защиты, автоматики и телемеханики подстанции 35/6кВ «Энергия».

Целью является повышение надежности и функциональности системы релейной защиты, автоматики и телемеханики подстанции 35/6кВ «Энергия».

Задачи, поставленные для решения в ходе диссертации:

1. Анализ существующей РЗА на подстанции 35/6 кВ «Энергия»;
2. Выбор аппаратуры РЗА для реализации функций МТО, МТЗ, АПВ, ОЗЗ, УРОВ, ЛЗШ, ОМП, ДЗТ, АУВ, газовой защиты, осциллографирования аварий и пр.;
3. Расчёт токов КЗ и уставок РЗиА;
4. Техничко-экономическое обоснование принятых решений по модернизации релейной защиты, автоматики и телемеханики подстанции 35/6кВ «Энергия».

Результаты, выполненного исследования, могут быть использованы при модернизации существующей ПС 35/6кВ «Энергия». Выполненные расчеты токов КЗ и уставок РЗиА будут применяться при уточнении и корректировки существующих уставок, а также для составления карт параметрирования. Анализ аппаратуры РЗиА поможет увидеть перспективные возможности при модернизации оборудования релейной защиты и другие преимущества при техническом обслуживании [22].

Подстанция, рассматриваемая в данной работе, сооружена в начале 70-ых годов и аппаратура РЗАиТ физически изношена. Это может привести к отказам при внутренних повреждениях и ложным срабатываниям. Как известно, устройства релейной защиты с большим сроком эксплуатации

требуют более частых и тщательных проверок механических и электрических частей их правильной диагностике и регулировке [40].

При проведении модернизации будет применяться новейшее оборудование с использованием микропроцессорных устройств, также будут рассмотрены вопросы по автоматике и диспетчеризации на подстанции.

По теме диссертации опубликованы 3 работы:

1. Власов И.В. Небольшой обзор функций микропроцессорных терминалов защит серии БЭ2502 НПП «ЭКРА» // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019). сборник трудов. Ответственный за выпуск В.В. Вахнина. Тольятти : Изд-во ТГУ 2019. С. 256-260.

2. Власов И.В. Шкаф оперативного тока на базе контроллера CORDEX™ // Молодой исследователь: вызовы и перспективы. сборник статей по материалам ССХ международной научно-практической конференции. Москва, 2021. С. 302-304.

3. Власов И.В. разработка лабораторного стенда на основе шкафа ШЭ2607 149 // Молодой исследователь: вызовы и перспективы. сборник статей по материалам ССХI международной научно-практической конференции. Москва, 2021. С. 286-288.

## 1 Анализ существующей РЗА на подстанции 35/6кВ «Энергия»

Релейная защита и автоматика на ПС 35/6кВ «Энергия» выполнена на базе аналоговых электромеханических реле (см. рисунок 1).



Рисунок 1 – Ячейки ЗРУ-6кВ



Рисунок 2 – Шкафы защит в ОПУ

С проведением комплексной модернизацией силового оборудования (замена силовых трансформаторов, выключателей и разъединителей на стороне 35кВ, закрытого распределительного устройства 6кВ) возникает

необходимость провести реконструкцию системы релейной защиты и автоматики, выполненной на электромеханических реле [11], [19], [20], [29].

На подстанции 35/6кВ «Энергия» в ячейках ЗРУ-6кВ и шкафах защит трансформаторов, расположенных в ОПУ (см. рисунок 2) применяются следующие типы реле:

- Токовые реле РТ-40 - электромагнитные реле максимального тока.

Эти реле получили широкое распространение в отечественной энергосистеме и хорошо себя зарекомендовали. Они обладают достаточной чувствительностью и точностью срабатывания, есть возможность изменения уставки без отключения присоединения. К недостаткам можно отнести, наличие измерительной контактной системы, сравнительно большие габариты и относительно большую потребляемую мощность.

- Индукционные реле тока РТ85. В своём конструктиве содержат измерительный орган выдержки времени и обратозависимый орган, имеют функцию токовой отсечки, которая работает без выдержки времени и блинкер срабатывания реле при превышении уставки. Реле имеют усиленные контакты, поэтому его можно использовать для работы в схемах дешунтирования.

- Реле напряжения РН-53. На основе данных реле организованы измерительные органы защит максимального действия.

- Токовое дифференциальное реле без торможения РНТ-565. Реле предназначено для дифференциальной защиты генераторов, трансформаторов и автотрансформаторов. Для улучшения отстройки от апериодической составляющей в реле предусмотрены две рабочие, одна уравнивательная и короткозамкнутая обмотка. С помощью резистора  $R_{ш}$ , можно менять степень отстройки реле от апериодической составляющей.

- Реле промежуточное РП-341. Применяется в цепях переменного тока. В конструкции реле предусмотрены контакты усиленной мощности с коммутацией без разрыва, их применяют для токовых цепей. Используется в



схеме релейной защиты с дешунтированием отключающих электромагнитов управления.

- Реле времени РСВ13 на полупроводниковой элементной базе. Применяется в защитах на переменном токе и включается в токовые цепи.

Проведя анализ установленной электромеханической релейной защиты на ПС 35/6кВ «Энергия», можно сделать следующие выводы:

а) Установленная РЗА, выполненная на электромеханических реле, на данный момент времени физически и морально устарела. Это связано с тем, что реле эксплуатируется более 40 лет, а нормативный срок службы составляет в соответствии с ТУ 25-04-2489-75 12 лет. В настоящее время примерно 25% электромеханических устройств релейной защиты на подстанциях на всей территории Российской Федерации эксплуатируются более 25 лет [18];

б) Технические характеристики (время срабатывания, отстройка по току) и функциональные возможности установленных электромеханических реле не всегда позволяют реализовать требуемую селективность на отходящих фидерах электрической сети, не обеспечивается быстроедействие и чувствительность;

в) Изоляция контрольных кабелей и соединительных проводов вторичных цепей по уровню сопротивления изоляции и электрической прочности находится в неудовлетворительном состоянии. Нормативный срок службы монтажных проводов в соответствии с ГОСТ 6323-79, ГОСТ 17515-72, составляет 15 лет [27];

г) Заводов по производству аналоговых электромеханических устройств релейной защиты в том числе и запасных частей становится всё меньше и меньше, что приводит к трудностям при проведении ремонта и замены сильно изношенного оборудования на новые электромеханические устройства релейной защиты, что приводит к ложным и неправильным срабатываниям;

д) Монтировать и настраивать реле можно только в вертикальном положении. Отклонение на небольшой угол приводит к погрешности [1];

е) Для построения полноценного комплекта защиты трансформатора необходимо большое количество реле (дифференциальные реле, реле тока, напряжения, времени, направления мощности, промежуточные и т. д.). При этом нет возможности создать функции осциллографирования, удаленного мониторинга и сохранения аварийных событий.

На многих подстанциях уже прошла модернизация релейной защиты, в результате которой аналоговые электромеханические реле были заменены микропроцессорными устройствами, принцип действия которых аналогичен, но при этом расширяются функциональные возможности [28], [29], упрощается эксплуатация (сокращается время на проверку и возможные ошибки при проверке), уменьшаются затраты на обслуживание [14].

При наладке и эксплуатации современных шкафов защит используется проверочное оборудование с программным обеспечением, позволяющим за короткое время, в течении двух часов, произвести полную проверку всех защит шкафа. В результате проверки, программа формирует протокол испытаний, который можно сравнить с полученным ранее. Ещё одной особенностью микропроцессорных терминалов является функция самотестирования, которая позволяет проверить функциональность терминала защит без участия обслуживающего персонала.

По прошествии более 12 лет с начала выпуска микропроцессорных терминалов российскими производителями, можно сказать, что они стали достаточно надежными. В них используется меньшее число элементов, промежуточных реле, контактов и проводных соединений, постоянно происходит доработка программного обеспечения. Данные улучшения позволяют снизить аппаратные отказы терминалов защит, а применение качественной элементной базы уменьшает выход из строя отдельных компонентов [9].

Несмотря на большое количество преимуществ, человеческий фактор все же влияет на работу и правильное функционирования микропроцессорных устройств. Необходимо внимательно настраивать параметры терминала, ошибка в настройке может привести к неправильной обработке аналоговых сигналов, неправильному действию защит, существенному отклонению уставок. Необходимо периодически проверять систему на отсутствие связи между программным обеспечением и терминалом, правильность вносимых изменений в конфигурацию устройства и задание уставок срабатывания защит, обрыв соединений шкафа, контроль выходных реле [9], [10], [12].

### **Вывод по разделу 1**

Рассмотрены основные аппараты релейной защиты и автоматики, применяемые на ПС 35/6кВ «Энергия». В ходе анализа было выявлено, что многие аналоговые электромеханические реле имеют ряд недостатков: физический износ контактных площадок, большие габариты, существенное потребление от первичных измерительных преобразователей, сейсмочувствительность, трудоёмкость настройки измерительной части при наладке. Некоторые реле сняты с производства, а новые изготавливаются низкого качества, и используются в основном при замене вышедших из строя.

Вследствие этих недостатков, а также с целью дальнейшего повышения эффективности и расширения функциональных возможностей релейной защиты и автоматики на ПС 35/6кВ «Энергия» будут устанавливаться микропроцессорные защиты.

Микропроцессорные защиты обладают явными преимуществами [43]:

- снижены массогабаритные показатели и увеличена аппаратная надёжность за счёт уменьшения количества узлов и соединений;
- повышено удобство обслуживания (сервисные функции);

- улучшенное качество защитных функций (чувствительность, селективность, быстродействие);
- функции осциллографа и регистратора аварийных событий [34].
- возможность дистанционного управления защитами и передачи информации в диспетчерскую службу.

## **2 Выбор аппаратуры РЗА для реализации функций МТО, МТЗ, АПВ, ОЗЗ, УРОВ, ЛЗШ, ОМП, ДЗТ, АУВ, газовой защиты, осциллографирования аварий и пр.**

Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики являются самыми современными и активно замещают другие элементные базы. Благодаря своему функционалу, быстродействию, возможностью проводить большое количество логических операций, они могут заменить большую группу электромеханических реле различных по принципу действия и логики работы. Дополнительным преимуществом является наличие функции самоконтроля исправности, возможность проводить проверки релейной защиты в автоматическом режиме, адаптации к изменяющемуся состоянию энергетической системы.

Сегодня на Российском рынке присутствует множество отечественных производителей микропроцессорных терминалов защит. Наиболее известные производители: НПП «ЭКРА», АО «ЧЭАЗ», НПП «Микропроцессорные технологии», НПФ «Радиус-Автоматика», НПП «Бреслер», НТЦ «Механотроника» [15].

На протяжении нескольких лет эксплуатации наиболее хорошо в отношении надежности и удобства обслуживания зарекомендовали себя терминалы защит Чебоксарского предприятия НПП «ЭКРА». По количеству терминалов, находящихся в эксплуатации в АО «СО ЕЭС» терминалы НПП «ЭКРА» занимают первое место среди других производителей [18]. В нашей организации они стоят на многих подстанциях, имеется необходимый аварийный запас и обслуживающий персонал уже обладает достаточным опытом их наладки и обслуживания, в том числе и для унификации оборудования на ПС 35/6кВ «Энергия» будут устанавливаться терминалы производства НПП «ЭКРА» [30].

Терминалы на базе серии БЭ2502 в своём функционале уже содержат необходимое количество входных и выходных аналоговых и дискретных

сигналов, типовую логику защит, возможность создавать свою логику работы для нетипового оборудования, широкий диапазон задания уставок, набор удобных и простых в освоении программных средств, систему осциллографирования аварийных процессов, большое количество функций защит и автоматики. Терминалы имеют хорошую документацию, в которой имеется методика расчета уставок защит, описана логика работы всех защит и дана подробная логическая схема, по которой можно легко проследить как будет действовать защита при аварийных режимах работы силового оборудования. Есть возможность тестирования и анализа промежуточных сигналов в логической схеме [11].

В терминалах серии БЭ2502А есть такие функции, как мониторинг текущих значений токов и напряжения, а также частоты [30]. Есть возможность интеграции в локальную сеть и АСУ ТП используя протоколы МЭК60870-5-103 и МЭК61850 [32].

Серия терминалов БЭ2502 разделяется на многие виды защит [2], но нам из всей линейки, для защиты оборудования подстанции 35/6кВ «Энергия», необходимы:

1. Микропроцессорные устройства защиты, управления, автоматики, и сигнализации ячейки отходящей линии БЭ2502А0103 [35];
2. Микропроцессорные устройства управления, защиты, сигнализации, и автоматики ячейки секционного выключателя БЭ2502А0201 [36];
3. Микропроцессорные устройства защиты, сигнализации, автоматики и управления ячейки ввода БЭ2502А0301 [37];
4. Микропроцессорные устройства ячейки трансформатора напряжения секции БЭ2502А0402 [38];
5. Микропроцессорные устройства автоматического регулятора коэффициента трансформации силового трансформатора БЭ2502А0501
6. Микропроцессорные устройства основных и резервных защит двухобмоточного трансформатора на базе терминалов БЭ2502А1801.

Представленные выше терминалы защит позволят нам реализовать на подстанции 35/6кВ «Энергия» следующие функции защит: автоматическое включение резерва; автоматику охлаждения силового трансформатора; автоматику управления выключателем 6-35кВ (АУВ); автоматическую частотную разгрузку (АЧР) отходящих линий; газовую защиту трансформатора и РПН (ГЗ, ГЗ РПН); защиту от дуговых замыканий секции 6(10)кВ (ЗДЗ); защиту минимального напряжения (ЗМН); защиту от несимметричного режима (ЗНР); защиту от однофазных замыканий на землю воздушных и кабельных сетей 6-35кВ (ЗОЗЗ); защиту от перегрузки силового трансформатора(ЗП); защиту от повышения напряжения (ЗПН); логическую защиту шин (ЛЗШ); автоматическое повторное включение (АПВ); максимальную токовую защиту; определение места повреждения; регулирование под нагрузкой; токовую защиту нулевой последовательности; устройство резервирования отказа выключателя (УРОВ); дифференциальную токовую защиту (ДЗТ); частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) [16].

Для примера рассмотрим, как будут реализованы функции защиты, сигнализации, управления выключателем и автоматики отходящей линии с номинальным напряжением питающей сети 6(10) кВ и выше терминала БЭ2502А0103 [35].

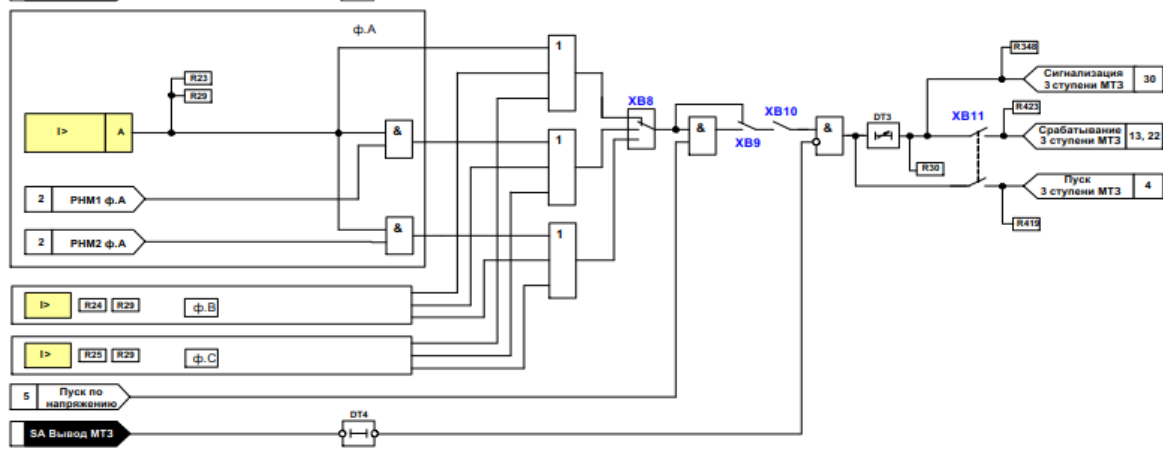
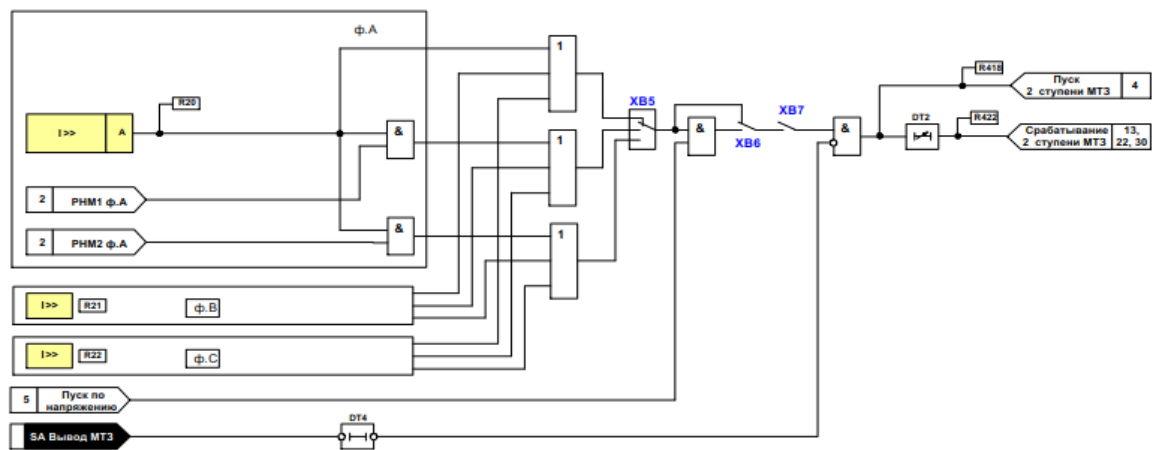
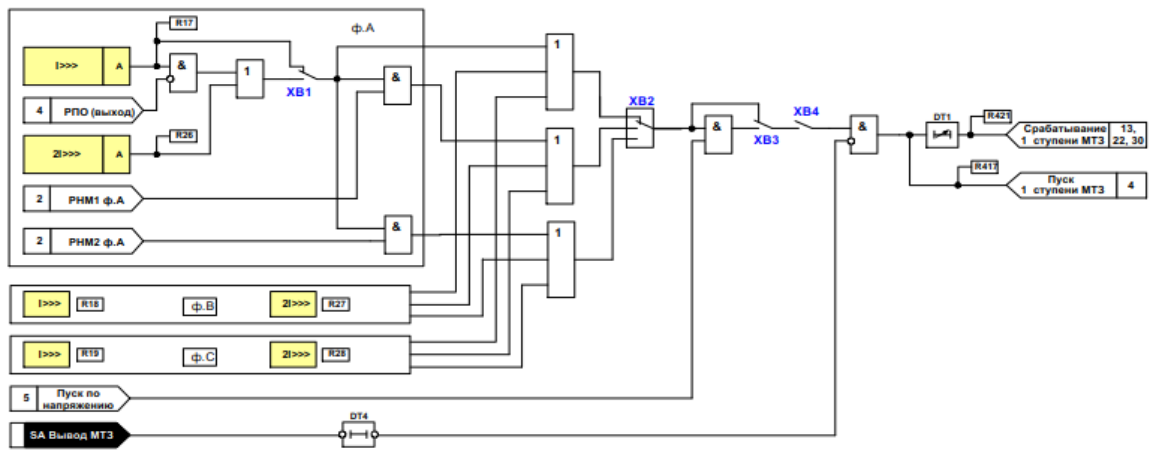
## **2.1 Функциональные схемы**

### **2.1.1 Максимальная токовая защита терминала БЭ2502А0103**

Функциональная схема максимальной токовой защиты линии отображена на рисунке 3 и имеет три ступени. С помощью настройки терминала мы можем добиться того, что пусковые двигательные токи не будут вызывать ложные срабатывания терминала, иными словами будет произведена отстройка от пусковых токов. Поэтому для первой ступени предусмотрена возможность загробления уставки, которая задаётся

электронным ключом ХВ1 и вводится на время работы ускорения. Электронные ключи ХВ10, ХВ7 и ХВ3, изображенные на рисунке 3 позволяют нам вводить или выводить такие важные функции как МТЗ первой ступени, второй и третьей ступени из работы. Так же на лицевой панели терминала релейной защиты находится переключатель «SA Вывод МТЗ», на него возложена функция вводить и выводить максимальную токовую защиту из работы. Так же есть электронные ключ ХВ2, ХВ8, а также ХВ5 которыми вводится контроль направленности МТЗ, исполнительный орган направления мощности (РНМ1 и РНМ2), позволяет ступени делать разнонаправленными [50]. Можно задавать режим работы МТЗ всех трех ступеней с пуском по напряжению программными накладками ХВ3, ХВ6 и ХВ9 [49].





№	Наименование программной накладки	Состояния
XB1	Автоматическое заглубление уставки МТЗ-1	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB2	Контроль направленности МТЗ-1	0 – не предусмотрен
		1 – от РНМ1
XB3	Пуск по напряжению МТЗ-1	0 – не предусмотрен
		1 – предусмотрен
XB4	Работа МТЗ-1	0 – не предусмотрена
		1 – предусмотрена
XB5	Контроль направленности МТЗ-2	0 – не предусмотрен
		1 – от РНМ1
XB6	Пуск по напряжению МТЗ-2	0 – не предусмотрен
		1 – предусмотрен
XB7	Работа МТЗ-2	0 – не предусмотрена
		1 – предусмотрена
XB8	Контроль направленности МТЗ-3	0 – не предусмотрен
		1 – от РНМ1
XB9	Пуск по напряжению МТЗ-3	0 – не предусмотрен
		1 – предусмотрен
XB10	Работа МТЗ-3	0 – не предусмотрена
		1 – предусмотрена
XB11	Действие МТЗ-3 на отключение	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено

№	Наименование выдержки времени	tмин, с	tмакс, с
DT1	Время срабатывания 1 ступени МТЗ	0	10.00
DT2	Время срабатывания 2 ступени МТЗ	0.10	20.00
DT3	Время срабатывания 3 ступени МТЗ	0.20	100.00
DT4	Задержка на возврат сигнала «Вывод МТЗ»		1.00

Рисунок 3 - Функциональная схема МТЗ

### **2.1.2 Ускорение**

Ускорение МТЗ можно ввести с выдержкой времени не более 3 сек (DT7). Время ввода ускорения начинается с появления сигнала от реле РПО после того как выключатель включится в соответствии с рисунком 4. Вывести функцию ускорения можно с помощью программной накладки XB15 или переключателем «SA Вывод Ускорения» на лицевой панели терминала.

### **2.1.3 Защита от однофазных замыканий на землю**

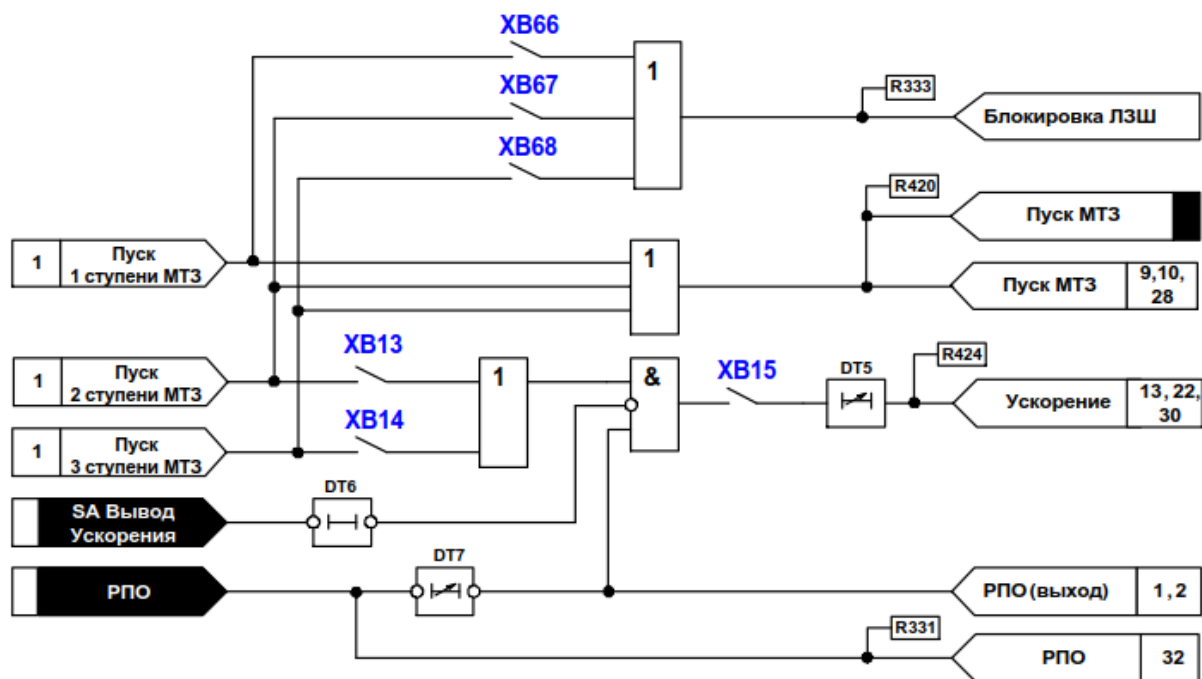
На рисунке 5 представлена реализация ЗОЗЗ в зависимости от выбранного параметра:

- первый вариант это утроенный ток нулевой последовательности ( $3I_0$ ) (с времятоковой характеристикой которая может быть, как зависимая, так и независимая);

– второй вариант может быть реализован по утроенному напряжению нулевой последовательности  $3U_0$ ;

– в третьем варианте есть возможность объединить первый и второй варианты (по току  $3I_0$ , напряжению  $3U_0$ , а также учесть взаимное направление тока и напряжения нулевой последовательности).

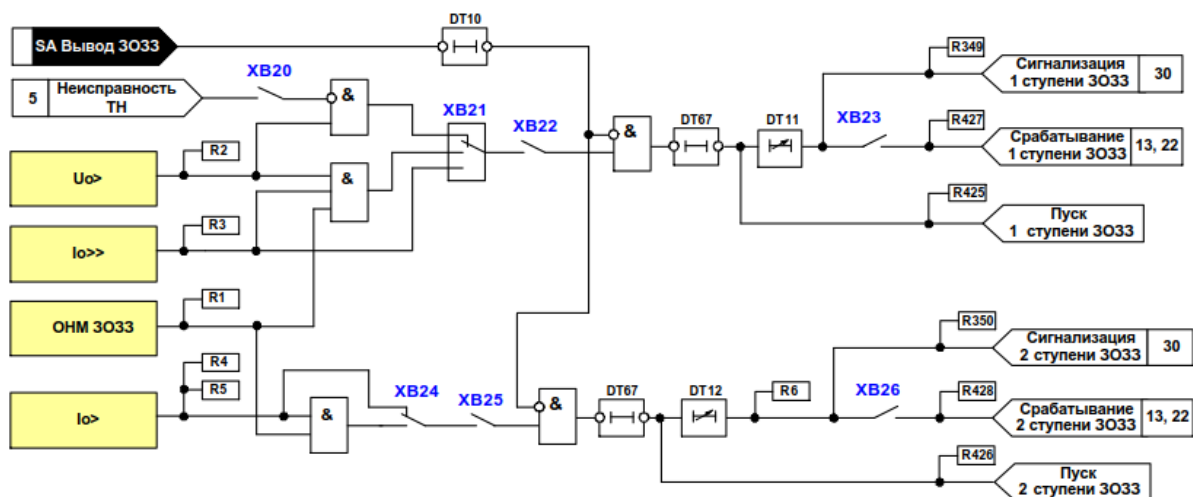
Для повышения устойчивости работы в условиях перемежающихся замыканий на землю предусмотрена задержка на возврат DT67.



№	Наименование программной накладки	Состояния
XB13	Ускорение МТЗ-2	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB14	Ускорение МТЗ-3	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB15	Ускорение	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB66	Действие МТЗ-1 на сигнал «Блокировка ЛЗШ»	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB67	Действие МТЗ-2 на сигнал «Блокировка ЛЗШ»	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB68	Действие МТЗ-3 на сигнал «Блокировка ЛЗШ»	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено

№	Наименование выдержки времени	t <sub>мин</sub> , с	t <sub>макс</sub> , с
DT5	Время срабатывания МТЗ с ускорением	0	2.00
DT6	Задержка на возврат сигнала «Вывод Ускорения»	1.00	
DT7	Время ввода ускорения	0	3.00

Рисунок 4 - Функциональная схема ускорения



№	Наименование программной накладки	Состояния
XB20	Напряжение 3-U0	0 – измеряется
		1 – вычисляется
XB21	Принцип функционирования 3О33-1	0 – по напряжению U0
		1 – по току I0, S0 направ.
XB22	Работа 3О33-1	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB23	Действие 3О33-1 на отключение	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB24	Контроль направленности 3О33-2	0 – не предусмотрен
		1 – предусмотрен
XB25	Работа 3О33-2	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB26	Действие 3О33-2 на отключение	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено

№	Наименование выдержки времени	t <sub>мин</sub> , с	t <sub>макс</sub> , с
DT10	Задержка на возврат сигнала «Вывод 3О33»	1.0	
DT11	Время срабатывания 1 ступени 3О33	0.2	100.0
DT12	Время срабатывания 2 ступени 3О33	0.2	100.0
DT67	Задержка на возврат пуска 3О33	0.1	

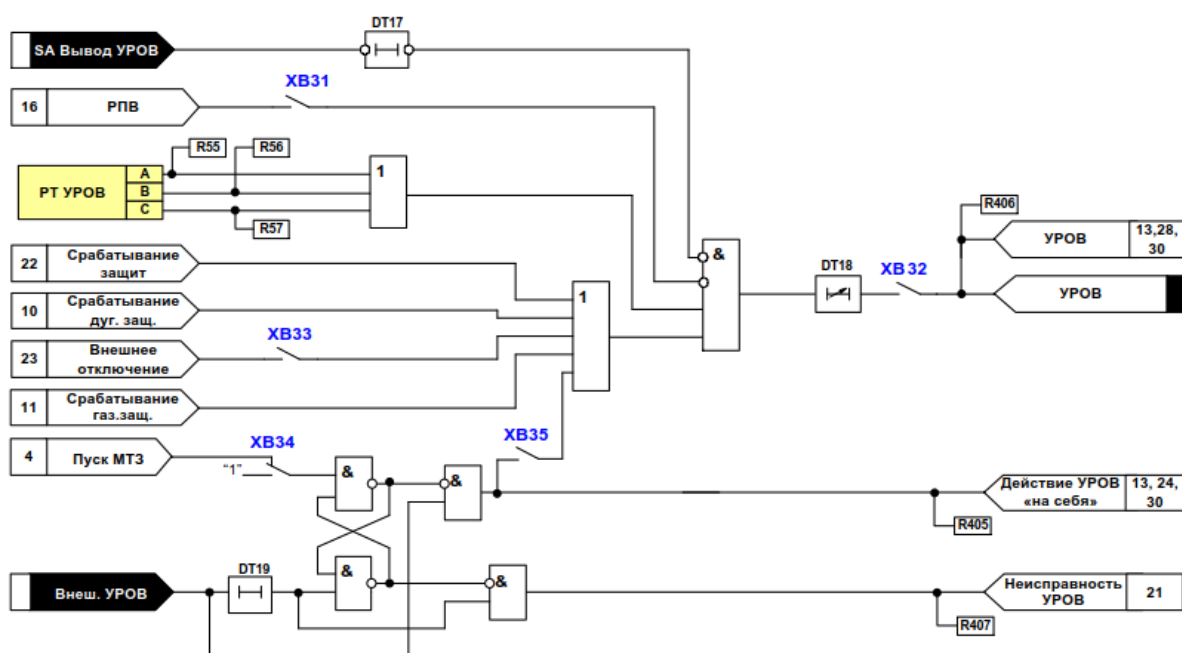
Рисунок 5 - Функциональная схема защиты от ОЗЗ

### 2.1.4 Функция УРОВ

УРОВ имеет большое значение для защиты оборудования подстанции, так как позволяет отключить вышестоящий выключатель в случае неисправности контролируемого при срабатывании любых защит. Как реализована логическая схема УРОВ можно посмотреть на рисунке 6. Логический ключ XB31 показанный на рисунке может ввести или вывести контроль сигнала реле положения «включено» (эта возможность используется для выключателей типа ВВ-TEL). Логический ключ XB32 отвечает за то, чтобы ввести или вывести функцию УРОВ. Переключатель «SA Вывод УРОВ» выполняет аналогичную функцию, но он расположен на

лицевой панели терминала, что облегчает задачу для оперативного персонала. При наличии сигнала, приходящего на вход внешнего отключения, логический ключ ХВ33 определяет условие пуска функции УРОВ.

Программная накладка ХВ35 позволяет при появлении сигнала «Внеш. УРОВ» отправлять его на вышестоящий выключатель. Так же можно задать контроль по току при действии внешнего УРОВ, данную функцию можно ввести или вывести логическим ключом ХВ34.



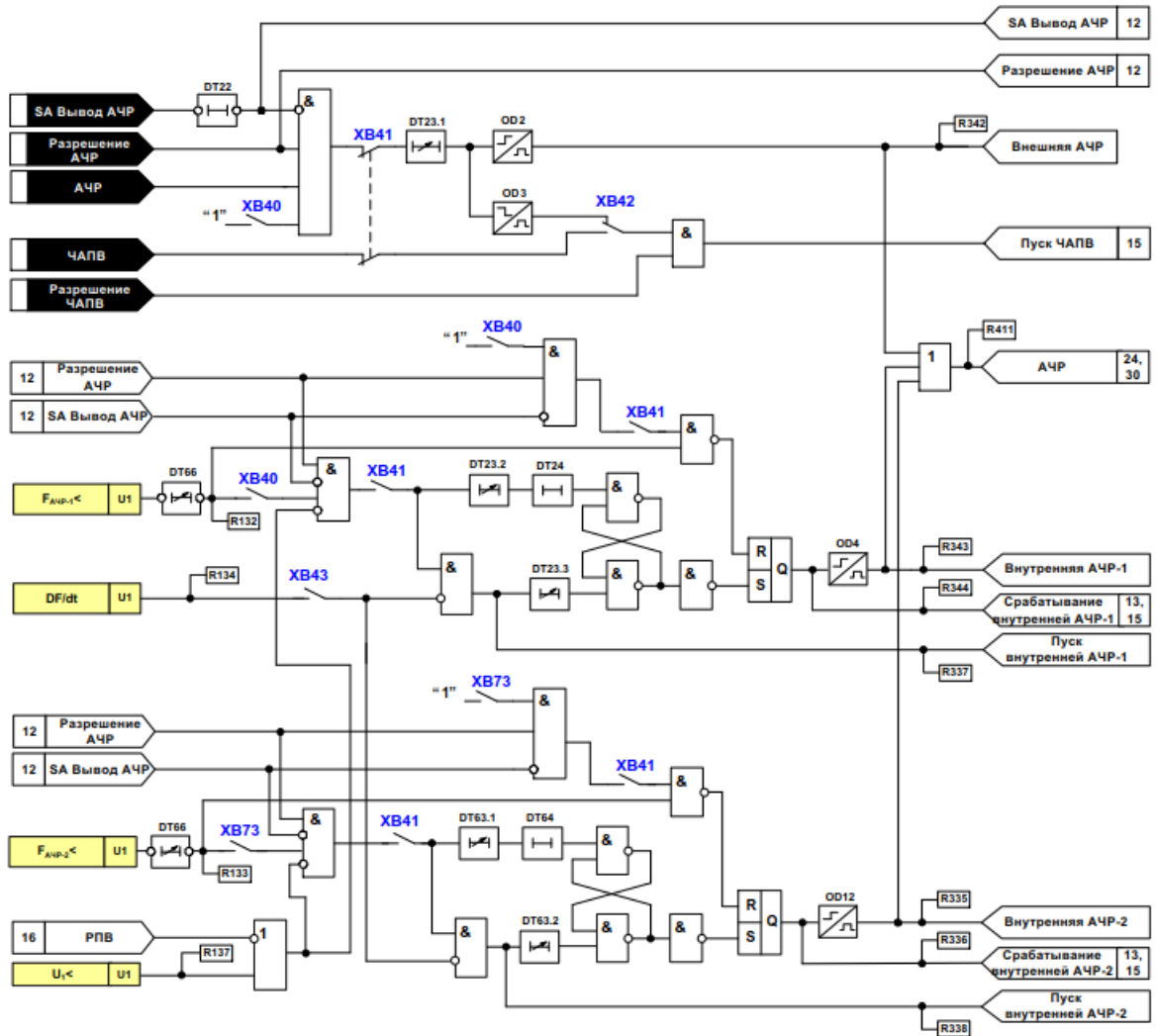
№	Наименование программной накладки	Состояния
XB31	Контроль РПВ	0 – не предусмотрен
		1 – предусмотрен
XB32	УРОВ	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB33	Действие внешнего отключения на УРОВ	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB34	Контроль по току при действии УРОВ «на себя»	0 – не предусмотрен
		1 – предусмотрен
XB35	Действие внешнего УРОВ на вышестоящий выключатель	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено

№	Наименование выдержки времени	t <sub>мин</sub> , с	t <sub>макс</sub> , с
DT17	Задержка на возврат сигнала «Вывод УРОВ»	1.00	
DT18	Время срабатывания УРОВ	0.01	10.00
DT19	Задержка сигнала «Внешний УРОВ»	1.00	

Рисунок 6 - Функциональная схема УРОВ

## 2.1.5 Функция автоматической частотной разгрузки

Согласно рисунку 7, программной накладкой XB41 можно выбирать логику работы функций АЧР и ЧАПВ по внешнему сигналу, либо по внутреннему сигналу с использованием измерительного органа частоты.



№	Наименование программной накладки	Состояния
XB40	АЧР-1	0 – не предусмотрена
		1 – предусмотрена
XB41	Логика работы АЧР, ЧАПВ	0 – по внешним сигналам
		1 – по внутренним сигналам
XB42	Включение ЧАПВ	0 – при внутреннем
		1 – при внешнем
XB43	Блокировка АЧР по скорости снижения частоты	0 – не предусмотрена
		1 – предусмотрена
XB73	АЧР-2	0 – не предусмотрена
		1 – предусмотрена

№	Наименование выдержки времени	t <sub>мин</sub> , с	t <sub>макс</sub> , с
DT22	Задержка на возврат сигнала «Вывод АЧР»		1.00
DT23	Время срабатывания АЧР-1	0.01	20.00
DT24	Задержка сигнала блокирования АЧР-1		0.01
DT63	Время срабатывания АЧР-2	0	100.00
DT64	Задержка сигнала блокирования АЧР-2		0.01
DT66	Задержка на возврат реле частоты АЧР	0	25.00
OD2	Ограничитель действия АЧР		0.50
OD3	Формирователь импульса по заднему фронту АЧР		0.10
OD4	Формирователь импульса срабатывания внутренней АЧР-1		0.50
OD12	Формирователь импульса срабатывания внутренней АЧР-2		0.50

Рисунок 7 - Функциональная схема АЧР и пуска ЧАПВ

Ввод и вывод функции АЧР производится программной накладкой ХВ40 или переключателем «SA Вывод АЧР».

АЧР по внешнему сигналу принимает сигналы, приходящие с релейных выходов терминала трансформатора напряжения. Пуск ЧАПВ зависит от положения логического ключа ХВ42, а также при отсутствии сигнала АЧР, или по сигналу ЧАПВ который приходит на дискретный вход.

АЧР по внутреннему сигналу срабатывает, когда частота падает ниже уставки частотного реле, принимая во внимание то что выключатель включен и отсутствуют блокировки реле минимального напряжения прямой последовательности и реле скорости снижения частоты. Если после пуска по внутреннему сигналу АЧР любая из блокировок появится до того, как будет достигнута временная задержка для срабатывания АЧР DT23, то срабатывание внутренней АЧР будет заблокирована до тех пор, пока не будет возврат реле частоты.

### **2.1.6 Функции АПВ**

На рисунке 8 можно видеть функциональную схему АПВ. Накладкой ХВ55 или переключателем «SA Вывод АПВ» можно вводить и выводить функцию АПВ из работы. В терминале предусмотрено два цикла АПВ (второй цикл АПВ можно вывести логическим ключом ХВ59). В настройках терминала есть возможность работы АПВ с контролем наличия напряжения на секции шин. Пуск функции АПВ произойдет при аварийном отключении выключателя и наличии сигналов реле фиксации команд и реле положения отключено.

Параметры времени готовности DT30 и времени автоматического повторного включения (DT28 и DT29) можно отрегулировать. С момента включения автоматического выключателя начинается отсчет времени готовности DT30, который сбрасывается на ноль, когда появляется сигнал «Запрета АПВ» или размыкается автоматический выключатель. Функция

АПВ блокируется, если автоматический выключатель срабатывает во время набора выдержки готовности DT30.

При появлении сигналов запуска АПВ с соответствующей временной задержкой и сигналов готовности предусмотрены одноразовые импульсные сигналы на замыкания выключателя «Включение от АПВ» в каждом цикле АПВ.

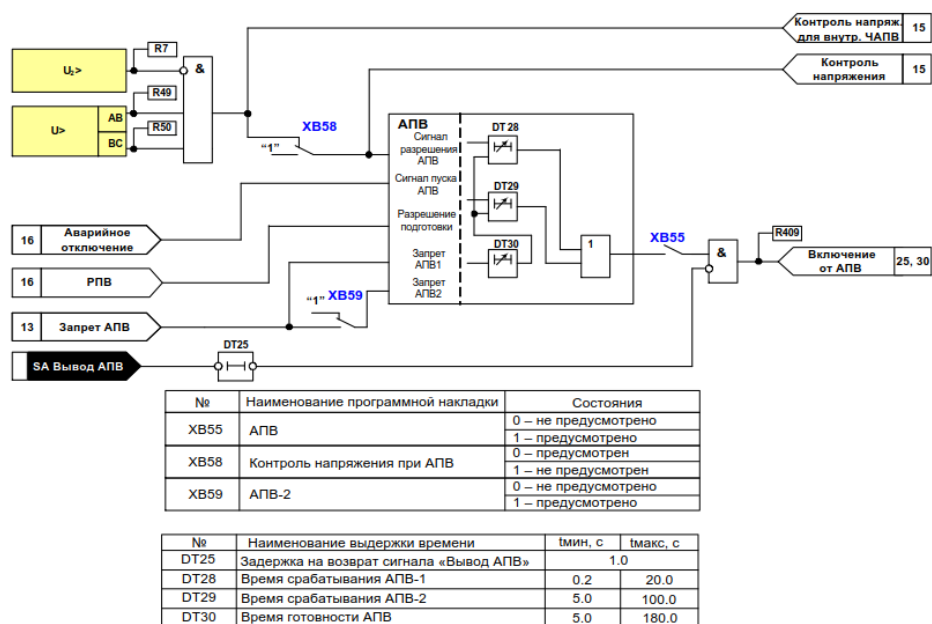


Рисунок 8 - Функциональная схема АПВ

### 2.1.7. Цепи управления

На рисунке 9 представлена функциональная схема формирования сигнала аварийного отключения. RS-триггер выполняет функцию реле фиксации команд (ФК). Если на вход S RS-триггера подать сигнал «РПВ», а на вход R - сигнал «Команда «Отключить»», то при первом включении выключателя по сигналу от реле положения РПВ RS-триггер устанавливается в состояние единицы, а сбрасывается в нулевое состояние по сигналу «РКО». Таким образом сигнал «Аварийное отключение» выключателя формируется при наличии сигналов «ФК» и «РПО» и сбрасывается в исходное состояние при подаче команды «Отключить».



Функциональная схема формирования сигнала самопроизвольного отключения отражена на рисунке 10. Если сигнал «Авар. Откл.» пришел после сигнала «Отключ.», тогда выход блокируется и сигнал самопроизвольного отключения автоматического выключателя не генерируется. Если сигнал «Авар. Откл.» пришел раньше сигнала «Откл.», то на выходе схемы появляется сигнал самопроизвольного отключения выключателя.

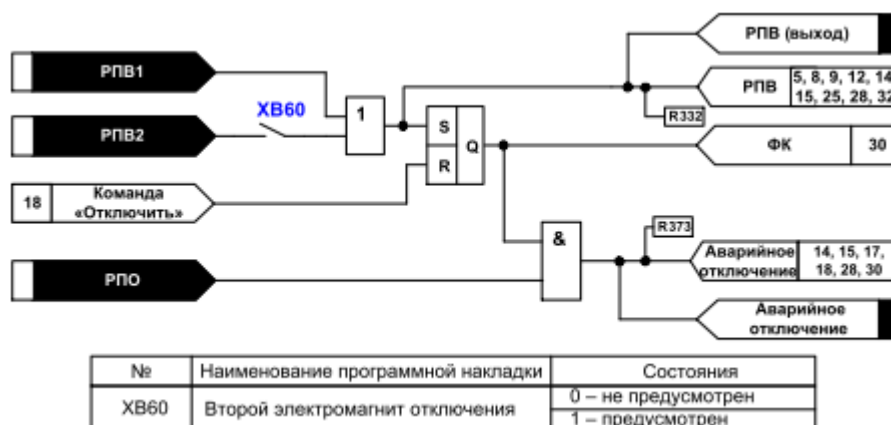


Рисунок 9 - Логическая схема формирования сигнала аварийного отключения

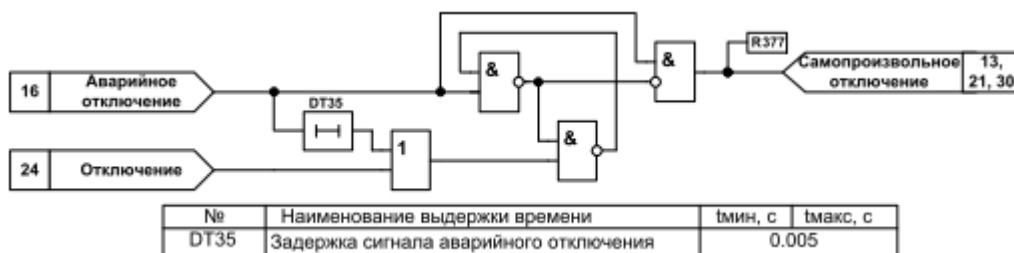
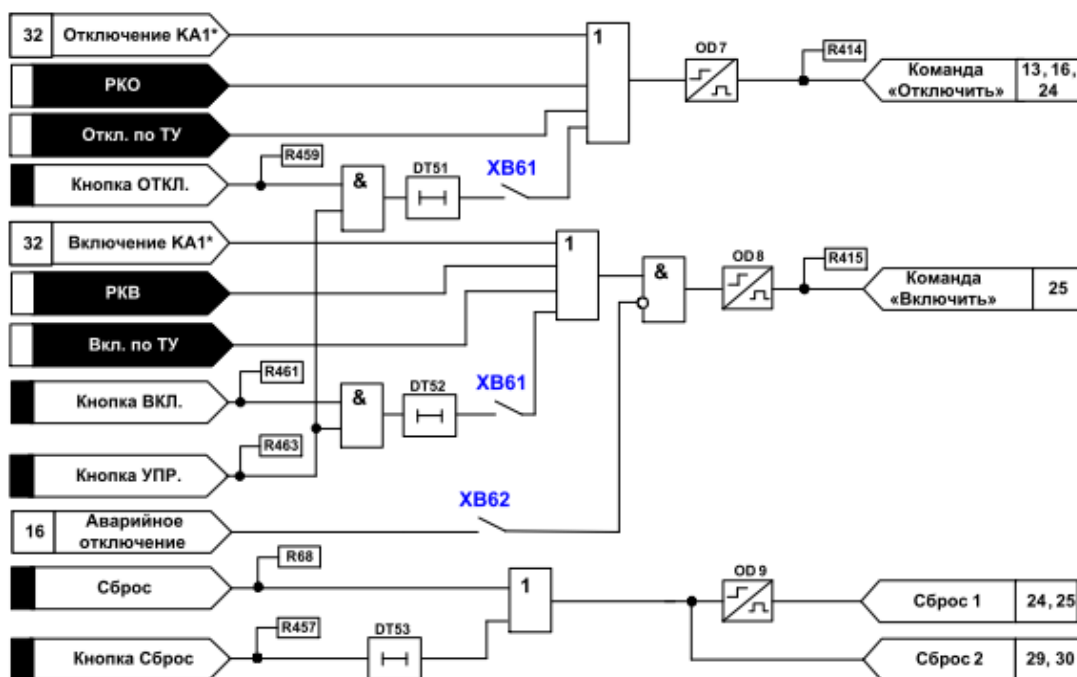


Рисунок 10 - Функциональная схема формирования сигнала самопроизвольного отключения

На рисунке 11 приведена схема формирования сигналов РКО, РКВ и «Сброс». Выходные сигналы формируются в виде однократных импульсов длительностью OD7...OD9.

Схема соединения цепей контроля положения выключателя приведена на рисунке 12. Когда выключатель включен его блок-контакты переключаются и реле положения выключателя «Включено» переводится во включённое состояние, а реле положения «Отключено» – в отключённое состояние.



№	Наименование программной накладки	Состояния
XB61	Управление выключателя с терминала	0 – не предусмотрено
		1 – предусмотрено
XB62	Блокировка сигнала «Команда «Включить»» при аварийном отключении	0 – не предусмотрена
		1 – предусмотрена

№	Наименование выдержки времени	t <sub>мин</sub> , с	t <sub>макс</sub> , с
DT51	Задержка формирования команды «Отключить» от кнопок	0.1	
DT52	Задержка формирования команды «Включить» от кнопок	0.1	
DT53	Задержка формирования команды «Сброс» от кнопок	0.1	

№	Наименование формирователей импульсов	t, с
OD7	Ограничитель действия сигнала «Отключить»	1.0
OD8	Ограничитель действия сигнала «Включить»	1.0
OD9	Ограничитель действия сигнала «Сброс»	1.0

\* Только в терминалах с поддержкой протокола МЭК 61850

Рисунок 11 - Функциональная схема формирования команд

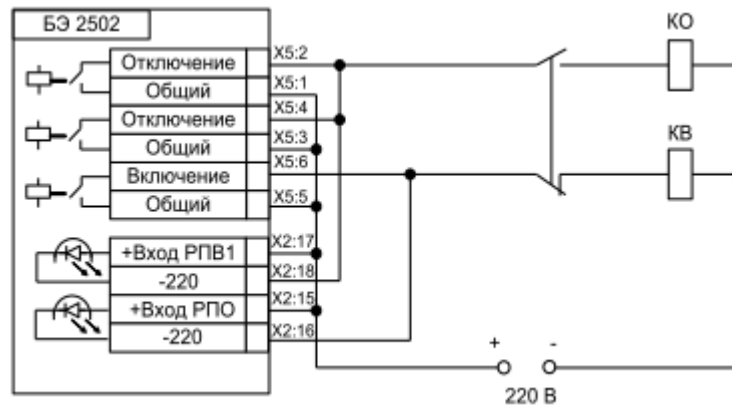


Рисунок 12 - Схема соединения цепей контроля положения выключателя

### 2.1.8 Устройство ОМП

В терминале БЭ2502А0103 имеется встроенная функция ОМП. При срабатывании пускового органа в случае КЗ на линии осуществляется пуск функции ОМП, при этом происходит фиксация симметричных составляющих тока и напряжения присутствующих в момент замыкания на ВЛ или КЛ, фиксация тока нулевой последовательности и времени возникновения аварии.

Расчет расстояния для определения места повреждения происходит в случае пуска АПВ, аварийного отключения выключателя и отключения от внешних защит.

При этом фиксация аналоговых данных в терминале происходит немного позже КЗ на высоковольтной линии (перед самым моментом отключения тока повреждения), это делается для того чтобы отстроится от переходных процессов в начальный момент КЗ. Уставка по выдержке времени выбирается с учетом реального времени действия выключателя и задержке отключения.

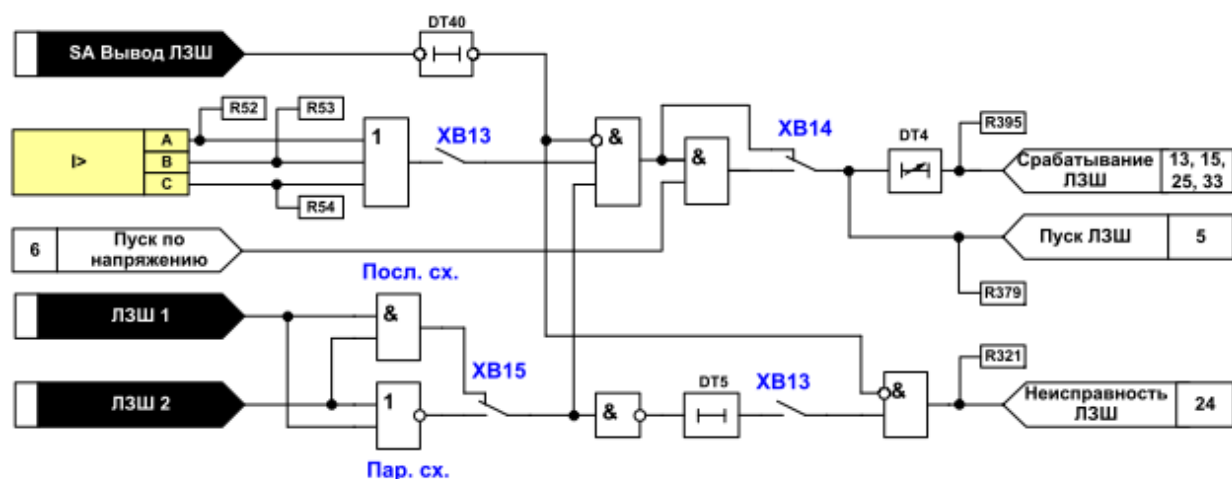
Функцией ОМП поддерживается только расчет для линий, в которых нет ответвлений и удельные параметры не изменяются на всем её протяжении [46].

В терминалах защиты ввода БЭ2502А0301, секционного выключателя БЭ2502А0201 и терминале трансформатора напряжения секции БЭ2502А0401 логические схемы защит в целом схожи, но имеют свои дополнения, особенности настройки и конфигурирования с которыми можно ознакомиться в руководстве по эксплуатации [36], [37], [38].

На рисунке 13 приведен пример функциональной схемы ЛЗШ терминала защиты ввода БЭ2502А0301.

Сигнал срабатывания ЛЗШ формируется при наличии сигнала от аналоговых измерительных органов, позволяющих измерить ток ЛЗШ, внутренних логических сигналов пуска по напряжению, а также разрешающие сигналы от пуска МТЗ с терминалов защит линии и секционного выключателя.

С помощью накладки ХВ13 или переключателем «SA Вывод ЛЗШ», можно вводить и выводить ЛЗШ из работы. Выбор последовательной или параллельной схемы соединения контактов пусковых реле можно сделать программной накладкой ХВ15.



№	Наименование программной накладки	Состояния	
		0 – не предусмотрена	1 – предусмотрена
ХВ13	Работа ЛЗШ	0 – не предусмотрена	1 – предусмотрена
		0 – не предусмотрен	1 – предусмотрен
ХВ14	Пуск по напряжению ЛЗШ	0 – не предусмотрена	1 – предусмотрена
		0 – не предусмотрена	1 – предусмотрена
ХВ15	Схема ЛЗШ	0 – не предусмотрена	1 – предусмотрена
		0 – не предусмотрена	1 – предусмотрена

№	Наименование выдержки времени	t <sub>мин</sub> , с	t <sub>макс</sub> , с
		DT4	Время срабатывания ЛЗШ
DT5	Время неисправности ЛЗШ	10.0	
DT40	Задержка на возврат сигнала «Вывод ЛЗШ»	1.0	

Рисунок 13 - Функциональная схема ЛЗШ

### **2.1.9 Основная и резервная защита шкафа ШЭ2607 149**

Основная и резервная защита силового двухобмоточного трансформатора и автоматика регулирования коэффициента трансформации АРКТ построена на базе терминалов защит БЭ2502А и объединена в единый шкаф защит ШЭ2607 149 [3].

Шкаф ШЭ2607 149 состоит из трех терминалов защит.

Первый терминал БЭ2502А 1801 реализует функции основных и резервных защит трансформатора:

- дифференциальную токовую защиту (ДТЗ) применяемую в качестве основной защиты трансформатора в виду её быстродействия;

- максимальную токовую защиту (МТЗ) ВН применяемую для резервирования основных защит, а также для защиты от коротких замыканий на стороне низкого напряжения;

- газовую защиту (ГЗ) трансформатора применяемую в качестве защит от внутренних повреждений трансформатора, которые сопровождаются выделением газа. Применяются две ступени защит, одна из которых действует на сигнал, а другая на отключение трансформатора;

- газовую защиту устройства РПН (ГЗ РПН) действующую на отключение для контроля скорости потока масла между головкой РПН и расширительного бака;

- защиту от перегрузки;

- автоматику охлаждения и другие функции.

Второй терминал БЭ2502А 1801 реализует функции МТЗ с тремя ступенями от междуфазных повреждений, газовой защиты трансформатора и РПН, АПВ и прочие.

Третий терминал БЭ2502А 0501 реализует функции автоматического поддержания напряжения в пределах, заданных в настройках конфигурации терминала, возможность ручного и удаленного регулирования напряжения, предусмотрены блокировки работы при достижении крайних ступеней и по

току и прочие функции с которыми можно ознакомиться в руководстве по эксплуатации.

Если рассматривать реализацию дифференциальной защита трансформатора, то она включается на фазные токи сторон ВН и НН трансформатора и действует на отключение выключателей всех сторон трансформатора.

Газовая защита обеспечивается при наличии внешних сигналов с газового и струйного реле. Предусмотрены дискретные входы для перевода газовой защиты трансформатора и РПН на сигнал. Есть возможность контроля изоляции цепей газовой защиты трансформатора и газовой защиты РПН при помощи устройства РКИЗ производства НПП «ЭКРА».

С общей логической схемой шкафа ШЭ2607 149 можно ознакомиться в руководстве по эксплуатации [42], на рисунке А.1 представлена логическая схема газовой защиты, на рисунке А.2 представлена логическая схема защиты от перегрузки, на рисунке А.3 представлена логическая схема автоматики охлаждения.

Так же хочется отметить наличие в терминалах возможности пуска осциллографа. Например, если входной сигнал имел сначала нулевой уровень, а после произошедшего события изменил своё состояние на логическую 1, то происходит запись осциллограммы.

Длительность записи осциллограммы задается в настройках терминала и определяется уставками по времени записи, которые позволяют задать время записи предаварийного, аварийного и послеаварийного режимов и ограничить время записи при длительном удержании логического сигнала в активном состоянии.

Функция регистратора в терминале позволяет непрерывно регистрировать изменений всех логических сигналов с фиксацией их даты и времени события [42].

## 2.1 Мониторинг устройств РЗА

Мониторинг устройств релейной защиты и автоматики – возможность провести оценку технического состояния оборудования РЗА на основании постоянного получения данных в реальном времени об их параметрах [8].

Мониторинг устройств РЗА предназначен для:

- обслуживания устройств релейной защиты в соответствии с их состоянием;
- проведения анализа работы устройств релейной защиты по данным регистрации аварийных событий;
- контроля работоспособности устройств релейной защиты и автоматики способом непрерывного контроля исправности компонентов и вторичных цепей. Оповещения оперативного персонала о возникновении неисправностей.

Для мониторинга устройств релейной защиты персоналом службы РЗА в качестве основного инструмента используется программное обеспечение ЭКРА SMS.

С помощью ПО ЭКРА SMS можно выполнить следующее:

- провести диагностику исправности устройств РЗА;
- посмотреть конфигурацию и изменение уставок терминалов РЗА;
- определить правильности срабатываний устройств РЗА на подстанции;
- проанализировать развитие аварии на подстанции;
- проанализировать правильность срабатывания устройств РЗА;

Функции программного обеспечения ЭКРА SMS могут быть реализованы на основе существующих информационных сетей, а при их отсутствии на вновь проектируемых.

### **2.1.1 Рассмотрим алгоритм мониторинга микропроцессорных терминалов защит**

Сначала необходимо сделать группировку по различным режимам работы подстанции [7]:

- нормальный режим работы;
- аварийные отключения;
- аварийные события на подстанции при отсутствии отключений.

В нормальном режиме работы мониторинг устройств РЗА включает следующие функции:

- мониторинг исправности устройств РЗА (исправность цепей средств связи, наличие оперативного питания устройства РЗА, исправность входных аналоговых сигналов токовых цепей и цепей напряжения, контроль исправности каналов передачи данных, контроль системы самодиагностики терминалов РЗА);

- контроль над изменением конфигураций терминала и внесение изменений по уставкам (контроль положений переключателей, параметров настройки устройств РЗА и свободной программируемой логики);

- сохранение результатов мониторинга устройств РЗА на ПК персонала службы РЗА.

При возникновении аварийных отключений алгоритм мониторинга устройств РЗА аналогичен алгоритму в нормальном режиме и дополнительно включает следующие функций:

- определение места повреждения на основе анализа осциллограмм или встроенной функции ОМП;

- анализ правильности срабатываний устройств, функций РЗА на основе данных получаемых с регистратора событий в котором последовательно записывается сигналы терминала.

Если присутствуют аварийные события, но при этом нет аварийных отключений, мониторинг терминалов РЗА позволяет выполнить следующие функций:



- определение места повреждения на ЛЭП;
- мониторинг правильности срабатывания терминалов РЗА;
- анализ правильности пусков на основе записанных осциллограмм в аварийном режиме работы;
- анализ правильности сигналов дополнительных функций терминала приходящих с других устройств РЗА;
- формирование журнала событий.

Результатом мониторинга является сообщение о возникших неисправностях, недопустимых изменений в конфигурации, ложных пусков, наблюдаемых при аварийных режимах работы на подстанции. Анализ произошедших аварии и правильность срабатывания терминалов защит.

Журнал событий системы мониторинга может использоваться для анализа событий, происходящих в течение всего срока эксплуатации устройств и разработке мероприятий, направленных на повышение правильности работы устройств РЗА.

Заключения об исправности устройств РЗА, правильности их работы в нормальных и аварийных режимах принимают специалисты служб РЗА на основе данных полученных с помощью комплекса программ ЭКРА SMS.

### **2.1.2 Сбор информации для системы мониторинга подстанции.**

Сбор и обработка данных полученных с устройств РЗА происходит в автоматическом режиме.

Оптимальным способом реализации сбора данных с терминалов РЗА для программы ЭКРА SMS является их получение с использование стандартных протоколов обмена (МЭК 61850, МЭК 60870-5-104, МЭК 60870-5-103, MODBUS).

С помощью программы ЭКРА SMS можно настроить синхронизацию с системой обеспечения единого времени с использованием одного из международных стандартных протоколов или самостоятельно произвести синхронизацию времени с ПК [47].

При реализации системы мониторинга РЗА предусматривается возможность дальнейшего расширения с учетом установки нового оборудования РЗА.

Система мониторинга имеет встроенную систему самодиагностики, она позволяет контролировать состояние модулей связи, серверов, устройств РЗА, состояние сетевых подключений и интерфейсов.

Для передачи информации используются существующие каналы связи с интерфейсом подключения: RS-485, Ethernet, 10/100 Мбит/с.

### **2.1.3 Диспетчеризация на основе программного комплекса TraceMode**

Для построения системы диспетчеризации был выбран программный комплекс TraceMode предназначенный для диспетчеризации электротехнической части объектов генерации и распределения электроэнергии.

Диспетчеризация на ПС 35/6кВ «Энергия» состоит из трех уровней:

- Нижний уровень – сопряжение с объектом диспетчеризации (измерение и сбор текущих параметров) – составляют терминалы управления присоединением БЭ2502А, контроллер Cordex установленный в шкафу оперативного тока [4], модули дискретных входов/выходов и пр. устройства.

- Средний уровень состоит из устройств, которые объединяют нижний, средний и верхний уровни. К этим устройствам относятся коммутаторы и маршрутизаторы. Так же в состав среднего уровня входят коммуникационные контроллеры и модули связи.

- Верхний уровень составляют АРМ персонала службы РЗА и специализированное программное обеспечение TraceMode. Оборудование, используемое для верхнего уровня, позволяет выполнять необходимые функции обработки и хранения информации, а также выполняет функцию информационного обмена с внешними системами и оборудованием в режиме реального времени.

Основным протоколом обмена информацией является МЭК 60870-5-103 и Modbus.

Мнемосхема системы диспетчеризации представлена на рисунке 14.

Функции, реализуемые системой диспетчеризации:

- организация и ведение журнала данных;
- сбор и обработка дискретных и аналоговых сигналов получаемых с терминалов защит и измерительных приборов;
- визуализация работы первичного оборудования подстанции и контроль параметров системы;
- визуальное и звуковое оповещение при срабатывании предупредительной и аварийной сигнализации;
- просмотр изменения состояния логики работы терминалов РЗА, переключение групп уставок, ввод-вывод из работы защит, отключение-включение отдельных функций и др.;
- мониторинг терминалов РЗА, синхронизация времени устройств;
- тестирование и самодиагностика компонентов;
- запись в журнал аварийных событий, запись осциллограмм для определения места повреждения на ВЛ (ОМП);
- обмен данными с использованием стандартных протоколов;
- учет остаточного ресурса работы коммутационного оборудования;
- архивирование информации (ведение архивов аналоговой информации, ведение архива событий, ведение журнала событий);

Функции программы ЭКРА SMS:

- возможность удаленного просмотра уставок, конфигурации терминала, текущих аналоговых и дискретных значений входов/выходов, диагностической информации (см. рисунок 15);
- считывание событий и осциллограмм в ручном и автоматическом режиме;
- удаленное изменение уставок микропроцессорных устройств РЗА.

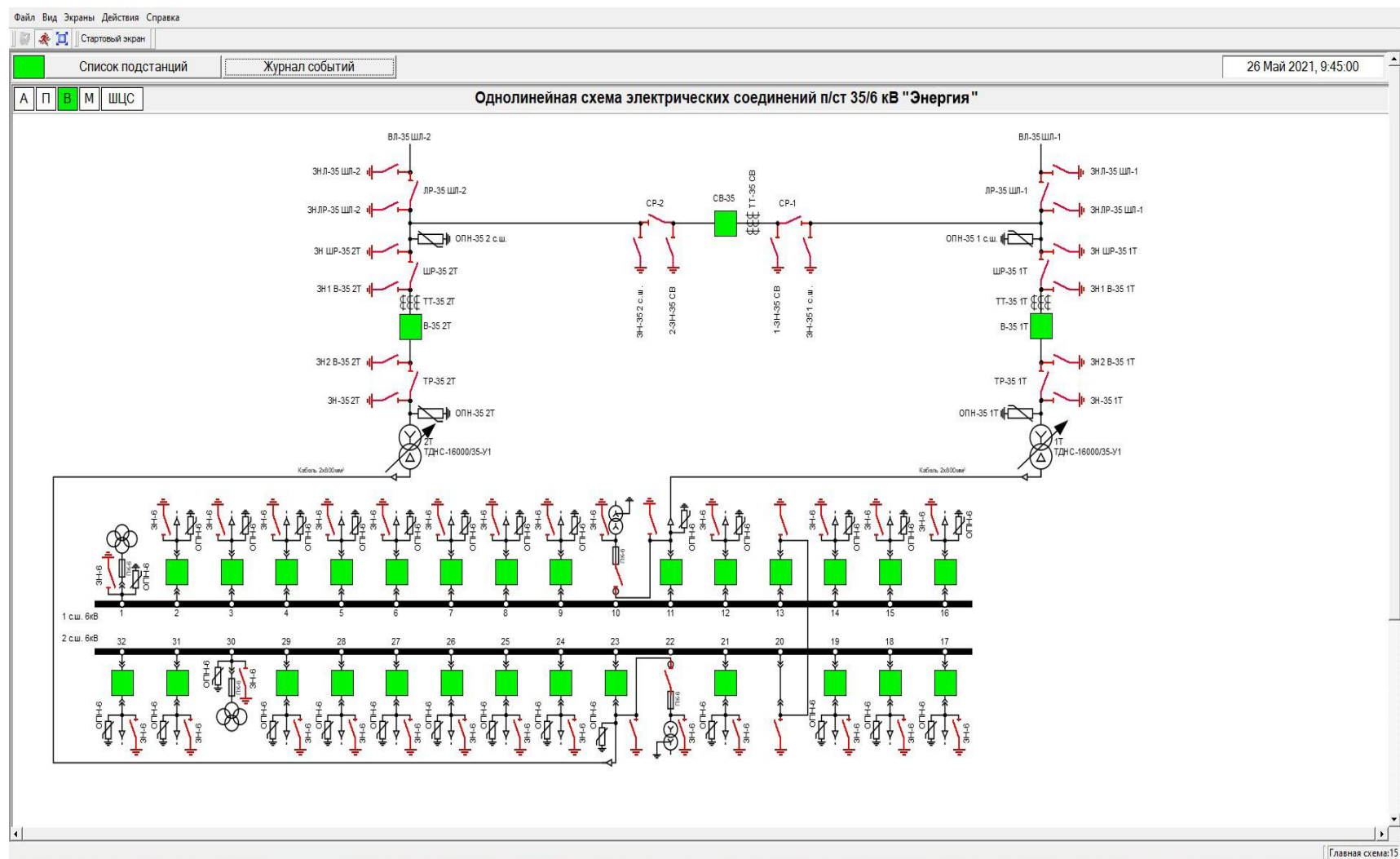


Рисунок 14 – Мнемосхема системы диспетчеризации ПС 35/6кВ «Энергия»

1, ОПУ ШЗТ 1Т, Основная защита 1Т, ДТЗ - Программа мониторинга

Объект Устройство Текущие величины Параметры Осциллограммы Связь Вид ?

1

ОПУ ШЗТ 1Т

- Основная защита 1Т
  - Текущие величины
    - Текущие значения аналоговых входов
    - Текущие аналоговые величины
    - Текущие значения дискретных сигналов
  - Регулируемые параметры
    - Общая логика
      - ДТЗ
      - УРОВ ВН
      - ТЗНП ВН
      - ЗП
      - МТЗ ВН
      - МТЗ НН
      - ЛЗШ НН
      - ЗДЗ НН
      - Блокировка РПН
      - Газовые защиты
      - Автоматика охлаждения
      - Дополнительная логика
      - Состояние переключателей
    - Осциллограф
      - Уставки осциллографа по длительности записи
      - Пуск осциллографа при переходе из 0 в 1
      - Пуск осциллографа при переходе из 1 в 0
      - Маска осциллографирования дискретных сигналов
      - Маска осциллографирования аналоговых каналов
      - Управление осциллографированием
    - Регистратор
      - Регистратор COM1
      - Регистратор COM2
      - Регистратор LCD
    - Программируемая логика
    - Служебные параметры
      - Конфигурирование дискретных входов для групп уставок
      - Конфигурирование электронных ключей для групп уставок
      - Конфигурирование переключателей SA
      - Конфигурирование дискретных входов
      - Конфигурирование выходных реле
      - Конфигурирование светодиодов
      - Фиксация состояния светодиода
      - Маска сигнализации срабатывания
      - Маска сигнализации неисправности
      - Цвет светодиода
      - Цвет светодиода электронных ключей
      - Первичная/вторичная величина датчиков аналоговых входов
      - Сервисные функции
      - Тип устройства
  - Настройка связи
    - Уставки времени
  - Заводская настройка
    - Тестирование
  - Аварийные осциллограммы
  - Аварийная сигнализация

Основная защита 1Т. ДТЗ

Параметр	Текущее значение
Ток срабатывания ДТЗ, о.е.	0.43
Ток начала торможения ДТЗ, о.е.	1.00
Ток торможения блокировки ДТЗ, о.е.	2.00
Коэффициент торможения ДТЗ	0.45
Уровень бл. по 2 гармонике, о.е.	0.10
Уровень бл. по 5 гармонике, о.е.	0.10
Ток срабатывания диф. отсечки, о.е.	6.50
Ток срабатывания реле контроля обрыва цепей тока, о.е.	0.10
Задержка на срабатывание дифф.отсечки, с	0.06
Время срабатывания контроля обрыва цепей тока, с	27.00
Дифференциальная отсечка	предусмотрена
Действие диф.отсечки с выдержкой времени	оперативный ввод по входу
Блокировка ДТЗ по 5 гармонике	предусмотрена

Сервер связи: DESKTOP-00V5959 (COM25)

Рисунок 15 – Мониторинг оборудования РЗА ПС 35/6кВ «Энергия»

## Выводы по разделу 2

Релейная защита ПС 35/6 кВ «Энергия» будет реализована на базе микропроцессорных терминалов серии БЭ2502. Данные устройства, благодаря хорошим вычислительным возможностям и большому функционалу, позволяют решить большинство задач релейной защиты и автоматики на подстанции. Терминалы релейной защиты имеют информационные порты связи и могут объединяться в локальную информационную сеть для передачи сигнала на ПК диспетчерского центра или персонала службы РЗА [8]. Персонал службы РЗА может удаленно подключаться к терминалам защит с помощью программы и наблюдать за текущими событиями, значениями всех входных и выходных дискретных сигналов, просматривать логику работы терминала в реальном времени, анализировать загруженные аварийные осциллограммы, просматривать уставки и при подключении к терминалу синхронизировать его время с временем ПК. Уставки защит, аварийные осциллограммы хранятся в энергонезависимой памяти длительное время благодаря питанию от автономного источника питания, расположенного внутри терминала.

Применение микропроцессорных терминалов позволит расширить функционал защит на подстанции, повысит качество передаваемой электроэнергии потребителям за счет автоматического регулирования напряжения. Появится возможность быстро и оперативно устранять аварийные ситуации, своевременно их обнаруживать и не допускать. Повысится наблюдаемость на подстанции с внедрением системы диспетчеризации.

Выбор аппаратуры РЗА на базе микропроцессорных устройств был основан на следующих их достоинствах:

- Многофункциональность – реализация основных функций защиты МТО, МТЗ, АПВ, ОЗЗ, УРОВ, ЛЗШ, ОМП, ДЗТ, газовой защиты и пр.;

- Возможность фиксировать на ЖК-дисплее терминала точные значения основных электрических величин без установки дополнительных приборов;

- Компактность – существенно сокращается общее количество оборудования защит, автоматики и управления;

- Возможность фиксации возникших аварий с краткой информацией о них с фиксацией даты и времени возникновения.

- Отображение мнемосхемы на дисплее терминала с положением коммутационных аппаратов, заземляющих устройств, текущих величин и пр.

Внедрении системы диспетчеризации позволяет решить ряд проблем:

- Уменьшить число аварий и сократить время на их ликвидацию за счет наблюдения за состоянием работы терминалов РЗА, параметров системы и ранней диагностике неисправностей;

- Организовать постоянный обмен информацией между подстанциями и диспетчерским пунктом для предупреждения аварий, связанных с работой РЗА;

- Повысить осведомленность о состоянии критической инфраструктуры энергосистемы для прогнозирования её изменения;

- Создать инструменты для перехода на техническое обслуживание микропроцессорных устройств РЗА по их фактическому состоянию.

### 3 Расчёт токов КЗ и уставок РЗА

#### 3.1 Выбор уставок для шкафа защиты трансформатора

Произведем расчет дифференциальной защиты нового понижающего трансформатора типа ТДНС 16000/35 У1. Трансформатор имеет на стороне 35кВ встроенное устройство РПН, которое регулирует напряжение в пределах  $\pm 12\%$  от номинального [16], [17], [21], [23], [24].

Новые силовые трансформаторы располагаются на территории существующей двухтрансформаторной подстанции. Питание осуществляется со стороны ВН от воздушной линии ВЛ 35кВ. Трансформаторы работают в раздельном режиме. Схема замещения приведена на рисунке 16. Расчёт выполнен в именованных единицах.

На чертеже проекта, представленного на рисунке Б.1 можно видеть, что вторичные обмотки трансформаторов тока на стороне высокого и низкого напряжения соединены по схеме «звезда»

Схема соединения обмоток силового трансформатора на стороне ВН и НН - «звезда» и «треугольник» соответственно, данные в таблице 1.

Таблица 1 – Схемы соединения обмоток

Сторона	Наименование	Схема соединения обмоток Т (Кс.обм.ст)	Схема соединения вторичных обмоток ТТ (Кс.тт.ст)	Схема вкл. ТТ на стороне НН (Кв.т.т.ст)	Коэффициент трансформации ТТ (Ктт.ст)
№1	ВН	Y (Кс.обм.вн=1)	Y (Кс.тт.вн=1)	-	400/5
№2	НН	$\Delta$ (Кс.обм.нн= $\sqrt{3}$ )	Y (Кс.тт.вн=1)	Кв.тт.нн=1	2000/5

#### 3.1.1 Определим схему соединения сторон по выражению:

$$Кс. ст. = Кс. тт. ст \cdot Кс. обм. ст \cdot Кв. тт. ст., \quad (1)$$



где  $K_{с.тт.ст.}$  - коэффициент учитывающий вторичную схему соединения обмоток трансформаторов тока на стороне ВН и НН ( $K_{с.тт.вн} = 1$ ,  $K_{с.тт.нн} = 1$ );

$K_{с.обм.ст.}$  - коэффициент схемы соединения обмотки силового трансформатора на стороне высокого и низкого напряжения трансформатора ( $K_{с.обм.вн} = 1$ ,  $K_{с.обм.нн} = \sqrt{3}$ );

$K_{в.тт.ст.}$  - коэффициент включения трансформаторов тока стороны зависит от схемы соединения обмотки силового трансформатора на стороне ВН и НН ( $K_{в.тт.вн} = 1$ ,  $K_{в.тт.нн} = 1$ ).

Для стороны ВН:

$$K_{с.вн.} = 1 \cdot 1 \cdot 1 = 1$$

Для стороны НН:

$$K_{с.нн.} = 1 \cdot \sqrt{3} \cdot 1 = \sqrt{3}$$

### 3.1.2 Произведем расчет базисного тока по сторонам

Ниже представлена формула, по которой можно выполнить расчёт базисного тока, для терминалов защит трансформатора БЭ2502А 1801:

$$I_{б.ст.перв.} = \frac{K_{с.тт.ст.} \cdot K_{в.тт.ст.} \cdot S_{н.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ст.}}, \quad (2)$$

$$I_{б.ст.втор.} = \frac{K_{с.тт.ст.} \cdot K_{вкл.тт.ст.} \cdot K_{ат.ст.} \cdot S_{н.тр.}}{K_{тт.ст.} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ст.}}, \quad (3)$$

где  $K_{ат.ст.}$  - коэффициент трансформации внешнего выравнивающего трансформатора (не используется);

$S_{н.тр.}$  - номинальная полная мощность силового трансформатора, равная 16000 кВА;

Ктт.ст. - коэффициент трансформации трансформаторов тока стороны ВН и НН (Ктт. вн = 400/5, Ктт. нн = 2000/5);

$U_{ст.}$  - напряжение на стороне ВН и НН. Так как у нас используется РПН, то будем брать напряжение в рабочем положении РПН (согласно паспортным данным  $U_{стор. вн} = 36,75$  кВ,  $U_{стор. нн} = 6,3$  кВ).

Базисный тока для стороны ВН:

$$I_{б. вн. перв.} = \frac{1 \cdot 1 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 251 \text{ А}$$
$$I_{б. вн. втор.} = \frac{1 \cdot 1 \cdot 1}{400/5} \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 3,14 \text{ А}$$

Базисный тока для стороны НН:

$$I_{б. нн. перв.} = \frac{1 \cdot 1 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466 \text{ А}$$
$$I_{б. нн. втор.} = \frac{1 \cdot 1 \cdot 1}{2000/5} \cdot \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 3,66 \text{ А}$$

### 3.1.3 Определение начального тока срабатывания ДТЗ

В начале, по формуле 4 определим начальный ток срабатывания дифференциальной защиты  $I_{д. р.}$ , выражающийся в относительных единицах (торможение отсутствует):

$$I_{д. р.} = K_{отс} \cdot I_{нб. р.}, \quad (4)$$

где  $K_{отс}$  - коэффициент отстройки. Данный коэффициент учитывает погрешности вносимые измерительным органом терминала ( $K_{отс} = 1,2$ );

$I_{нб. р.}$  – расчетный относительный ток небаланса появляется из-за погрешностей трансформаторов тока, изменения коэффициента

трансформации посредством РПН и погрешностях при выравнивании вторичных токов.

Рассчитаем ток небаланса  $I_{нб.р.}$ , по выражению 5 взятому из руководства по эксплуатации шкафа защиты трансформатора [42]:

$$I_{нб.р.} = K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр}, \quad (5)$$

где  $K_{пер}$  - коэффициент, учитывающий переходный процесс, выбирается в соответствии с руководством по эксплуатации [42] ( $K_{пер} = 2,5$ );

$K_{одн}$  - коэффициент однотипности трансформатора тока ( $K_{одн} = 1$ );

$\varepsilon$  - значение полной погрешности ТТ в относительных единицах в режиме, соответствующем установившемуся КЗ. В соответствии с руководством по эксплуатации [42] полная погрешность для трансформаторов тока класса 10P составляет 0,10;

$\Delta U_{рпн}$  - погрешность, обусловленная наличием РПН в относительных единицах, она принимается равной половине фактического диапазона регулирования (в нашем случае  $\pm 12\%$ );

$\Delta f_{выр}$  - погрешность выравнивания токов плеч в относительных единицах. Определяется погрешностью АЦП терминала и входных ТТ ( $\Delta f_{выр} = 0,02$ ).

$$I_{нб.р.} = 2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02 = 0,39 \text{ о. е.}$$

Рассчитаем начальный ток срабатывания ДЗТ по выражению 4 (Ток начала торможения  $I_{т.о}$  принимаем 1 о.е. [13]).

$$I_{д.р.} = 1,2 \cdot 0,39 = 0,47 \text{ о. е.}$$

### 3.1.4 Ток торможения блокировки

Определяется исходя из отстройки от максимально возможного сквозного тока нагрузки трансформатора:

$$I_{т. бл} = K_{отс} \cdot K_{пред. нагр} \cdot \frac{I_{ном. нагр}}{I_{б. ст.}} \cdot \frac{K_{с. тт. ст.}}{K_{тт. ст.}}, \quad (6)$$

где  $K_{отс} = 1,1$  – коэффициент отстройки;

$K_{пред. нагр}$  – коэффициент предельной нагрузочной способности трансформатора в зависимости от его мощности (согласно руководству по эксплуатации [42]  $K_{пред. нагр} = 1,8$ );

$I_{ном. нагр}$  – номинальный ток нагрузки, А.

Номинальный ток нагрузки на стороне ВН:

$$I_{ном. нагр. вн} = \frac{S_{ном. тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{стор}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 36,75} = 251,3 \text{ А}$$

Номинальный ток нагрузки на стороне НН:

$$I_{ном. нагр. вн} = \frac{S_{ном. тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{стор}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 1466 \text{ А}$$

Найдем ток торможения блокировки по выражению 6:

$$I_{т. бл} = 1,1 \cdot 1,8 \cdot \frac{251,3}{3,14} \cdot \frac{1}{400 \div 5} = 1,98 \text{ о. е.}$$

Принимаем значение уставки  $I_{т. бл} = 2 \text{ о. е.}$

### 3.1.5 Коэффициент торможения

Чтобы обеспечить несрабатывание дифференциальной защиты трансформатора, необходимо корректно подобрать коэффициент торможения. Коэффициент торможения подбирается в диапазоне значений тормозного тока от  $I_{т. о}$  до  $I_{т. бл}$ .

Если по защищаемому трансформатору протекает  $I_{скв}$  (ток сквозного КЗ), то он может вызвать дифференциальный ток небаланса, который можно определить по выражению:

$$I_{д} = (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр}) \cdot I_{скв}, \quad (7)$$

где  $I_{скв}$  - максимальное значение тока, равное току внешнего металлического КЗ, приведенное к базисному току стороны внешнего КЗ, о.е., находится в соответствии с выражением:

$$I_{скв} = \frac{I_{кз.макс}^{(3)}}{I_{баз.стор}} \cdot \frac{K_{сх.тт.стор}}{K_{тт.стор}}, \quad (8)$$

где  $I_{кз.макс}^{(3)}$  - ток внешнего КЗ, максимальный ток трёхфазного КЗ в точке К1, А.

Находим приведённый к базисному ток сквозного КЗ:

$$I_{скв} = \frac{2600}{3,14} \cdot \frac{1}{400 \div 5} = 10,35 \text{ о.е.}$$

Дифференциальный ток небаланса при внешнем КЗ:

$$I_{д} = (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02) \cdot 10,35 = 4,03 \text{ о.е.}$$

При принятом способе формирования торможения для ДТЗ трансформатора тормозной ток равен:

$$I_T = \sqrt{I_{СКВ} \cdot (I_{СКВ} - I_D) \cdot \cos\beta}, \quad (9)$$

где  $\beta = 180 - \alpha$ ,  $\alpha$  - угол между векторами токов  $I_{СКВ}$  и  $(I_{СКВ} - I_D)$ . В проектных расчетах может быть принят  $\beta = 10 - 20^\circ$ , примем  $\beta = 15^\circ$ .

Расчетный тормозной ток:

$$I_T = \sqrt{10,35 \cdot (10,35 - 4,03) \cdot \cos 15} = 7,95 \text{ о. е.}$$

Тогда коэффициент торможения определяется по формуле:

$$K_T \geq \frac{K_{отс} \cdot I_D \cdot I_{до.расч}}{I_T - I_{то}} = \frac{1,1 \cdot 4,03 \cdot 0,47}{7,95 - 1} = 0,299$$

Принимаем  $K_T = 0,3$ .

### 3.1.6 Уровень блокировки по второй гармонике

Как известно в момент включения трансформатора под напряжение возникают броски тока намагничивания, вследствие этого возможны ложные срабатывания микропроцессорных терминалов защит. Отличие броска тока намагничивания от тока короткого замыкания заключается в появлении второй гармонической составляющей тока при превышении которой можно выполнить блокировку защиты [48].

Примем уровень блокировки по второй гармонике для нашего шкафа защит на уровне 10%.

### 3.1.7 Уровень блокировки по пятой гармонике

Для того чтобы исключить ложное срабатывание защит в случае перевозбуждения трансформатора, когда напряжение выше номинала, предусматривается блокировка по пятой гармонике.

Примем уровень блокировки по пятой гармонике для нашего шкафа защит на уровне 30%.

### 3.1.8 Ток срабатывания дифференциальной отсечки

Дифференциальная отсечка без блокировки по второй гармонической составляющей тока используется как дополнительная ступень защиты и применяется в случаях появления больших токов короткого замыкания внутри трансформатора, чтобы быстро отключить силовой трансформатор, так как дифференциальная защита трансформатора может быть заблокирована из-за погрешности трансформаторов тока в переходном режиме.

В соответствии с [23] ток срабатывания дифференциальной отсечки должен выбираться исходя из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора  $I_{отс} \geq 6,5$ ;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

$$I_{до} = 1,5 \cdot I_{скв} \cdot (K_{пер} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рпн} + \Delta f_{выр}), \quad (10)$$
$$I_{до} = 1,5 \cdot 10,35 \cdot (2,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,02) = 6,05 \text{ о. е.}$$

### 3.1.9 Ток срабатывания ЗП

Выбор уставок ЗП необходимо производить в соответствии с требованиями завода изготовителя трансформатора (автотрансформатора).

Ток срабатывания ЗП для Т(АТ) определяется по выражению:

$$I_{\text{зп. стор}} = \frac{I_{\text{ном. стор}} \cdot K_{\text{отс}}}{K_{\text{тт. стор}} \cdot K_{\text{в}}}, \quad (11)$$

где  $K_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки ЗП,  $K_{\text{отс}} = 1,05$ ;

$K_{\text{в}}$  - коэффициент возврата реле тока ЗП,  $K_{\text{в}} = 0,9$ ;

$K_{\text{тт. стор}}$  - коэффициент трансформации ТТ соответствующей стороны трансформатора;

$I_{\text{ном. стор}}$  - номинальный первичный ток обмотки стороны ВН и НН, А.

Ток срабатывания ЗП по стороне ВН:

$$I_{\text{зп. вн}} = \frac{251,3}{400 \div 5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 3,66 \text{ А}$$

Ток срабатывания ЗП по стороне НН:

$$I_{\text{зп. вн}} = \frac{1466}{2000 \div 5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 4,28 \text{ А}$$

### **3.1.10 Ток срабатывания реле тока автоматики охлаждения**

Выбор уставок реле тока для автоматики охлаждения необходимо производить в соответствии с требованиями завода-изготовителя трансформатора.

Ток срабатывания АО для трансформатора определяется по выражению:

$$I_{\text{ао. стор}} = K_{\text{уст}} \cdot \frac{I_{\text{ном. стор}} \cdot K_{\text{отс}}}{K_{\text{тт. стор}} \cdot K_{\text{в}}}, \quad (12)$$

где  $K_{\text{уст}}$  - коэффициент установки срабатывания. Для реле тока АО 1-ой ступени  $K_{\text{уст}} = 0,4$ , для 2-ой ступени  $K_{\text{уст}} = 0,8$ .



Ток срабатывания АО 1-ой ступени по стороне ВН:

$$I_{\text{ао. вн}} = 0,4 \cdot \frac{251,3}{400 \div 5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 1,46 \text{ А}$$

Ток срабатывания АО 2-ой ступени по стороне ВН:

$$I_{\text{ао. вн}} = 0,8 \cdot \frac{251,3}{400 \div 5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 2,93 \text{ А}$$

Ток срабатывания АО 1-ой ступени по стороне НН:

$$I_{\text{ао. нн}} = 0,4 \cdot \frac{1466}{2000 \div 5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 1,71 \text{ А}$$

Ток срабатывания АО 2-ой ступени по стороне НН:

$$I_{\text{ао. нн}} = 0,8 \cdot \frac{1466}{2000 \div 5} \cdot \frac{1,05}{0,9} = 3,42 \text{ А}$$

### **3.1.12 Расчёт максимальной токовой защиты 35 кВ трансформаторов 1Т и 2Т**

Максимальная токовая защита трансформаторов отстраивается от максимального тока нагрузки с учётом самозапуска  $I_{\text{СЗ}}^{(II)}$ , А:

$$I_{\text{СЗ}}^{(II)} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{сзп}} \cdot I_{\text{раб. макс}}}{K_{\text{в}}}, \quad (13)$$

где  $K_{\text{отс}}$  - коэффициент отстройки, равный 1,2;

$K_{\text{сзп}}$  - коэффициент самозапуска учитывающий увеличение тока вследствие запуска заторможенных двигателей, для городских сетей общего назначения может быть принят равным 2,5 [26];

$K_{\text{в}}$  - коэффициент возврата равный 0,9;

$I_{\text{раб. макс}}$  - максимальный рабочий ток линии, А. Максимальный рабочий ток принимаем с учётом 40% перегрузки трансформатора.

$$I_{\text{СЗ}}^{(II)} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 176}{0,9} = 587 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности при КЗ за трансформатором:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз. мин}}^{(2)}}{I_{\text{СЗ}}^{(I)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1212}{2 \cdot 587} = 1,8 > 1,5$$

Максимальная токовая защита трансформатора, выбранная по вышеуказанному условию, обеспечивается необходимой чувствительностью.

### **3.2 Расчёт токов короткого замыкания**

Рассмотрим схему замещения для расчёта токов КЗ [17], [31], [41] составленную на основе методических указаний:

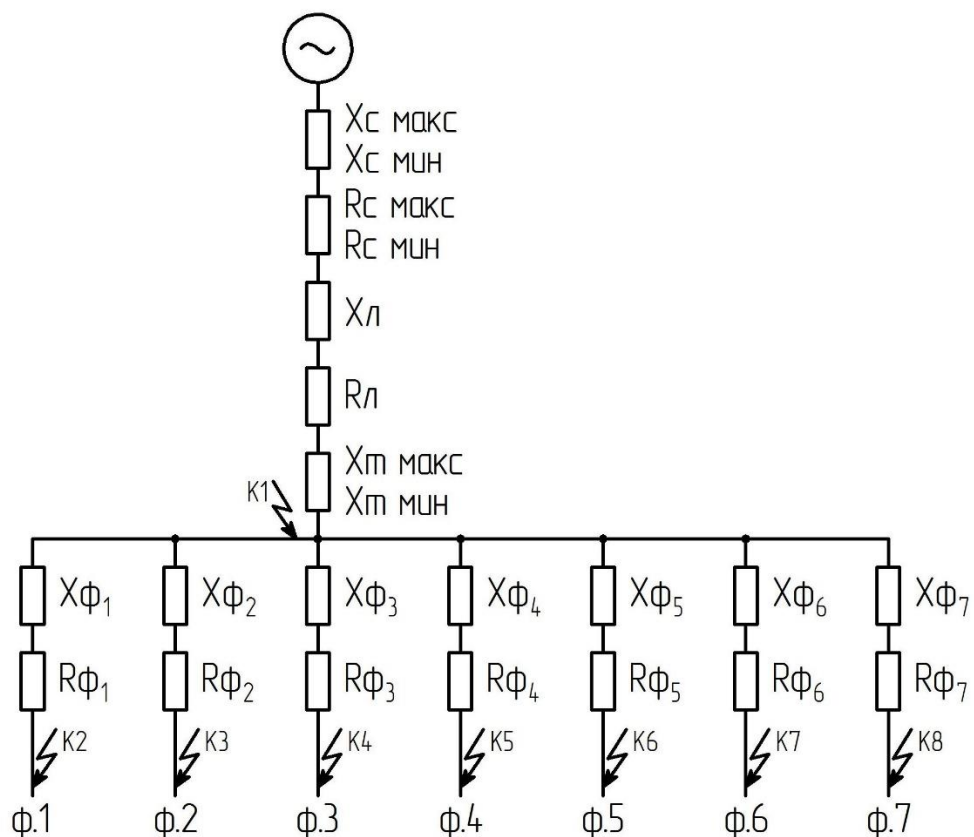


Рисунок 16 – Представлена схема замещения силового трансформатора и ячеек 6кВ для расчёта токов КЗ

Произведём расчет максимальных и минимальных токов КЗ с учетом положения РПН трансформатора и режима работы системы.

Согласно исходным данным, активное сопротивление системы в максимальном режиме  $R_c \text{ макс.} = 1,7 \text{ Ом}$ , активное сопротивление системы в минимальном режиме  $R_c \text{ мин.} = 2,39 \text{ Ом}$ , индуктивное сопротивление в максимальном режиме  $X_c \text{ макс.} = 5,86 \text{ Ом}$ , индуктивное сопротивление в минимальном режиме  $X_c \text{ мин.} = 8,38 \text{ Ом}$ .

### 3.2.1 Расчёт сопротивления линии 35 кВ

Найдем индуктивное сопротивление линии 35 кВ по формуле:

$$X_l = X_0 \cdot l, \tag{14}$$

где  $X_0$  – погонное индуктивное сопротивление, равное 0,37 Ом/км;

$l$  – длина линии 35 кВ, равная 4,08 км.

$$X_{л} = 0,37 \cdot 4,08 = 1,51 \text{ Ом}$$

Найдем активное сопротивление линии 35 кВ по формуле:

$$R_{л} = R_0 \cdot l, \quad (15)$$

где  $R_0$  – погонное активное сопротивление, равное 0,33 Ом/км.

$$R_{л} = 0,33 \cdot 4,08 = 1,34 \text{ Ом}$$

### 3.2.2 Расчёт сопротивления трансформатора

Активным сопротивлением трансформатора пренебрегаем в силу его малости по сравнению с индуктивным.

Индуктивное минимальное сопротивление трансформатора считаем с учетом положения переключателя РПН по формуле:

$$X_{т \text{ мин}} = \frac{U_{к \text{ мин}} \cdot U_{\text{мин.ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{н.тр.}}}, \quad (16)$$

где  $U_{к \text{ мин}}$  – напряжение короткого замыкания на последнем положении переключателя между обмотками, равное 9,96 %;

$U_{\text{мин.ВН}}^2$  – минимальное напряжение на стороне ВН, равное 32,34 кВ.

$$X_{т \text{ мин}} = \frac{9,96 \cdot 32,34^2}{100 \cdot 16} = 6,51 \text{ Ом}$$

Индуктивное максимальное сопротивление трансформатора считаем с учетом положения переключателя РПН по формуле:

$$X_{т \text{ макс}} = \frac{U_{к \text{ макс}} \cdot U_{\text{макс.ВН}}^2}{100 \cdot S_{\text{н.тр.}}}, \quad (17)$$

где  $U_{к\text{ макс}}$  – напряжение короткого замыкания на первом положении переключателя между обмотками, равное 10,86 %;

$U_{\text{ макс.ВН}}^2$  – максимальное напряжение на стороне ВН, равное 40,5 кВ.

$$X_{т\text{ макс}} = \frac{10,86 \cdot 40,5^2}{100 \cdot 16} = 11,1 \text{ Ом}$$

### 3.2.3 Расчет сопротивления линии 6 кВ

Найдем индуктивное сопротивление линии 6 кВ по формуле:

$$X_{\Phi} = X_{\Phi 0} \cdot l_{\Phi}, \quad (18)$$

где  $X_{\Phi 0}$  – погонное индуктивное сопротивление, равное 0,30 Ом/км;

$l_{\Phi}$  – длина линии 6кВ.

Найдем активное сопротивление линии 6 кВ по формуле:

$$R_{\Phi} = R_{\Phi 0} \cdot l_{\Phi}, \quad (19)$$

где  $R_{\Phi 0}$  – погонное активное сопротивление, равное 0,34 Ом/км.

Фидер 1 (длина линии  $l_{\Phi 1} = 2,7$  км):

$$X_{\Phi 1} = 0,30 \cdot 2,7 = 0,81 \text{ Ом}$$

$$R_{\Phi 1} = 0,34 \cdot 2,7 = 0,92 \text{ Ом}$$

Фидер 2 (длина линии  $l_{\Phi 2} = 11,7$  км):

$$X_{\Phi 2} = 0,30 \cdot 11,7 = 3,51 \text{ Ом}$$

$$R_{\Phi 2} = 0,34 \cdot 11,7 = 3,99 \text{ Ом}$$

Фидер 3 (длина линии  $l_{\Phi 3} = 13,6$  км):

$$X_{\Phi 3} = 0,30 \cdot 13,6 = 4,08 \text{ Ом}$$

$$R_{\Phi 3} = 0,34 \cdot 13,6 = 4,62 \text{ Ом}$$

Фидер 4 (длина линии  $l_{\Phi 4} = 2,5$  км):

$$X_{\Phi 4} = 0,30 \cdot 2,5 = 0,75 \text{ Ом}$$

$$R_{\Phi 4} = 0,34 \cdot 2,5 = 0,85 \text{ Ом}$$

Фидер 5 (длина линии  $l_{\Phi 5} = 5,0$  км):

$$X_{\Phi 5} = 0,30 \cdot 5,0 = 1,50 \text{ Ом}$$

$$R_{\Phi 5} = 0,34 \cdot 5,0 = 1,70 \text{ Ом}$$

Фидер 6 (длина линии  $l_{\Phi 6} = 7,8$  км):

$$X_{\Phi 6} = 0,30 \cdot 7,8 = 2,34 \text{ Ом}$$

$$R_{\Phi 6} = 0,34 \cdot 7,8 = 2,65 \text{ Ом}$$

Фидер 7 (длина линии  $l_{\Phi 7} = 4,0$  км):

$$X_{\Phi 7} = 0,30 \cdot 4,0 = 1,20 \text{ Ом}$$

$$R_{\Phi 7} = 0,34 \cdot 4,0 = 1,36 \text{ Ом}$$

### 3.2.4 Расчёт максимального тока КЗ в точке К1

Произведем расчет максимального тока КЗ в точке К1 по формуле:

$$I_{\text{кз макс.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{С мин}} + R_{\text{Л}})^2 + (X_{\text{С макс.}} + X_{\text{Л}} + X_{\text{Т мин.}})^2}}, \quad (20)$$

где  $U_{\text{ном.ВН}}$  – номинальное напряжение ВН, равное 35 кВ.

$$I_{\text{кз макс.ВН}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,39 + 1,34)^2 + (5,86 + 1,51 + 6,51)^2}} = 1,4 \text{ кА}$$

Произведем расчет минимального тока КЗ в точке К1 по формуле:

$$I_{\text{кз мин.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{макс.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{С макс.}} + R_{\text{Л}})^2 + (X_{\text{С мин.}} + X_{\text{Л}} + X_{\text{Т макс.}})^2}}, \quad (21)$$

где  $U_{\text{макс.ВН}}$  – максимальное допустимое напряжение сети стороны ВН, равное 40,5 кВ.

$$I_{\text{кз мин.ВН}}^{(3)} = \frac{40,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,7 + 1,34)^2 + (8,38 + 1,51 + 11,1)^2}} = 1,1 \text{ кА}$$

### 3.2.5 Расчёт токов КЗ в точках К2 – К8 приведённых к стороне ВН

Рассчитаем токи КЗ в конце отходящих линий, приведённых к стороне 35кВ, в максимальном режиме по формуле:

$$I_{\text{кФ макс.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{С мин}} + R_{\text{Л}} + R_{\text{Ф}})^2 + (X_{\text{С макс.}} + X_{\text{Л}} + X_{\text{Т мин.}} + X_{\text{Ф}})^2}}, \quad (22)$$

Рассчитаем токи КЗ в конце отходящих линий, приведённых к стороне 35кВ, в минимальном режиме по формуле:

$$I_{\text{кФ мин.ВН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{макс.ВН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{С макс}} + R_{\text{Л}} + R_{\text{Ф}})^2 + (X_{\text{С мин.}} + X_{\text{Л}} + X_{\text{Т макс.}} + X_{\text{Ф}})^2}}, \quad (23)$$

Фидер 1 (точка К2):

$$I_{\text{к2 макс.ВН}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,39 + 1,34 + 0,92)^2 + (5,86 + 1,51 + 6,51 + 0,81)^2}} = 1,31 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к2 мин.ВН}}^{(3)} = \frac{40,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,7 + 1,34 + 0,92)^2 + (8,38 + 1,51 + 11,1 + 0,81)^2}} = 1,05 \text{ кА}$$

Фидер 2 (точка К3):

$$I_{\text{к3 макс.ВН}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,39 + 1,34 + 3,99)^2 + (5,86 + 1,51 + 6,51 + 3,51)^2}} = 1,06 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к3 мин.ВН}}^{(3)} = \frac{40,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,7 + 1,34 + 3,99)^2 + (8,38 + 1,51 + 11,1 + 3,51)^2}} = 0,92 \text{ кА}$$

Фидер 3 (точка К4):

$$I_{\text{к4 макс.ВН}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,39 + 1,34 + 4,62)^2 + (5,86 + 1,51 + 6,51 + 4,08)^2}} = 1,02 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к4 мин.ВН}}^{(3)} = \frac{40,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,7 + 1,34 + 4,62)^2 + (8,38 + 1,51 + 11,1 + 4,08)^2}} = 0,89 \text{ кА}$$



Фидер 4 (точка К5):

$$I_{\text{к5 макс.ВН}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,39 + 1,34 + 0,85)^2 + (5,86 + 1,51 + 6,51 + 0,75)^2}} =$$
$$= 1,32 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к5 мин.ВН}}^{(3)} = \frac{40,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,7 + 1,34 + 0,85)^2 + (8,38 + 1,51 + 11,1 + 0,75)^2}} =$$
$$= 1,06 \text{ кА}$$

Фидер 5 (точка К6):

$$I_{\text{к6 макс.ВН}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,39 + 1,34 + 1,70)^2 + (5,86 + 1,51 + 6,51 + 1,50)^2}} =$$
$$= 1,24 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к6 мин.ВН}}^{(3)} = \frac{40,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,7 + 1,34 + 1,70)^2 + (8,38 + 1,51 + 11,1 + 1,50)^2}} =$$
$$= 1,02 \text{ кА}$$

Фидер 6 (точка К7):

$$I_{\text{к7 макс.ВН}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,39 + 1,34 + 2,65)^2 + (5,86 + 1,51 + 6,51 + 2,34)^2}} =$$
$$= 1,16 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к7 мин.ВН}}^{(3)} = \frac{40,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,7 + 1,34 + 2,65)^2 + (8,38 + 1,51 + 11,1 + 2,34)^2}} =$$
$$= 0,97 \text{ кА}$$

Фидер 7 (точка К8):

$$I_{\text{к8 макс.ВН}}^{(3)} = \frac{35}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(2,39 + 1,34 + 1,36)^2 + (5,86 + 1,51 + 6,51 + 1,20)^2}} =$$

$$= 1,27 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к8 мин.ВН}}^{(3)} = \frac{40,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,7 + 1,34 + 1,36)^2 + (8,38 + 1,51 + 11,1 + 1,20)^2}} =$$

$$= 1,03 \text{ кА}$$

### 3.2.6 Расчёт токов КЗ в точках К2 – К8 приведённых к стороне НН

Рассчитаем токи КЗ приведенные к стороне 6 кВ по формуле:

$$I_{\text{кФ макс.НН}}^{(3)} = I_{\text{кФ макс.ВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{мин.ВН}}}{U_{\text{ном.НН}}}, \quad (24)$$

$$I_{\text{кФ мин.НН}}^{(3)} = I_{\text{кФ мин.ВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{макс.ВН}}}{U_{\text{ном.НН}}}, \quad (25)$$

где  $U_{\text{мин.ВН}}$  – минимальное напряжение стороны ВН с учётом последнего положения РПН, равное 32,34 кВ;

$U_{\text{ном.НН}}$  – номинальное напряжение стороны НН, равное 6,3 кВ.

Фидер 1 (точка К2):

$$I_{\text{к2 макс.НН}}^{(3)} = 1,31 \cdot \frac{32,34}{6,3} = 6,72 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к2 мин.НН}}^{(3)} = 1,05 \cdot \frac{40,5}{6,3} = 6,75 \text{ кА}$$

Фидер 2 (точка К3):

$$I_{\text{к3 макс.НН}}^{(3)} = 1,06 \cdot \frac{32,34}{6,3} = 5,44 \text{ кА}$$

$$I_{\text{к3 мин.НН}}^{(3)} = 0,92 \cdot \frac{40,5}{6,3} = 5,91 \text{ кА}$$

Фидер 3 (точка К4):

$$I_{к4 \text{ макс.НН}}^{(3)} = 1,02 \cdot \frac{32,34}{6,3} = 5,23 \text{ кА}$$

$$I_{к4 \text{ мин.НН}}^{(3)} = 0,89 \cdot \frac{40,5}{6,3} = 5,72 \text{ кА}$$

Фидер 4 (точка К5):

$$I_{к5 \text{ макс.НН}}^{(3)} = 1,32 \cdot \frac{32,34}{6,3} = 6,77 \text{ кА}$$

$$I_{к5 \text{ мин.НН}}^{(3)} = 1,06 \cdot \frac{40,5}{6,3} = 6,81 \text{ кА}$$

Фидер 5 (точка К6):

$$I_{к6 \text{ макс.НН}}^{(3)} = 1,24 \cdot \frac{32,34}{6,3} = 6,36 \text{ кА}$$

$$I_{к6 \text{ мин.НН}}^{(3)} = 1,02 \cdot \frac{40,5}{6,3} = 6,56 \text{ кА}$$

Фидер 6 (точка К7):

$$I_{к7 \text{ макс.НН}}^{(3)} = 1,16 \cdot \frac{32,34}{6,3} = 5,95 \text{ кА}$$

$$I_{к7 \text{ мин.НН}}^{(3)} = 0,97 \cdot \frac{40,5}{6,3} = 6,23 \text{ кА}$$

Фидер 7 (точка К8):

$$I_{к2 \text{ макс.НН}}^{(3)} = 1,27 \cdot \frac{32,34}{6,3} = 6,52 \text{ кА}$$

$$I_{к2 \text{ мин.НН}}^{(3)} = 1,03 \cdot \frac{40,5}{6,3} = 6,62 \text{ кА}$$

### 3.2.7 Расчёт токов двухфазного КЗ

Рассчитаем токи двухфазного КЗ в минимальном режиме по формуле:

$$I_{кФ \text{ мин.НН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{кФ \text{ мин.НН}}^{(3)}}{2} \quad (26)$$

Фидер 1 (точка К2):

$$I_{к2 \text{ мин.НН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6,75}{2} = 5,84 \text{ кА}$$

Фидер 2 (точка К3):

$$I_{к3 \text{ мин.НН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,91}{2} = 5,12 \text{ кА}$$

Фидер 3 (точка К4):

$$I_{к4 \text{ мин.НН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 5,72}{2} = 4,95 \text{ кА}$$

Фидер 4 (точка К5):

$$I_{к5 \text{ мин.НН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6,81}{2} = 5,90 \text{ кА}$$

Фидер 5 (точка К6):

$$I_{\text{к6 мин.НН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6,56}{2} = 5,68 \text{ кА}$$

Фидер 6 (точка К7):

$$I_{\text{к7 мин.НН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6,23}{2} = 5,39 \text{ кА}$$

Фидер 7 (точка К8):

$$I_{\text{к8 мин.НН}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 6,62}{2} = 5,73 \text{ кА}$$

### 3.2.8 Расчет рабочего тока в линии [41]:

$$I_{\text{р.л.ф}} = \frac{S_{\text{нагр.ф}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}}, \quad (27)$$

где  $S_{\text{нагр.ф}}$  – полная мощность нагрузки, кВ·А.

Фидер 1 ( $S_{\text{нагр.ф1}} = 2980 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ):

$$I_{\text{р.л.ф1}} = \frac{2980}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 273 \text{ А}$$

Фидер 2 ( $S_{\text{нагр.ф2}} = 1380 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ):

$$I_{\text{р.л.ф2}} = \frac{1380}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 126 \text{ А}$$

Фидер 3 ( $S_{\text{нагр.ф3}} = 1530 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ):

$$I_{р.л.ф3} = \frac{1530}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 140 \text{ A}$$

Фидер 4 ( $S_{нагр.ф4} = 1480 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ):

$$I_{р.л.ф4} = \frac{1480}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 136 \text{ A}$$

Фидер 5 ( $S_{нагр.ф5} = 1230 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ):

$$I_{р.л.ф5} = \frac{1230}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 113 \text{ A}$$

Фидер 6 ( $S_{нагр.ф6} = 1420 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ):

$$I_{р.л.ф6} = \frac{1420}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 130 \text{ A}$$

Фидер 7 ( $S_{нагр.ф7} = 1250 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ):

$$I_{р.л.ф7} = \frac{1250}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 114 \text{ A}$$

### 3.2.9 Расчет уставок первой ступени МТЗ

Первой ступенью является токовая отсечка ТО [24], рассчитаем её по формуле:

$$I_{с.заш.тоф} = k_H \cdot I_{кФ макс.НН}^{(3)}, \quad (28)$$

где  $k_H$  – коэффициент надежности для ТО без выдержки времени, принимаем равным  $k_H = 1,1$ .

Фидер 1:

$$I_{с.защ,то1} = 1,1 \cdot 6,72 = 7,39 \text{ кА}$$

Фидер 2:

$$I_{с.защ,то2} = 1,1 \cdot 5,44 = 5,98 \text{ кА}$$

Фидер 3:

$$I_{с.защ,то3} = 1,1 \cdot 5,23 = 5,75 \text{ кА}$$

Фидер 4:

$$I_{с.защ,то4} = 1,1 \cdot 6,77 = 7,45 \text{ кА}$$

Фидер 5:

$$I_{с.защ,то5} = 1,1 \cdot 6,35 = 6,98 \text{ кА}$$

Фидер 6:

$$I_{с.защ,то6} = 1,1 \cdot 5,59 = 6,15 \text{ кА}$$

Фидер 7:

$$I_{с.защ,то7} = 1,1 \cdot 6,25 = 6,87 \text{ кА}$$

### 3.2.10 Расчёт тока КЗ в точке К1 приведённого к стороне НН

Рассчитаем максимальный ток КЗ приведенный к стороне 6 кВ в точке К1 по формуле:

$$I_{\text{к1 макс.НН}}^{(3)} = I_{\text{кз макс.ВН}}^{(3)} \cdot \frac{U_{\text{мин.ВН}}}{U_{\text{ном.НН}}}, \quad (29)$$

где  $U_{\text{мин.ВН}}$  – минимальное напряжение стороны ВН с учётом последнего положения РПН, равное 32,34 кВ.

$$I_{\text{к1 макс.НН}}^{(3)} = 1,4 \cdot \frac{32,34}{6,3} = 7,19 \text{ кА}$$

### 3.2.11 Проверка чувствительности защиты

Для повышения чувствительности защиты, примем уставку срабатывания ТО на отходящих фидерах  $I_{\text{с.защ.тоф}}$  равную 5,5 кА.

Проверяем чувствительность защит по формуле:

$$K_{\text{чф}} = \frac{I_{\text{к1 макс.НН}}^{(3)}}{I_{\text{с.защ.тоф}}} \geq 1,2 \quad (30)$$

$$K_{\text{чф}} = \frac{7,19}{5,5} = 1,3 \geq 1,2$$

### 3.2.12 Расчет уставок второй ступени МТЗ

Рассчитаем МТЗ-2 формуле:

$$I_{\text{с.защ.мтзф}} = \frac{K_{\text{н}} \cdot K_{\text{сзп}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{р.л.ф}}, \quad (31)$$

где  $K_{\text{н}}$  – коэффициент надежности при котором защиты не срабатывают, принимаем равным  $K_{\text{н}} = 1,1$ ;

$K_{\text{сзп}}$  – коэффициент самозапуска нагрузки, принимаем



равным  $K_{сзп} = 1,2$ ;

$K_B$  – коэффициент возврата, принимаем равным  $K_B = 0,94$ .

Фидер 1:

$$I_{с.заш,мтз1} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,98} \cdot 273 = 368 \text{ А}$$

Фидер 2:

$$I_{с.заш,мтз2} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,98} \cdot 126 = 170 \text{ А}$$

Фидер 3:

$$I_{с.заш,мтз3} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,98} \cdot 140 = 188 \text{ А}$$

Фидер 4:

$$I_{с.заш,мтз4} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,98} \cdot 136 = 183 \text{ А}$$

Фидер 5:

$$I_{с.заш,мтз5} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,98} \cdot 113 = 152 \text{ А}$$

Фидер 6:

$$I_{с.защ.МТЗ6} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,98} \cdot 130 = 175 \text{ А}$$

Фидер 7:

$$I_{с.защ.МТЗ7} = \frac{1,1 \cdot 1,2}{0,98} \cdot 114 = 153 \text{ А}$$

### 3.2.13 Проверка чувствительности второй ступени МТЗ

Проверяем чувствительность защиты МТЗ-2 по формуле:

$$K_{ч.МТЗф} = \frac{I_{кФ \text{ мин.НН}}^{(2)}}{I_{с.защ.МТЗф}} \geq 1,5 \quad (32)$$

Фидер 1:

$$K_{ч.МТЗ1} = \frac{5840}{368} = 15,8 \geq 1,5$$

Фидер 2:

$$K_{ч.МТЗ2} = \frac{5120}{170} = 30,1 \geq 1,5$$

Фидер 3:

$$K_{ч.МТЗ3} = \frac{4950}{188} = 26,3 \geq 1,5$$

Фидер 4:

$$K_{\text{ч.МТЗ4}} = \frac{5900}{183} = 32,2 \geq 1,5$$

Фидер 5:

$$K_{\text{ч.МТЗ5}} = \frac{5680}{152} = 37,3 \geq 1,5$$

Фидер 6:

$$K_{\text{ч.МТЗ6}} = \frac{5390}{175} = 30,8 \geq 1,5$$

Фидер 7:

$$K_{\text{ч.МТЗ7}} = \frac{5730}{153} = 37,4 \geq 1,5$$

### **Выводы по разделу 3**

Для всех рабочих ячеек ПС 35/6кВ «Энергия» посчитаны уставки для терминалов релейной защиты. Если терминал защит установлен на резервную ячейку, то вводятся базовые (наладочные уставки) для того чтобы с терминала не приходила аварийная сигнализация. Если необходимо быстро настроить терминал, то можно перенести карту уставок с рабочего терминала на резервный используя программу ЭКРА-SMS.

При проведении расчетов получен опыт согласования защит вводных ячеек, секционного выключателя и отходящих линий, которые срабатывают только в своей зоне.

#### **4 Технико-экономическое обоснование принятых решений по модернизация релейной защиты, автоматики и телемеханики подстанции 35/6кВ «Энергия»**

Рассмотрим вопрос экономической эффективности и надежности системы электроснабжения за счет внедрения на подстанции ячеек с микропроцессорными терминалами защит за место электромеханических реле.

Главной задачей был выбор производителя микропроцессорных устройств РЗА (далее МУРЗ), анализ и сравнение функций МУРЗ, характеристик, стоимости, удобства обслуживания и возможности использования их функционала для дальнейшего увеличения надежности электроснабжения, внедрения в единую систему автоматизированного управления и сбора информации. Так же на практике мною производилась наладка микропроцессорных терминалов защит и обслуживание релейной защиты на базе электромеханических реле.

В качестве источников информации для сравнения характеристик микропроцессорных терминалов защит использовались официальные сайты производителей оборудования, каталоги и руководства по эксплуатации. Изучены журналы по релейной защите и автоматике, которые ведутся на каждой подстанции и в которых отражаются данные о об обслуживании (наладка, профконтроль, профвосстановление, осмотр) [33] в том числе ремонты и неисправности оборудования [5]. Проанализировано программное обеспечение с помощью которого происходит настройка микропроцессорного терминала защиты, выставление уставок, настройка параметров, снятие осциллограмм, наблюдение за текущими событиями и прочие возможности.

Проведен анализ МУРЗ трёх известных Российских производителей, которые уже более 10 лет применяются на подстанциях ЗАО «ЭиСС»: НПП «ЭКРА», АО «РАДИУС Автоматика» и НТЦ «Механотроника».

Все устройства соответствуют минимальным требованиям по функционалу и пригодны для защиты вводов, секционных выключателей, трансформаторов напряжения, отходящих линий. Ориентируясь на опыте их работы, можно заявить, что наиболее надежными и удобными в эксплуатации являются микропроцессорные терминалы защит производства НПП «ЭКРА». За все время эксплуатации только один терминал защиты дал сбой. У других производителей (АО «РАДИУС Автоматика» и НТЦ «Механотроника») терминалы защит слишком часто выходили из строя и их приходилось отправлять на гарантийный ремонт.

Программное обеспечение для МУРЗ производства НПП «ЭКРА» более удобно по сравнению с АО «РАДИУС Автоматика» и НТЦ «Механотроника», оно позволяет оперативно и в короткий срок анализировать аварийные ситуации, качественно и быстро производить наладку терминалов защит, имеет интуитивно понятный интерфейс.

Берем МУРЗ производства НПП «ЭКРА» для последующего экономического расчета и модернизации.

Определить общую стоимость релейной защиты, построенной на базе электромеханических реле и на микропроцессорных терминалах и сделаем оценку экономического эффекта от модернизации релейной защиты.

Так как для защиты силового трансформатора [1], ячеек ввода, трансформаторов напряжения, отходящих линий и секционного выключателя используются не однотипные схемы защит, в своих расчетах я буду использовать разные по функциональному назначению реле. Для того чтобы сильно не углубляться в расчеты изделий и материалов необходимых для обвязки реле и сборке панелей защит при расчете стоимости старой системы РЗА возьмём для анализа только стоимость реле.

Данные для расчета стоимости электромеханических реле и МУРЗ приведены в таблице 2 и таблице 4. В таблице 3 и таблице 5 указано необходимое количество реле и МУРЗ для реализации минимальных требований по защите силового оборудования.

Таблица 2 - Стоимость электромеханических реле

Наименование	Стоимость
Реле максимального тока РТ- 40	2500 руб.
Реле максимального тока с зависимой выдержкой времени РТ - 80	6550 руб.
Указательное реле РУ - 21	2 200 руб.
Реле времени с часовым механизмом РВ	12 300 руб.
Реле промежуточное постоянного тока РП-23	1 530 руб.
Реле минимального напряжения РН	2800 руб.
Реле тока дифференциальные с торможением ДЗТ	15380 руб.

Количество реле, используемых в схемах защиты трансформатора, выключателя ввода, отходящих линий и других ячеек, сведено в таблицу 3.

Таблица 3 – Необходимое количество электромеханических реле для схем защит

Место установки	Тип реле						
	ДЗТ	РВ	РУ-21	РТ-80	РП-23	РН	РТ-40
Защита силового трансформатора 35/6 кВ – 2шт.	2	4	12	-	7	-	5
Защита ввода 6кВ – 2шт.	-	2	3	2	3	-	3
Защита отходящая линия (ОЛ) – 32шт.	-	2	2	2	2	-	3
Защита трансформатора напряжения (ТН) – 2шт.	-	1	3	-	3	3	-
Защита секционного выключателя (СВ) – 1шт.	-	2	5	2	5	-	3
Всего, шт.	4	79	105	70	95	6	115
Итого, руб.	61520	971700	231000	458500	145350	16800	287500

Таблица 4 - Стоимость МУРЗ НПП «ЭКРА»

Наименование	Стоимость
БЭ2502А 0103 – Микропроцессорный терминал защиты и автоматики линии	60000 руб.
БЭ2502А 0201 - Микропроцессорный терминал защиты и автоматики секционного выключателя	90000 руб.
БЭ2502А 0303 - Защита, автоматика, управление и сигнализация ввода	120000 руб.
БЭ2502А 0402 – Микропроцессорный терминал защиты трансформатора напряжения	60000 руб.
ШЭ 2607 149 – Шкаф защиты и автоматики двухобмоточного трансформатора 6-35кВ	1200000 руб

Таблица 5 – Состав схем защит на базе МУРЗ

Место установки	Тип реле				
	БЭ2502А 0103	БЭ2502А 0201	БЭ2502А 0303	БЭ2502А 0402	ШЭ 2607 149
Ввод 10кВ – 2шт.	-	-	1	-	-
Защита силового трансформатора 35/6 кВ – 2шт	-	-	-	-	1
Защита трансформатора напряжения (ТН) – 2шт.	-	-	-	1	-
Защита секционного выключателя (СВ) – 1шт.	-	1	-	-	-
Защита отходящая линия (ОЛ) – 32шт.	1	-	-	-	-
Всего, шт.	32	1	2	2	2
Итого, руб.	1 920 000	90 000	240 000	120 000	2 400 000

Выполним расчет амортизационных отчислений необходимых для поддержания оборудования в работоспособном состоянии. Для начала определим амортизационную группу оборудования, которую нам необходимо закупить. Согласно информации из Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. От 27.12.2019) «О классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» [26] закупаемое оборудование, относится к восьмой амортизационной группе со сроком

полезного использования от 20 до 25 лет. Расчет амортизации будет производиться линейным способом по формуле:

$$A_{\text{комп}} = \frac{E_0 * K}{N_M}, \quad (33)$$

где  $K$  - норма амортизации за год;

$E_0$  - изначальная стоимость имущества;

$N_M$  – число месяцев в году.

$$K = \frac{1}{n} * 100\%, \quad (34)$$

где  $n$  - срок эксплуатации в годах.

$$K = \frac{1}{25} * 100\% = 4\%$$

$$A_{\text{комп}} = \frac{4770000 * 4}{12 * 100} = 15900 \text{руб.}$$

Каждый месяц на амортизационные отчисления необходимо выделять 15900 рублей в течение 25 лет.

Чтобы оптимизировать затраты на демонтаж старого оборудования и монтаж микропроцессорных терминалов защит, пусконаладочные работы мы будем делать сами, так как есть квалифицированный персонал, а монтажным организациям необходимо будет заниматься прокладкой кабеля, и монтажом оборудования. Для примерного расчета заложим на демонтаж/монтаж терминалов 9% от стоимости оборудования.

Если посчитать полную стоимость амортизационных отчислений при модернизации релейной защиты, то она составит 5 247 000 рублей, с ежемесячными амортизационными отчислениями 15 900 рублей.

Как видно из представленных выше экономических расчетов модернизации системы релейной защиты ПС 35/6кВ «Энергия» имеет



ощутимые финансовые затраты. Если делать модернизацию на перспективу, то мы получаем ряд преимуществ. Первым преимуществом является независимость от производства реле на электромеханической базе, так как оно практически полностью остановлено, большая часть поставок производится за счет складских накоплений. Вторым преимуществом является тот факт, что стоимость электромеханических реле растёт из-за малого количества производства, а цена на микропроцессорные терминалы падает, так как появляются новые производители и в этом секторе сохраняется большая конкуренция. Третьим преимуществом микропроцессорных терминалов защит является отсутствие подвижных частей, открытых контактов и пружинных механизмов, это в свою очередь упрощает их обслуживание, повышает надежность [25]. Четвертым преимуществом микропроцессорных терминалов является низкий уровень потребления по цепям оперативного тока [17]. Пятое преимущество микропроцессорных терминалов - возможность реализации большего количества защит.

#### **Выводы по разделу 4**

Анализ стоимости показал, что микропроцессорные устройства релейной защиты по сравнению с электромеханическими реле стоят дороже, но при этом они позволяют обеспечить на подстанции большое количество функций РЗА, имеют возможность осциллографирования и регистрации событий (сложно реализовать на электромеханике), у них более точное выставление уставок защит, есть самодиагностика. Если перевести все возможности микропроцессорного терминала на базу электромеханических реле, то стоимость защит на электромеханике увеличится в разы.

Так как в последнее время идет модернизация всей энергосистемы нашей страны, повышается надежность электроснабжения, создаются единые центры управления, то переход на МУРЗ является наиболее актуальным. Предлагаемые терминалы БЭ2502А имеют все необходимые функции для

защиты линий, секционных выключателей, вводов ячеек, относительно быструю техническую поддержку сервисных центров производителя, если возникнут неисправности микропроцессорного блока, что так же позволяет уберечь организацию от значительных финансовых потерь при аварийных ситуациях.

На рисунках Б.1-Б.4 представлена часть принципиальных схем, разработанных для модернизации релейной защиты на ПС 35/6 кВ «Энергия».

На рисунках В.1-В.3 представлены фотографии шкафов защит трансформатора, ячеек 6 кВ с терминалами БЭ2502А и силовых трансформаторов после проведенной модернизации.

## Заключение

В данной работе рассмотрены основные аппараты релейной защиты и автоматики, применяемые на ПС 35/6кВ «Энергия». Был проведен анализ достоинств и недостатков, установленных аналоговых электромеханических реле.

С целью дальнейшего повышения эффективности и расширения функциональных возможностей релейной защиты и автоматики на ПС 35/6кВ «Энергия» были предложены микропроцессорные терминалы защит, которые позволяют решить большинство задач РЗА на подстанции благодаря своей многофункциональности, возможности удаленного анализа состояния оборудования, точности задания уставок, гибкой конфигурации, синхронизации по времени и передачи информации в диспетчерский центр.

Применение микропроцессорных терминалов позволит расширить функционал защит на подстанции, повысить качество передаваемой электроэнергии потребителям. Появится возможность быстро и оперативно устранять аварийные ситуации, своевременно их обнаруживать и не допускать. Повысится наблюдаемость на подстанции с внедрением системы диспетчеризации.

В ходе работы были посчитаны токи КЗ и уставки для терминалов релейной защиты. Данные расчеты могут быть использованы при наладке оборудования, а также использоваться в дальнейшем при эксплуатации.

Анализ стоимости микропроцессорных терминалов по сравнению с электромеханическими реле показал, что микропроцессорные устройства релейной защиты стоят дороже, но при этом они позволяют обеспечить на подстанции большое количество функций РЗА, которые сложно реализовать на электромеханике.

Так как в последнее время идет модернизация всей энергосистемы нашей страны, повышается надежность электроснабжения, создаются единые центры управления, то переход на МУРЗ является наиболее актуальным.

## Список используемых источников

1. Агафонов А. И. Современная релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : учебное пособие / А. И. Агафонов, Т. Ю. Бростилова, Н. Б. Джазовский. 2-е изд., перераб. и доп. Москва ; Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. 300 с.
2. Власов И.В. Небольшой обзор функций микропроцессорных терминалов защит серии БЭ2502 НПП «ЭКРА» // Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019). сборник трудов. Ответственный за выпуск В.В. Вахнина. Тольятти : Изд-во ТГУ 2019. С. 256-260.
3. Власов И.В. Разработка лабораторного стенда на основе шкафа ШЭ2607 149 // Молодой исследователь: вызовы и перспективы. сборник статей по материалам ССХІ международной научно-практической конференции. Москва, 2021. С. 286-288.
4. Власов И.В. Шкаф оперативного тока на базе контроллера CORDEX™ // Молодой исследователь: вызовы и перспективы. сборник статей по материалам ССХ международной научно-практической конференции. Москва, 2021. С. 302-304.
5. Гловацкий В. Г. Современные средства релейной защиты и автоматика электросетей / В. Г. Гловацкий, И. В. Пономарев. М.: Энергомашвин, 2006. 426 с.
6. ГОСТ Р 55438-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования : введ. 2014.04.01. М.: Стандартиформ, 2014.
7. ГОСТ Р 55608-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление.

Переключения в электроустановках. Общие требования : введ. 2014.07.01. М.: Стандартиформ, 2014.

8. ГОСТ Р 56865-2016. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Технический учет и анализ функционирования. Общие требования : введ. 2016.09.01. М.: Стандартиформ, 2016.

9. Гуревич В. И. Надежность микропроцессорных устройств релейной защиты: мифы и реальность // Проблемы энергетики. 2008. № 5-6. С. 47–62.

10. Гуревич В. И. Микропроцессорные реле защиты. Устройство, проблемы, перспективы / В. И. Гуревич. М.: Инфа-Инженерия, 2011. 336 с.

11. Гуревич В. И. Электрические реле: устройство, принцип действия и применения. Настольная книга электротехника / В. И. Гуревич. Москва : СОЛОН-Пресс, 2019. 688 с.

12. Гуревич В.И. Уязвимости микропроцессорных реле защиты / В.И. Гуревич. Москва : Инфра-Инженерия, 2014. 256 с.

13. Гук Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике : учеб. пособие для вузов / Ю.Б. Гук. Л.: Энергоатомиздат, 1990. 219 с.

14. Дубинский Г. Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В : учебное пособие / Г. Н. Дубинский, Л. Г. Левин. 2-е изд., испр. и доп. Москва : СОЛОН-Пресс, 2020. 538 с.

15. Дьяков А. Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем : учебное пособие для вузов / А.Ф. Дьяков, Н.И. Овчаренко. М.: МЭИ. 2008. 336 с.

16. Дьяков А. Ф. Основы проектирования релейной защиты электроэнергетических систем : учебное пособие. М.: изд. дом МЭИ, 2013.

17. Ершов А. М. Релейная защита в системах электроснабжения напряжением 0,38-110 кВ : учебное пособие для практических расчетов / А. М. Ершов. 2-е изд., перераб. Москва; Вологда : Инфра-Инженерия, 2020. 608

с. Текст : электронный. URL: <https://znanium.com/catalog/product/1168545> (дата обращения: 25.05.2020). Режим доступа: по подписке.

18. Жуков А. В. Релейная защита и сетевая автоматика // Конференция по ознакомлению субъектов электроэнергетики с технологической деятельности АО «СО ЕЭС». М.: 2018. URL: [https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/events/2018/konf\\_5\\_231018\\_prez\\_01\\_rza.pdf](https://www.soups.ru/fileadmin/files/company/events/2018/konf_5_231018_prez_01_rza.pdf) (дата обращения 09.03.2021).

19. Какуевицкий Л. И. Справочник реле защиты и автоматики / Л. И. Какуевицкий, Т. В. Смирнова; науч. ред. М.Е. Хейфиц. 3-е изд., переб. и доп. Москва: Энергия, 1972. 344 с.

20. Киреева Э. А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем : Учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Э. А. Киреева, С. А. Цирук. М.: Издательский центр «Академия», 2015. 288 с.

21. Копьев В. Н. Релейная защита основного электрооборудования электростанций и подстанций. Вопросы проектирования : учебное пособие / В. Н. Копьев. Томск.: ЭЛТИ ТПУ, 2005. 113 с.

22. Лундалин А. А. Направления развития релейной защиты и автоматики в российских электрических сетях / А. А. Лундалин, Е.Ю. Пузина, И. А. Худоногов // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2019. Т. 62, № 2. С.77–85.

23. Методические указания по выбору параметров срабатывания устройств РЗА подстанционного оборудования производства ООО НПП «ЭКРА» [Электронный ресурс] : стандарт организации ОАО "ФСК ЕЭС". URL: [https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto\\_56947007-29.120.70%2099-2011\\_n.pdf](https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/sto_56947007-29.120.70%2099-2011_n.pdf) (дата обращения: 20.04.2021).

24. Неклепаев Б. Н. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Б. Н. Неклепаев. М.: Изд. НЦ ЭНАС, 2010. 147 с.

25. Нудельман Г. С. Микропроцессорные системы РЗА. Оценка эффективности и надёжности // Новости электротехники: информационно-справочное издание. 2008. № 3. URL: <http://.news.elteh.ru/> (дата обращения: 25.05.2020).

26. О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы [Электронный ресурс] : Постановление правительства РФ от 1 января 2002 г. №1 (с изменениями на 27 декабря 2019 года) // URL: <https://base.garant.ru/12125271/> (дата обращения 09.03.2021).

27. Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2009. 853 с.

28. РД 34.35.310-97. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем : введ. 1997.01.01.

29. РД 153-34.0-35.648-01 Рекомендации по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем : введ. 2001.12.01.

30. РЗА энергообъектов на базе терминалов БЭ2502. [Электронный ресурс] : Каталог // URL: <https://ekra.ru/upload/iblock/65f/Katalog-BE2502.pdf>. (дата обращения 09.03.2021).

31. Синюкова Т. В. Электроснабжение: расчет токов короткого замыкания : метод.указания к практ. и курсов. работам / Липецкий государственный технический университет; сост. Т.В. Синюкова. Липецк: ЛГТУ. 2014.

32. СО 34.48.160-2004. Унифицированные протоколы информационного обмена. Общие технические требования. Стандарт организации РАО «ЕЭС России» : введ. 10.02.2004.

33. СТО 34.01-4.1-005-2017. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса. Стандарт организации ПАО «Россети» : введ. 19.09.2017.

34. СТО 34.01-4.1-002-2017. Регистраторы аварийных событий. Технические требования. Стандарт организации ПАО «Россети» : введ. 15.08.2017.

35. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации линии БЭ2502А01хх [Электронный ресурс] : Руководство по эксплуатации // URL: [https://ekra.ru/technical\\_support/technical\\_documentation/](https://ekra.ru/technical_support/technical_documentation/) (дата обращения 09.03.2021).

36. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации секционного выключателя БЭ2502А0201 [Электронный ресурс] : Руководство по эксплуатации // URL: [https://ekra.ru/technical\\_support/technical\\_documentation/](https://ekra.ru/technical_support/technical_documentation/) (дата обращения 09.03.2021).

37. Терминал защиты, автоматики, управления и сигнализации ввода БЭ2502А03хх [Электронный ресурс] : Руководство по эксплуатации // URL: [https://ekra.ru/technical\\_support/technical\\_documentation/](https://ekra.ru/technical_support/technical_documentation/) (дата обращения 09.03.2021).

38. Терминал трансформатора напряжения секции БЭ2502А0402 [Электронный ресурс] : Руководство по эксплуатации // URL: [https://ekra.ru/technical\\_support/technical\\_documentation/](https://ekra.ru/technical_support/technical_documentation/) (дата обращения 09.03.2021).

39. Федосеев А. М., Федосеев М. А. Релейная защита электроэнергетических систем : Учеб. для вузов 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1992. 528 с.

40. Ханин Ю. И. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения: Лабораторный практикум / Ханин Ю.И. Волгоград: Волгоградский государственный аграрный университет, 2018. 124 с.

41. Шабад М. А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей : Монография / М.А. Шабад. 4е изд., перераб. и доп. СПб.: ПЭИПК, 2013. 350 с.



42. Шкаф защиты и автоматики двухобмоточного трансформатора 6-35кВ ШЭ2607 149 [Электронный ресурс] : Руководство по эксплуатации // URL: [https://ekra.ru/technical\\_support/technical\\_documentation/](https://ekra.ru/technical_support/technical_documentation/) (дата обращения 09.03.2021).

43. Шнеерсон Э. М. Цифровая релейная защита / Э. М. Шнеерсон. М.: Энергоатомиздат, 2007. 549 с.

44. Щербаков Е. Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях : учебное пособие / Е.Ф. Щербаков, Д.С. Александров, А.Л. Дубов. 2-е изд., перераб. и доп. Москва : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2020. 495 с.

45. Электроэнергетика : учебное пособие / Ю. В. Шаров, В. Я. Хорольский, М. А. Таранов, В. Н. Шемякин. Москва : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2020. 384 с.

46. Babu K. V., Tripathy M. & Singh A. K. Recent techniques used in transmission line protection: a review // International Journal of Engineering, Science and Technology, 2014. URL: <https://www.ajol.info/index.php/ijest/article/view/68416> (дата обращения: 25.05.2020)

47. Chang-bao Xu., Han Xiong, Li-fu He, Li Zhongmin, Yang Jun. The Research of Intelligent Substation Time Synchronization System and the Influence of Its Fault to Relay Protection // Guizhou Electric Power Research Institute. Scientific research, 2013. URL: [http://file.scirp.org/pdf/EPE\\_2013102216372352.pdf](http://file.scirp.org/pdf/EPE_2013102216372352.pdf) (дата обращения: 25.05.2020).

48. Evaluation of Harmonics Impact on Digital Relays. Kinan Wannous and Petr Toman. Department of Electrical Power Engineering // Brno University of Technology, Technicka 12, 61600 Brno, Czech Republic, 2018. URL: <https://doi.org/10.3390/en11040893> (дата обращения: 25.05.2020).

49. Lorenc Józef, Olejnik Bartosz and Schött Aleksandra. Overcurrent Protections in MV Grid with Local Energy Sources // 3rd International Conference on Power and Renewable Energy. Volume 64, 2018. URL: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/20186408005> (дата обращения: 25.05.2020).

50. Muhammad Sulaiman, Muhammad Sulaman, Abdelwahed Hamdi, Zubair Hussain. The Plant Propagation Algorithm for the Optimal Operation of Directional Over-Current Relays in Electrical Engineering // Mehran University Research Journal of Engineering and Technology, 2020. URL: <https://doi.org/10.22581/muet1982.2002.01> (дата обращения: 25.05.2020).

## Приложение А

### Функциональные логические схемы БЭ2502А1801

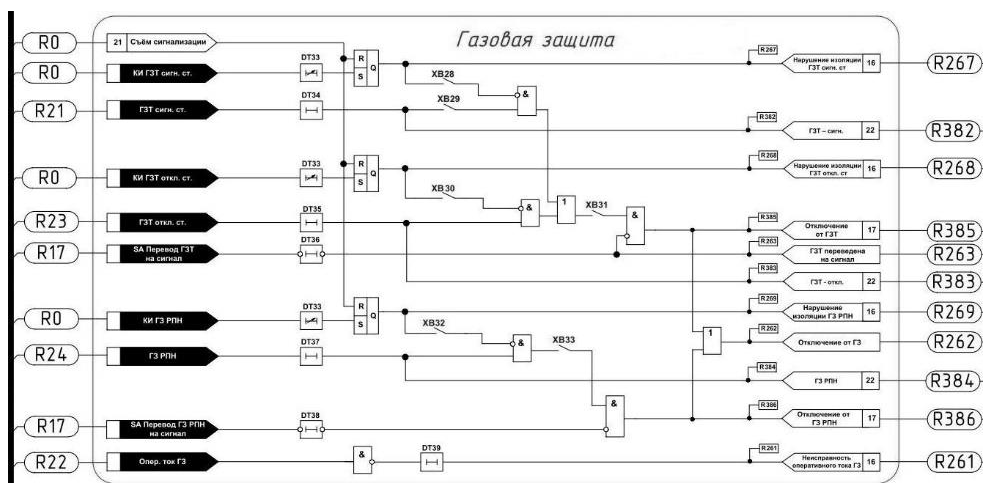


Рисунок А.1 – Функциональная логическая схема газовой защиты терминала БЭ2502А1801

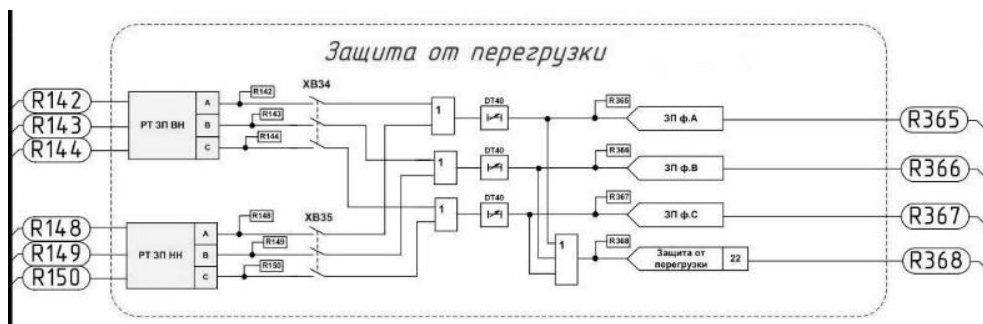


Рисунок А.2 – Функциональная логическая схема защиты от перегрузки терминала БЭ2502А1801



Рисунок А.3 – Функциональная логическая автоматика охлаждения терминала БЭ2502А1801

## Приложение Б

### Принципиальные схемы релейной защиты

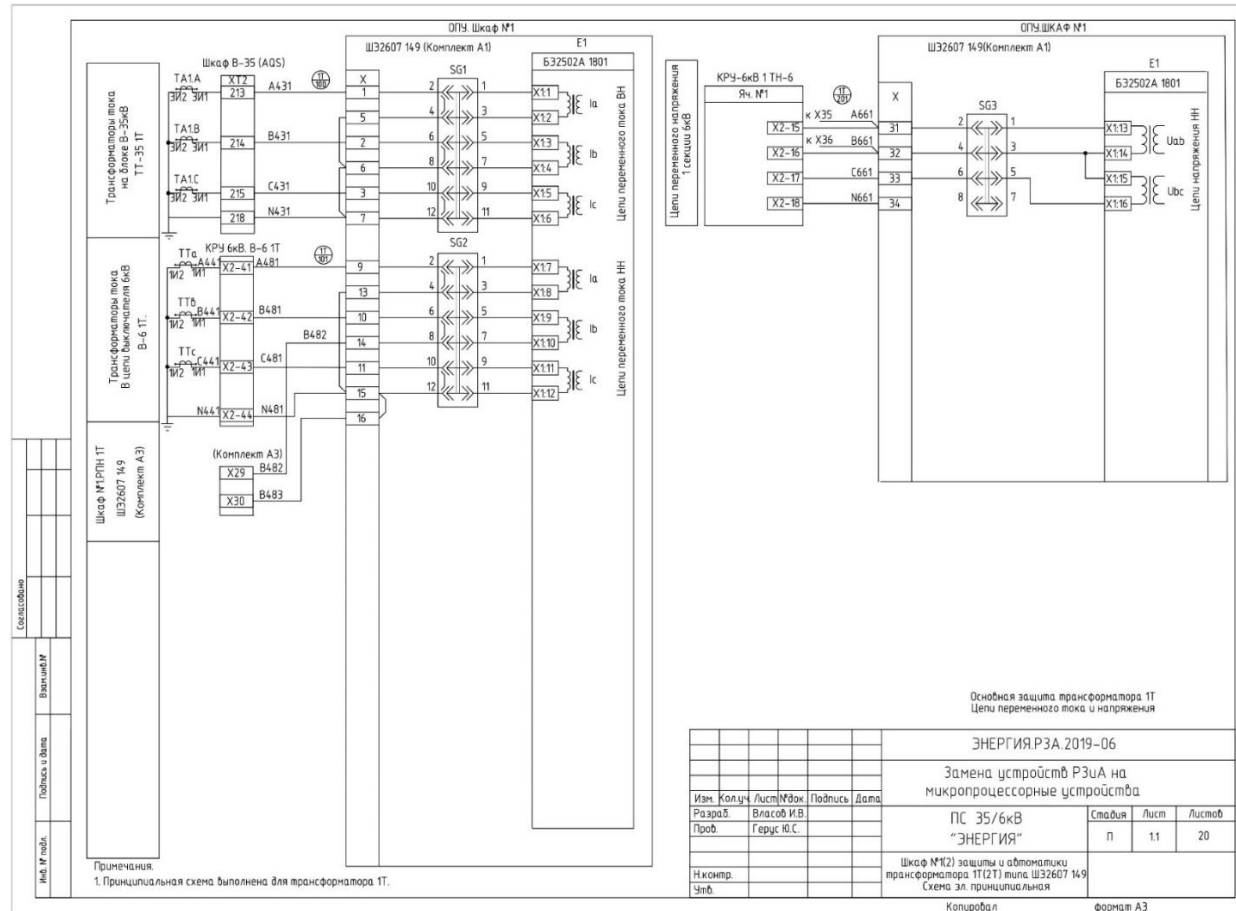


Рисунок Б.1 – Принципиальная схема подключения токовых цепей шкафа ШЭ2607 149

# Продолжение приложения Б

84

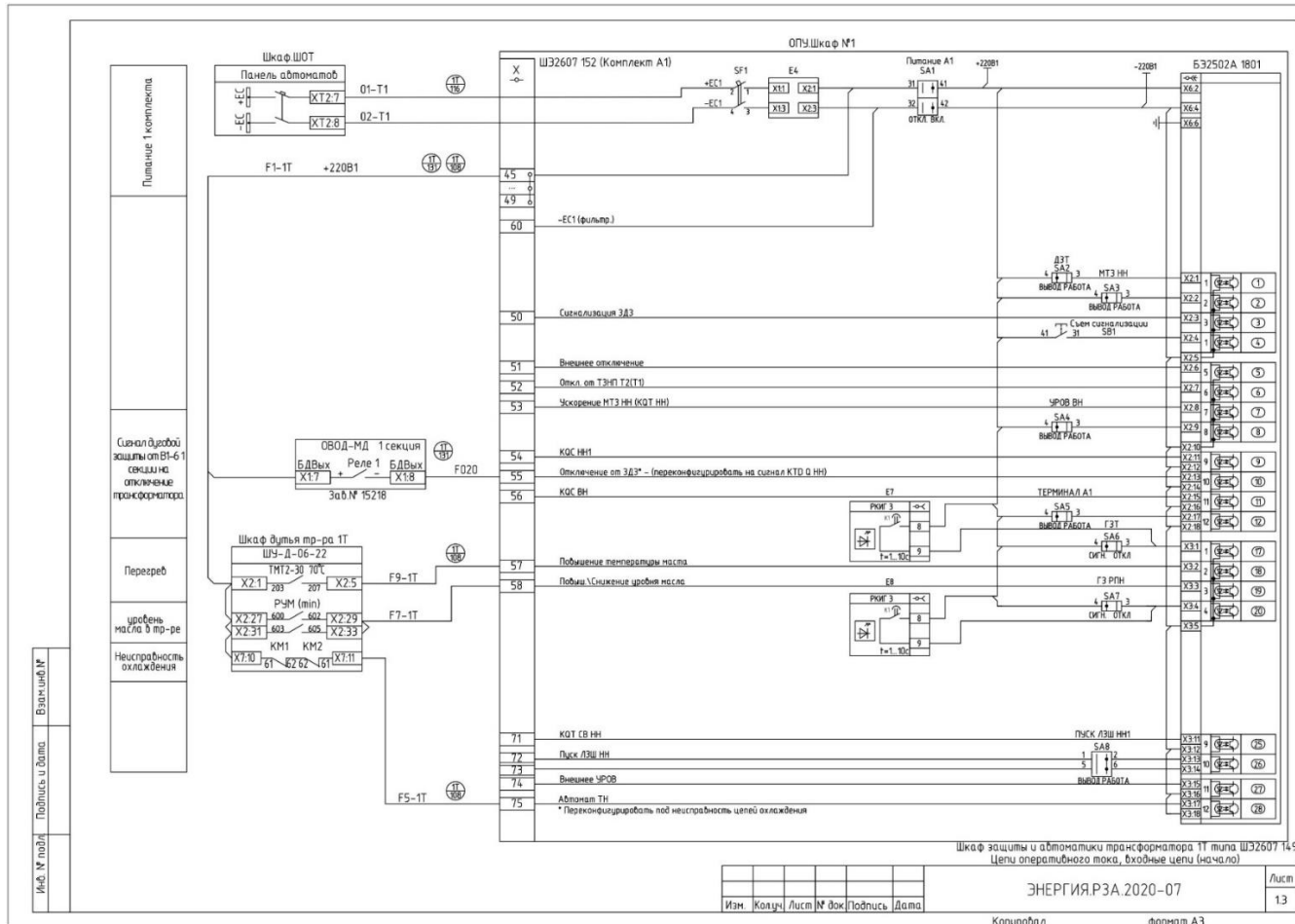


Рисунок Б.2 – Принципиальная схема подключения шкафа обдува к шкафу ШЭ2607 149

## Продолжение приложения Б

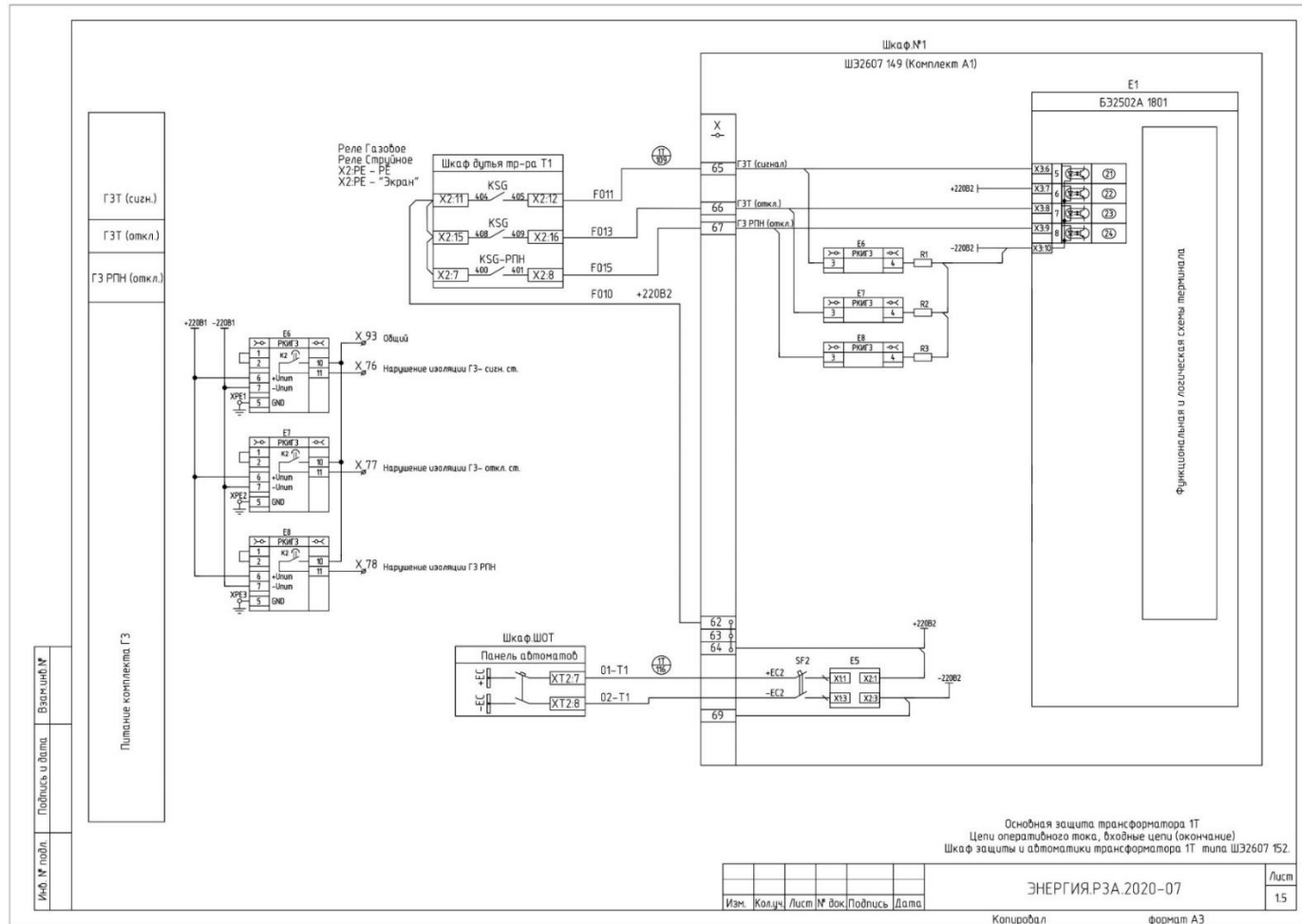


Рисунок Б.3 – Принципиальная схема подключения газовой защиты шкафа ШЭ2607 149



## Приложение В

### Фотографии подстанции после реконструкции РЗА



Рисунок В.1 – ЗРУ-6кВ. Фотография ячеек 1с.ш. с терминалами БЭ2502А



Продолжение приложения В



Рисунок В.2 – ОПУ. Фотография шкафов ШЭ2607 149

Продолжение приложения В



Рисунок В.3 – Фотография трансформатора 2Т