

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

БУХАРСКИЙ ИНЖЕНЕРНО ТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электротехника»

На правах рукописи

Аманов АдизОдирович

«Модернизация защиты трансформатора Т-1 типа
АТДЦТН -125 МВА на ПС Бухара-220/110/35/6 кВ в «ЮЭМЭС».

Специальность 5А310704 «Электроснабжение» (по отраслям)

ДИ С С Е Р Т А Ц И Я

На соискание академической степени магистра

Заведующий отделом магистратуры

Заведующий кафедрой

_____ доц. Шомуродов Т. Р.

_____ доц. Махмудов М.И.

Научный руководитель:

_____ доц. Махмудов М.И.

_____ « _____ » _____ 2015 й.

Б У Х А Р А – 2015 г.

«Утверждаю»
Заведующий кафедрой «ЭЭ»
_____ доц. Махмудов М.И.
«___» _____

Задание для магистерской диссертации

Утверждено 2013 г, «___» _____, приказом ректора Бухарского инженерно технического института.

Для защиты на кафедре Электротехника представлен магистр Аманов АдизОдилович, научный руководитель магистерской диссертации кандидат технических наук, доцент МахмудовМаксудИдрисович.

по теме: «Модернизация защиты трансформатора Т-1 типа АТДЦТН 125 МВА на ПС Бухара-220/110/35/6 кВ в ЮЗМЭМ»

заканчивающий «___» _____ 2015 г.

В работе решены следующие проблемы:

1. Анализ работы устройств релейной защиты трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220 кВ.
2. Общие сведения о современных средствах защиты трансформаторов.
3. Исследование возможности применения «микропроцессорных устройств» для защиты трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220 кВ.

Задание выдано «20» ноября 2013 г.

Научный руководитель: доц. Махмудов М.И.

Задание принял Аманов А.О.

Предварительная защита диссертации на кафедре 15.06.15 г.

Задание дано: доц. Махмудов М.И.

Задание принял: _____ магистр Аманов А.

АННОТАЦИЯ.

В работе исследована эффективность использования микропроцессорных средств РЗА в защите трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА. Обоснованы преимущества цифровых устройств по надежности. Произведен сравнительный расчет надежности аналоговых и цифровых систем РЗА. Полученные результаты доказали, что использование микропроцессорных устройств РЗА увеличивает надежность работы в 2 раза.

THE SUMMARY.

In work the efficiency of use of microprocessor means РЗА in distributive networks of Bukhara area is investigated. The advantages of digital devices on reliability, and also for creation of systems of monitoring of damages of distributive networks are proved. The comparative account of reliability of analog and digital systems РЗА is made. The received results have proved, that use of microprocessor devices РЗА increases reliability of job in 2 times.

АННОТАЦИЯ

Тадқиқотишида микропроцессорли релелиҳимоя воситаларини қўллаш афзаллигитадқиққлинган.

Уларни қўллаш релелиҳимояи шончлигини ватрансформаторҳимоясиниянадаи шончлироқҳимоякилади.

Аналогли варақамли релелиҳимоя воситаларининги шончлиги қиёсий ҳисоблашларикелтирилган.

Ҳисоблаш натижаларини микропроцессорли қурилмалардан фойдаланиш релелиҳимоятизимини шончлигини 2 марта оширади.

ОГЛАВЛЕНИЕ.

Введение	5
1-глава. Общая характеристика защиты трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220/110/35/6 кВ.....	8
1.1 Общие сведения трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220/110/35/6 кВ.....	8
1.2 Основные защиты трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220/110/35/6 кВ.....	13
1.3 Дополнительные защиты трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220/110/35/6 кВ.....	15
2-глава. Общие сведения о современных средствах защиты трансформаторов	17
2.1 Исследование работы современных устройств релейной защиты трансформаторов.....	17
2.2 Микропроцессорные устройства релейной защиты мировых фирм производителей.....	33
2.3 Преимущество современных микропроцессорных устройств релейной защиты.....	36
3-глава. Исследование возможности применения микропроцессорных устройств для защиты трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220 кВ.....	47
3.1 Анализ и выбор микропроцессорных средств защиты Трансформатора.....	47
3.2 Выбор вида и типа защит микропроцессорных устройств для трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220 кВ.....	53
3.3 Расчет уставок микропроцессорных защит фирмы ЭКРА для трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220 кВ.....	54
3.4 Программная модель логики терминала защиты фирмы ЭКРА.....	64
Заключение и предложение.....	87
Список литературы.....	89

ВВЕДЕНИЕ.

Актуальность работы. В настоящее время Узбекистан находится на пути построения правового, демократического государства с рыночной экономикой. В период надвигающегося мирового кризиса, в котором оказалось всё мировое сообщество необходимо обеспечить бесперебойной подачей электроэнергии потребителей всех категорий. Согласно Указа Президента Республики Узбекистан от 28 ноября 2008 года № УП–4058 решающими факторами преодоления негативных последствий мирового финансово-экономического кризиса в сфере реального сектора экономики республики является активизация процессов модернизации, технического и технологического перевооружения, прежде всего в базовых отраслях экономики, внедрение современных гибких мини-технологий, обеспечивающих производство качественной, конкурентоспособной экспортноориентированной продукции [4, 5, 11, 29].

Вопросам эффективности и надёжности релейной защиты и автоматики (РЗА) электроэнергетических систем традиционно уделяется много внимания.

Значительный вклад в решение задачи оценки и повышения надёжности устройств и систем РЗА внесли многие отечественные и западные учёные: Бронштейн Р.А., Вавин Н.В., Гельфанд Я.С., Гук Ю.Б., Гарке В.Г., Жарков Ю.И., Жуков С.Ф., Зейлидзон Е.Д., Касьянов Г.П., Китушин В.Г., Коновалова Е.В., Манов Н.А., Нудельман Г.С., Рипс Я.А., Рубинчик В.А., Поляков В.Е., Сарапулов Г.А., Смирнов Э.П., Саухатас А.С., Стихин Г.П., Фабрикант В.Л., Шалин А.И., Н.Ungrad (Швейцария), Н. Klemenz, К. Rothe (Германия), Н. Аврамова (Болгария) и др.

Развитие в нашей стране РЗА электроэнергетических систем и изменение аппаратной базы от электромеханических реле к микросхемам и

микропроцессорам, с одной стороны, привело к значительному повышению её технического совершенства.

Большое внимание специалисты уделяют аспектам надёжности срабатывания защит. Основная часть неправильных действий систем РЗА – это ложные и излишние срабатывания, что показывают статистические данные, накопленные на протяжении ряда лет. Именно эти виды неправильных действий защиты сопровождаются наибольшими ущербами от ненадёжности.

Сейчас перед специалистами энергосистемы Узбекистана стоит одна из главных задач – это перевооружение техники релейной защиты и автоматики для существующих и вновь вводимых объектов энергетики. Недостаточное знание данных о работе различных типов защит не позволяет решить прямую задачу надёжности, т.е. по показателям надёжности отдельных элементов релейной защиты определять показатели надёжности всей системы РЗА в целом.

Выбор показателей и критериев эффективности и надёжности, а также методов выбора оптимального по эффективности варианта релейной защиты защищаемого объекта играют решающую роль в выборе основных направлений развития техники РЗА, методах повышения надёжности и т.д. Эта проблема выбора рассматривается в диссертации.

Цель работы.Целью работы является обоснование эффективности и внедрение на трансформатор Т-1 типа АДЦТН-125 МВА современные устройства РЗА что позволяет повысить надёжность систем РЗА.

Задачи.Для выполнения поставленной цели необходимо решить следующих задач:

1. Анализ работы устройств релейной защиты трансформатора Т-1 типа АДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220 кВ.
2. Общие сведения о современных средствах защиты трансформаторов.

3. Исследование возможности применения «микропроцессорных устройств» для защиты трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220 кВ.

Объект исследования: релейная защита трансформатор Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на подстанции Бухара-220 кВ.

Метод исследования: При исследовании модернизации релейная защита трансформатор Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на подстанции Бухара-220 кВ использован экспериментально-аналитический метод.

Научная новизна: обоснована возможность модернизации систем релейной защиты трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на базе современных микропроцессорных устройств релейной защиты с учетом климатических условий нашей Республики.

Практическая ценность: состоит в том, что на данный момент слабым звеном энергетики Узбекистана являются релейная защита. Новый путь развития релейной защиты в Узбекистане, характеризующийся децентрализованной автоматизацией аварийных режимов работы, путем внедрения устройств РЗА на микропроцессорной базе позволит в кратчайшее время обнаружить и устранить аварийный процесс.

Содержание работы: Диссертация содержит введение, три главы, заключение, список литературы из 95 наименований, изложена на 97 страницах машинописного текста, содержит 12 рисунков, 5 таблиц.

Публикации. По теме настоящей магистерской диссертации было опубликовано 2 статьи.

напряжения отличаются незначительно. Недостатком является отсутствие электрической изоляции (гальванической развязки) между первичной и вторичной цепью. В промышленных сетях, где наличие заземления нулевого провода обязательно, этот фактор роли не играет. Зато существенным является меньший расход стали для сердечника, меди для обмоток, меньший вес и габариты, и в итоге — меньшая стоимость. Особенно эффективен автотрансформатор в случаях, когда необходимо получить вторичное напряжение, не сильно отличающееся от первичного.

Конструкция трансформатора

Основными частями конструкции трансформатора являются:

магнитная система (магнитопровод)

обмотки

система охлаждения

Магнитная система (магнитопровод)

Магнитная система ([магнитопровод](#)) трансформатора — комплект элементов (чаще всего пластин) электротехнической стали или другого ферромагнитного материала, собранных в определённой геометрической форме, предназначенный для локализации в нём основного магнитного поля трансформатора. Магнитная система в полностью собранном виде совместно со всеми узлами и деталями, служащими для скрепления отдельных частей в единую конструкцию, называется остовом трансформатора.

Часть магнитной системы, на которой располагаются основные обмотки трансформатора, называется — стержень. Часть магнитной системы трансформатора, не несущая основных обмоток и служащая для замыкания [магнитной цепи](#), называется — ярмо.

В зависимости от пространственного расположения стержней, выделяют:

Плоская магнитная система — магнитная система, в которой продольные оси всех стержней и ярм расположены в одной плоскости .

Пространственная магнитная система — магнитная система, в которой продольные оси стержней или ярм, или стержней и ярм расположены в разных плоскостях.

Симметричная магнитная система — магнитная система, в которой все стержни имеют одинаковую форму, конструкцию и размеры, а взаимное расположение любого стержня по отношению ко всем ярмам одинаково для всех стержней.

Несимметричная магнитная система — магнитная система, в которой отдельные стержни могут отличаться от других стержней по форме, конструкции или размерам или взаимное расположение какого-либо стержня по отношению к другим стержням или ярмам может отличаться от расположения любого другого стержня .

Основным элементом обмотки является виток — электрический проводник, или ряд параллельно соединённых таких проводников (многопроволочная жила), однократно обхватывающий часть магнитной системы трансформатора, электрический ток которого совместно с токами других таких проводников и других частей трансформатора создаёт магнитное поле трансформатора и в котором под действием этого магнитного поля наводится электродвижущая сила.

Обмотка — совокупность витков, образующих электрическую цепь, в которой суммируются ЭДС, наведённые в витках. В трёхфазном трансформаторе под обмоткой обычно подразумевают совокупность обмоток одного напряжения трёх фаз, соединяемых между собой.

Проводник обмотки в силовых трансформаторах обычно имеет квадратную форму для наиболее эффективного использования имеющегося пространства (для увеличения коэффициента заполнения в окне сердечника). При увеличении площади проводника проводник может быть разделён на два и более параллельных проводящих элемента с целью снижения потерь на

вихревые токи в обмотке и облегчения функционирования обмотки. Проводящий элемент квадратной формы называется жилой.

Каждая жила изолируется при помощи либо бумажной обмотки, либо эмалевого лака. Две отдельно изолированных и параллельно соединённых жилы иногда могут иметь общую бумажную изоляцию. Две таких изолированных жилы в общей бумажной изоляции называются кабелем. Транспонированный кабель применяемый в обмотке трансформатора.

Особым видом проводника обмотки является непрерывно транспонированный кабель. Этот кабель состоит из жил, изолированных при помощи двух слоёв эмалевого лака, расположенных в осевом положении друг к другу, как показано на рисунке. Непрерывно транспонированный кабель получается путём перемещения внешней жилы одного слоя к следующему слою с постоянным шагом и применения общей внешней изоляции.

Бумажная обмотка кабеля выполнена из тонких (несколько десятков микрометров) бумажных полос шириной несколько сантиметров, намотанных вокруг жилы. Бумага заворачивается в несколько слоёв для получения требуемой общей толщины.

Схемы и группы соединения обмоток трансформаторов

Существуют три основных способа соединения фазовых обмоток каждой стороны трёхфазного трансформатора:

Y-соединение, так называемое соединение звездой, где все три обмотки соединены вместе одним концом каждой из обмоток в одной точке, называемой нейтральной точкой или звездой

D-соединение, так называемое дельта-соединение, или соединение треугольником, где три фазных обмотки соединены последовательно и образуют кольцо (или треугольник)

Z-соединение, так называемое соединение зигзагом

Первичная, вторичная и третичная стороны трансформатора могут быть соединены любым из трёх способов, показанным выше. Данные способы

предлагают несколько различных комбинаций соединений в трансформаторах с различными характеристиками, выбор которых также может быть обусловлен типом сердечника.

Y-соединение обычно является естественным выбором для самых высоких напряжений, когда нейтральная точка предназначена для зарядки. В любом случае в целях защиты от перенапряжения или для прямого заземления предусмотрено наличие нейтрального проходного изолятора. В последнем случае в целях экономии уровень изоляции нейтрали может быть ниже, чем уровень изоляции фазного конца обмотки. Соединённая звездой обмотка также имеет то преимущество, что переключение регулирования коэффициента трансформации может быть предусмотрено на нейтральном конце, где также может быть размещён переключатель числа витков. Поэтому переключатель числа витков сможет функционировать при напряжении низкого логического уровня, а разница напряжений между фазами также будет незначительная. По сравнению с расходами, затраченными на установку переключателя числа витков, при более высоком уровне напряжения экономические затраты будут ниже.

Соединение звездой используется на одной стороне трансформатора, другая сторона должна быть соединена треугольником, особенно в случаях, если нейтрал соединения звездой планируется для зарядки. Соединение обмотки треугольником обеспечивает баланс ампер-виток для тока нулевой последовательности, следующего по нейтрали, и каждой фазы соединения звездой, что даёт приемлемый уровень полного сопротивления нулевой последовательности. Без соединения треугольником обмотки ток нулевой последовательности привёл бы к образованию поля токов нулевой последовательности в сердечнике. Если сердечник имеет три стержня, данное поле от ярма к ярму проникнет сквозь стенки бака и приведёт к выделению тепла. В случае с броневым сердечником, или при наличии пяти стержней сердечника, данное поле проникнет между раскрученными боковыми

стержнями и полное сопротивление нулевой последовательности существенно повысится. Вследствие этого ток, в случае пробоя на землю может стать настолько слабым, что защитное реле не сработает.

В соединенной треугольником обмотке ток, протекающий по каждой фазовой обмотке равен фазному току, разделённому на $\sqrt{3}$, в то время как в соединении звездой, линейный ток каждой фазной обмотки идентичен линейному току сети. С другой стороны, для одинакового напряжения соединение треугольником требует наличия трёхкратного количества витков по сравнению с соединением звездой. Соединение обмотки треугольником выгодно использовать в высоковольтных трансформаторах, когда сила тока высока, а напряжение относительно низкое, как например, в обмотке низшего напряжения в повышающих трансформаторах.

Соединение обмотки треугольником позволяет циркулировать троичным синусоидальным токам внутри треугольника, образованного тремя последовательно соединёнными фазными обмотками. Троичные синусоидальные токи необходимы во избежание искажения потока магнитных индукций в сердечнике, а также искажения при синусоидальной форме наведённого напряжения. Троичные синусоидальные токи во всех трёх фазах имеют одинаковую продолжительность, данные токи не могут циркулировать в обмотке, соединённой звездой, пока нейтраль обмотки не замкнута.

1.2 Основные защиты трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220/110/35/6 кВ.

Основными защитами трансформатора и АТ являются: дифференциальная токовая защита трансформатора, газовая защита трансформатора, газовая защита РПН, токовая отсечка, устанавливаемая со стороны питания на трансформаторах малой мощности, дифференциальная токовая защита

ошиновки низшего напряжения АТ, дифференциальная токовая защита ошиновки высшего и среднего напряжения АТ.

Газовая защита трансформатора содержит два элемента: сигнальный и отключающий.

Сигнальный действует на сигнал при слабом газообразовании и при понижении уровня масла.

Отключающий действует на отключение трансформатора со всех сторон с запретом АПВ трансформатора при интенсивном газообразовании и движении масла со скоростью 0,6-1,5 м/сек по маслопроводу между баком трансформатора и расширителем, а также при дальнейшем (после срабатывания сигнального элемента) понижении уровня масла. Для защиты от повреждений контакторов РПН применяется газовая защита РПН. Защита выполняется с помощью струйного реле, устанавливаемого между баком РПН и расширителем. Газовая защита РПН действует на отключение трансформатора со всех сторон с запретом АПВ трансформатора. Сигнальный элемент у струйных реле отсутствует. Дифференциальная защита трансформатора реагирует на все виды к.з. (за исключением однофазных замыканий на землю в обмотке 6-10-35кВ) в зоне, ограниченной трансформаторами тока (ТТ). При замене выключателя трансформатора обходным выключателем дифференциальная защита переключается с ТТ заменяемого выключателя на ТТ обходного выключателя. Защита действует на отключение трансформатора со всех сторон с запретом АПВ. Дифференциальная защита ошиновки высшего (среднего) напряжения АТ. Защита охватывает зону между встроенными ТТ АТ и выносными ТТ выключателей, действует без выдержки времени на отключение АТ со всех сторон без запрета АПВ АТ. Дифференциальная защита цепей низшего напряжения АТ. В зону действия этой защиты входят линейный трансформатор, реактор и ошиновка цепей низшего напряжения от

встроенных ТТ АТ до выносных ТТ в ячейке ввода низшего напряжения. Защита действует на отключение АТ со всех сторон с запретом АПВ.

1.3 Дополнительные защиты трансформатора Т-1 типа АДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220/110/35/6 кВ.

В качестве резервной защиты трансформаторов используется максимальная токовая защита (МТЗ) с пуском напряжения или без пуска напряжения.

МТЗ устанавливается на каждой стороне трансформатора. Со стороны питания (110кВ, 220кВ) МТЗ, как правило, действует с двумя выдержками времени.

С меньшей выдержкой времени на отключение ввода 10кВ, а с большей — на отключение трансформатора со всех сторон.

В случае, когда с высокой стороны трансформатора установлены короткозамыкатель и отделитель, основные защиты без выдержки времени, а резервные защиты с наибольшей выдержкой времени действуют на включение короткозамыкателя, тем самым создавая искусственное однофазное короткое замыкание, отключаемое защитой питающих линий. В бес токовую паузу (при АПВ питающих линий) производится автоматическое отключение отделителя, после чего поврежденный трансформатор (автотрансформатор) оказывается полностью отключенным.

Передача команды — импульса на отключение выключателя с питающей стороны линии при повреждении в трансформаторе, не имеющем выключателя с высокой стороны, может выполняться и без включения короткозамыкателя (для создания искусственного короткого замыкания). Такая команда может подаваться с помощью теле отключения по высокочастотному каналу.

С целью ближнего резервирования защит трансформатора предусматривается резервная независимая МТЗ-110кВ.

Эта защита является полностью автономной как по цепям тока, оперативным цепям, так и по выходным цепям.

Резервная МТЗ-110 с выдержкой времени большей времени срабатывания основной МТЗ-110 действует на отдельную катушку включения короткозамыкателя или на отдельную катушку отключения выключателя на стороне 110кВ. С выдержкой времени большей времени действия защит на включение короткозамыкателя УРОКЗ действует на отключение отделителя. При этом допускается разрешение отделителя во имя спасения самого трансформатора. На отпаечных трансформаторах и тупиковых подстанциях 110кВ могут применяться и одноступенчатые токовые защиты нулевой последовательности, действующие на отключение трансформатора. На автотрансформаторах транзитных подстанций с высшим напряжением 220-750кВ в качестве резервных защит используются дистанционные защиты (ДЗ) и направленные токовые защиты нулевой последовательности (НТЗНП). Дистанционные защиты предназначены для отключения междуфазных к.з., а НТЗНП — для отключения одно- и двухфазных к.з. на землю. Как правило, на высшей и средней стороне АТ устанавливаются двухступенчатая ДЗ и 3-х ступенчатая НТЗНП. Оперативное ускорение (О/У) первых или вторых ступеней ДЗ и НТЗНП стороны высшего или среднего напряжения АТ (время 0,3-0,6 сек) вводится оперативным персоналом в случае вывода из работы дифференциальной защиты трансформатора, дифзащиты ошиновки высшего напряжения АТ, дифзащиты шин среднего напряжения. Цель О/У резервных защит АТ — ускорить действие резервных защит АТ при близких внешних к.з. или к.з. в самом АТ. Следует отметить, что на время ввода О/У резервных защит, возможно их неселективное действие при к.з. в прилегающей сети. Резервные защиты АТ

стороны высшего напряжения действуют с первой (меньшей) выдержкой времени на отключение всех выключателей высшего напряжения, а со второй (большей) — на отключение АТ со всех сторон.

2-глава. Общие сведения о современных средствах защиты трансформаторов .

2.1 Исследование работы современных устройств релейной защиты трансформаторов.

Современные цифровые устройства РЗА интегрированы в рамках единого информационного комплекса функций релейной защиты, измерения, регулирования и управления электроустановкой. Такие устройства в структуре автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) энергетического объекта являются окончательными устройствами сбора информации. В интегрированных цифровых комплексах РЗА появляется возможность перехода к новым нетрадиционным измерительным преобразователям тока и напряжения — на основе оптоэлектронных датчиков, трансформаторов без ферромагнитных сердечников и т. д. Эти преобразователи технологичнее при производстве, обладают очень высокими метрологическими характеристиками, но имеют малую выходную мощность и непригодны для работы с традиционной аппаратурой. Большинство фирм производителей прекращают выпуск электромеханических реле и устройств и переходят на цифровую элементную базу.

Переход на новую элементную базу не приводит к изменению принципов релейной защиты и электро автоматике, а только расширяет её функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает

стоимость. Именно по этим причинам микропроцессорные реле очень быстро занимают место устаревших электромеханических и микроэлектронных. Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1—0,5 ВА, аппаратная погрешность — в пределах 2—5 %, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96—0,97. Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS, Общим является всё больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Переход на цифровые способы обработки информации в устройствах РЗА не привел к появлению каких-либо новых принципов построения защиты электроустановок, но существенно улучшил эксплуатационные качества реле.

Структурная схема. Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны представленной на рис. 1.1.

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т.

Следует отметить, что в реальном устройстве РЗ может использоваться несколько микропроцессоров (МП), каждый из которых будет занят решением отдельного фрагмента общей задачи с целью обеспечения

высокого быстродействия. Так, фирма ALSTOM, для этой цели, использует один мощный процессор, а фирма ABB, использует 4—10 МП, работающих параллельно.

Непрерывными узлами цифрового устройства РЗА являются:

входные $U1—U4$ и выходные $KL1—KLj$ преобразователи сигналов, тракт аналого-

цифрового преобразования $U6, U7$, кнопки управления и ввода информации от оператора $SB1, SB2$, дисплей H для отображения информации и блок питания $U5$. Современные цифровые устройства, как правило, оснащаются и коммуникационным портом $X1$ для связи с другими устройствами.

** Примечание. При составление главы в качестве основного материала использована книга В. Я. Шмурёва. «Цифровые реле защиты».*__

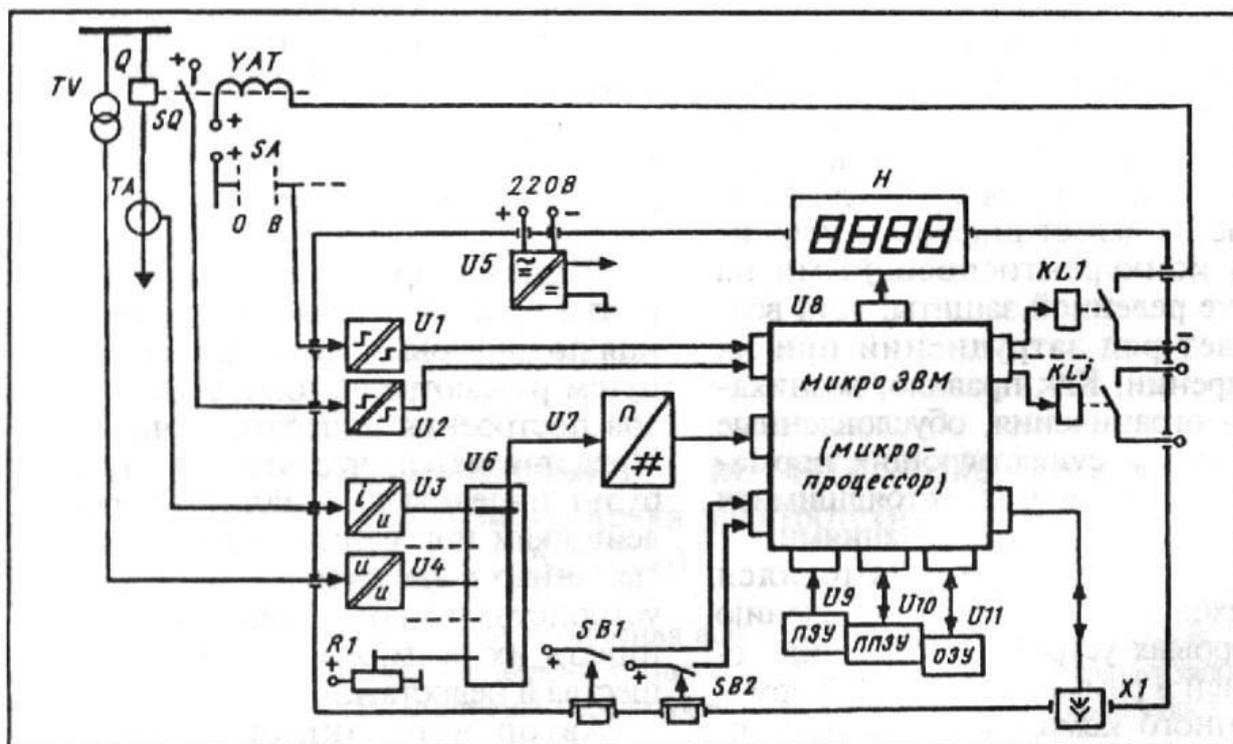


Рис. 3.1. Структурная схема цифрового устройства защиты

Основные функции вышеперечисленных узлов следующие:

Входные преобразователи обеспечивают гальваническую развязку внешних цепей от внутренних цепей устройства. Одновременно, входные преобразователи осуществляют приведение контролируемых сигналов к единому виду (как правило, к напряжению) и нормированному уровню. Здесь же осуществляется предварительная частотная фильтрация входных сигналов перед их аналого-цифровым преобразованием. Одновременно принимаются меры по защите внутренних элементов устройства от воздействия помех и перенапряжений. Различают преобразователи аналоговые ($U3$, $U4$) и логические ($U1$, $U2$)

входных сигналов. Первые стремятся выполнить так, чтобы обеспечить линейную (или нелинейную, но с известным законом) передачу контролируемого сигнала во всем диапазоне его изменения. Преобразователи логических сигналов, наоборот, стремятся сделать чувствительными только к узкой области диапазона возможного нахождения контролируемого сигнала. Выходные релейные преобразователи. Воздействия реле на защищаемый объект традиционно осуществляется в виде дискретных сигналов управления. При этом выходные цепи устройства защиты выполняются так, чтобы обеспечить гальваническую развязку коммутируемых цепей как между собой, так и относительно внутренних цепей устройства РЗ. Выходные преобразователи должны обладать соответствующей коммутационной способностью и, в общем случае, обеспечивать видимый разрыв коммутируемой цепи.

Тракт аналого-цифрового преобразования включает мультиплексор $U6$ и собственно аналого-цифровой преобразователь (АЦП) — $U7$. Мультиплексор — это электронный коммутатор, поочередно подающий контролируемые сигналы на вход АЦП. Применение мультиплексора позволяет использовать один АЦП (как правило дорогостоящий) для нескольких каналов. В АЦП осуществляется преобразование мгновенного значения входного сигнала в пропорциональное ему цифровое значение. Преобразования выполняются с

заданной периодичностью. В последующем в микро ЭВМ по этим выборкам из входных сигналов рассчитываются интегральные параметры контролируемых сигналов — их амплитудные или действующие значения. Блок питания (БП) - $U5$ - обеспечивает стабилизированным напряжением все узлы рассматриваемого устройства, независимо от возможных изменений напряжения в питающей сети. Обычно это импульсный БП от сети постоянного тока. Имеются также блоки питания от цепей переменного тока и напряжения.

Дисплеи и клавиатура являются неизменными атрибутами любого цифрового устройства, позволяя оператору получить информацию от устройства, изменять режим его работы, вводить новую информацию. Надо отметить, что дисплей H и клавиатура $SB1, SB2$ в цифровых реле, как правило, реализуются в максимально упрощенном виде: дисплей цифробуквенный, одно- (или несколько-) строчный; клавиатура — несколько кнопок.

Порт связи с внешними цифровыми устройствами. Достоинством цифровых устройств является возможность передачи имеющейся информации в другие цифровые системы: АСУ ТП, персональный компьютер и т. д., что позволяет интегрировать различные системы, экономя на каналах связи, затратах на предварительную обработку сигналов и т. п.

Коммуникационный порт - необходимый элемент для дистанционной работы с данным устройством.

Наряду с вышеперечисленными в цифровых устройствах, в общем случае, могут встретиться и другие узлы, например, цифро-аналоговые преобразователи при формировании аналоговых сигналов управления и регулирования.

Практически вся обработка информации в любом цифровом устройстве осуществляется внутри микро ЭВМ по определенному алгоритму, реализованному в виде программы работы.

Для облегчения понимания принципов работы цифровых устройств РЗА необходимо иметь хотя бы общее представление об устройстве и функционировании ЭВМ. Рассмотрим структурную схему микро ЭВМ, представленную на рис. 3.2.

Центральный управляющий и решающий блок микро ЭВМ называется центральным процессорным устройством (CentralProcessingUnit-CPU) или просто процессором. Этот узел в виде интегральной микросхемы (ИМС), что дало повод называть такую ИМС микропроцессором. Как видно из структурной схемы микро ЭВМ МП в качестве самостоятельного узла не применяется. Для его работы требуется внешнее запоминающее устройство, где хранится программа (последовательность команд), которую необходимо выполнить. В устройствах, работающих по жесткой программе, какими и являются реле защиты, программа записывается в постоянном запоминающемся устройстве (ПЗУ).

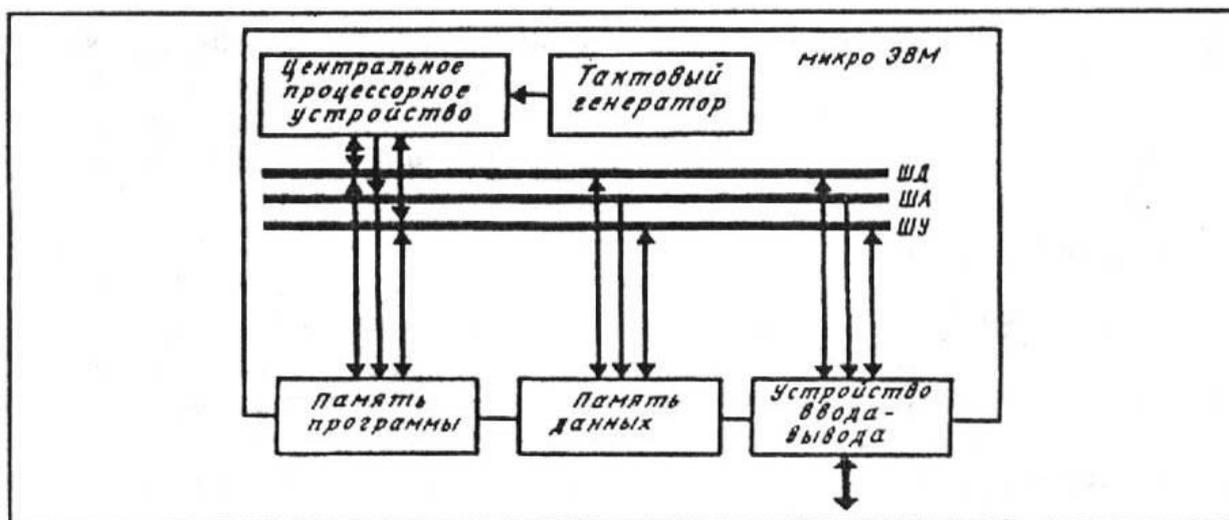


Рис. 3.2. Структурная схема микро ЭВМ

Для хранения переменных и промежуточных результатов вычислений (данных) применяется оперативное запоминающее устройство (ОЗУ).

Обмен информацией с внешним оборудованием осуществляется с помощью устройств ввода-вывода. Любая информация в ЭВМ представляется в виде чисел (числовых кодов). Обмен информацией между узлами микро ЭВМ

осуществляется с помощью шин, т. е. системы электрических линий. Шины различаются по функциям: шина пересылки данных *ЩД*, шина адреса *ША*, шина передачи команд управления *ШУ*. Например, при чтении данных из устройства ввода-вывода (УВВ) в процессор последний выставляет на *ША* адрес УВВ, а на *ШУ*— сигналы, предписывающие УВВ выдать данные на *ЩД*. В результате этого на шине данных появляется число, которое было в УВВ в момент обращения. При передаче информации используется двоичная система счисления, требующая для отображения чисел использования только двух символов 0 и 1, что делает наиболее простой реализацию узлов ЭВМ на основе электрических схем.

Скорость работы микро ЭВМ существенно зависит от разрядности чисел, передаваемых по шинам от узла к узлу. Это определяется разрядностью шины данных. Современные микро ЭВМ работают с 16- и 32-разрядными машинными словами. Время выполнения команды определяется тактовой частотой задающего генератора и зависит от быстродействия применяемых ИМС, что в свою очередь определяется технологией их изготовления.

Сегодня электронной промышленностью предлагаются десятки разновидностей МП, и они непрерывно совершенствуются.

По этой причине происходит периодическое обновление аппаратной базы и в цифровых устройствах РЗА.

Сигналы, контролируемые устройствами РЗА, имеют в общем случае разную физическую природу — токи, напряжения, температура и т. д. Чаще всего устройства РЗ работают с сигналами от источников переменного тока и напряжения, с традиционными номинальными уровнями: 1А, 5А, 100В. Такие уровни сигналов обеспечивают необходимую помехозащищенность, но совершенно неприемлемы для обработки в электронных схемах.

При подключении микропроцессорных устройств к традиционным датчикам тока и напряжения требуется приведение их сигналов к единому виду и диапазону изменения, приемлемому для обработки электронными узлами.

Входные преобразователи.

Наиболее часто входные согласующие преобразователи цифровых устройств выполняются на базе обычных электромагнитных трансформаторов с ферромагнитным сердечником. Несмотря на то, что такие трансформаторы?

Выходные реле

Несмотря на очевидные достижения в области высоких потенциалов и сильных токов в цифровых реле, в большинстве случаев по-прежнему используются промежуточные электромагнитные реле. Контактная пара пока еще остается вне конкуренции как единственное устройство, обеспечивающее видимый разрыв в коммутируемой цепи. К тому же это и самое дешевое решение. Как правило, в цифровых устройствах РЗ применяются несколько типов малогабаритных реле: с большей коммутационной способностью для работы непосредственно в цепях управления выключателей, с меньшей для работы в цепях сигнализации. Мощные реле способны включать цепи с током примерно 5—30 А, но их отключающая способность обычно не превосходит 0,2 А при постоянном напряжении 220 В. Таким образом, схема управления должна предусматривать прерывание тока в цепи электромагнита выключателя его вспомогательным контактом. Отключающая способность сигнальных реле обычно не превышает 0,15 А в цепях постоянного тока напряжением 220 В.

Отображение информации

Для отображения информации в реле используются и отдельные светодиодные индикаторы, и табло, и даже графические экраны. Для простоты будем называть совокупность элементов визуального отображения информации в реле дисплеем.

Очевидно, что дисплей не должен быть дорогим, так как "общение" человека с реле происходит крайне редко. Дисплей реле должен обеспечивать быстрое и однозначное представление информации. Наилучшим образом этим требованиям удовлетворяют простые дисплеи в виде светодиодных индикаторов. С другой стороны, цифровое устройство защиты — это устройство, которое способно предоставить оператору очень большой объем информации: текущие значения токов и напряжений электроустановки, их аварийные значения, уставки (а их в цифровых реле может быть несколько наборов), состояние входов и выходов управления и т. д. Для оперативного получения такого объема информации требуются соответственно и более информативные дисплеи. На рис. 3.7 представлены некоторые варианты выполнения дисплеев устройств РЗ.

В цифровых устройствах некоторых типов защиты (рис. 3.7, *а*) отдельный светодиодный индикатор (или крайний левый разряд цифрового светодиодного табло) указывает на отображаемый параметр, а численное значение этого параметра выводится в трех правых разрядах цифрового табло. Светодиодный дисплей хорошо заметен, особенно в условиях малой внешней освещенности.

В более современных устройствах применяются цифробуквенные многострочные табло (рис. 3.7, *б*), что обеспечивает удобство считывания информации. Такие табло выполняются на основе жидкокристаллических индикаторов (ЖКИ). Основными недостатками ЖК-индикаторов являются относительно низкая контрастность изображения и неработоспособность при низких температурах. Однако, невысокая стоимость и легкость управления ЖКИ способствует их широкому применению, в том числе и в устройствах РЗА.

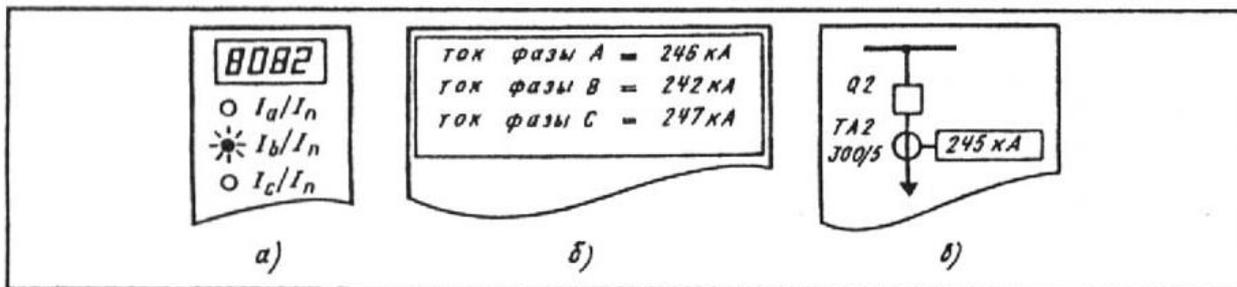


Рис. 3.7. Варианты дисплеев цифровых устройств защиты

Наиболее наглядно информация представляется на графическом дисплее, что в какой-то мере демонстрирует рис. 3.7, в.

Цифровые реле имеют погрешность 2 — 5 %. С учетом этой погрешности и выполняются дисплеи цифровых реле — с возможностью отображения лишь трех значащих цифр. В цифровых реле используются в основном два способа представления величин — в именованных единицах (вольтах, амперах, градусах и т. д.) и в относительных. Оперативному персоналу удобнее работать с именованными величинами, отражающими реальные значения токов, напряжений и других параметров электроустановки. Но это требует занесения дополнительной информации в реле — коэффициентов трансформации измерительных трансформаторов, а на дисплей необходимо дополнительно выводить размерность отображаемой величины.

Альтернативным решением является представление всех величин в относительных единицах или процентах. Чаще всего за базисные единицы принимают номинальные значения контролируемых величин.

Управление аппаратурой

Кнопки управления или клавиатура являются неотъемлемыми элементами связи человека с цифровым устройством. С помощью клавиатуры можно изменить режим работы устройства, вызвать на дисплей интересующие параметры и величины, ввести новые уставки и т. д.

Число кнопок, используемых в клавиатурах различных устройств РЗ, варьируются от двух до десяти. Чем больше кнопок в клавиатуре, тем удобнее и быстрее можно вводить информацию в устройство. Однако,

кнопки являются наиболее ненадежными элементами цифровой аппаратуры. Поэтому там, где пользоваться клавиатурой приходится крайне редко, стремятся использовать минимальное число кнопок. Минимальное число кнопок клавиатуры, позволяющее вводить любую информацию, равно двум, оптимальное – 5: вверх – вниз; влево вправо; ввод.

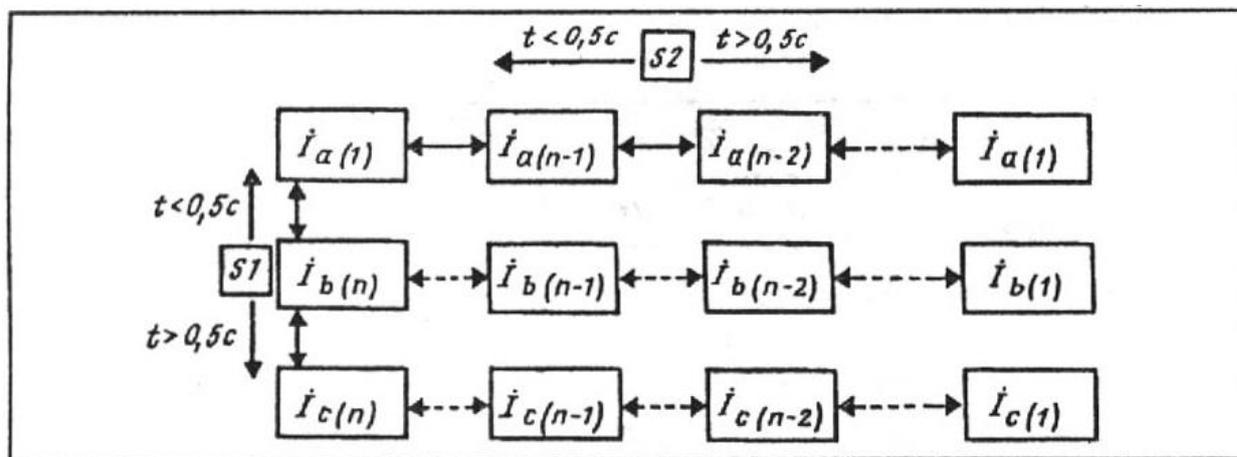


Рис. 3.8.

Поиск информации в памяти реле Состояния, доступные с помощью кнопок управления, представляются двумерным массивом. Продвижение по координатам массива осуществляется соответствующими кнопками, а выбор элемента массива производится одновременным нажатием кнопки “ENTER”. Поясняет этот принцип рис. 1.10, где в качестве примера рассматривается процесс поиска информации о фазных токах, которые фиксировались в памяти защиты в момент срабатывания. Предполагается, что в памяти данного устройства хранится информация по n последним событиям, причем последнее событие имеет номер n .

Устройства хранения информации

Одним из важнейших узлов цифровых реле являются устройства хранения информации. В настоящее время используются различные типы устройств для хранения информации. В функциональном отношении все статические запоминающие устройства подразделяются на ПЗУ, ОЗУ и ЭППЗУ.

Для хранения рабочей программы в устройствах защиты обычно используются *постоянные запоминающие устройства - ПЗУ*. Отличительной

чертой ПЗУ является однократная запись информации. В последующем возможно только считывание записанной информации. Отсюда и происходит англоязычное название этого типа памяти ROM (ReadOnlyMemory— только считываемая память). Достоинством микросхем ПЗУ является их низкая стоимость и возможность хранения информации при отключении питания. В последнее время все шире начинают применяться так называемые перепрограммируемые устройства памяти. Особенно они актуальны для устройств защиты, рабочая программа которых должна изменяться в процессе эксплуатации. В настоящее время существуют устройства РЗА, в которых нужные функции защиты выбираются из библиотеки стандартных функций самим пользователем. Логическая часть этих устройств РЗА создается пользователем из базовых логических функций типа И, ИЛИ, ТРИГГЕР и т. д. Рабочая программа в таких устройствах защиты располагается в *перепрограммируемом постоянном запоминающем устройстве* (ППЗУ или EEPROM — ElectricalErasableProgrammableReadOnlyMemory — электрически перезаписываемая постоянная память). Подчеркнем, что ППЗУ является энергонезависимой памятью, т. е. хранимая в ней информация не разрушается в обесточенном состоянии.

Для временного хранения результатов промежуточных вычислений используются *оперативные запоминающие устройства* (ОЗУ или иначе RAM — RandomAccessMemory память с произвольным доступом). Запись и считывание данных в ОЗУ осуществляется с максимальной скоростью. Существенным недостатком ОЗУ является разрушение информации при отключении питания.

Для хранения уставок и других параметров, которые приходится изменять в процессе эксплуатации защиты, используются ППЗУ, допускающие многократное изменение уставок. Промежуточным решением задачи стало хранение уставок в ОЗУ, имеющем резервное питание от встроенного в

изделие источника *O*. В таких устройствах применяют специальные малопотребляющие ИМС и литиевые батареи, имеющие срок службы 5—6 лет. Недостаток очевиден — необходим периодический контроль и своевременная замена источника питания.

Как и любое другое изделие, устройства памяти могут повреждаться или терять информацию, например, под воздействием ионизирующих излучений. Для обнаружения этого применяются следующие способы.

В ПЗУ, где данные размещаются в ячейках памяти, последовательно выполняют формальное суммирование всех чисел этого массива данных, а результат (контрольную сумму) помещают в определенную ячейку. В режиме тестовой проверки ПЗУ компьютер рассматривает его как объект исследования, выполняет подсчет суммы фактических чисел, хранящихся в ячейках, и сравнивает с контрольной суммой. При проверке ОЗУ в его ячейки поочередно записывают нули и единицы, а затем анализируют получающиеся при считывании результаты.

В устройствах с EEPROM-памятью имеется возможность даже восстанавливать утерянную информацию. Для этого важнейшие массивы информации, например, уставки, дублируются в разных микросхемах памяти. Так как одновременное повреждение информации в двух микросхемах маловероятно, то имеется возможность восстановить информацию перезаписью содержимого неповрежденного массива на место поврежденного.

Интерфейсы цифровых устройств.

Под интерфейсом понимается совокупность аппаратных, программных и конструктивных средств, необходимых для реализации взаимодействия различных цифровых устройств, объединенных в систему.

По принципу обмена информацией интерфейсы подразделяются на интерфейсы с *параллельной и последовательной* передачей данных.

Наиболее быстрый обмен информацией между двумя цифровыми устройствами обеспечивает *параллельный* интерфейс, упрощенная схема которого представлена на рис. 3.10, а.

В этом случае по синхронизирующему сигналу *СС* (в действительности это может быть последовательность из нескольких сигналов управления) передающее устройство выставляет на шину данных *ШД* одновременно все разряды передаваемого числа, а приемное устройство его считывает. Как видно, параллельный интерфейс требует достаточно сложного тракта передачи, включающего $n + 1$ физические линии при n -разрядном слове передаваемых данных. Чаще всего этот тип интерфейса применяется при передаче информации на небольшие расстояния (например, при связи компьютера с принтером) или при необходимости обеспечить наивысшую скорость обмена.

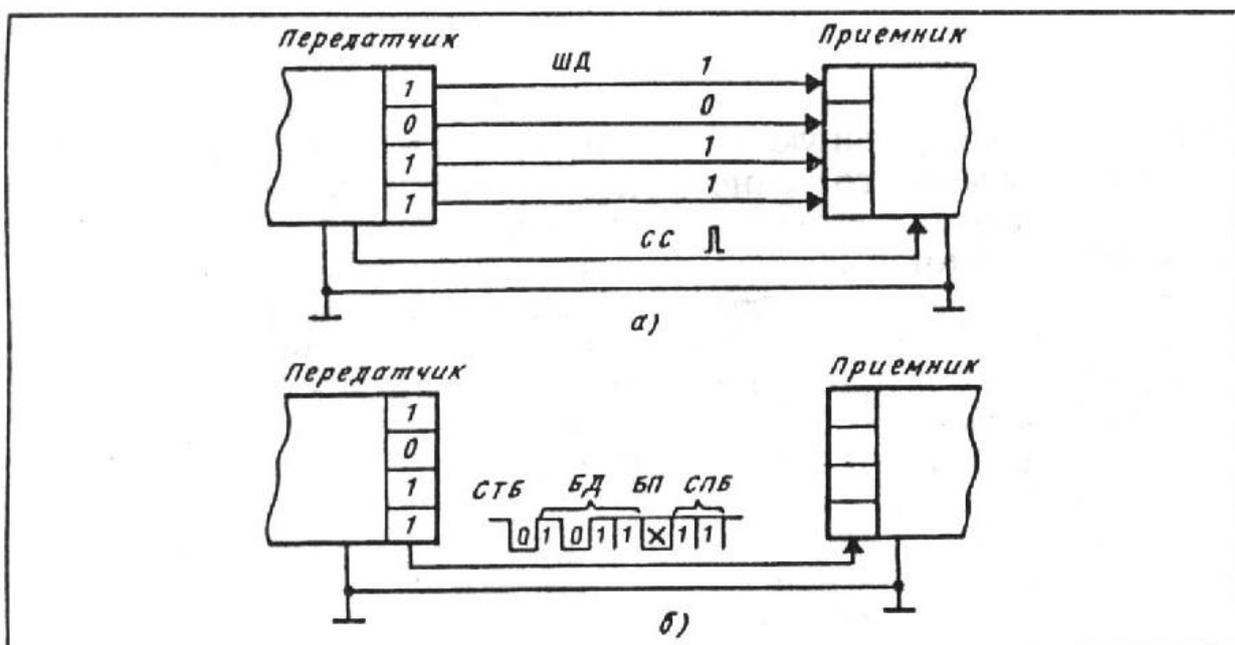


Рис. 3.10. Варианты обмена информацией

Технически более просто выполняется интерфейс с *последовательной* передачей данных. В этом случае слово данных передается последовательно разряд за разрядом. Наиболее распространен асинхронный режим передачи данных, схематически представленный на рис. 3.10, б. Асинхронный способ передачи данных требует минимального количества линий. При асинхронной

передаче используют определенные договоренности, позволяющие приемнику распознать не только начало и окончание передачи, но и даже обнаруживать искажение информации при передаче. Это обеспечивается следующим образом. В режиме ожидания передатчик выдает в линию сигнал логической единицы. Начало передачи приемник распознает по появлению на линии логического нуля. Это так называемый стартовый бит *СТБ*.

Длительность передачи одного бита заранее оговорена, т. е. приемник и передатчик должны быть предварительно настроены. После окончания передачи стартового бита *СТБ* передатчик передает разряд за разрядом биты данных *БД*. После передачи данных следует так называемый бит паритета *БП*. Бит паритета по договоренности устанавливается передатчиком в состояние логической единицы, если в бите (слове) данных нечетное число единиц, и используется "четный" паритет. И, наоборот, в случае договоренности о работе с "нечетным" паритетом, биту паритета присваивается нулевое значение. Таким образом, используя бит паритета, приемник

способен обнаруживать единичные сбои при передаче данных. Оканчивается сообщение передачей стоповых битов *СПБ* (1; 1,5 или 2 бита). По сути дела стоповые биты определяют минимальный интервал между передачей отдельных слов данных. При асинхронной передаче обычно используется стандартный ряд скоростей: 300, 600, 1200, 2400, 4800, 9600, 19200, 38400 бит/с и т.д.

Существует достаточно много стандартов на каналы последовательной связи. Стандарты отличаются по скорости обмена, организации и длине линий связи и т.д. Наиболее известен стандарт RS232, применяемый в IBM-совместимых ПК. Стандарт RS232C разработан в 1969 г. Интерфейс обеспечивает дальность связи до 15 м со скоростью до 19 200 бод. Уровни используемых сигналов:

лог. 0 = +3 ÷ +25 В, лог. 1 = -3 ÷ -25 В. Сопротивление нагрузки 3 -7 кОм.

В ряде цифровых реле порт последовательной связи выполнен в стандарте RS485. - RS485,(- ST коннектор для подключения опто кабеля).

В этом стандарте используются сигналы с уровнями: лог. 0 = 0 В, лог. 1 = +5 В. Стандарт RS485 требует симметричный канал (витая пара). Обеспечивает связь сегментами длиной до 1200 м с возможностью подключения до 32 узлов на сегмент; минимальное сопротивление нагрузки — 60 Ом; скорость обмена—до 10 Мбит/с .Как видно, порты у цифрового реле и персонального компьютера выполнены в разных стандартах, что исключает их непосредственное соединение. для их соединения требуется элемент, называемый: преобразователь протоколов.

существенную роль на возможность получения и отустройства РЗА является протокол связи. Т.е. вышестоящее устройство должно «уметь разговаривать» с устройством РЗА на одном языке. Наиболее распространенные протоколы для связи с микропроцессорными устройствами РЗА это:-Modbus,- Frofibus,- SPAbus, - DNP 3.0,- IEC (МЭК) 60870-5-103.

Наиболее распространенные схемы соединения устройств в локальную сеть объекта приведены на 14.1-14.4.

Полученная от устройств РЗА информация может представляться на экране рабочей станции объекта в виде соответствующего набора экранов. Число экранов, их графическое исполнение и функциональное наполнение определяются конкретным типом системы управления, используемой на данном объекте. Кроме того, часть информации может передаваться на верхний уровень управления – диспетчеру соответствующего уровня. Для передачи информации на верхний уровень управления рекомендуется использовать протокол IEC (МЭК) 60870-5-101, хотя могут быть использованы и другие протоколы связи.

Основными экранами отображения информации на объекте являются экраны мнемосхем с отображением на них положения коммутационных аппаратов.

Пример мнемосхемы подстанции приведен на рис.14.5. При этом экраны мнемосхем могут уточняться (листаться как страницы в книге) вплоть до экрана конкретного присоединения, если это надо.

2.2 Микропроцессорные устройства релейной защиты мировых фирм производителей.

Мировыми лидерами в производстве устройств РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общей для них является тенденция все большего перехода на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью. Микропроцессорную аппаратуру выпускают и другие фирмы: GEMultilin, SEL.

Переход на цифровые способы обработки информации в устройствах РЗА не привел к появлению каких-либо новых принципов построения защиты электроустановок, но существенно улучшил эксплуатационные качества реле. Современные цифровые устройства РЗА интегрировали в рамках единого информационного комплекса функции релейной защиты, измерения, регулирования и управления электроустановкой. Такие устройства в структуре автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) энергетического объекта являются окончательными устройствами сбора информации. В интегрированных цифровых комплексах РЗА появляется возможность перехода к новым нетрадиционным измерительным преобразователям тока и напряжения – на основе оптоэлектронных датчиков, трансформаторов без ферромагнитных сердечников и т. д. Эти преобразователи технологичны при производстве, обладают очень высокими метрологическими характеристиками, но имеют малую выходную мощность и непригодны для работы с традиционной аппаратурой.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны.

Центральным узлом цифрового устройства является микро ЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микро ЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

Следует отметить, что в реальном устройстве РЗ может использоваться несколько микро-процессоров (МП), каждый из которых будет занят решением отдельного фрагмента общей задачи с целью обеспечения высокого быстродействия.

Коротко остановимся на некоторых видах цифровых защит, производимых отечественными и зарубежными фирмами. В мире первая микропроцессорная (МП) защита линий была создана в АВВ (Швеция) в 1981 году, МП защиты двигателя- 1985 году, линии REL 316 – в 1989 г., трансформатора RET 316- 1990 г., генератора REG 316 –1992г.

Отметим, что **Электротехнический концерн АВВ** создан в 1988 году путём объединения двух старейших электротехнических компаний :ASEA (АльменаСвенскаЕлектрискаАкциенболагет – Шведское электротехническое акционерное общество) и ВВС (Броун Бовери Компани, Швейцария).

В России предприятие «**АББ Реле – Чебоксары (Автоматизация)**» с 1994 г. производит МП средства и системы РЗА серии «**SPACOM**», предназначенных как для защиты электроустановок среднего напряжения в виде как реле тока, напряжения и т.д., а функционально как Максимальная токовая Защита (МТЗ), Токовая отсечка (ТО) и т.д. Первоначально выпускались серии **SPAC-800**, а позже было освоено производство серии **SPAC-810**, используемых ещё и для автоматизации распределительных

кабельных и воздушных сетей в энергообъектах напряжением 6-35 кВ. В 2000 году предприятие «**АББ Реле – Чебоксары (Автоматизация)**» начало производство в г. Чебоксары терминала типа **REL 511**, а также шкафов и панелей защиты и управления для ВВ ЛЭП напряжением 110-220 кВ. Производство русифицированной версии терминалов типа **REL 511** осуществляется по лицензии компании АББ Автоматизация (Швеция).

Известно, что для воздушных линий блок РЗА должен выполнять функцию **АПВ**- автоматического повторного включения. А ещё более необходимым является определение места повреждения –**ОМП** при возникновении нарушений в сети. Поэтому ниже в перечислении имеющихся в настоящее время на рынке России типов или серий МП РЗ в качестве их характеристики приводим наличие **АПВ** (с указанием цикла) и **ОМП**

1	ТЭМП (ВНИИР-г.Чебоксары)	4 МЭК м/ф Защ. ОЗЗ, 50 Гц. незав./зав. характеристики. 2 цикла АПВ. ОМП- нет
2	PR (IPR, SMPR, IMPR)(Италия) ПО «Элтехника»	ОЗЗ, 50 Гц., незав. характеристик. ОМП- нет.
3	МІСОМ (ALSTOM - Польша)	ОЗЗ, 50 Гц. Все хар-ки МЭК и др. зависимые и незав. хар-ки. АПВ. ОМП- нет.
4	БМРЗ («Механотроника»)-г. Санкт.-Петербург	ОЗЗ, 50 Гц. Незав. время. 4Хар-ки МЭК(2норм. и длит. инв. и 2 подобны РТ-80
5	СИРИУС, ОРИОН (НПФ «Радиус» г. Москва)	МЭК (норм. и длит. авис.)и 2 подобные РТ-80 хар-ки . ОЗЗ, 50 Гц.ивысшгарм., ОМП. 2 цикла АПВ.

6	SPAC, REF, RTX («АББ Автоматизация» - г. Чебоксары, Финляндия)	4 МЭК и ещё RJ, ОЗЗ, 50ОМП в новом SPAC- 810 серии, жёсткая логика, 5 циклов АПВ (Финск.), 2 цикла АПВ(Чебокс.- SPAC- 800).
7	SEPAM (Schneider Electric (Франция)	Все характеристики м/фзащит (МЭК) и RJ, ОЗЗ, 50 Гц., завис. и независимые. ОМП-нет. Логика требует доработки на месте. 4 цикла АПВ.
8	SIPROTEC («Siemens»Германия)	Все характеристики от многофункциональных комбинированных защит, ОЗЗ, 50 Гц., зависимые и независимые. ОМП и АПВ имеется.

2.3 Преимущество современных микропроцессорных устройств релейной защиты.

Современные микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики оборудования характеризуются множеством преимуществ. Но, как и любое устройство, микропроцессорные защиты имеют и свои недостатки. В данной статье приведем их основные преимущества и недостатки и сделаем вывод об актуальности выбора микропроцессорных устройств для защиты оборудования электроустановок.

Начнем с преимуществ. Основное преимущество микропроцессорных терминалов защит оборудования – это их многофункциональность. Помимо

основных функций, а именно реализации защиты оборудования и работы автоматических устройств, микропроцессорные терминалы осуществляют замер электрических величин. Если взглянуть на старые панели защит оборудования подстанции, то мы увидим множество реле и аналоговых измерительных приборов. В случае использования микропроцессорных защит необходимость установки дополнительных измерительных приборов отсутствует, так как значения основных электрических величин можно фиксировать на [ЖК-дисплее](#) терминалов защит. Тут можно отметить еще одно преимущество – точность измерения. Аналоговый прибор позволяет измерить величину с определенной погрешностью, а если приборы служат не один десяток лет (а в таком состоянии находится подавляющее большинство измерительных приборов электроустановок), то их точность существенно снижается, да и фиксировать показания не всегда удобно. На дисплее терминала указываются точные значения электрических величин и что немаловажно пофазно. Это позволяет контролировать отключенное (включенное) положение всех полюсов выключателей. Исходя из вышесказанного, можно выделить еще одно преимущество микропроцессорных защит – компактность. При использовании микропроцессорных технологий общее количество панелей для защит, автоматики и управления оборудованием, установленных на обще подстанционном пункте управления, сокращается буквально вдвое. Если, например, для защиты, работы автоматических устройств, управления выключателями силового трансформатора устанавливалось три панели с электромеханическими защитами, то в случае использования микропроцессорных защит все необходимые функции выполняет два небольших терминала, установленных на одной панели. Следующее преимущество – удобство фиксации возникших неисправностей. При возникновении отклонений от нормального режима работы оборудования, в том числе в случае аварийной ситуации, на терминале защит загораются

светодиоды, сигнализирующие о том или иной событии. Оперативный персонал, обслуживающий электроустановку, ведет схему-макет (мнемосхему), на которой изображается фактическое положение всех коммутационных аппаратов, в том числе стационарных заземляющих устройств. В данном случае изменение положения коммутационных аппаратов на схеме-макете осуществляется вручную. Микропроцессорные терминалы защит позволяют полностью отказаться от схемы-макета. На дисплеях терминалов защит каждого присоединения изображается мнемосхема присоединения, на которой в автоматическом режиме осуществляется изменение положений коммутационных аппаратов в соответствии с их фактическим положением. Кроме того, все терминалы защит подключаются к [системе SCADA](#), на которой отображается вся схема подстанции, значения нагрузок по каждому присоединению, напряжение на шинах подстанции, а также фиксация в реальном времени возникших аварийных ситуаций. Синхронизация систем SCADA подстанций с диспетчерским пунктом позволяет дежурному диспетчеру своевременно фиксировать возникшие аварийные ситуации, контролировать процесс производства переключений оперативным персоналом. Перед выдачей разрешения на допуск бригады для проведения плановых работ, дежурный диспетчер, благодаря системе SCADA, может лично убедиться в правильности и достаточности принятых мер безопасности.

Недостатки микропроцессорных терминалов защит оборудования электроустановок

Существенный недостаток микропроцессорных устройств – их высокая стоимость. Кроме того, существенные расходы предприятия выделяются на обслуживание микропроцессорных устройств: необходимо наличие дорогостоящего оборудования, программного обеспечения, а также специалистов с соответствующей квалификацией. Недостаток в

дорогостоящем обслуживании микропроцессорных устройств не является существенным в том случае, если все подстанции предприятия укомплектованы современными микропроцессорными техниками. В данном случае обслуживанием данных устройств занимается служба релейной защиты и автоматики, которая специализируется исключительно на данных типах защитных устройств. Если же микропроцессорные защиты установлены на нескольких объектах, то это действительно дорого обходится предприятию, так как возникает необходимость содержания специалистов нескольких служб для обслуживания, как микропроцессорных устройств, так и традиционных, электромагнитных.

Еще один недостаток [микропроцессорных устройств](#) – узкий диапазон рабочих температур. Традиционные защитные устройства, выполненные на обычных реле, достаточно неприхотливы и могут работать в широком диапазоне рабочих температур. В то время как для обеспечения корректной работы микропроцессорных устройств необходимо устанавливать дополнительное климатическое оборудование. Следует отметить такой недостаток микропроцессорных устройств, как периодические сбои в программном обеспечении. Не смотря на заявления производителей микропроцессорных защит об их стабильной работе, очень часто наблюдается сбой в работе программного обеспечения (например, периодическая перезагрузка терминала). Если в момент сбоя программного обеспечения произойдет короткое замыкание, то это может привести к повреждению оборудования, так как в этот момент присоединение находится без защиты. На фоне многочисленных преимуществ микропроцессорных устройств, их недостатки не столь существенны, а в некоторых случаях могут быть исключены. Например, установка надежного программного обеспечения и обеспечение оптимальных условий работы микропроцессорных устройств, практически исключает возникновение ошибок или сбоев в их работе. В заключении

можно сделать вывод, что внедрение микропроцессорных технологий в предприятия электроэнергетической отрасли целесообразно и обоснованно множеством неоспоримых преимуществ.

Около 15 лет назад в энергетике стало массово внедряться новое оборудование для защиты объектов энергоснабжения, использующее компьютерные технологии на базе процессоров. Его стали называть сокращенным термином МУРЗ — микропроцессорные устройства релейной защиты.



Они выполняют функции обыкновенных устройств РЗА на основе новой элементной базы — микроконтроллеров (микропроцессорных элементов).

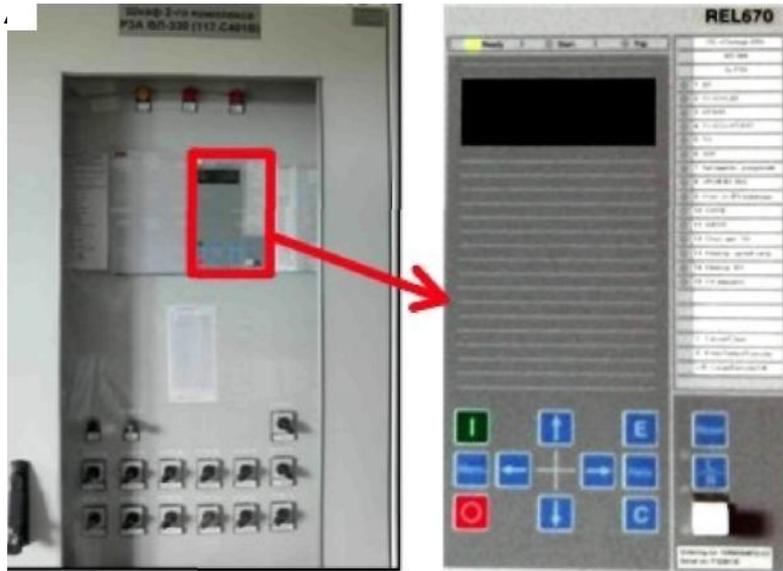
Преимущества микропроцессорных устройств релейной защиты

Отказ от электромеханических и статических реле, обладающих значительными габаритами, позволил более компактно размещать оборудование на панелях РЗА.

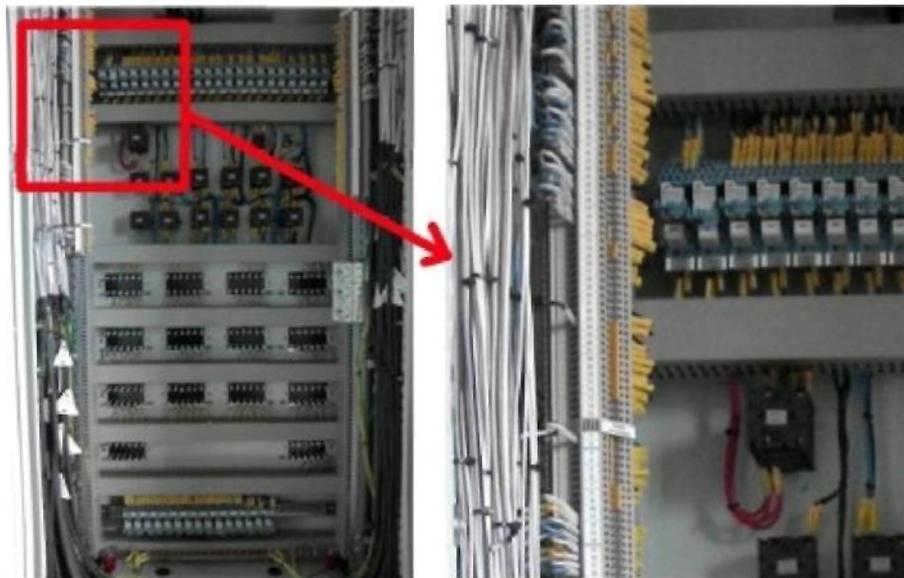
Такие конструкции стали

занимать значительно меньше места. При этом управление посредством сенсорных кнопок и дисплея стало более наглядным и удобным. Внешний вид панели, включающей блок микропроцессорной релейной защиты, показан на рисунке. Сейчас внедрение МУРЗ стало одним из основных направлений в развитии устройств релейных защит. Этому способствует то, что кроме основной задачи РЗА — ликвидации аварийных режимов, новые технологии позволяют реализовать ряд дополнительных функций.

Вид спереди



Вид сзади



Если при поломке устройств, работающих на полупроводниковой или электромеханической базе достаточно заменить отдельную неисправную деталь, то для микропроцессорных защит часто нужно заменять полностью материнскую плату, стоимость которой может составлять треть цены за все оборудование.

К тому же для замены потребуется потратить много времени на поиск детали: взаимозаменяемость в таких устройствах полностью отсутствует даже у многих однотипных конструкций одного производителя.

Электромеханические реле успешно работают более 35 лет

Спорные вопросы

1. Высокая надежность микропроцессорных устройств релейной защиты по сравнению с электромеханическими защитами

Производители микропроцессорных устройств рекламой делают акцент на отсутствие в системе подвижных частей, что связывают с исключением условий механического износа. Сюда же добавляют вопросы коррозии металлов и старение изоляции у конструкций электромеханической и полупроводниковой базы. Опыт эксплуатации электромеханических защит составляет уже примерно полтора столетия. На этой базе работает подавляющее большинство энергетических предприятий России и партнеров из СНГ. Многие реле стоят под напряжением по несколько десятков лет, а разработанная система технического обслуживания и эксплуатации позволяет гарантированно использовать их еще довольно длительное время. На самом деле дефекты изоляции и коррозии могут возникнуть только в двух случаях:

- нарушение технологии изготовления;
- отклонение от правил эксплуатации и обслуживания.

Если рассматривать вопрос механического износа подвижных частей, то надо учитывать, что они срабатывают только при проверках персоналом,

проводимых через несколько лет (учитываются ресурсом наработки) или при авариях, которые возникают очень редко. В то же время в микропроцессорных устройствах релейной защиты:

большинство компонентов постоянно осуществляют мониторинг электрической схемы и обмениваются сигналами между собой; элементы электрических входов все время подвергаются воздействию высокого напряжения 220 вольт, а также импульсных и пиковых величин переходных процессов; блоки питания в/ч импульсной схемы работают без отключения с выделением тепла и формируют основную долю отказов МУРЗ.

2. Надежность реле постепенно повышается от электромеханических конструкций к полупроводниковым на дискретных компонентах, затем к интегральным микросхемами самая высокая у микропроцессорных устройств. Выводы статистики свидетельствуют о более высокой надежности электромеханических реле перед полупроводниковыми аналогами в повседневной эксплуатации. Обратная картина наблюдается только при увеличении циклов коммутации до нескольких сотен тысяч или миллионов.

В интегральных микросхемах работает значительно большее количество электронных элементов, менее устойчивых к перенапряжениям, чем в полупроводниковых реле. Особенно это сказывается при воздействии статического электричества и электромагнитных шумов, которые постоянно присутствуют на объектах энергетики с высоким напряжением. Статистика отказов микропроцессорных устройств релейной защиты Японских компаний опровергает миф о самой высокой надежности микропроцессорных защит. К тому же сюда не включены «программные сбои», которые часто не могут быть выявлены при проверках, но способны проявиться в любой момент.

3. Надежность микропроцессорных устройств релейной защиты повышает встроенная самодиагностика

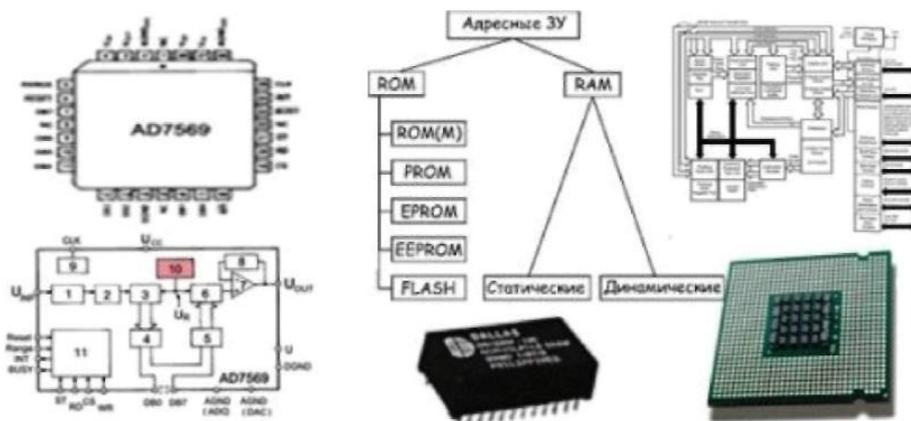
В составе микропроцессорных защит работают аналого-цифровые преобразователи;

память (ПЗУ — ROM+ ОЗУ — RAM);
 центральный процессор;
 источник питания;
 выходные электромагнитные реле;
 узлы аналоговых и цифровых входов.

Аналого-цифровой преобразователь

Память ROMRAM

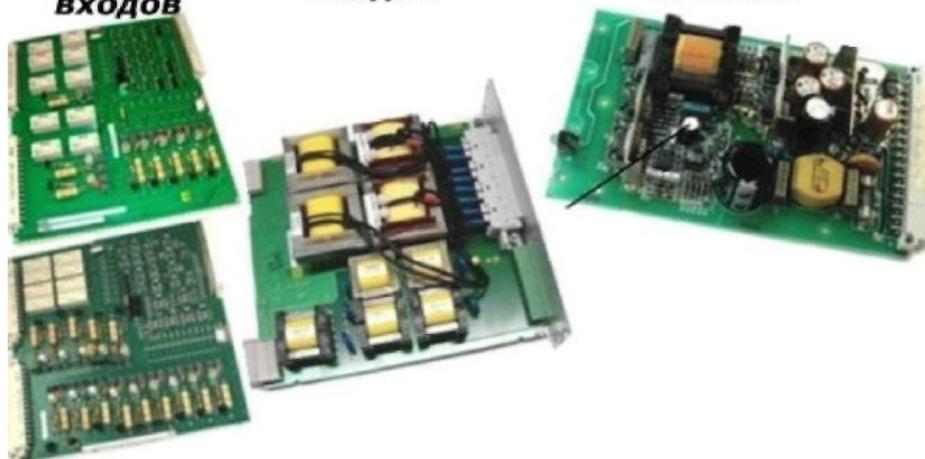
Центральный процессор



Узлы цифровых и аналоговых входов

Блоки аналоговых входов

Импульсный источник питания



Состав блоков микропроцессорной релейной защиты Все эти компоненты по-разному охвачены алгоритмами самодиагностики и не всегда полностью контролируются. Внутренняя проверка предназначена для выдачи сигнала и блокировки работы релейной защиты при возникновении неисправности в ее схеме, а не в электрической сети

энергопредприятия. Поэтому не повышает надежность энергосистемы.

4. Надежность микропроцессорных устройств релейной защиты вынуждена потому что входящие в ее состав элементы более устойчивы к физическому старению. При правильной эксплуатации электромагнитные реле защит, введенные в работу при СССР в 70-х годах, до сих пор прекрасно работают и сохранили свои технические характеристики. Входящие в состав релейной защиты электролитические конденсаторы даже лучших компаний Японии после 7 лет работы в импульсных блоках питания теряют свои свойства, герметичность, создают протечки электролита, способного разъесть медные дорожки плат.

Статистика повреждения МУРЗ японских компаний У производителей микропроцессорных устройств замечено стремление уменьшать габариты электронных компонентов за счет создания режимов с рассеиванием повышенного тепла, которое должно отводиться системой охлаждения, что не всегда выполняется.

Трудности эксплуатации

1. Электромагнитная совместимость

Современная микроэлектроника очень чувствительна к электромагнитным излучениям, а комплекты микропроцессорных устройств релейной защиты устанавливаются на подстанциях, работающих в условиях повышенной напряженности электрического поля, требующей надежной экранированной защиты с отводом накапливаемых потенциалов в землю. На многих подстанциях сопротивления контура заземления не отвечает требованиям эксплуатации микропроцессорных устройств релейной защиты, что предполагает большой объем строительных работ. Иначе такие защиты могут несанкционированно работать при электромагнитных возмущениях в системе, которые легко создать преднамеренно, как и хакерские атаки на программное обеспечение.

2. Выполняемые задачи

Отказ одной микропроцессорной защиты приводит к более тяжелым последствиям для энергетики, чем неисправность электромагнитных

защит потому, что функционально микропроцессорное устройство релейной защиты выполняет задачи $3 \cdot 10^5$ электромагнитных защит.

3. Подготовка персонала

Производством микропроцессорных устройств релейной защиты занимается огромное количество компаний по всему миру с товарооборотом, превышающим миллиарды долларов.

Каждое устройство защиты выполняется по уникальной технологии, исключая взаимозаменяемость элементов и программного обеспечения.

Технические описания с инструкцией по эксплуатации составляют многостраничные книги по несколько сотен листов

(формата А4. Для их изучения требуется много времени и предварительные специальные знания.

При поступлении нового вида микропроцессорных устройств релейной защиты даже того же производителя процесс обучения персонала необходимо возобновлять.

3-глава. Исследование возможности применения микропроцессорных устройств для защиты трансформатора Т-1 типа АДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220 кВ.

3.1 Анализ и выбор микропроцессорных средств защиты трансформатора.

В настоящее время большинство фирм производителей прекращают выпуск электромеханических реле и устройств и переходят на цифровую элементную базу.

Переход на новую элементную базу не приводит к изменению принципов релейной защиты и электроавтоматики, а только расширяет её функциональные возможности, упрощает эксплуатацию и снижает стоимость. Именно по этим причинам микропроцессорные реле очень быстро занимают место электромеханических и микроэлектронных.

Основными характеристиками микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность в пределах 2-5 %, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96-0,97.

Мировыми лидерами в производстве релейной защиты и автоматики являются европейские концерны *ALSTOM, ABB, SIMENS* и *НПП ЭКРА*. Общим является всё больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Современные цифровые устройства РЗА интегрированы в рамках единого информационного комплекса функций релейной защиты, измерения, регулирования и управления электроустановкой. Такие устройства в

структуре автоматизированной системы управления технологическим процессом энергетического объекта являются оконечными устройствами сбора информации. В интегрированных цифровых комплексах РЗА появляется возможность перехода к новым нетрадиционным измерительным преобразователям тока и напряжения – на основе оптоэлектронных датчиков, трансформаторов без ферро магнитных сердечников и т.д. Эти преобразователи технологичные при производстве, обладают очень высокими метрологическими характеристиками, но имеют аную выходную мощность и непригодны для работы с традиционной аппаратурой.

Цифровые микропроцессорные комплексы РЗ являются интеллектуальными техническими средствами. Им присущи:

- а) многофункциональность и малые размеры (одно цифровое измерительное реле заменяет десятки аналоговых);
- б) дистанционные изменения и проверка уставок с пульта управления;
- в) ускорение противоаварийных отключений и включений;
- г) непрерывная самодиагностика и высокая надёжность;
- д) регистрация и запоминание параметров аварийных режимов;
- е) дистанционная передача оператору информации о состоянии и срабатываниях устройств РЗ;
- ж) возможность вхождения в состав вышестоящих иерархических уровней автоматизированного управления;
- з) отсутствие специального технического обслуживания – периодических проверок настройки и исправности.

Для выбора необходимых нам устройств защиты проведём сравнительный анализ разработок различных фирм производителей. В основном все подходы по функциональному признаку тесно переплетаются во всех разработках в сети 220 кВ. Основными характерными моментами являются:

- 1) не менее 5 зон дистанционной защиты от всех видов КЗ, с возможностью их блокирования при качаниях и при неисправности цепей

напряжения;

2) возможность теле ускорения в дистанционной защите, определенных ее зон (по выбору) с использованием различных (по выбору) схем связи, определенные схемы теле ускорения могут иметь свой ВЧ канал также для теле ускорения токовой направленной защиты нулевой

3) последовательности от КЗ на землю;

4) возможность автоматического ускорения определенных ступеней дистанционной защиты при ручном включении и АПВ;

5) возможность ввода удлиненной зоны до АПВ;

6) наличие аварийных токовых защит, вводимых автоматически при неисправности цепей напряжения и блокировании дистанционной защиты;

7) наличие отдельных токовых защит вводимых автоматически на время опробования линии при ручном включении линии или АПВ;

8) наличие токовых защит, используемых как МТЗ для различных режимов, например: междуфазной токовой отсечки, защиты ошиновки ВЛ при полуторной схеме, резервных токовых защит линии, в том числе с различной степенью инверсности токозависимых по времени характеристик срабатывания;

9) наличие токовых защит нулевой последовательности с использованием направленности (по выбору), теле ускорения и автоматического ускорения отдельных ступеней;

10) наличие токовых защит обратной последовательности, для работы при несимметричных КЗ, особенно за обмотками трансформаторов "звезда"/"треугольник";

11) функции УРОВ;

12) функции АПВ, включающие в себя ОАПВ, УТАПВ, ТАПВ, причем последние могут выполняться с контролями напряжений и контролем синхронизма;

13) функции определения места повреждения на линии;

14) функции регистрации аварийных параметров и сигналов;

- 15) контроль цепей тока и напряжения;
- 16) измерение рабочих значений токов, напряжения, мощности, частоты, в амплитудных и средних значениях;
- 17) контроль цепей отключения и включения выключателя;
- 18) контроль числа коммутаций выключателя, с регистрацией суммы токов отключения;
- 19) переключение наборов уставок (4 набора).

Подробнее рассмотрим защиты, которые в настоящее время производятся серийно и уже находятся в эксплуатации во многих странах мира. Это защиты *SPAC801* фирмы «*ABB*», защита *Micom* фирмы «*ALSTOM*» и защита *БЭ2704* фирмы «*НПП ЭКРА*». Ввиду большого числа функций и возможных вариантов использования характеристик в терминалах, сравнение производится по основным из них. Второстепенные характеристики и параметры настройки следует смотреть в заводской (фирменной) документации на изделия. Сравнение будем вести по техническим и функциональным признакам. Сравнительная характеристика представлена в таблице 1

Таблица .1 Сравнительная характеристика микропроцессорных защит

Описание функций	<i>MicomP123</i>	<i>SPAC801</i>	<i>БЭ2704</i>
Дифференциальная защита (ДЗТ).	X	X	X
Защита обратной последовательности (ЗОП).	X	X	X
Максимальная токовая защита на стороне 220 кВ. с минимальным пуском по напряжению (МТЗ-220 кВ.).	X	X	X
Максимальная токовая защита на стороне 35 кВ (МТЗ-35 кВ).	X	X	X
Защита от перегруза на стороне 220 кВ.	X	X	X
Защита от перегруза на стороне 35 кВ.	X	X	X

Токовая защита нулевой последовательности от замыкания на землю в сети 110 кВ (ЗНЗ-110кВ.).	X	X	X
Дифференциальная защита ошиновки 35 кВ.	X	X	X
Контроль ресурса выключателя и цепей откл.	X	X	X
Определение обрыва провода $L2/L1$	X	–	X
Отстройка от пусковых токов	X	–	X
Подхват выходных реле	X	X	X
Логика блокирования	–	–	X
Логика селективности	X	X	X
Режим наладки реле	–	–	X
Дистанционное упр. выходными реле	–	X	X
Количество групп уставок	2	2	2
Дополнительные таймеры	–	–	X
Измерения	X	X	X
Макс. и средние значения тока	–	–	X
Регистрация аварий	X	X	X
Регистрация пусков защит	X	X	X
Регистрация событий	X	–	X
Запись переходных процессов	X	–	X
Дискретные входы/выходные реле	5/8	5/8	5/8
Входы тока/напряжения	4/0	4/0	4/0
Протокол связи <i>Modbus RTU</i>	X	–	X
Протокол связи <i>I EC 60870-5-1 03</i>	X	–	X
Протокол связи <i>Courier</i>	X	–	X
Программа связи <i>Micom S1</i>	X	–	X

Параметры функций	<i>MicomP123</i>	<i>SPAC801</i>	<i>БЭ2704</i>
Терминал правильно	от 0,8 до	от 0,8 до	от 0,8

функционирует при изменении напряжения оперативного постоянного тока в диапазоне от 0,8 до 1,1 $U_{пит}$	1,1 $U_{пит}$	1,1 $U_{пит}$	до 1,1 $U_{пит}$
Относительная дополнительная погрешность параметров срабатывания ПО терминала	$\pm 5 \%$	$\pm 5\%$	$\pm 3 \%$
Время готовности терминала после подачи питания	не более 5 с	не более 5 с	не более 3 с
Коммутационная способность контактов выходных реле	0,05 с	0,05 с	0,04 с
Уставка по длительности записи предаварийного режима задается в диапазоне	от 0,04 до 0,15 с.	-	от 0,04 до 0,50 с.
Уставка по длительности записи послеаварийного режима задается в диапазоне от 0,5 до 5,0 с.	от 0,5 до 3,0 с.	-	от 0,5 до 5,0 с.
Уставка по максимальной длительности записи осциллограммы задается в диапазоне	от 2,0 до 12,0 с.	-	от 2,0 до 16,0 с.

Познакомившись с *MicomP123*, *SPAC801* и *БЭ2704*, приходим к выводу, что по набору защит они одинаковы, поэтому рассмотрим по дополнительным функциям:

1. Габаритные размеры у *БЭ2704* в 2 раза меньше чем у остальных ;
2. *БЭ2704* имеет 4-х строчный ЖКД, а *MicomP123*, *SPAC801* однострочный с тремя символам;
3. *БЭ2704* выражает реальные величины, а *MicomP123*, *SPAC801* – в относительных, требуется перерасчет;
4. *БЭ2704* регистрирует до 75 аварий и переходных процессов, *SPAC801* и *MicomP123* только 5 последних событий и срабатывает индикатор;
5. Различные функции терминала *БЭ2704* можно связать между

собой с помощью логических элементов, *MicomP123* и *SPAC801* жестко забитая логика вывод защиты через диаграмму ключей, нет возможности логической связи.

Из данной таблице можно сделать вывод, что микропроцессорная защита *БЭ2704*, превосходит по некоторым функциональным параметрам.

3.2 Выбор вида и типа защит микропроцессорных устройств для трансформатора Т-1 типа АДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220 кВ.

Защита элементов системы электроснабжения должна ограничить или полностью устранить в них возможные нарушения нормального режима работы, вызванные электрическими, тепловыми или механическими перегрузками, а так же аварийными повреждениями, основными причинами которых обычно являются различные виды КЗ. Для обеспечения защиты применяются аппараты отключения: а) плавкие предохранители ВН и НН и автоматические выключатели НН; б) аппараты релейной защиты, действующие на отключение выключателя.

Релейная защита – совокупность специальных устройств и средств (реле, измерительные трансформаторы и другие аппараты), обеспечивающие автоматическое отключение поврежденной части электрической установки или сети. Если повреждение не представляет для электроустановки непосредственной опасности, то релейная защита должна приводить в действие сигнальные устройства, не отключая установку. Основные условия надежной работы релейной защиты:

1) обеспечение селективности, т.е. отключение только поврежденных участков. Время срабатывания защиты характеризуется выдержкой времени, обеспечивающей селективность. Выдержка определяется полным временем действия защиты до отключения поврежденного участка;

2) остаточная чувствительность ко всем видам повреждений на защищаемой линии и на линиях, питаемых от нее, а так же к изменению в связи с этим параметров (тока, напряжения и др.), что оценивается

коэффициентом чувствительности;

3) максимальная простота схем с наименьшим числом аппаратов и достаточная надежность и быстродействие;

4) наличие сигнализации о неисправностях в цепях, питающих аппараты релейной защиты.

Исходя, из главы 3.1 примем устройства релейной защиты выполненные на терминале *БЭ2704* производства «НПП ЭКРА».

3.3 Расчет уставок микропроцессорных защит фирмы ЭКРА для трансформатора Т-1 типа АДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220/110/35/6 кВ.

Расчёт и выбор уставок МТЗ и токовой отсечки

Общие положения расчёта и выбора уставок на терминале БЭ2704:

На каждой из сторон трансформатора предусмотрено по три ступени максимальной токовой защиты, используется одна из них.

Ток срабатывания максимальной токовой защиты выбирается с учетом следующих соображений: отстройка от максимально возможного тока нагрузки, согласование защиты по току с защитами последующих элементов, обеспечение необходимой чувствительности.

Выдержка времени выбирается, исходя из условия согласования с выдержкой времени последующей защиты. 1 ступень защиты может быть выбрана с зависимой или независимой от тока характеристикой выдержки времени. Как правило, на трансформаторах применяется независимая выдержка времени. Для этого в уставки ступени $I >$ реле необходимо ввести тип – НЕЗАВИС.

Расчёт токовой отсечки

Токовую отсечку обычно называют одну из ступеней двухступенчатой или трёхступенчатой максимальной токовой защиты. Токовая отсечка

защищает только часть линии или обмотки трансформатора, расположенные ближе к источнику питания. Отсечка срабатывает без специального замедления, то есть $t=0$ с.

Расчёт тока срабатывания селективной токовой отсечки без выдержки времени, установленной на линии, на понижающем трансформаторе и на блоке линия- трансформатор. Селективность токовой отсечки мгновенного действия обеспечивается выбором её тока срабатывания $I_{с.о}$ большим, чем значение тока КЗ $I_{к.з}^{(3)}$ при повреждении в конце защищаемой линии электропередачи или на стороне НН защищаемого понижающего трансформатора:

$$I_{с.о} \geq I_{к.з}^{(3)} \cdot k_n$$

Коэффициент надёжности k_n для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на линии электропередачи и понижающих трансформаторах, при использовании цифровых реле, в том числе Micom, может приниматься в пределах от 1,1 до 1,15. Для сравнения можно отметить, что при использовании в электромеханических дисковых реле РТ-40 электромагнитного элемента (отстройки) принимаются в пределах $k_n = 1,3 - 1,4$.

Еще одним условием выбора токовой отсечки, является отстройка от суммарного броска тока намагничивания трансформаторов, подключенных к линии. Эти броски тока возникают в момент включения под напряжение ненагруженного трансформатора и могут первые несколько периодов превышать номинальный ток в 5 – 7 раз. При расчёте токовой отсечки линии электропередачи, по которой питается несколько трансформаторов, необходимо в соответствии с условием отстройки от тока КЗ обеспечить несрабатывание отсечки при КЗ за каждым трансформатором и дополнительно проверить надёжность несрабатывания отсечки при

суммарном значении бросков тока намагничивания всех трансформаторов, подключённых как к защищаемой линии, так и предыдущим линиям, если они одновременно включаются под напряжение. При включении линии поднапряжение при выдержке времени отсечки порядка 0,05с. ток срабатывания отсечки должен быть равен пяти суммарным номинальным токам:

$$I_{с.з} \geq 5 \cdot \sum I_{НОМ.ТР}$$

Если это последнее условие оказывается расчетным, следует попытаться использовать загробление на время включения.

Проверка чувствительности защиты:

ПУЭ требуют для токовых защит коэффициент чувствительности 1.5 при коротких замыканиях на защищаемом оборудовании, и 1.2 в зоне резервирования. Коэффициент чувствительности определяется по выражению:

$$k_{ч} = I_{к.з.МІН}^{(2)} / I_{с.з}$$

Для расчета берется ток двухфазного КЗ в минимальном режиме.

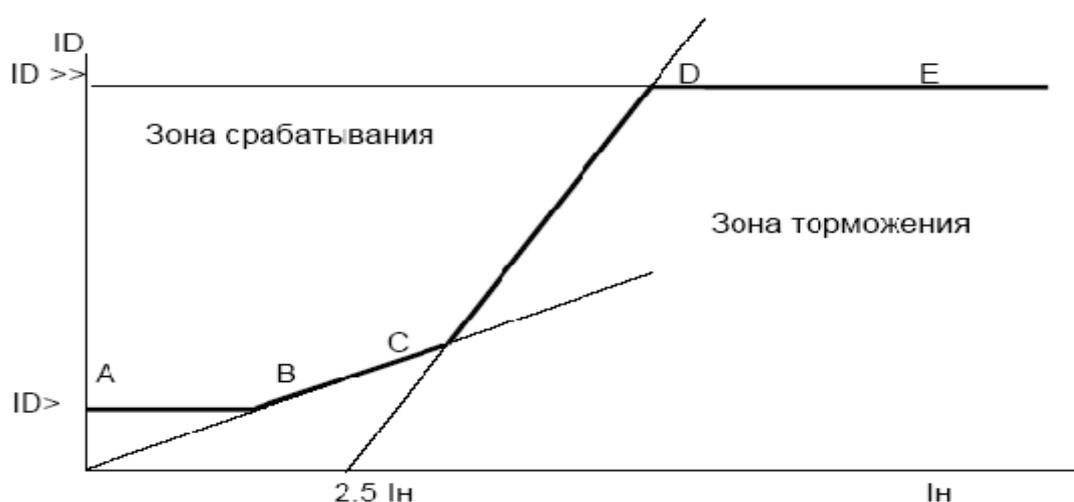
Расчёт дифференциальной защиты трансформатора

1. Дифференциальная защита трансформатора использует 3 комплекта трансформаторов тока, расположенных с трех сторон трансформатора. Выравнивание вторичных токов по величине и по фазе производится защитой автоматически расчетным путем, для чего при задании общих характеристик задаются параметры трансформатора и трансформаторов тока. При этом возникает возможность собрать трансформаторы тока со всех сторон в «звезду», что снижает нагрузку вторичных цепей. Ток нулевой

последовательности при этом устраняется расчетом, что делает характеристики независимыми от режима нейтрали трансформатора.

2. Реле имеет тормозную характеристику пропорционального типа (процентное торможение)- ток срабатывания защиты увеличивается пропорционально увеличению тока короткого замыкания. Тормозным током является самый большой ток среди подводимых к реле, по каждой фазе отдельно.

3. Характеристика состоит из четырех участков.



Характеристика дифференциальной защиты БЭ 2704

ID – дифференциальный ток;

I_n – тормозной ток – равен наибольшему из двух вторичных токов.

Участок АВ – начальный, на этом участке ток срабатывания не зависит от торможения. В точке В характеристика начального участка пересекается с первой тормозной характеристикой. Она имеет наклон $P1$ и начинается от начала координат. Эта характеристика работает при малых токах короткого замыкания, когда погрешность трансформаторов тока невелика.

При токах, больших $2.5 I_n$, начинается вторая тормозная характеристика, которая пересекается с первой в точке С и имеет более крутой наклон – $P2$, учитывая большую погрешность трансформаторов тока при больших токах короткого замыкания.

И последний участок – DE – ток срабатывания опять не зависит от тормозного тока.

Ломаная линия ABCDE представляет общую характеристику дифференциальной защиты.

4. Блокировка током второй гармоники предназначена для обеспечения отстройки дифзащиты от броска тока намагничивания при подаче напряжения. Благодаря наличию блокировки ток срабатывания дифзащиты может быть выполнен значительно меньшим номинального тока трансформатора.

5. Блокировка по току пятой гармоники, предназначена для предотвращения ложной работы дифзащиты от повышенного тока намагничивания при перевозбуждении (подачи напряжения на обмотку трансформатора значительно выше номинального). Предполагается, что на трансформаторах украинского и российского производства без такой блокировки можно обойтись.

Выбор уставок выполняется по условиям:

1) Реле градуировано в относительных единицах к номинальному вторичному току трансформаторов тока стороны ВН, принятой за основную. Вторичные токи остальных сторон пересчитываются к основной стороне автоматически.

2) Реле отстроено от броска намагничивающего тока при токе срабатывания 1 участка характеристики (AB), 0,2 номинального тока трансформатора.

3) При выборе коэффициента торможения P1 первого участка тормозной характеристики в зоне малых токов КЗ.

4) При выборе коэффициента торможения P2 второго участка тормозной характеристики в зоне больших токов КЗ, предполагается, что погрешность трансформаторов тока составляет 10%, а влияние переходных процессов на погрешность трансформаторов тока при внешних коротких замыканиях учитывается коэффициентом 1,5.

5) Ток срабатывания второго горизонтального участка (отсечки), не зависящий от торможения, принимается равным небалансу при внешнем коротком замыкании, с учетом закругляющего коэффициента, при расчете погрешности трансформатора тока, равном 3. С учетом необходимости отстройки от броска тока намагничивания ток срабатывания отсечки должен быть не менее 6.

6) Ток блокировки по 2 гармонике принимается установленный заводом – 12%.

7) Погрешность выравнивания вторичных токов расчетным путем за счет дискретности этих расчетов можно не учитывать во всем диапазоне уставок реле.

8) Учитывая высокую точность работы микропроцессорной защиты, коэффициенты запаса при выборе уставок можно принять равными 1,2.

Выбор уставок дифзащиты трансформатора

Выбор уставок дифзащиты сводится к выбору параметров тормозной характеристики и проверки чувствительности.

При использовании микропроцессорного реле БЭ2704 появляется возможность скомпенсировать отличие вторичных токов сторон ВН и НН и угловой сдвиг, появляющейся при трансформации токов со стороны ВН(У) и НН(Δ).

1. Уставка первой ступени дифференциального тока (начального участка характеристики). Согласно рекомендациям завода – изготовителя:

$$ID > = 0,2$$

где $ID >$ – ток срабатывания 1 ступени, приведенный к номинальному току трансформатора.

Уставка набираемая на реле:

$$Id_{>=} = ID \cdot I_{Б.ВН} = 0,2 \cdot 0,32 = 0,064 ,$$

где I_d – уставка набираемая на реле;

$I_{Б.ВН}$ – базисный ток стороны ВН трансформатора (см. таблицу общих уставок).

Она может быть выполнена в пределах 0,15 – 1,5. Принимаем минимальную уставку 0,15 и получаем что она составляет: $I_D \geq 0,15/0,32=0,45$ номинального тока трансформатора.

2. Наклон характеристики (коэффициент торможения) первого участка – участок находится в зоне малых токов – от 0 до $2.5 I_H$ трансформаторов тока с малыми погрешностями, предполагается, что погрешность трансформатора тока при внешних КЗ не превышает 5%:

$$P1 = k_3 (k' + k'') = 1,2 (5 + 16) = 25,2 \%$$

где k_3 – коэффициент запаса равен 1.2;

k' – погрешность трансформаторов тока, принимается для малых токов равной 5%;

k'' – диапазон регулирования коэффициента трансформации устройством РПН– 16%.

Принимаем: 25%

3. Наклон характеристики (коэффициент торможения) второго участка– в зоне больших токов:

$$P2 = k_3 (k_{ап} \cdot k' + k'') = 1,2 (1,5 \cdot 10 + 16) = 37 \%,$$

где $k_{ап}$ – коэффициент учитывающий рост погрешности за счет апериодической составляющей. Принимается равным 1.5;

k' – погрешность трансформаторов тока, принимается для больших токов равной 10%, при условии выбора трансформаторов тока по кривым 10% погрешности;

k'' – диапазон регулирования коэффициента трансформации устройством РПН – 16% .

Принимаем минимально возможное: 40%

4. Уставка второй ступени дифференциального тока (отсечки).

Отстройка от небаланса при внешних КЗ:

$$ID_{>>} = I_{К.З.макс} \cdot k_3 (k_{ап} \cdot k' + k'') = 396 \cdot 1,2 (3 \cdot 0,1 + 0,16) \text{ А}$$

где $I_{К.З.макс}$ – ток короткого замыкания в амперах в максимальном режиме на стороне низкого напряжения с учетом имеющегося регулирования. напряжения на этой стороне;

$k_{ап}$ – коэффициент учитывающий рост погрешности за счет апериодической составляющей. Принимается равным 3.

Отстройка от броска тока намагничивания:

Полученный расчетом ток сравнивается с номинальным током силового трансформатора и, если это отношение меньше 6, то ток берется равным шестикратному номинальному току трансформатора.

$$ID_{>>} = 6 \cdot I_n = 6,31 \cdot 31,6 \text{ А}$$

Уставка на реле:

$$Id_{>>} = ID_{>>} / I_{нТА} = 218,9 / 100 = 2,19$$

Полученный ток округляется до ближайшего большего целого числа, которое и задается в качестве уставки. Может регулироваться в пределах от 1 до $30 I_n$.

6. Выбор уставки блокировки защиты током второй гармоники.

Отношение тока блокировки к основному дифференциальному току.

7. В связи с отсутствием методики для выбора принимается установленная заводом уставка:

$$ID(2 \cdot f_H) = 12\%$$

Может быть отрегулировано в пределах 10 – 50%.

Способ блокировки может быть выбран (ВКЛ): пофазная блокировка, или (ВКЛ ABC): блокировка всех фаз наибольшим током второй гармоники, (ОТКЛ): блокировка отключена.

Используется заводская настройка:

$$\text{БЛОК } 2 \cdot f_H = \text{ВКЛ ABC}$$

6. Выбор режима блокировки током пятой гармоники.

Способ блокировки может быть выбран (ВКЛ): пофазная блокировка, или (ВКЛ ABC): блокировка всех фаз наибольшим током второй гармоники, (ОТКЛ): блокировка отключена.

$$\text{БЛОК } 5 \cdot f_H = \text{ОТКЛ}$$

7. Проверка чувствительности защиты.

В связи с тем, что уставка 1 ступени защиты при малых токах мала (уставка $I_d >$ составляет около 0,2 номинального тока трансформатора), в проверке чувствительности нет необходимости.

4.6 Составление карты селективного действия РЗиА

При согласовании защиты по времени, выдержка времени вышестоящей защиты увеличивается на ступень по сравнению с нижестоящей защитой:

$$t_{\text{СРВ}} = t_{\text{СРН}} + \Delta t ,$$

где $t_{\text{СРВ}}$ – выдержка времени вышестоящей защиты;

$t_{\text{СРН}}$ – выдержка времени нижестоящей защиты;

Δt – ступень селективности по времени.

Ступень селективности для БЭ2704 составляет: $\Delta t = 0,20$ сек. при уставках по времени до 1с.; $\Delta t = 0,30$ с. при уставках по времени до 2 с.

Данная глава посвящена выбору и расчету релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Для трансформатора согласно техническому заданию установили устройства релейной защиты на микропроцессорной основе. Одним из главных достоинств микропроцессорных реле защиты является осуществимость реализации целого ряда функций и характеристик. Для выбора необходимых нам микропроцессорных блоков в главе проведено сравнение нескольких видов микропроцессорных устройств. Для установки на подстанции «Бухара» предусмотрены терминалы БЭ2704

БЭ2704 устанавливаем по низкой стороне трансформатора и секционного выключателя. Дифференциальная защита осуществляем на терминале БЭ2704.

Особенность дифференциальной защиты трансформатора в том, что используется 3 комплекта трансформаторов тока, расположенных с трехсторон трансформатора. Выравнивание вторичных токов по величине и по фазе производится защитой автоматически расчетным путем, при этом

возникает возможность собрать трансформаторы тока со всех сторон в «звезду», что снижает нагрузку вторичных цепей.

Чувствительность защит удовлетворяет условиям ПУЭ.

Для повышения надёжности и бесперебойности работы систем электроснабжения применили противоаварийную автоматику (АПВ и АВР). Функцию АПВ и АВР выполняют микропроцессорные устройства защиты и автоматики фирмы «ЭКРА», содержащаяся в программной логической части.

3.4 Программная модель логики терминала защиты фирмы ЭКРА

Программная модель логики терминала защиты (далее, модель) представляет собой математическую модель, полностью имитирующую все функции логических схем защиты и автоматики, реализованными в данном терминале (работа защиты линии и автоматики управления линейным выключателем, реализованными в терминале типа БЭ2704V016, описана в руководстве по эксплуатации терминала ЭКРА.656453.023 РЭ). Модель позволяет изучить особенности работы логики защиты на конкретных примерах. Использование модели позволяет научиться правильно выставлять значения уставок и программные накладки и проследить за состоянием сигнализации и выходных реле при ручном задании параметров короткого замыкания и состояния дискретных входных сигналов.

Возможности модели:

- 1) задавать значения уставок измерительных и пусковых органов защиты, выдержек времени, положение программных накладок и оперативных переключателей;
- 2) задавать значения входных токов и напряжений (в фазных значениях или симметричных составляющих) для предаварийного и аварийного (установившегося) режимов;
- 3) задавать значения входных дискретных сигналов;

- 4) анализировать векторные диаграммы входных токов и напряжений;
- 5) просматривать графическое изображение характеристик реле сопротивления с возможностью вывода на печать;
- 6) задавать включенное и отключенное положения выключателя с помощью встроенной модели выключателя;
- 7) имитировать работу схем логики защит с учетом состояния пусковых органов, измерительных органов, программных накладок;
- 8) по ходу моделирования просматривать прохождение сигнала по логическим схемам защит терминала;
- 9) по ходу моделирования просматривать прохождение сигнала по цепям схемы автоматики выключателем;
- 10) осциллографировать сигналы практически в любой цепи или на выходе блоков логических схем в заданном масштабе.

1. Требования к компьютеру и состав программной модели

Программная модель работает под управлением одной из следующих операционных систем: *Microsoft® Windows 98*, *WindowsMe (Millennium)*, *WindowsNT 4* (с установленным ServicePack 4), *Windows 2000* или *WindowsXP*. Рекомендуемая операционная система – *Windows 2000* или *WindowsXP*. Для корректного моделирования в реальном времени необходим компьютер, оснащенный процессором с тактовой частотой не ниже 300 МГц (программа будет работать и при частоте процессора менее 300 МГц, но в этом случае невозможно моделирование в режиме реального времени). Если частота процессора ниже 300 МГц, то программа автоматически определит это и уведомит Вас при загрузке.

Для комфортной работы с программой рекомендуется установить разрешение экрана 1024x768 точек или больше и качество цветопередачи – 32 бита (*TrueColor*). Кроме того, для корректного

отображения элементов интерфейса программы необходимо установить размер шрифта монитора равным 96 DPI (т.е. обычный или мелкий шрифт). Такой размер шрифта монитора автоматически выставляется после установки операционной системы *Windows* на Ваш компьютер. Для изменения вышеуказанных параметров необходимо воспользоваться *Панелью Управления Windows* (“Пуск” → “Настройка” → “Панель Управления” → “Экран” → “Параметры”). Если размер шрифта Вашего монитора отличается от 96 DPI, то программа автоматически определит это и уведомит Вас при загрузке.

Также в операционной системе *Windows* должен быть установлен шрифт *Tahoma*. Если на Вашем компьютере установлена операционная система *Windows 98*, *Windows 2000* или *WindowsXP*, то этот шрифт уже присутствует в Вашей системе. Также, этот шрифт поставляется с такими программными продуктами, как *MicrosoftOffice 97* и выше, *MicrosoftInternetExplorer 4.0* и выше и с некоторыми другими.

Программа состоит из следующих файлов:

- 1) *Model16.exe* – основной исполняемый файл программной модели;
- 2) *Model16.ini* – файл настроек программной модели;
- 3) *Model16.set* – файл уставок программной модели;
- 4) **.sim* – файлы, содержащие графические изображения логики защит.

Для запуска программы необходимо запустить на выполнение файл *Model16.exe*. 2. Работа с программной моделью

2.1. Общие сведения

Программная модель представлена на экране в виде двух окон: “Сигналы” и “Модель логики терминала” (см. рисунок 1).

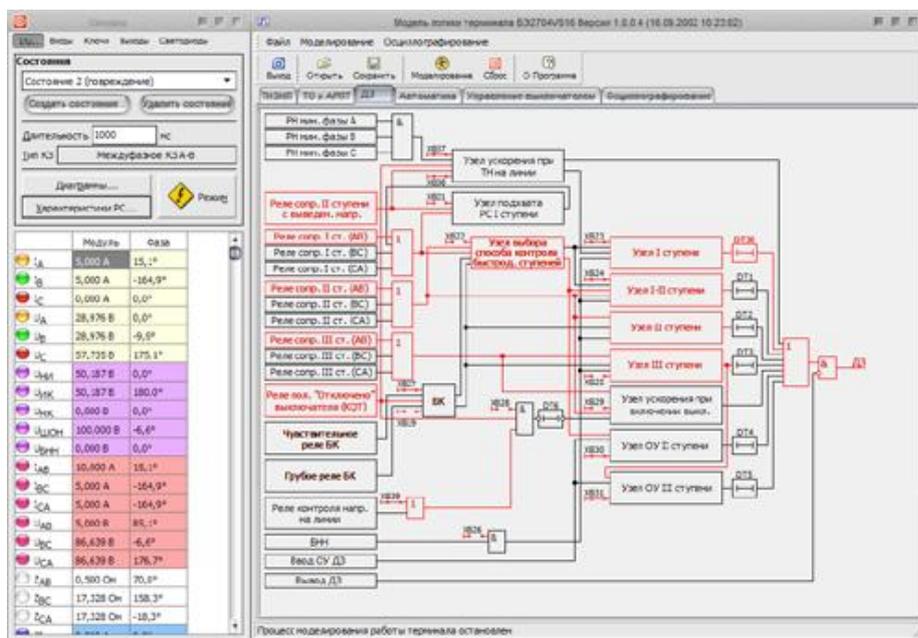


Рисунок 1 – общий вид программной модели

В верхней части окна модели расположено основное меню программы и панель инструментов. Основное меню содержит все команды программы, которые сгруппированы в три подменю. Подменю “Файл” содержит команды работы с файлами состояния модели и команду выхода из программы. Подменю “Моделирование” содержит команды начала и прерывания процесса моделирования, сброса модели в исходное состояние. Подменю “Осциллографирование” содержит команды выбора осциллографируемых цепей и команду выбора масштаба сетки осциллографа. Наиболее часто используемые команды снабжены клавишами быстрого доступа и продублированы на панели инструментов. Более подробно все команды основного меню описаны в таблице 1.

Таблица 1 – команды основного меню и панели инструментов

Команда	Клавиша быстрого доступа	Соответствующая кнопка панели инструментов	Описание
Меню “Файл”			

Открыть	F3		Восстановление состояния модели из сохраненного ранее файла. При этом текущее состояние модели будет потеряно. Сохранить текущее состояние модели можно командой “Сохранить”.
Сохранить	F2		Сохранение состояния модели в файле. В дальнейшем можно восстановить состояние модели из файла командой “Открыть”. В файле сохраняются состояния аналоговых входов, дискретных входов, оперативных переключателей, состояние сигнализации и выходных реле, снимок графического изображения логической схемы и осциллографируемые сигналы, а также все уставки и программные накладки.
Выход	Alt+X		Выход из программы.
Меню “Моделирование”			
Начать моделирование	F9		Начало процесса моделирования. Более подробно о начале и завершении моделирования см. п. 2.3.
Сброс в исходное состояние	Ctrl+C		Сброс программы в исходное состояние. При этом выходные реле и светодиодная сигнализация переходят в исходное состояние, очищаются осциллограф и графическое изображение логики защиты. Перед началом моделирования сброс осуществляется автоматически. ВНИМАНИЕ! Состояния аналоговых входов, дискретных входов, оперативных переключателей и значения уставок остаются неизменными.
Меню “Осциллографирование”			
Выбрать цепи			Вывод на экран окна выбора осциллографируемых цепей. Дополнительная информация содержится в п. 2.4.2.
Масштаб сетки			Подменю выбора шага сетки осциллографа. Дополнительная информация содержится в п. 2.4.2.

Окно “Сигналы” содержит средства, необходимые для задания и (или) просмотра аналоговых и дискретных сигналов на соответствующих панелях, переключение между которыми осуществляется с помощью кнопок, расположенных в верхней строке окна “Сигналы”. Описание кнопок приведено в таблице 2. Таблица 2 – Кнопки окна “Сигналы”

Кнопка	Описание
	Показывает панель для ввода и просмотра входных токов и напряжений с целью имитации различных видов напряжений. На панели входных токов и напряжений также содержатся кнопки просмотра векторных диаграмм и характеристик реле сопротивления.
	Показывает панель для просмотра и изменения состояния дискретных входов терминала.
	Показывает панель для выбора положения оперативных переключателей защит.

Выходы	Показывает панель для просмотра состояния выходных реле терминала.
Светодиоды	Показывает панель для просмотра состояния светодиодной сигнализации терминала, а также ламп внешней сигнализации. Также панель содержит кнопку “Съем сигнализации”.

Окно модели логических схем защиты включает в себя средство, отображающее прохождение сигналов по логическим схемам защит и автоматики (для просмотра какой-либо логической схемы необходимо выбрать одну из закладок: “ТНЗНП” (токовая направленная защита нулевой последовательности), “ТО и АРПТ” (токовая отсечка и автоматика разгрузки при перегрузке по току), “ДЗ” (дистанционная защита), “Автоматика” (также включает цепи УРОВ и выходные цепи) и “Управление выключателем” в верхней части окна), а также средство, позволяющее осциллографировать цепи логических схем (для просмотра осциллограмм необходимо выбрать закладку “Осциллографирование” в верхней части окна).

2.2. Ввод исходных данных

2.2.1. Ввод уставок терминала и установка положения программных накладок

Для работы с уставками необходимо вызвать на экран окно уставок терминала, которое первоначально (при загрузке программы) свернуто на панель задач. Далее для изменения какой-либо уставки необходимо выделить нужную уставку и нажать клавишу “Enter” или сделать двойной щелчок левой кнопкой мыши. Появившееся окно будет содержать информацию о пределах изменения уставки, шаге изменения и о текущем значении. Далее можно ввести новое значение в соответствующее поле. Если производится изменение положения программной накладки, то это изменение будет немедленно отражено на логической схеме.

Положения программных накладок можно изменять прямо на схемах. Для этого необходимо подвести курсор мыши к необходимой

программной накладке и нажать левую кнопку мыши. При наведении курсора мыши на накладку появится подсказка с описанием наклейки и ее текущем положении. Изменение положения программной наклейки на схеме приведет к автоматическому изменению ее положения в соответствующей группе уставок в окне уставок терминала.

Первоначально (перед вводом уставок) в группе “Служебные параметры” необходимо выбрать номинальный ток, который влияет на некоторые уставки пусковых и измерительных органов, а также необходимо задать базовый вектор, с учетом которого будут отображаться входные токи и напряжения.

2.2.2. Задание сигналов на дискретных входах

Для работы с дискретными входами необходимо нажать кнопку “Входы” в верхней части окна “Сигналы”. Для каждого дискретного входа можно выбрать одно из четырех состояний (см. таблицу 3). Переход от состояния к состоянию осуществляется двойным щелчком левой кнопкой мыши по названию соответствующего входа.

Таблица 3 – состояния входных дискретных сигналов

Изображение	Описание
	На дискретном входе в течение всего процесса моделирования будет присутствовать логический ноль.
	На дискретном входе в течение всего процесса моделирования будет присутствовать логическая единица.
	На дискретном входе произойдет переход из логического нуля в единицу в заданный момент времени. Время перехода не привязано к какому-либо режиму, а отсчитывается от начала процесса моделирования. <i>Поле ввода времени перехода становится доступно только при выборе данного состояния для дискретного входа.</i>
	На дискретном входе произойдет переход из логической единицы в ноль в заданный момент времени. Время перехода не привязано к какому-либо режиму, а отсчитывается от начала процесса моделирования. <i>Поле ввода времени перехода становится доступно только при выборе данного состояния для дискретного входа.</i>

2.2.3. Установка положения оперативных переключателей

Для работы с оперативными переключателями необходимо нажать кнопку *“Ключи”* в верхней части окна *“Сигналы”*. При этом появится таблица, содержащая названия переключателей и их текущее положение. Для изменения положения переключателя необходимо выбрать из выпадающего списка новое положение переключателя.

Первоначально (после загрузки программы) переключатели *“Терминал”*, *“УРОВ”*, *“ТНЗНП”*, *“ДЗ”* и *“Токовая отсечка”*, устанавливаются в положение *“Работа”*, переключатели *“ОУ ТНЗНП”*, *“ОУ ДЗ”*, *“АПВ”*, *“АПВ 2”*, *“Запрет АПВ с контролем от ИО”* и *“Ускорение от защиты параллельной линии”* устанавливаются в положение *“Вывод”*, переключатель *“Режимы АПВ”* устанавливается в положение *“Слепое АПВ”*, переключатель *“Режим включения выключателя”* устанавливается в положение *“Без КС”*.

2.2.4. Задание сигналов на аналоговых входах

Для работы с аналоговыми сигналами необходимо нажать кнопку *“I/U...”* в верхней части окна *“Сигналы”* (см. рисунок 2).

Для имитации различных режимов работы защиты необходимо создать некоторое количество *состояний аналоговых входов*. Под состоянием аналоговых входов понимается набор токов и напряжений, которые подаются на аналоговые входы в течение заданного промежутка времени (длительность состояния). Количество таких состояний не ограничено. Состояния будут действовать (т.е. *“подавать”* токи и напряжения) в том порядке, в котором они перечислены в выпадающем списке *“Состояния”*.

Примечание



Для каждого состояния задаются **установившиеся значения токов и напряжений (переходные процессы не учитываются)**. Условно принято, что переход от одного состояния к другому состоянию осуществляется мгновенно, т.е. токи и напряжения изменяются скачком.

После загрузки программы автоматически создаются два состояния (длительность каждого состояния – 1000 мс) с параметрами, не приводящими к срабатыванию защиты ($I_A=I_B=I_C=0,1 \cdot I_{НОМ}$, $U_A=U_B=U_C=U_{НОМ}$, угол между фазными токами и напряжениями равен 30°).

Для добавления нового состояния в список необходимо нажать кнопку “Создать состояние...” в группе ❷ (см. рисунок 2). При этом на экране появится окно, в котором имеется возможность задать название состояния (можно сразу нажать кнопку “Ок” и состояние будет создано с названием по-умолчанию). Новое состояние будет добавлено в конец списка состояний ❶. Для удаления текущего состояния необходимо нажать кнопку “Удалить состояние” в группе ❷. После создания состояния необходимо задать длительность состояния в поле ввода ❸. После этого необходимо задать токи и напряжения в полях таблицы ❹.

Программа позволяет задавать следующие величины:

- 1) фазные токи (I_A , I_B и I_C) и напряжения (U_A , U_B и U_C);
- 2) напряжения разомкнутого треугольника ($U_{НИ}$ и $U_{ИК}$);
- 3) напряжение от ШОН ($U_{ШОН}$);
- 4) разности фазных токов (I_{AB} , I_{BC} и I_{CA});
- 5) разности фазных напряжений (U_{AB} , U_{BC} и U_{CA});
- 6) симметричные составляющие токов ($3I_0$, I_1 и I_2) и напряжений ($3U_0$, U_1 и U_2).

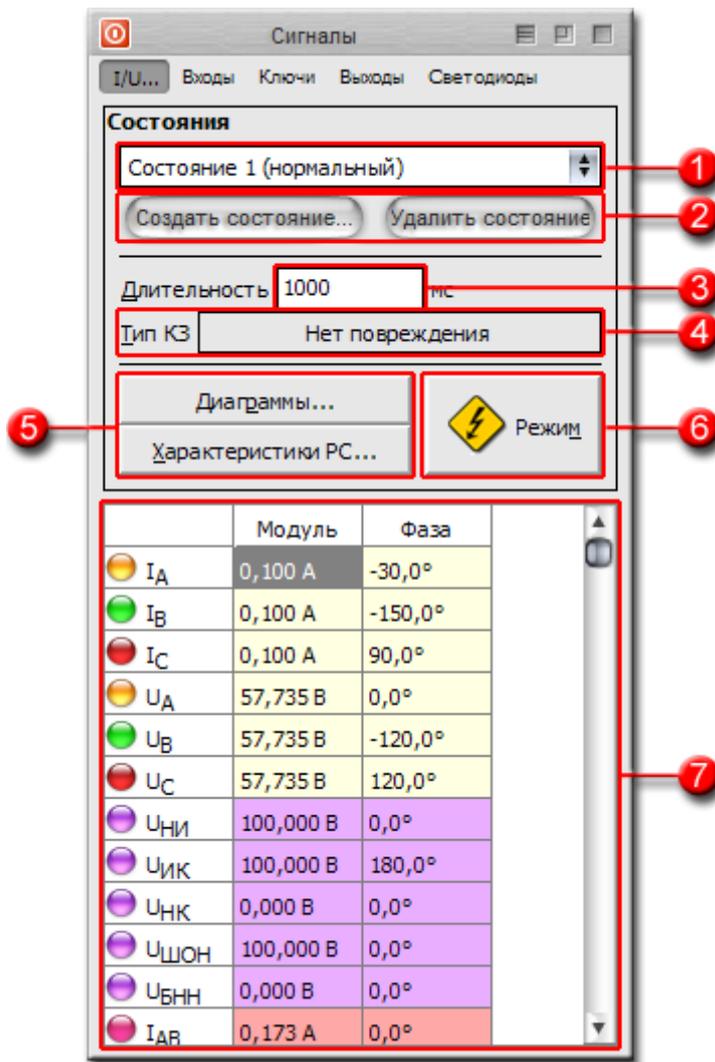


Рисунок 2 – панель аналоговых сигналов.

Программа позволяет просматривать следующие величины:

- 1) напряжение $U_{НК}$ и напряжение $U_{БНН}$;
- 2) комплексные сопротивления КЗ при междуфазных КЗ (Z_{AB} , Z_{BC} и Z_{CA}).

Значения напряжений $U_{НИ}$ и $U_{ИК}$ автоматически вычисляются по следующим формулам:

$$\underline{U}_{НИ} = \underline{U}_A \sqrt{3}, \underline{U}_{ИК} = (\underline{U}_B + \underline{U}_C) \sqrt{3}.$$

Имеется возможность явно задать эти напряжения ($U_{НИ}$ и $U_{ИК}$) с помощью таблицы аналоговых величин **7**. При этом автоматический расчет этих величин прекращается до тех пор, пока не будет задан

режим КЗ с помощью кнопки  (на рисунке 2 – 6). Явное задание данных напряжений требуется, например, для имитации неисправности в цепях переменного напряжения.

Для автоматического задания параметров типовых режимов КЗ предусмотрена кнопка  (на рисунке 2 – 6), при нажатии на которую появляется окно, в котором можно выбрать тип КЗ и определить изменение характерных для него параметров. После автоматического задания параметров режима в строке “Тип КЗ” 4 будет показан тип выбранного КЗ, а таблица токов и напряжений 7 будет автоматически заполнена в соответствии с выбранным типом и параметрами КЗ.

Для удобства анализа предусмотрено отображение векторных диаграмм входных токов и напряжений и вычисляемых величин (см. рисунок 3). Чтобы отобразить окно векторных диаграмм необходимо нажать кнопку “Диаграммы...” 5.

В левой части окна диаграмм представлен список векторов, доступных для отображения в окне диаграмм. Галочками можно отметить необходимые векторы. Все векторы напряжений отображаются в одном масштабе, а векторы токов – в другом. Кроме того, в окне диаграмм показано название текущего режима.

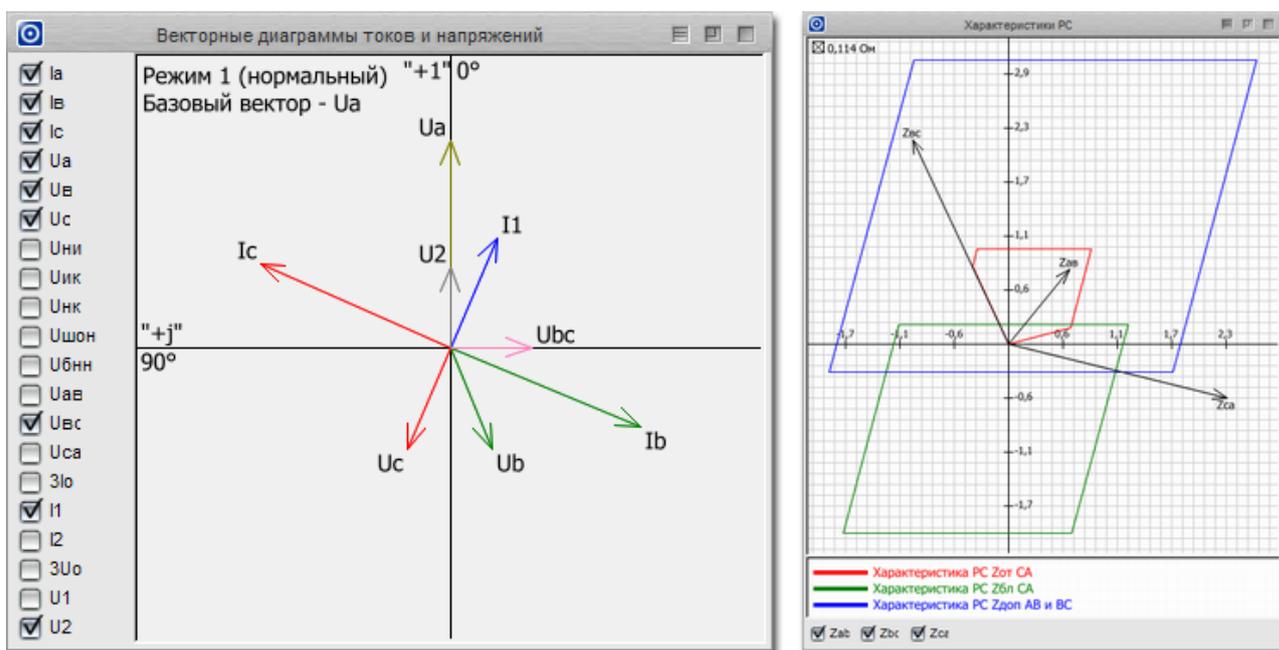


Рисунок 3 – окна векторных диаграмм и характеристик реле сопротивления

Для удобства анализа уставок реле сопротивления предусмотрено отображение их характеристик (см. рисунок 3). Для отображения окна характеристик реле сопротивления необходимо нажать на кнопку **5** (см. рисунок 2). Размеры окна и масштаб вывода характеристик подбираются автоматически с учетом размеров экрана. Кроме самих характеристик в окне также отображаются векторы комплексных сопротивлений \underline{Z}_{AB} , \underline{Z}_{BC} и \underline{Z}_{CA} на входе защиты. В нижней части окна характеристик представлена панель, на которой галочками можно отметить необходимые векторы. Конец отображаемого вектора \underline{Z} можно перемещать в окне характеристик с помощью левой кнопки мыши. Это дает возможность быстро установить вектор \underline{Z} в область срабатывания реле сопротивления. При изменении положения вектора \underline{Z} автоматически

пересчитываются значения токов и напряжений, которые отображаются в таблице аналоговых величин и в окне векторных диаграмм (если оно открыто).

Примечание



Внимание! Для того, чтобы стало возможным перемещение вектора \underline{Z} с помощью мыши необходимо *явно* задать тип короткого замыкания при помощи кнопки  Режим (на рисунке 2 – **6**). Также, перемещение вектора возможно *только* для режимов многофазных КЗ. Например, при выборе двухфазного КЗ А-В станет возможным перемещать вектор \underline{Z}_{AB} .

Расчет комплексных сопротивлений при междуфазных КЗ (Z_{AB} , Z_{BC} и Z_{CA}) ведется во следующим формулам:

$$\underline{Z}_{AB} = \frac{U_A - U_B}{I_A - I_B}, \underline{Z}_{BC} = \frac{U_B - U_C}{I_B - I_C}, \underline{Z}_{CA} = \frac{U_C - U_A}{I_C - I_A}.$$

Получение значений токов и напряжений ведется следующим образом: на первом этапе расчета абсолютные значения токов в поврежденных фазах остаются постоянными (изменяются только их углы и значения напряжений в поврежденных фазах). Если при расчете напряжения превысят величину $100/\sqrt{3}=57,735$ В (номинальное напряжение), то программа понизит абсолютные

значения токов в поврежденных фазах, а напряжения оставит неизменными.

2.2.5. Установка положения выключателя

Для работы с моделью выключателя необходимо вызвать на экран окно "Выключатель" (см. рисунок 4), которое первоначально (при загрузке программы) свернуто на панель задач.

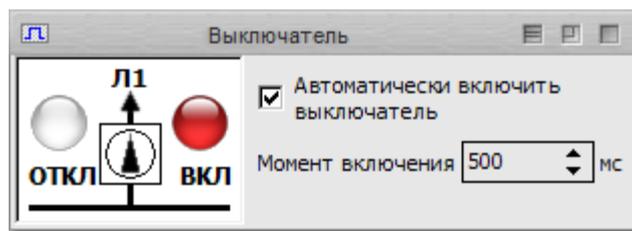


Рисунок 4 – окно модели выключателя

Примечание



Работа с моделью выключателя возможна только в процессе моделирования. При остановленном процессе моделирования управление выключателем невозможно. **Исходное положение при запуске процесса моделирования – выключатель отключен.**

В левой части окна расположено графическое изображение выключателя и две лампы: правая красная (сигнализирует о включенном положении выключателя) и левая зеленая (сигнализирует об отключенном положении выключателя). Нажатие левой кнопки мыши в

области правой красной лампы приведет к появлению логической единицы на дискретном входе *КСС* (команда "Включить") терминала. При отпускании кнопки мыши сигнал на этом входе пропадет. При нажатии левой кнопки мыши в области левой лампы приведет к появлению логической единицы на дискретном входе *КСТ* (команда "Отключить") терминала.

Предусмотрена возможность автоматического включения выключателя в процессе моделирования в заданный момент времени. Для этого в окне "Выключатель" необходимо отметить флажок "Автоматически включить выключатель" и ввести время момента

включения в поле *“Момент включения”*. Это время отсчитывается от начала процесса моделирования. При этом в заданный момент времени будет произведена попытка включить выключатель путем подачи логической единицы на дискретный вход КСС (команда *“Включить”*). Логическая единица будет удерживаться на этом входе в течение 50 мс.

2.3. Запуск и останов процесса моделирования

Для начала процесса моделирования необходимо выполнить команду *“Начать моделирование”* в меню *“Моделирование”* или нажать соответствующую кнопку на панели инструментов. Моделирование производится в реальном времени с точностью 1 мс. Общее время моделирования равно сумме длительностей всех состояний аналоговых входов (см. п. 2.2.4). Моделирование будет автоматически остановлено по истечении этого времени. Для прерывания процесса моделирования необходимо выполнить команду *“Прервать моделирование”* в меню *“Моделирование”* или нажать соответствующую кнопку на панели инструментов.

Если в процессе моделирования какая-либо цепь на логической схеме переходит в состояние логической единицы, то она окрашивается в красный цвет.

Во время моделирования запрещено изменение уставок, программных накладок и аналоговых сигналов.

2.4. Просмотр и анализ результатов моделирования

2.4.1. Просмотр состояния световой сигнализации и выходных реле

Для просмотра состояния светодиодов и ламп сигнализации необходимо нажать кнопку *“Светодиоды”* в верхней части окна *“Сигналы”*, а для просмотра состояния выходных реле – кнопку

“Выходы”. В обоих случаях будут отображены таблицы, содержащие названия светодиодов и выходов и их состояния на текущий момент времени.

На панель светодиодов выведены сигнальные лампы *“Срабатывание”* и *“Неисправность”* и кнопка *“Съем сигнализации”*. Имеется возможность осуществить тест исправности светодиодов, нажав кнопку *“Съем сигнализации”* на 3 секунды.

2.4.2. Просмотр и анализ осциллограмм

Для работы с осциллографом необходимо выбрать вкладку *“Осциллографирование”* (см. рисунок 1). Осциллограф позволяет просматривать временные диаграммы выбранных логических сигналов с точностью 1 мс.

Предусмотрено два способа выбора цепей и узлов для осциллографирования:

- 1) В меню *“Осциллографирование”* выберите команду *“Выбрать цепи...”*. На экране появится окно, в верхней части которого будут отображены названия цепей и узлов, доступных для осциллографирования. В нижней части окна будет отображен список цепей и узлов, которые будут осциллографироваться. Для занесения цепи в список осциллографирования необходимо выбрать цепь в верхнем списке и нажать кнопку *“Добавить к списку активных цепей”*. После этого цепь появится в нижнем списке. Кроме того, предусмотрена возможность изменять порядок вывода осциллографируемых цепей на экран, т.е. менять осциллографируемые цепи местами. Для этого предусмотрены кнопки *“Вверх”* и *“Вниз”*.
- 2) Подведите курсор мыши к нужной цепи на логической схеме терминала и сделайте двойной щелчок левой кнопкой мыши. Выбранная цепь будет автоматически добавлена в список осциллографирования. Если выбранная цепь уже есть в этом списке, то она будет из него удалена.

Кроме того, для вывода на экран окна выбора осциллографируемых сигналов можно дважды щелкнуть в любом месте панели осциллографирования.

Для изменения развертки осциллографа по времени необходимо в меню “Осциллографирование” выбрать команду “Масштаб сетки” и выбрать необходимый тип развертки.

При наведении курсора мыши на какой-либо фронт в любой осциллограмме (под фронтом здесь подразумевается переход логического сигнала с 0 на 1 или наоборот) появится подсказка со значением времени возникновения фронта в миллисекундах. Это время отсчитывается от начала моделирования.

3. Методика моделирования режимов работы защиты

3.1. Общие указания

Типичная последовательность действий при моделировании такова:

- 1) Ввести необходимые заранее подготовленные уставки и установить положения программных накладок (можно ввести реальные уставки шкафа введенного в работу). Более подробно работа с уставками и программными накладками описана в п. 2.2.1.
- 2) Создать необходимое количество состояний аналоговых входов. Как правило, для имитации типовых режимов работы защиты (например, несимметричные или симметричные КЗ внутри или вне защищаемой зоны) требуется создание всего двух состояний: нормального и аварийного. После загрузки программы автоматически создаются два состояния (оба с такими параметрами, чтобы не приводить к срабатыванию защиты). Таким образом, следует переключиться на второе состояние (на панели аналоговых сигналов в выпадающем списке “Состояния” (1) на рисунке 2) необходимо выбрать

второй режим) и, используя кнопку  (6 на рисунке 2), назначить тип повреждения и установить его параметры. Более подробно работа с состояниями аналоговых входов описана в п. 2.2.4.

- 3) Установить положение оперативных переключателей в требуемое положение. Более подробно работа с переключателями описана в п. 2.2.3.
- 4) Установить дискретные входы в заданное состояние. Подробнее см. п. 2.2.2.
- 5) Подготовить модель выключателя к автоматическому включению (если это необходимо). Подробнее см. п. 2.2.5.
- 6) Выбрать необходимые осциллографируемые сигналы. Это можно сделать двумя способами, как описано в п. 2.4.2.
- 7) Начать моделирование. В процессе моделирования наблюдать прохождение сигналов по схемам, работу осциллографа и следить за срабатыванием выходных реле и светодиодной сигнализации. Дождаться окончания процесса моделирования. Подробнее см п. 2.3.
- 8) Проанализировать временные диаграммы (если заданы осциллографируемые сигналы), состояние светодиодов, ламп сигнализации и выходных реле. Подробнее см. п. 2.4.
- 9) Рекомендуется сохранять результаты имитации в файлах, чтобы в последствии быстро просмотреть результаты без повторного запуска процесса моделирования. Это действие выполнять не обязательно. Команды загрузки и сохранения описаны в п. 2.1.

Если требуется выполнить повторное моделирование с другими параметрами, то необходимо нажать кнопку “Сброс” или комбинацию клавиш *Ctrl+C* тем самым переведя

- 1) модель в исходное состояние. Далее необходимо изменить требуемые параметры и повторить процесс моделирования.

В методике предполагается, что пользователь воспользуется типичной последовательностью действий. Нет необходимости создавать режимы, описанные в настоящей методике, т.к. они уже подготовлены в соответствующих файлах и находятся в папке *Files* модели. Рекомендуется просмотреть векторные диаграммы в каждом моделируемом режиме, т.к. они наглядно отображают моделируемые процессы.

В дальнейшем, под нормальным состоянием аналоговых входов подразумевается состояние, не приводящее к срабатыванию защиты со следующими параметрами: $U_A=U_B=U_C=58\text{ В}$, $I_A=I_B=I_C=0,01\cdot I_{НОМ}$, при этом угол между соответствующими фазными токами и напряжениями равен 30° , $U_{ШОН}=100\angle-90^\circ\text{ В}$. Длительность нормального режима принимается равной 1 секунде (если это не оговорено отдельно). Этот режим в описанной далее методике всегда действует первым.

Для того, чтобы просмотреть уставки, использованные в методике необходимо загрузить файл *Исходное состояние.m16* в программе, после чего необходимо вызвать на экран окно уставок как описано в п. 2.2.1.

Примечание



Внимание! Настоящая программа моделирования логики работы терминала защиты позволяет моделировать гораздо больше режимов, чем описано в нижеследующей методике. Методика исследования различных режимов является лишь примером того, каким образом можно производить моделирование с помощью данной программы.

3.3. Методика моделирования режимов работы дистанционной защиты

Осциллографируемые сигналы в данной методике
Контроль цепи включения <i>KQT</i>
Контроль цепи отключения <i>KQC1</i>
Сигнал срабатывания РС I степени ДЗ

Сигнал срабатывания РС II ступени ДЗ
Сигнал срабатывания РС III ступени ДЗ
Сигнал срабатывания чувствительного реле БК
Сигнал срабатывания грубого реле БК
Сигнал ввода быстродействующих ступеней от БК
Сигнал ввода медленнодействующих ступеней от БК
Сигнал срабатывания I ступени ДЗ
Сигнал срабатывания I-II ступени ДЗ
Сигнал срабатывания II ступени ДЗ
Сигнал срабатывания III ступени ДЗ
Сигнал срабатывания схемы ДЗ

При исследовании работы ДЗ использовались следующие уставки (для просмотра всего списка уставок ДЗ следует вызвать на экран окно уставок модели как описано в п. 2.2.1): 3.3.1. КЗ А-В в зоне I ступени ДЗ

Описание уставки	Значение
Уставки реле сопротивления	
I ст. Уставка по реактивной составляющей ИО Z	2,00 Ом
I ст. Уставка по активной составляющей ИО Z	0,60 Ом
I ст. Угол наклона характеристики ИО Z	11°
II ст. Уставка по реактивной составляющей ИО Z	2,00 Ом
II ст. Уставка по активной составляющей ИО Z	1,20 Ом
II ст. Угол наклона характеристики ИО Z	11°
I, II ст. Угол наклона левой части характеристики ИО Z	-25°
I, II ст. Угол наклона нижней части характеристики ИО Z	-15°
III ст. Уставка по реактивной составляющей ИО Z	3,00 Ом
III ст. Уставка по активной составляющей ИО Z	1,80 Ом
III ст. Угол наклона характеристики ИО Z	11°
Описание уставки	Значение
III ст. Угол наклона левой части характеристики ИО Z	-25°
III ст. Угол наклона нижней части характеристики ИО Z	15°

Уставки по времени	
Задержка на срабатывание I ступени с меньшей выдержкой времени	0,000 сек
Задержка на срабатывание I ступени (или II ступени с меньшей выдержкой времени)	1,00 сек
Задержка на срабатывание II ступени	2,00 сек
Задержка на срабатывание III ступени	3,00 сек
Логика работы	
XB23 Действие I ступени с меньшей выдержкой времени	Предусмотрено
XB24 Действие быстродействующих ступеней	I ст. с меньшей выдержкой времени

В аварийном состоянии (состояние 2) имитируется двухфазное КЗ А-В с параметрами: $I_A=I_B=5$ А, $I_C=0,1$ А, $U_{AB}=5$ В, $U_C=58$ В, угол между \underline{U}_{AB} и \underline{I}_{AB} устанавливается равным 70° . Длительность аварийного состояния устанавливается равной 1 сек. Выключатель включается через 0,5 сек после начала моделирования (т.е. в процессе действия первого состояния).

Примечание	
	<p>Для установки рабочей точки \underline{Z} в зону I ступени ДЗ достаточно нажать кнопку выбора режима КЗ , далее выбрать двухфазное КЗ и ввести параметры КЗ. Далее необходимо открыть окно характеристик реле сопротивления и с помощью мыши переместить конец вектора \underline{Z} в зону действия необходимой ступени.</p>

После запуска процесса моделирования видно, что в момент КЗ сработало реле сопротивления I ступени. Кроме того, сработали чувствительное и грубое реле БК. Срабатывание чувствительного реле БК вводит в работу быстродействующие ступени ДЗ (I и II с меньшей выдержкой времени) на время 0,6 сек. При этом спустя время задержки $DT30$ срабатывает I ступень ДЗ, которая и приводит к отключению выключателя.

Сигнал отключения действует на контактные выходы “Отключение через ЭМО1” и “Отключение через ЭМО2”, “Сигнал ВЧТО №3”, “Пуск УРОВ других защит”, “Пуск УРОВ ВЧ защиты” и “Пуск ПАА”. Загорается светодиод “ДЗ”.

3.3.2. КЗ А-В вне зоны действия ДЗ

В аварийном состоянии (состояние 2) имитируется двухфазное КЗ А-В с параметрами: $I_A=I_B=5$ А, $I_C=0,1$ А, $U_{AB}=5$ В, $U_C=58$ В, угол между \underline{U}_{AB} и \underline{I}_{AB} устанавливается равным 250° . Длительность аварийного состояния устанавливается равной 1 сек. Выключатель включается через 0,5 сек после начала моделирования (т.е. в процессе действия первого состояния).

После запуска процесса моделирования видно, что в момент КЗ реле сопротивления ступеней не сработали, поэтому ДЗ не приводит к отключению выключателя.

3.3.3. Близкое КЗ А-В-С (имитация работы РС I ступени “по памяти”)

В аварийном состоянии (состояние 2) имитируется трехфазное КЗ А-В-С с параметрами: $I_A=I_B=I_C=5$ А, $U_A=U_B=U_C=0$ В, угол между \underline{U}_A и \underline{I}_A устанавливается равным 0° . Длительность аварийного состояния устанавливается равной 1 сек. Выключатель включается через 0,5 сек после начала моделирования (т.е. в процессе действия первого состояния).

Т.к. напряжения на входе реле сопротивления близки к нулю, то для определения направленности кратковременно используются напряжения предаварийного состояния (первого состояния), т.е. обеспечивается работа по “памяти”.

После запуска процесса моделирования видно, что в момент КЗ срабатывает реле сопротивления I ступени. Это реле сопротивления остается в сработанном состоянии в течение примерно 80 мс.

В остальном защита в данном режиме функционирует так, как описано в п. 3.3.1, т.е. выключатель отключается I ступенью ДЗ.

3.3.4. Исследование работы II и III ступеней ДЗ

Исследование работы II и III ступеней ДЗ производится аналогично тому, как описано в п. 3.3.1 и в п. 3.3.2. Для срабатывания требуемой ступени необходимо с помощью окна характеристик реле сопротивления поместить рабочую точку \underline{Z} КЗ в зону действия требуемой ступени. Имеется возможность исследовать работу ступеней ДЗ в режимах с контролем от БК и без контроля от БК (для этого требуется изменить положение программной наклейки XВ19).

3.3.5. Работа при ускорении действия II ступени при включении выключателя

Осциллографируемые сигналы в данной методике
Контроль цепи включения KQT
Контроль цепи отключения $KQC1$
Сигнал срабатывания РС II ступени ДЗ
Сигнал с выдержки времени $DT6$
Сигнал срабатывания чувствительного реле БК
Сигнал срабатывания грубого реле БК
Сигнал ввода быстродействующих ступеней от БК
Сигнал ввода медленнодействующих ступеней от БК
Сигнал срабатывания II ступени ДЗ
Сигнал срабатывания схемы ДЗ

В аварийном состоянии (состояние 2) имитируется двухфазное КЗ А-В с параметрами: $I_A=I_B=5$ А, $I_C=0,1$ А, $U_{AB}=15$ В, $U_C=58$ В, угол между \underline{U}_{AB} и \underline{I}_{AB} устанавливается равным 70° . Длительность

аварийного состояния устанавливается равной 1 сек. Выключатель включается через 1 сек после начала моделирования (т.е. в момент КЗ).

Программная накладка *XB28* “Ускорение при включении выключателя ДЗ” устанавливается в положение “Предусмотрено”, *XB29* “Ускоряемая ступень ДЗ при включении выключателя” – в положение “II ступень”.

После запуска процесса моделирования видно, что в момент КЗ сработало реле сопротивления I ступени. Кроме того, сработали чувствительное и грубое реле БК. Срабатывание чувствительного реле БК вводит в работу быстродействующие ступени ДЗ (I и II с меньшей выдержкой времени) на время 0,6 сек. При этом срабатывает узел ускорения при включении выключателя, что и приводит к отключению выключателя.

При этом сработают выходные реле и загорятся светодиоды как описано в п. 3.3.1. Ускорение действия защиты при включении выключателя действует в течение времени ввода (выдержка *DT6*). Если момент включения установить в 200 мс (т.е. момент КЗ отстоит от момента включения на время, большее времени ввода), то действие защиты при КЗ не будет ускорено и выключатель будет отключен с выдержкой времени *DT2*, т.е. 2 секунды. 3.3.6. Работа при оперативном ускорении действия II и III ступеней

Переключатель “Оперативное ускорение ДЗ” устанавливается в положение “Работа”. После окончания моделирования переключатель необходимо поставить в первоначальное положение (“Вывод”). Кроме того, для ввода оперативного ускорения в работу необходимо установить программную накладку *XB30* для II ступени (или *XB31* для III ступени) в положение “Предусмотрено”. Исследование работы оперативного ускорения производится аналогично тому, как это делается в п. 3.3.4, за исключением того, что

необходимо имитировать КЗ в зоне II (или III) ступени и ускоряемая ступень сработает с выдержкой времени оперативного ускорения ступени ($DT4$ для II ступени и $DT5$ для III ступени).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены вопросы реконструкции трансформатора Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА на ПС «Бухара-220 кВ». Данная работа посвящена повышению надёжности системы релейной защиты трансформатора Т -1 типа АТДЦТН-125 МВА на ПС Бухара-220 кВ. Актуальность заключается обоснование эффективности и внедрение на трансформатор Т-1 типа АТДЦТН-125 МВА современные устройства РЗА что позволяет повысить надёжность систем РЗА. Для проведения реконструкции мною изучены материалы, выданные заказчиком на разработку проекта.

На подстанции производим выбор нового электрооборудования для надёжной работы системы и для экономий электроэнергии. все электрические устанавливаемые аппараты проверены по условиям термической и электродинамической стойкости. при этом электрические аппараты в системе электроснабжения надёжно работают как в нормальном длительном режиме, так и в условиях аварийного кратковременного режима, простоты и компактны в конструкции, удобны и безопасны в эксплуатации.

Так как надёжная работа электроустановок немыслима без развитой энергетической системы, то имеет место правильное выполнение и настройка релейной защиты и противоаварийной автоматики. Поэтому в работе произведён выбор релейной защиты и автоматики на микропроцессорных устройствах БЭ2704, что дает возможность повысить чувствительность защит и значительно уменьшить время их срабатывания, что в совокупности с высокой надёжностью позволяет существенно снизить величину ущерба от перерывов в электроснабжении. В проекте производим расчёт дифференциальной защиты силового трансформатора на терминале БЭ2704

от междуфазных коротких замыканий и расчёт максимальной токовой защиты от внешних коротких замыканий на терминале БЭ2704.

Для повышения надёжности и бесперебойности работы систем электроснабжения применяем противоаварийную автоматику (АПВ и АВР). защиты БЭ2704, содержащуюся в программной логической части.

Список используемой литературы

1. И.А. Каримов «Мировой финансово – экономический кризис, пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана»
Ташкент. Узбекистан 2009 г. №1-2. 15-16 с.
2. Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. М.:Высшая школа, 1991.
3. Аллаев К.Р. Энергетика мира и Узбекистана. Энергия ва ресурс тежашмуаммолари. Тошкент. 2003, №1-2. 13-44 с.
4. Абидов А.А. Программа энерго- и ресурсосбережения интенсивный путь развития экономики народного хозяйства. Энергия ва ресурс тежашмуаммолари. Тошкент. 2003, №1-2. 54-60 с.
5. Абакумов Ю.М., Мартынов А.А., Саламатов О.В., Орехов П.Ф. Опыт проектирования и внедрения АСКУЭ промышленного предприятия на базе КТС «Энергия». М.: Журнал «Промышленная энергетика». 2002, №6, 29-33 с.
6. Адамович А.Р. и др. Планирование технических потерь электроэнергии в системе электроснабжения металлургического предприятия. М.: Журнал «Электрика». 2005, №2, 12-17 с.
7. Ашрафханов Б. Повышение энергоэффективности-основной энергетический ресурс современности. «Энергия ва ресурс тежашмуаммолари» журналы. Тошкент. 2003, №1-2. 60-66 б.
8. Н. Базаров, М. Турдиев, Н. Садуллаев. О необходимости создания справочно-нормативной базы энергетики республики Узбекистан. Известия вузов. Технические науки. №1, Ташкент, 2001 г. 15-17 с.
9. Блок В.М. и др. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов.–М.: Высшая школа, 1990.-383 с.

10. Воротницкий В.Э., Заслонов С.В., Лысюк С.С. Опыт и направления совершенствования расчетов балансов и локализации коммерческих потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 кВ. М.: Журнал «Электрические станции». 2006, №9, 51-61 с.
11. Грачева Е.И., Саитбаталова Р.С. Определение расхода электроэнергии на основе математической модели «Промышленная энергетика» № 4, 1999. 24-25 с.
12. Грачева Е.И., Наумов О.В., Оценка величины потерь электроэнергии в электрических сетях до 1000 В. М.: н.т.ж Проблемы энергетике, 2003, № 1,2. 108-117 с.
13. Гунин В.М, и др. Опыт нормирования и прогнозирования энергопотребления предприятия на основе математической обработки статической отчетности. М.: «Промышленная энергетика» № 2, 2003 г. стр. 2-5.
14. Гулямов Б.Х., Ташпулатов Б.Т., Салиев А.Г. Правовые проблемы перехода на энергоэффективный путь развития и создание необходимой нормативной базы в области электроэнергетики. «Энергия ва ресурс тежашмуаммолари» журналы. Тошкент. 2005, №4. 64-68 б.
15. Дзевенский А.Я, Хашимов Ф.А, Режимы и показатели электропотребления предприятий текстильной промышленности. Ташкент «Фан» ,1986г.
16. Дьяков В.И. Типовые расчеты по электрооборудованию. М.: Высшая школа, 1991.
17. Ескин В.В, Булаев Ю. В, Антипов К.А, Оперативных расчеты промышленных распределительных сетей. М.: «Промышленная энергетика» № 4, 2001 г. 22-23 с
18. Жилин Б.В. Расчет электрических нагрузок и параметров электропотребления на ранних стадиях проектирования. Часть 1 М.: «Электрика» № 10, 2001 стр. 19-27

19. Зайниев Н.З., Успенская С.Н., Юлдашева О.Э. Вопросы управления энергосбережением. «Энергия ва ресурс тежашмуаммолари» журнали. Тошкент. 2004, №1-2. 10-16 б.
20. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Степанов В.П. Методы вероятностного моделирования в расчетах характеристик электрических нагрузок потребителей. М.: Энергоатомиздат, 1990.
21. Иванчура В.И, Суханов В.В, Усихин В.Н, Определение потерь электроэнергии в расчетах с энергоснабжающей организацией. М.: Научный журнал «Электрика» № 7, 2001г. стр.8-11.
22. Инструкция, расчет и анализ технологического расхода электроэнергии на передачу по электрическим сетям энергосистемы Республики Узбекистан. Руководящий документ. РД РУз34-482-502-2001. Ташкент, 2001.
23. Ключев Ю.Б, Планирование энергопотребления на промышленном предприятии. М: «Энергия» 1970г.
24. Кораблев А.Д. Экономия энергоресурсов в сельском хозяйстве. М.: ВО «Агропромиздат», 1988 г.
25. Кораблев В.П, Экономия электроэнергии сбыту. М: «Энергоатомиздат», 1987г.
26. Конюхова Е.А. Влияние параметров режимов и элементов системы электроснабжения предприятий на дисконтированные затраты при проектировании. М.: Журнал «промышленная энергетика». 2005, №2, 21-26 с.
27. Красиков Е.В. и др. Терминологическое обеспечение энергопотребления, энергосбережения, энергоэффективности. М.: Журнал «Электрика». 2005, №7, 35-48 с.
28. Крупович В.И., Ермилов А.А., Иванов В.С. Проектирование промышленных электрических сетей.-М.: Энергия, 1979, 328 с.
29. Ланген А.М., Красник В.В. Электрооборудование предприятий текстильной промышленности. М.: Легпромиздат, 1991.

30. Лигерман И.И, Конструирование электроустановок промышленные предприятия. М: «Энергоатомиздат» 1984г.
31. Львовский Е.Н. Статические методы построения эмперических формул. М.: Высшая школа, 1988, 238 с.
32. Марков В.А. Оптимизация установившихся режимов в системах цехового электроснабжения по критерию минимизации потерь мощности. Журнал «Электрика». М.: 2005, №5. 12-15 с.
33. Михайлов В.В, Тарифы и режимы электропотребления. М; «Энергия » 1974г.
34. Могиленко А.В. Потери электроэнергии в электрических сетях различных государств. М.: Журнал «Электрика». 2005, №3, 33-34.
35. Морозов А.В. Определение потерь электрической энергии с помощью корреляционно-регрессионных моделей. Журнал «Электрика». 2005, №3, 31-35.
36. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть станций и подстанций: Справ. Материалы для курсового и дипломного проектирования. М.: Энергоатомиздат, 1989.
37. Островский Б.М., Громадский Ю.С. Проектирование и монтаж систем учета электроэнергии. Киев. «Будевэльнык», 1989.
38. Правила устройства электроустановок / М.: Энергоатомиздат, 1999
39. Ситдииков Р.А., Радионова О.В. О нормативной правовой базе развития энергосбережения. «Энергия ва ресурс тежашмуаммолари» журналы. Тошкент. 2005, №2-3. 54-60 б.
40. Соскин Э.А, Киреева Э.А, Автоматизация управления промышленным энергоснабжениям. М: «Энергоатомиздат», 1990г.
41. Справочник по проектированию электроснабжения. Под.ред. Ю.Г.Барыбина и др. М.: Энергоатомиздат. 1990.
42. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Под ред. Федоров А.А, и Сербиновского Г.В. М.: «Энергия». 1980.

43. Сюскин А.И. Нормативное регулирование взаимоотношений между поставщиками и потребителями по реактивной мощности. М.: Журнал «Электрика». 2003, №7, 13-17 с.
44. Турдиев М.Т., Садуллаев Н.Н. Таксимловчи электр тармоқлар васаноат қорхоналарда электр энергиясин итежаш кам харажат тадбирлари. «Энергия ва ресурс тежаш муаммолари» журнали. №1-2, Тошкент, 2004 й. 17-21 б.
45. Турдиев М.Т., Садуллаев Н.Н. Саноат қорхоналари ватақсимловчи тармоқларда энергия итежаш тадбирлари ни ўтказишдаги баъзи муаммолар. «Тош ДТУ хабарлари» журнали. Тош ДТУ. 2006. №1, 60-66 с.
46. Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. М.: Энергоатомиздат». 1984, 469 с.
47. Федоров А.А., Ристхейн Э.М., Электроснабжения промышленных предприятий. М; «Энергия», 1981 г.
48. Хамидов А. Ганиходжаев Н, Потери электроэнергии в низковольтных сетях. Ташкент, «Узбекистан». 1984 г.
49. Электротехнический справочник: В 3 т. Кн.1. Производство и распределение электрической энергии (под общ. Ред. Профессоров МЭИ).-М.: Энергоатомиздат, 1988.-880 с.
50. Международный стандарт IEC 50 (448) «Защита энергетических систем»: Женева, 1995.
51. IEEE Standart Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations (IEEE Std 37.2 – 1996): New York, USA, 1997.
52. Федосеев А. М. Релейная защита электрических систем. М: Энергия, 1976.
53. Атабеков Г. И. Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. М. – Л.: Госэнергоиздат, 1957.
54. Шнеерсон Э.М. Дистанционные защиты. М: Энергоатомиздат, 1986.

- 55.Фабрикант В. Л. Основы теории построения измерительных органов релейной защиты и автоматики. М: Высшая школа, 1968.
- 56.Zeiugler G. DigitalerDistanzschutz. Erlangen: Publicis – MCD – Verl., 1999.
- 57.Zeiugler G. DigitalerDifferentialschutz. Erlangen: Publicis Corporate Publisching., 2004.
- 58.Siprotec Numerical Protection Relays. Catalog SIP, 2006.
- 59.Monaghan J. Analysis of relaying performance for high resistance single phase faults on a solidly grounded 110 kV system with no ground wires. CIGRE Paper 34 – 05, 1976.
- 60.Meinnes A. D., Morrison I. F. Real time calculation of resistance and reactance for transmission line protection by digital computer // IEEE Trans. Institution of Engineers Australia. 1971. № 1. P16 – 31.
- 61.Cook, V.: Analysis of Distance Protection; Research Studies Press Ltd. Letchworth, Herfordshire, England, 1985.
- 62.Мутон, Суллар. Быстродействующие статические реле сопротивления. В кн.: Современная релейная защита (СИГРЭ, 1968). М: Энергия, 1970.
- 63.Оппенгеймер А. В., Шафер Р. В. Цифровая обработка сигналов. М.: Связь, 1979.
- 64.Шнеерсон Э. М. Динамика сложных измерительных органов релейной защиты. М.; Энергоатомиздат, 1981.
- 65.Братен Ж. Наиболее целесообразные формы реле сопротивления. В кн.: Современная защита (СИГРЭ, 1968). М.: Энергия, 1970.
- 66.Herrman H. – J.: DigitaleSchutztechnik. VDE – Verlag, Berlin and Offenbach. 1997.
- 67.Шнеерсон Э. М. Динамические свойства релейных защит на основе выделения составляющих взаимно ортогональных функций. Электричество. 1984, № 1.

68. Коршунов Ю. М. Математические основы кибернетики. М.: Энергия, 1980.
69. Лямец Ю. Я., Антонов В. И., Арсентьев А. П. Спектральный анализ переходных процессов в электрических сетях. Изв. РАН. Энергетика, 1992, №2.
70. Казовский Б. Я., Рунсов Г. В., Аксенова Л. Я. Крутильные колебания валопроводов турбогенераторов при асинхронном ходе возбужденного турбогенератора // Электротехника. 1982, № 1.
71. Miller L Boog E.: Selektivschutzelectrischer Anlagen; VWEW – Verlag, Frankfurt am Main, 1990.
72. Шнеерсон Э. М. Траектории входного сопротивления синхронного генератора в асинхронном режиме. Электричество. 1988, № 1.
73. Шнеерсон Э. М., Федоров Э. К. Дистанционный принцип защиты синхронных генераторов от асинхронных режимов. Электричество. 1989. № 6.
74. Техническое руководство по применению реле MICOMP24Л. Фирма ALSTOM, 2002.
75. Par M., Reimann B., Brunner D. Numerischere Sammelschienenschutz – Schutzmöglichkeiten Lurch Dezentralisierte Installationn. Abb Technik, 5 / 1997.
76. Коновалова Е. В. Основные результаты работы РЗА на объектах ЕНЭС. Релейная защита и автоматика. Энергосистем. М. 2006.
77. Техническое руководство по применению реле защиты SEPAM – 1000. Фирма Schneider Electric. 2002.
78. Bredthauer J., Struck N. Schutz – Sicherheitsaspekte im Honlauf grosser Honspannungsmotoren. Etz. 1995. № 617.
79. Motorschutz 7SK52. Haudbuch. Siemens. 1993.
80. Sashdev M. S., Baribeau M. A. A new algorithm for digital impedance relays // IEEE Trans. on PAS Vol 98. 1979, № 6.

81. Kaiser S. Unterschiedliche Ausprägungen der Impedanzanpassung in Distanzschutzgeräten «Omicron electronics», Anwendervag 2004.
82. Warrington, A. R. C.: Protective Relays. Their Theory and Practice. Verlag Chapman and Hall, Band 1, London, 1962.
83. Guide on EMC in Power Plants and Substations CIGRE Publ. 124, 1997.
84. Аржанников Е. А. Дистанционный принцип в релейной защите и автоматике при замыканиях на землю. М.: Энергоатомиздат, 1986.
85. Фейст П. К. Исследование работы дистанционных реле методом круговых диаграмм в комплексной плоскости сопротивлений. – Тр. УНИИЭЛ, 1953.
86. Charre E. Impedances Seen bei Relays During Power Swings with and without Faults, AIEE Tr., Ti 64, 1945.
87. Дьяков А. Ф., Максимов Б. К., Борисов Р. К., Кружевкин И. Л., Жуков А. В. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электронике. – М.: Мир; Энергоатомиздат. 2003.
88. Матвеев М. В. Помехи на объекте и устойчивость аппаратуры РЗА. Новости электроники 2 (26), 2004.
89. Krebs R. Schutzverfahren, Europäische Patentschrift EP 0660973B1, Patentblatt 1996 / 19.
90. Сирота И. М., Бпаченко А. Б. Защита от замыканий на землю на стороне генераторного напряжения блоков генератор – трансформатор, охватывающая нейтраль генератора. Киев, Издательство АНУССР, 1972.
91. Knuffer E. F., Nimes K., Neuartiger Staenderend – schlusschutz fuer, «Hochspannungsmaschinen – Siemens – Zeitschrift», 1972, № 12.
92. Шалин А. И. Об эффективности новых устройств РЗА. Энергетика и промышленность России, № 1 (65), 2006.
93. Врубчевский Ю. Односистемные трехфазные реле сопротивления для всех видов коротких замыканий // Пржеглад электротехник, 1964, № 3.

94. Schneerson E., Liebach T. Verfahren zur Überwachung eines Schutzgerätes. Europäische Patentschrift EP1004162B1, 1998.
95. Шнеерсон Э. М., Bewertung und Verifizierung der Qualität des Schutzes für elektrische Netze. Elektrizitätswirtschaft, Jg 99 (2000), Heft 21.