

КГЭУ

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**

**Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Казанский государственный энергетический университет»**

**МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА
И АВТОМАТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН**

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Казань
2021

УДК 621.316.925

ББК 31.27-05

М59

Авторы:

И. Л. Кузьмин, И. Ю. Иванов, Ю. В. Писковацкий, Д. Ф. Губаев

Рецензенты:

канд. техн. наук, зав. каф. «Электрооборудование»

ФГБОУ ВО «КНИТУ-КАИ» *А. В. Ференец;*

д-р техн. наук, проф. каф. «Электроэнергетические системы и сети» КГЭУ

А. И. Федотов

М59 Микропроцессорная релейная защита и автоматика электрических машин: учебное пособие / И. Л. Кузьмин, И. Ю. Иванов, Ю. В. Писковацкий [и др.]. – Казань : КГЭУ, 2021. – 125 с.

Даны основные сведения о ненормальных и аварийных режимах работы генераторов и электродвигателей. Изложены принципы выполнения микропроцессорных устройств релейной защиты генераторов и электродвигателей напряжением 6–10 кВ. Рассмотрены особенности выполнения противоаварийной автоматики ликвидации асинхронного режима энергоблока и режимной автоматики регулирования возбуждения.

Предназначено для обучающихся по образовательной программе 13.04.02 Электроэнергетика и электротехника.

УДК 621.316.925

ББК 31.27-05

© Кузьмин И. Л., Иванов И. Ю., Писковацкий Ю. В., Губаев Д. Ф., 2021

© КГЭУ, 2021

ВВЕДЕНИЕ

В процессе развития энергетики релейная защита (РЗ), противоаварийная и режимная автоматика электрических машин претерпели значительные изменения, недостаточно освещенные в литературе. Эти изменения связаны с внедрением новой микропроцессорной (цифровой) элементной базы в технику релейной защиты и автоматики (РЗА). В связи с этим появились устройства релейной защиты и автоматики с расширенным качественным и количественным набором функций.

Использование микропроцессорных устройств релейной защиты (МУРЗ) и автоматики имеет ряд преимуществ по сравнению с «традиционной» электромеханической базой. К ним относятся повышение удобства обслуживания, уменьшение массы и габаритов одного устройства, снижение потребляемой мощности в цепях измерения и оперативного постоянного тока, наличие встроенных регистраторов аварийных событий и процессов, а также интеграция с автоматизированными системами управления.

С внедрением микропроцессорной техники стало возможным применение сложных цифровых способов обработки измеряемых сигналов за достаточно короткие интервалы времени, а также формирование новых оптимальных характеристик срабатывания цифровых реле, что, в свою очередь, положительным образом повлияло на основные требования к релейной защите и автоматике. Алгоритмы цифровых устройств релейной защиты и автоматики также прошли модернизацию, основываясь на широких технических возможностях микропроцессорной техники.

Целью данного пособия является формирование знаний об основных блоках микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, принципах действия и алгоритмах функционирования их цифровых аналогов и особенностях их эксплуатации в энергетической системе.

При изучении материала пособия у обучающихся формируются:

– способности к разработке планов, программ и методик проведения испытаний электротехнических и электроэнергетических устройств и систем;

– готовности решать инженерно-технические задачи с применением средств прикладного программного обеспечения, использовать методы анализа вариантов, разработки и поиска компромиссных решений.

Задача обучающихся – понимать и использовать технические данные и логику работы устройств релейной защиты для построения схем вторичной коммутации и расчета параметров срабатывания основных и резервных защит оборудования электроэнергетической системы.

Материал данного учебного пособия структурирован в виде глав, каждая из которых посвящена определенной теме.

В первой главе учебного пособия анализируются особенности структурного построения микропроцессорных устройств релейной защиты и их аппаратной реализации.

Во второй главе показаны ненормальные и аварийные режимы работы генераторов, их микропроцессорные защиты, которые дают наглядное представление о качественном и количественном составе и возможностях современной релейной защиты генерирующего оборудования.

Третья глава включает достаточно подробное описание принципов построения микропроцессорных устройств релейной защиты асинхронных и синхронных электродвигателей напряжением 6–10 кВ.

В четвертой главе рассмотрены основные понятия, связанные с асинхронным режимом (АР) работы энергосистемы, а также вопросы применения микропроцессорных устройств противоаварийной автоматики ликвидации асинхронного режима энергоблока.

В пятой главе дано описание режимной автоматики регулирования возбуждения генератора.

В конце учебного пособия приведен глоссарий, в котором даны объяснения важным понятиям, и список наиболее часто используемых сокращений, что способствует более логическому систематизированию знаний и облегченному запоминанию основного материала.

1. ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ЦИФРОВОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

1.1. Структура аппаратуры цифровой релейной защиты

Последнее десятилетие характеризуется широким применением в релейной защите цифровой (микропроцессорной) техники. Это обусловлено существенными преимуществами последней по сравнению с электромеханическими и электронными устройствами релейной защиты.

Входная информация, которую получает цифровая релейная защита, может в общем случае содержать следующие составляющие:

- аналоговые сигналы, характеризующие контролируемые величины энергосистемы;
- входная дискретная информация, в том числе сигналы от коммутационных аппаратов, других устройств релейной защиты и от обслуживающего персонала;
- цифровая информация от других устройств РЗ, характеризующая как текущие значения переменного тока, так и логические сигналы, получаемые посредством цифровых коммуникационных интерфейсов;
- управление настройками и параметрами цифровой релейной защиты, осуществляемое обслуживающим персоналом или системами управления через коммуникационный интерфейс.

Выходная информация цифровой релейной защиты может быть представлена следующими пунктами:

- выходная дискретная информация (логические сигналы к другим защитам и на отключение выключателей);
- цифровая информация к другим устройствам, характеризующая в общем случае как текущие значения переменного тока, так и логические сигналы, и получаемая посредством цифровых коммуникационных интерфейсов;
- сообщения различных видов, в том числе логические выходные сигналы и цифровые данные, такие как: визуальное наблюдение, запись измеряемых защитой аналоговых величин токов, напряжений, мощности в нормальном и аварийном режимах и др.

Среди основных элементов цифровой релейной защиты можно выделить следующие функциональные блоки [1]:

- аналоговые входы переменного тока, которые служат для ввода сигналов от измерительных трансформаторов тока и напряжения;
- элементы для цифровой обработки сигналов (преобразователи и усилители, микропроцессорный блок);

- дискретные входы, предназначенные для ввода логической информации, которая в дальнейшем используется в программной части для принятия решений;

- дискретные выходы, служащие для целей управления и сигнализации;

- функциональная клавиатура управления, которая предназначена для ввода управляющей информации, такой как: изменение настроек и параметров защиты, ввод (вывод из действия) отдельных функций, ввод команд для управления коммутационными элементами присоединения и др.;

- дисплей, который предназначен для чтения сообщений защиты, а также используется как вспомогательное средство при всех операциях, выполняемых с помощью клавиатуры;

- интерфейс обслуживания, представляющий собой обычно последовательный порт на лицевой панели защиты и обеспечивающий связь между защитой и компьютером;

- системный интерфейс, обеспечивающий связь защиты с системой контроля и управления;

- функциональный интерфейс, который обеспечивает быстрый обмен информацией в общем случае о действиях отдельных функций защиты, сообщениях и состоянии контактов коммутирующих аппаратов с устройством защиты на другом конце защищаемого объекта.

1.2. Структура цифровой релейной защиты

Цифровые устройства релейной защиты различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны представленной на рис. 1.1. Центральным узлом цифрового устройства является микропроцессор, который через свои устройства ввода – вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микропроцессора с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т.д.

Следует отметить, что в реальном устройстве релейной защиты может использоваться несколько микропроцессоров, каждый из которых будет занят решением отдельного фрагмента общей задачи с целью обеспечения высокого быстродействия. Например, в сложных устройствах релейной защиты используются 7–10 микропроцессоров, работающих параллельно [2].

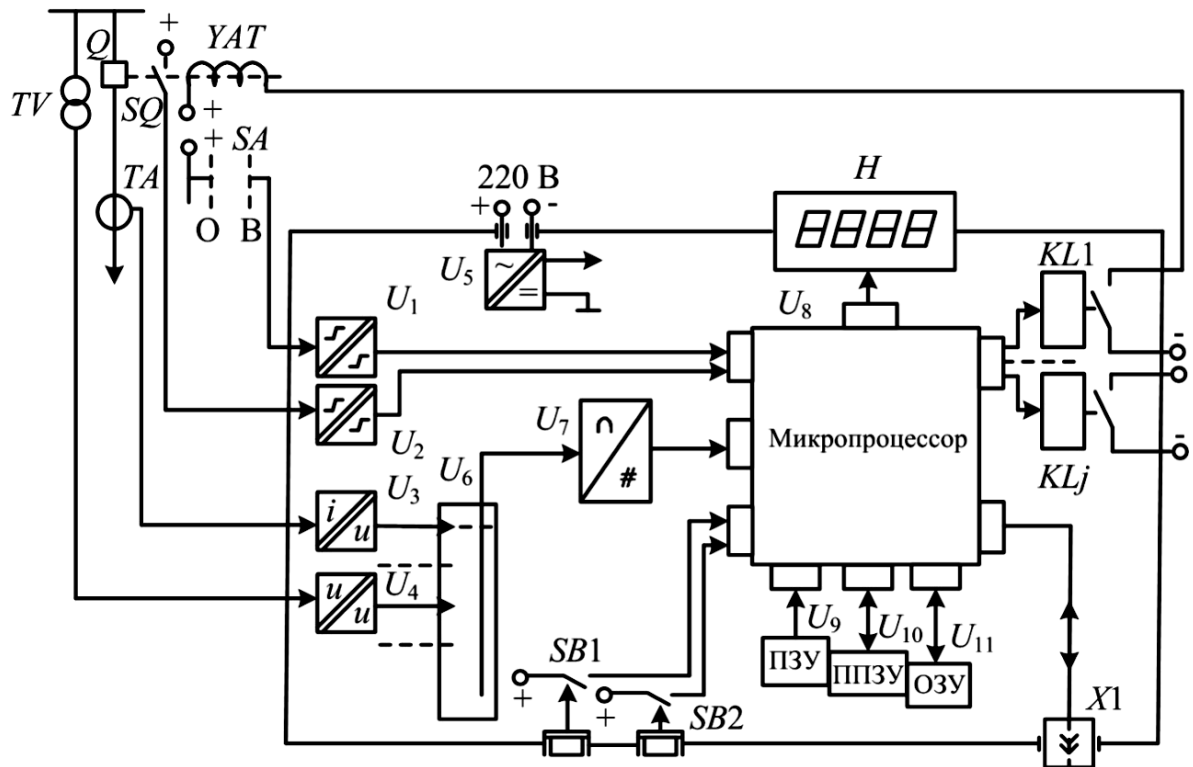


Рис. 1.1. Структурная схема цифрового устройства релейной защиты

Непеременными узлами цифрового устройства релейной защиты и автоматики являются: входные U_1-U_4 и выходные $KL1-KLj$ преобразователи сигналов, тракт аналого-цифрового преобразования U_6, U_7 , кнопки управления и ввода информации от оператора $SB1, SB2$, дисплей H для отображения информации и блок питания U_5 . Современные цифровые устройства, как правило, оснащаются и коммуникационным портом $X1$ для связи с другими устройствами.

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 (U_3, U_4) и логические (U_1, U_2) 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.

Входные преобразователи аналоговых сигналов. Сигналы, контролируемые устройствами релейной защиты, имеют в общем случае разную физическую природу – токи, напряжения, температура и т. д. Чаще всего устройства релейной защиты работают с сигналами от источников переменного тока и напряжения с традиционными номинальными уровнями: 1 А, 5 А, 100 В. Такие уровни сигналов обеспечивают необходимую помехозащищенность, но совершенно неприемлемы для обработки в электронных схемах. Использование же датчиков с выходными сигналами, согласованными с требованиями электроники, приводит к необходимости либо резко ограничить длину линий связи, размещая устройства вблизи датчиков информации, либо применять дополнительные меры по их защите от помех, такие как экранирование, что весьма дорого.

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.

Наиболее часто входные согласующие преобразователи цифровых устройств выполняются на базе обычных электромагнитных трансформаторов с ферромагнитным сердечником [2]. Несмотря на то что такие трансформаторы имеют нелинейные передаточные характеристики, определенный разброс параметров, некоторую нестабильность во времени и при изменении температуры, они все же приемлемы для построения устройств релейной защиты, допускающих работу с погрешностью 2–5 %.

Входные преобразователи дискретных сигналов. Практически во всей современной электронной аппаратуре ввод дискретных сигналов осуществляется преобразователями на основе оптронов [2].

Малый входной ток оптрона, с одной стороны, является его достоинством, так как приводит к снижению мощности, потребляемой преобразователем, но с другой – приводит к ряду проблем.

В первую очередь, малый входной ток обуславливает низкую помехозащищенность преобразователя. Чтобы исключить ложную работу микропроцессорного устройства релейной защиты в такой ситуации, на выходе преобразователя устанавливают элемент выдержки времени с фиксированной или регулируемой задержкой в формировании выходного сигнала. Чтобы отстроиться от переходных процессов, обычно достаточно задержки 0,5–3 мс.

Выходные релейные преобразователи. Воздействие 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 релейной защиты. Выходные преобразователи должны обладать соответствующей коммутационной способностью и в общем случае обеспечивать видимый разрыв коммутируемой цепи.

Несмотря на очевидные достижения в области коммутации высоких потенциалов и сильных токов в цифровых реле, в большинстве случаев по-прежнему используются промежуточные электромагнитные реле [2]. Контактная техника 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 релейной защиты 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 1 А при 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.

Тракт аналого-цифрового преобразования включает мультиплексор U_6 и собственно аналого-цифровой преобразователь (АЦП) – U_7 . 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 микропроцессоре по этим выборкам из входных сигналов рассчитываются интегральные параметры контролируемых сигналов – их амплитудные или действующие значения.

Блок питания U_5 обеспечивает стабилизированным напряжением все узлы рассматриваемого устройства, независимо от возможных изменений параметров режима в питающей сети. Блоки питания многих современных устройств релейной защиты могут работать и с сетями переменного и постоянного тока. Как правило, в блоке питания

формируется и ряд дополнительных сигналов, исключающих неправильную работу микропроцессора и некоторых других электронных узлов устройства в момент появления и исчезновения напряжения питания.

Практически во всех современных устройствах используются импульсные блоки питания, выполняемые на базе высокочастотных инверторов [2].

Дисплей и клавиатура являются неизменными атрибутами любого цифрового устройства, позволяя оператору получить информацию от него, изменять режим его работы, вводить новую информацию. Надо отметить, что дисплей и клавиатура *SB1*, *SB2* в цифровой релейной защите, как правило, реализуются в максимально упрощенном виде: дисплей – цифробуквенный, одно- (или несколько) строчный; клавиатура – несколько кнопок.

Для отображения информации в микропроцессорном устройстве релейной защиты используются отдельные светодиодные индикаторы, табло и графические экраны. Совокупность элементов визуального отображения информации называют дисплеем [2].

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 (в цифровых реле их может быть несколько наборов), состояние входов и выходов управления и т. д. Для оперативного получения такого объема информации требуются, соответственно, и более информативные дисплеи.

В цифровых устройствах релейной защиты 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. 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. Чаше всего за базисные единицы принимают номинальные значения контролируемых величин.

В последнее время применение в устройстве релейной защиты сложного дисплея становится менее актуальным. Современные цифровые реле, как правило, предусматривают подключение к компьютеру, и вся необходимая информация может в любой удобной форме быть представлена на обычном дисплее компьютера.

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 релейной защиты, 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.

Одним из важнейших узлов цифровых реле являются **устройства хранения информации**. В настоящее время используются различные типы устройств хранения информации. Сразу же исключим из рассмотрения устройства с применением электромеханических узлов (например, с записью информации на магнитных дисках) как требующие постоянного ухода и имеющие ограниченный ресурс. В аппаратуре микропроцессорной релейной защиты, рассчитанной на большие сроки эксплуатации с минимальными затратами на обслуживание, должны использоваться узлы без движущихся частей.

В функциональном отношении все статические запоминающие устройства подразделяются на постоянные запоминающие (ПЗУ), оперативные запоминающие (ОЗУ) и перепрограммируемые постоянные запоминающие (ППЗУ). Рассмотрим их подробнее.

Для хранения рабочей программы в устройствах защиты обычно используются ПЗУ. Отличительной чертой ПЗУ является однократная запись информации. В последующем возможно только считывание записанной информации. Достоинством микросхем ПЗУ является их низкая стоимость и возможность хранения информации при отключении питания.

В последнее время шире начинают применяться перепрограммируемые устройства памяти. Особенно они важны для устройств защиты, рабочая программа которых должна изменяться в процессе эксплуатации.

В настоящее время существуют устройства релейной защиты, в которых нужные функции защиты выбираются из библиотеки стандартных функций самим пользователем. Логическая часть этих устройств релейной защиты создается пользователем из базовых логических функций типа И, ИЛИ, ТРИГГЕР и т.д. Рабочая программа в таких устройствах защиты располагается в ППЗУ. ППЗУ является энергонезависимой памятью, т. е. хранимая в ней информация не разрушается в обесточенном состоянии.

Для временного хранения результатов промежуточных вычислений используются ОЗУ. Запись и считывание данных в ОЗУ осуществляется с максимальной скоростью. Недостатком ОЗУ является разрушение информации при отключении питания.

Порт связи с внешними цифровыми устройствами. Достоинством цифровых устройств релейной защиты 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.

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

По принципу обмена информацией они подразделяются на интерфейсы с параллельной и последовательной передачей данных [2].

Наиболее быстрый обмен информацией между двумя цифровыми устройствами обеспечивает параллельный интерфейс.

В этом случае по синхронизирующему сигналу (в действительности это может быть последовательность из нескольких сигналов управления) передающее устройство выставляет на шину данных одновременно все разряды передаваемого числа, а приемное устройство его считывает.

Технически более просто выполняется интерфейс с последовательной передачей данных. В этом случае слово данных передается последовательно разряд за разрядом.

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.

В ряде цифровых реле порт последовательной связи выполнен в стандарте RS485. Интерфейс обеспечивает дальность связи до 1200 м со скоростью до 10 Мбит/с.

Наряду с вышеперечисленными в цифровых устройствах релейной защиты, в общем случае, могут встретиться и другие узлы, например, цифро-аналоговые преобразователи при формировании аналоговых сигналов управления и регулирования. Характеристики однотипных узлов в устройствах различных изготовителей оказываются весьма близкими. Причиной этого является необходимость реализации одних и тех же исходных требований, ориентация схемных решений на одни и те же реальные входные сигналы, получаемые от стандартных трансформаторов тока и трансформаторов напряжения, и объективные законы, по которым должна вестись обработка информации [2].

1.3. Логические элементы цифровой релейной защиты

Основными компонентами логической части устройств релейной защиты являются логические элементы и элементы памяти. Логические элементы осуществляют преобразование логических сигналов, элементы памяти – запоминание информации.

Входные сигналы логических элементов обычно обозначают буквами X_1, X_2, \dots, X_n (или x_1, x_2, \dots, x_n), где n – число входов логического каскада. Выходной сигнал логических каскадов обозначают буквой Y (или y). Когда в качестве входного логического сигнала используется временной параметр, применяется обозначение t_1, t_2, \dots, t_n .

В общем случае логическая структура может иметь несколько выходов, тогда используются следующие обозначения их сигналов: Y, Z, Q, P (или y, z, q, p) и т.д.

Проектирование логических устройств и выбор оптимальных вариантов их построения производят с применением алгебры логики, разработанной в середине XIX в. ирландским математиком Дж. Булем (поэтому алгебру логики ещё называют и алгеброй Буля). В алгебре логики используется двоичная переменная X , удовлетворяющая условиям $X = 1$, если $X \neq 0$, и $X = 0$, если $X \neq 1$. С такими переменными можно производить логические операции, основными из которых являются операции И, ИЛИ, НЕ (базовые логические операции).

Операция И (конъюнкции). Её называют также операцией логического умножения (рис. 1.2, а). Для двух переменных X_1 и X_2 эта операция даёт следующие результаты: $0 \cdot 0 = 0$, $0 \cdot 1 = 0$, $1 \cdot 0 = 0$, $1 \cdot 1 = 1$.

В левой части этих соотношений даны значения переменных X_1 и X_2 , знаком умножения обозначена операция конъюнкции, в правой части после знака равенства дан результат операции – значение Y . Переменная Y принимает значение 1 только в том случае, когда обе переменные равны 1.

Операция ИЛИ (дизъюнкции). Эту операцию называют также операцией логического сложения (рис. 1.2, б). Для двух переменных X_1 и X_2 эта операция даёт следующие результаты: $0 + 0 = 0$, $0 + 1 = 1$, $1 + 0 = 1$, $1 + 1 = 1$. В левой части этих соотношений даны значения переменных X_1 и X_2 , знаком сложения (по аналогии с операцией суммирования в обычной алгебре) обозначена операция дизъюнкции, в правой части после знака равенства дан результат операции – значение Y . Переменная Y принимает значение 1, если хотя бы одна входная переменная имеет значение 1.

Операция НЕ (инверсии). Её называют также операцией логического отрицания (рис. 1.2, в). Выполняется эта операция над одной переменной X (под переменной X может подразумеваться сколь угодно сложное логическое выражение) и даёт следующие результаты: $\bar{0} = 1$ и $\bar{1} = 0$.

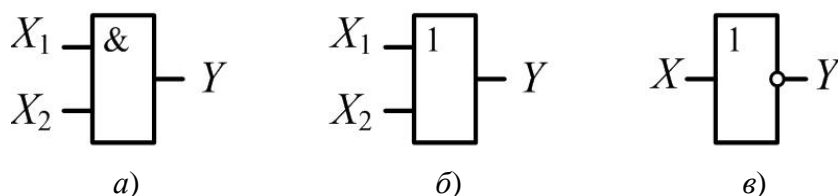


Рис. 1.2. Условные обозначения логических элементов: а – операция И; б – операция ИЛИ; в – операция НЕ

Система логических элементов, включающая элементы И, ИЛИ, НЕ, достаточна для построения логической части устройств релейной защиты любой сложности. Для синтеза логических структур во всех случаях необходим лишь разный количественный состав этих логических элементов, отличающихся числом входов каждого, или группы из нескольких элементов, выполняющих определённую логическую операцию, схемой соединения их между собой.

Универсальные логические элементы И-НЕ и ИЛИ-НЕ получили очень широкое распространение, поскольку позволяют выполнять разнообразные логические схемы, в том числе и триггерные, на одностипных элементах. На рис. 1.3 приведены схема и условное обозначение

RS-триггера, получившего наибольшее распространение в логических схемах релейной защиты.

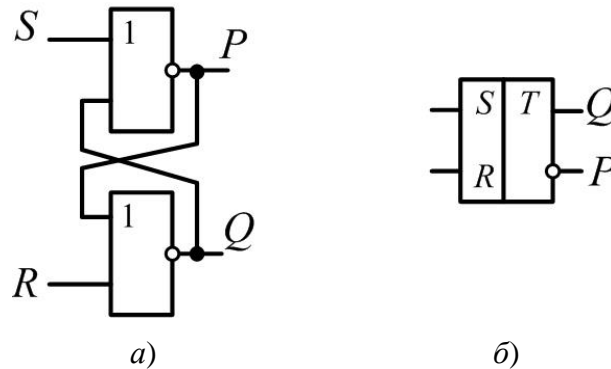


Рис. 1.3. RS-триггера: а – схема; б – условное обозначение

RS-триггеры переключаются под воздействием только управляющих импульсов. Входной (запускающий) сигнал $S = 1$ (от англ. *set* – включить) устанавливает триггер в состояние $Q = 1$ (Q – выходной сигнал), сигнал $R = 1$ (от англ. *reset* – выключить) – в состояние $Q = 0$. При анализе работы триггера для сигналов S , R , Q следует различать две совокупности значений: S_n , R_n , Q_n и S_{n+1} , R_{n+1} , Q_{n+1} . Первая соответствует состоянию триггера в момент поступления входной комбинации S_n , R_n , а вторая – состоянию триггера, полученному в результате воздействия сигналов S_n , R_n (это так называемые n -й и $n + 1$ такты работы триггера), так как состояние триггера на $n + 1$ такте зависит и от входных сигналов S_n , R_n , и от предыдущего состояния триггера.

Работа триггерных схем описывается посредством табл. 1.1, приведённой ниже.

При заполнении табл. 1.1 используются положения, следующие из принципа работы триггера: если $S_n = 0$, $R_n = 0$, то состояние триггера не изменяется: $Q_{n+1} = 0$, если $Q_n = 0$; $Q_{n+1} = 1$, если $Q_n = 1$; комбинация $S_n = 1$ и $R_n = 0$ вызывает переключение триггера, если $Q_n = 0$, т. е. $Q_{n+1} = 1$, но не изменяет его состояние, если $Q_n = 1$; комбинация $S_n = 0$ и $R_n = 1$ вызывает переключение триггера, если $Q_n = 1$, т.е. $Q_{n+1} = 0$, но не изменяет состояние триггера, если $Q_n = 0$. Комбинация $S_n = R_n = 1$ соответствует наличию управляющих сигналов на обоих входах, поэтому состояние триггера считается неопределённым.

Работа триггерных схем

S_n	R_n	Q_n	Q_{n+1}
0	0	0	0
0	0	1	1
0	1	0	0
0	1	1	0
1	0	0	1
1	0	1	1
1	1	0	X
1	1	1	X

Кроме основных логических элементов ИЛИ, И, НЕ при построении логических схем устройств релейной защиты используются также элементы времени (рис. 1.4).

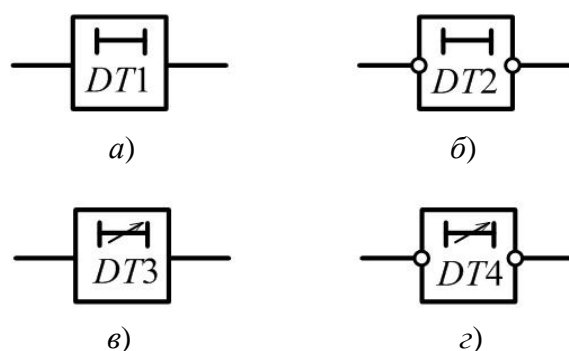


Рис. 1.4. Условные обозначения элементов времени: *a* – нерегулируемая выдержка времени на срабатывание; *б* – нерегулируемая выдержка времени на возврат; *в* – регулируемая выдержка времени на срабатывание; *г* – регулируемая выдержка времени на возврат

Условное обозначение элементов, реализующих замедление на срабатывание, показано на рис. 1.4, *a* и *в*. При возникновении сигнала на входе данных элементов сигнал на выходе появляется через заданную выдержку времени.

Условное обозначение элементов, реализующих замедление на возврат, показано на рис. 1.4, *б* и *г*. При исчезновении сигнала на входе данных элементов сигнал на выходе пропадает через заданную выдержку времени.

1.4. Цифровые измерительные органы релейной защиты

По аналогии с электромеханическими и электронными устройствами релейной защиты в цифровых защитах также выделяются измерительные

органы. Однако, если в «классической» релейной защите под термином «измерительный орган» понималось отдельное реле, то в цифровой релейной защите измерительные органы являются виртуальными, так как отдельно конструктивно выделить их из общей конструктивной базы, как правило, не представляется возможным.

Под термином «цифровой измерительный орган» понимается совокупность устройств, осуществляющих преобразование аналоговых сигналов, подведенных к релейной защите, в последовательность чисел и выполняющих операции над указанными числами.

Цифровые измерительные органы строятся на основе общей конструктивной базы микропроцессорной системы и общей программы, управляющей этой системой, путем применения специально разработанных подпрограмм, реализующих заложенные в них алгоритмы [1]. Структура цифрового измерительного органа представлена на рис. 1.5.

Основным элементом цифрового измерительного органа является аналогоцифровой преобразователь (АЦП), который изменяет непрерывный аналоговый сигнал в последовательность чисел, называемых отсчетами. Процедура преобразования непрерывного сигнала в дискретный называется его дискретизацией. Каждое число образуется на выходе аналого-цифрового преобразователя через равные промежутки времени, называемые периодом дискретизации.

Аналоговые сигналы от измерительных трансформаторов тока и напряжения, прежде чем пройти процедуру преобразования, должны быть нормированы как по величине, так и по спектру с помощью промежуточных трансформаторов, активных и пассивных аналоговых фильтров. Нормирование связано со схемотехническими особенностями аналого-цифровых преобразователей, а также цифровых фильтров.

Как правило, один аналого-цифровой преобразователь осуществляет поочередную выборку мгновенных значений всех аналоговых сигналов с помощью коммутатора (мультиплексора). Коммутатор – ключ, который соединяет общий выход поочередно со всеми имеющимися входами.

Последовательность отсчетов с выхода аналого-цифрового преобразователя поступает в процессор, где с учетом заранее заданного алгоритма, а также текущих условий, задаваемых с помощью устройств ввода дискретной информации, происходит их обработка, и на выходе цифрового измерительного органа формируется то или иное управляющее воздействие.

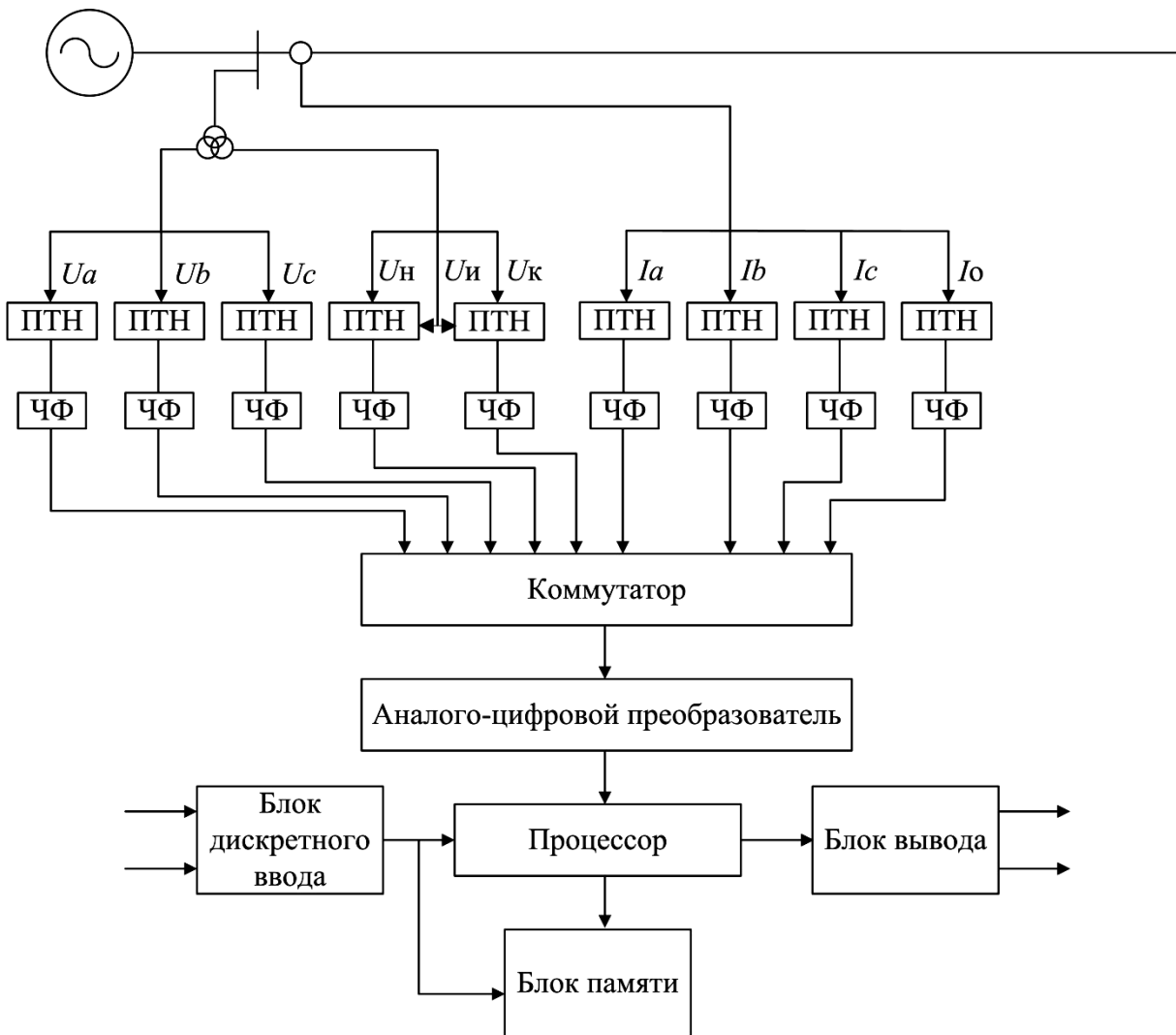


Рис. 1.5. Структура цифровых измерительных органов

Обобщенная структурная схема цифрового измерительного органа приведена на рис. 1.6 [1].

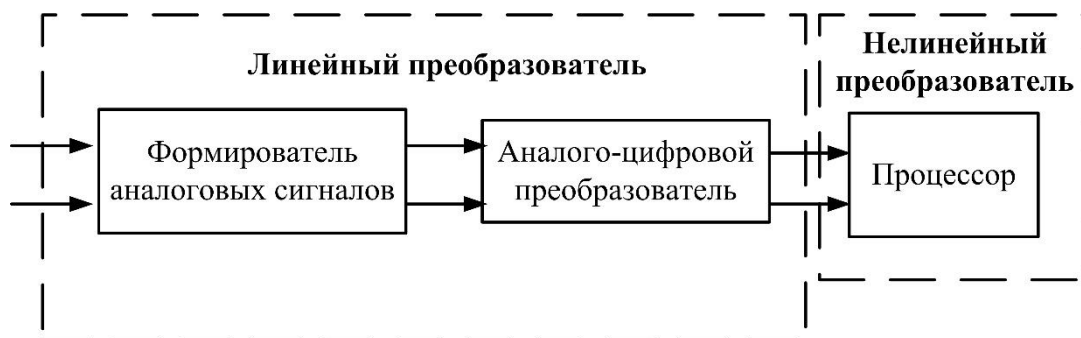


Рис. 1.6. Обобщенная структурная схема цифрового измерительного органа

Цифровой измерительный орган можно разбить на две части – линейный и нелинейный преобразователи. Первая часть преобразует входные измеряемые сигналы в последовательности цифровых сигналов. Для этого используются формирователи аналоговых сигналов (например, промежуточные трансформаторы, активные или пассивные аналоговые фильтры и аналого-цифровые преобразователи). Вторая часть служит для обеспечения необходимого алгоритма измерения путем обработки цифровых сигналов и содержит цифровой процессор, блоки памяти, интерфейсы входа и выхода для ввода дискретной информации и вывода ее из цифрового измерительного органа [1].

Структура цифрового измерительного органа во многом условна, так как в зависимости от применяемых способов и средств обработки и ввода сигналов, методов вычислений существуют последовательные или параллельные каналы цифровой обработки и соответствующие коммутаторы сигналов, один или несколько взаимосвязанных микропроцессоров для обеспечения функций нескольких цифровых измерительных органов [1].

1.4.1. Аналого-цифровые преобразователи

Аналого-цифровые преобразователи характеризуются частотой дискретизации, равной обратной величине от ее периода дискретизации, разрядностью, т.е. количеством разрядов выходного значения аналого-цифрового преобразователя, представленного в виде двоичного числа, точностью и др.

Частота дискретизации определяется следующим образом:

$$F = \frac{1}{T},$$

где T – период дискретизации части – промежуток времени между отсчетами, образующимися на выходе аналого-цифрового преобразователя.

Как правило, на практике микропроцессорные терминалы в рамках одного канала получают 20 точек на интервале 20 миллисекунд. Таким образом, период дискретизации сигнала одного канала равен 1 миллисекунде, соответственно, частота дискретизации сигнала одного канала составляет 1 кГц. При наличии в терминале, например,

11 аналоговых сигналов аналого-цифровой преобразователь должен в течение одной миллисекунды оцифровать мгновенные значения сигналов в 11 каналах. Соответственно, частота дискретизации аналого-цифрового преобразователя должна быть в 11 раз выше частоты дискретизации сигнала в одном канале. Отсюда получаем значение частоты дискретизации аналого-цифрового преобразователя, равное 11 кГц. Современные аналого-цифровые преобразователи могут работать с частотами порядка мегагерц.

Разрядность АЦП определяет его разрешение, т. е. минимальное изменение величины аналогового сигнала, которое может быть им преобразовано.

Разрядность аналого-цифрового преобразователя характеризует количество дискретных значений, которые он может выдать на выходе. Например, двоичный восьмиразрядный аналого-цифровой преобразователь способен выдать 256 дискретных значений (0–255), поскольку $2^8 = 256$.

Имеется несколько источников погрешности аналого-цифрового преобразователя. Ошибки квантования и нелинейности присущи любому аналого-цифровому преобразованию. Кроме того, существуют так называемые апертурные ошибки, которые являются следствием дрожания фронта тактового генератора, они проявляются при преобразовании сигнала в целом (а не одного отсчёта).

Ошибки квантования являются следствием ограниченного разрешения аналого-цифрового преобразователя. Этот недостаток не может быть устранён ни в одном типе аналого-цифрового преобразования. Ошибки, связанные с нелинейностью, являются следствием физического несовершенства аналого-цифровых преобразователей. Это приводит к тому, что передаточная характеристика преобразователя отличается от линейной.

В идеальном случае АЦП преобразует отсчеты через равные промежутки времени, однако в реальности время взятия отсчета подвержено флуктуациям. Следовательно, возникает погрешность оцифровки сигнала, которая носит название апертурной погрешности.

Поскольку АЦП не могут произвести преобразование мгновенно, входное аналоговое значение должно удерживаться постоянным по крайней мере от начала до конца процесса видоизменения. Данная задача решается путём использования специальной схемы на входе аналого-цифрового преобразователя – устройства выборки – хранения (рис. 1.7).

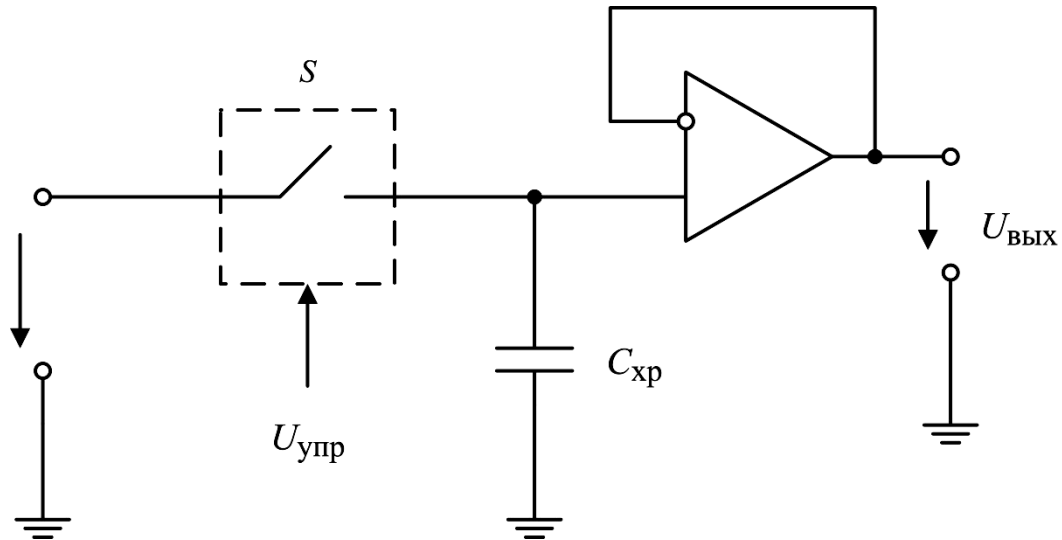


Рис. 1.7. Устройство выборки – хранения сигнала

Рассмотрим подробнее устройство некоторых видов аналого-цифровых преобразователей, представленных на рис. 1.8.

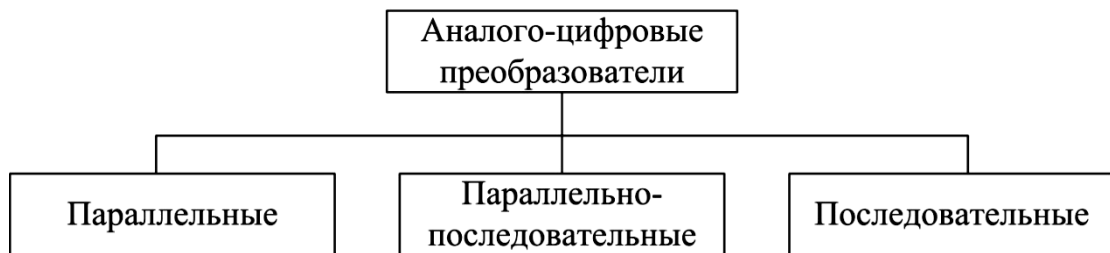


Рис. 1.8. Некоторые виды аналого-цифровых преобразователей

Параллельный аналого-цифровой преобразователь. На рис. 1.9 представлена структурная схема трёхразрядного параллельного аналого-цифрового преобразователя.

Используется массив компараторов, каждый из которых сравнивает входное напряжение с индивидуальным опорным напряжением. Такое опорное напряжение для каждого компаратора формируется на встроенном прецизионном резистивном делителе. Значения опорных напряжений начинаются с числа, равного половине младшего значащего разряда, и увеличиваются при переходе к каждому следующему компаратору с шагом, равным

$$\frac{V_{REF}}{2^n},$$

где V_{REF} – величина опорного напряжения; n – число разрядов аналого-цифрового преобразователя.

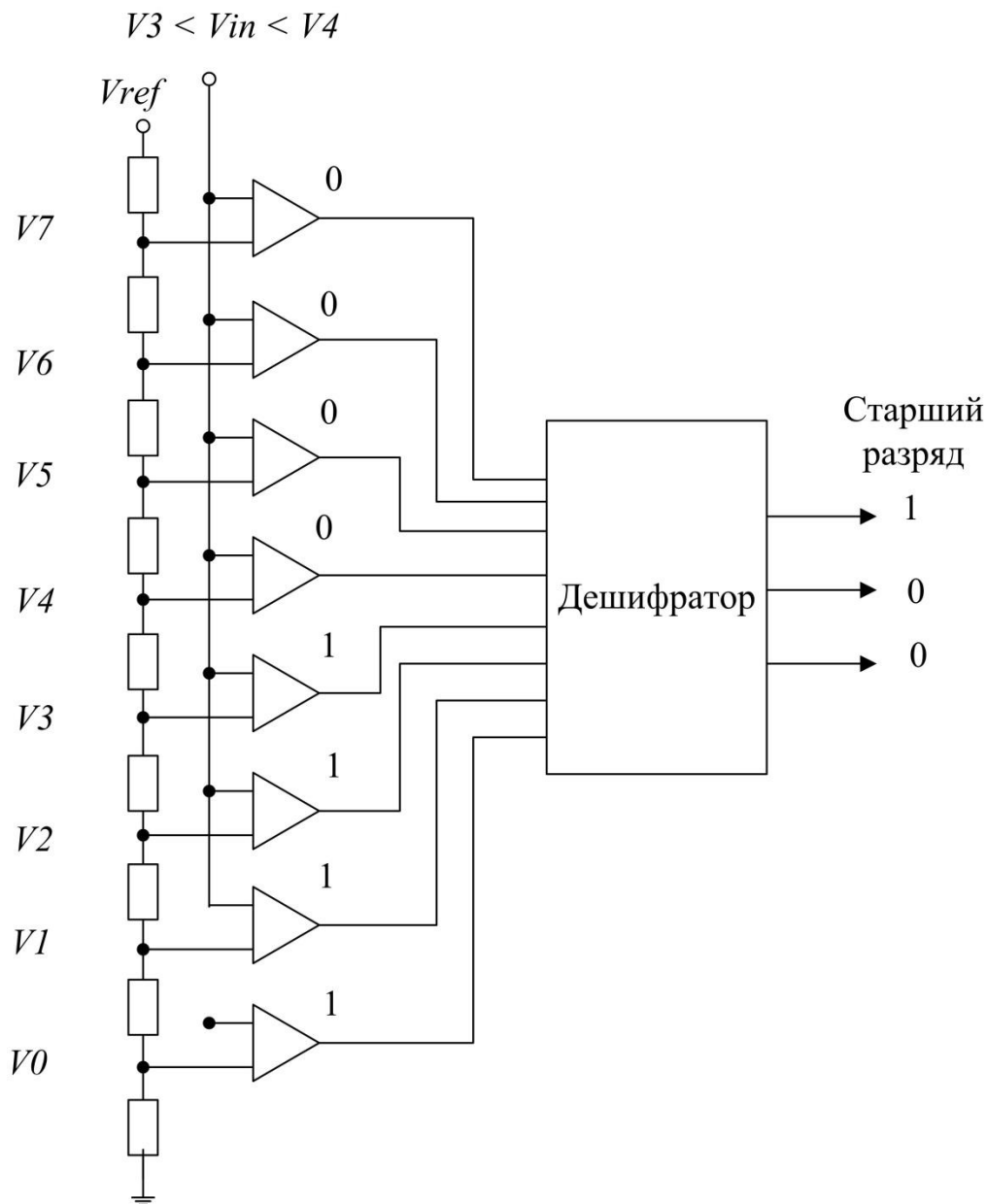


Рис. 1.9. Структурная схема трёхразрядного параллельного аналого-цифрового преобразователя

Таким образом, величина каждого уровня определяется по формуле:

$$V_n = \frac{V_{REF}}{2^3} \cdot \left(\frac{1}{2} + n\right).$$

Далее дешифратор подсчитывает количество сработавших компараторов и представляет их число в двоичном коде. В табл. 1.2 представлены значения на выходе дешифратора при различном количестве сработавших компараторов для трёхразрядного аналого-цифрового преобразователя.

Данный тип аналого-цифрового преобразователя является быстродействующим, однако из-за наличия большого числа компараторов они достаточно сложны, имеют немалое энергопотребление и высокую стоимость.

Таблица 1.2

Функционирование дешифратора

Номер комбинации	Входы								Выходы		
	V0	V1	V2	V3	V4	V5	V6	V7	2	1	0
1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
4	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	0
5	1	1	1	0	0	0	0	0	0	1	1
6	1	1	1	1	0	0	0	0	1	0	0
7	1	1	1	1	1	0	0	0	1	0	1
8	1	1	1	1	1	1	0	0	1	1	0
9	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1

Параллельно-последовательный аналого-цифровой преобразователь. Структурная схема преобразователя представлена на рис. 1.10.

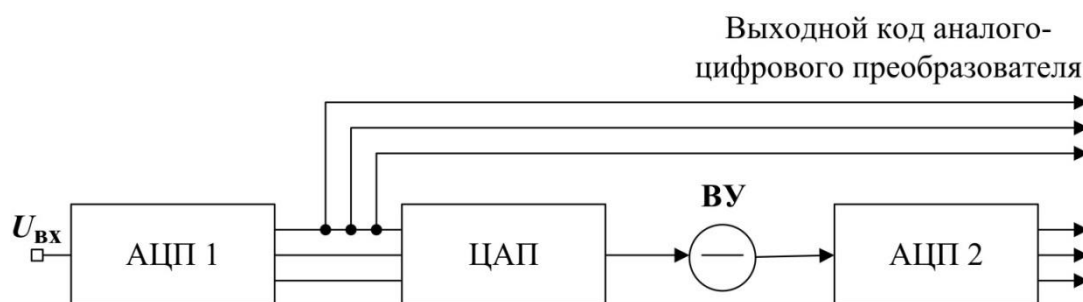


Рис. 1.10. Структурная схема параллельно-последовательного аналого-цифрового преобразователя

Параллельно-последовательный аналого-цифровой преобразователь работает в несколько тактов. В первом такте аналого-цифровой преобразователь 1 (согласно рис. 1.10 – АЦП1) превращает старшие разряды входного напряжения $U_{\text{вх}}$ в цифровой код (разряды $2^3 - 2^5$). Во втором такте они преобразуются с помощью цифро-аналогового преобразователя (ЦАП) в напряжение, которое отнимается от входного сигнала в вычитающем устройстве ВУ. В третьем такте АЦП2 преобразует полученную разность в код младших разрядов входного напряжения $U_{\text{вх}}$.

Такие преобразователи характеризуются слабым быстродействием по сравнению с параллельными, но имеют большую разрядность и меньшее число компараторов. Количество каскадов в таких АЦП может быть увеличено, поэтому они часто называются конвейерными (многоступенчатыми).

Аналого-цифровой преобразователь последовательного приближения. Структурная схема преобразователя представлена на рис. 1.11.

В основе аналого-цифрового преобразователя данного типа лежит специальный регистр последовательного приближения. В начале цикла преобразования все выходы этого регистра устанавливаются в логический 0, за исключением первого (старшего) разряда. Это формирует на выходе внутреннего ЦАП сигнал, значение которого равно половине входного диапазона АЦП, выход компаратора переключается в состояние, определяющее разницу между сигналом на выходе цифро-аналоговым преобразователем и измеряемым входным напряжением.

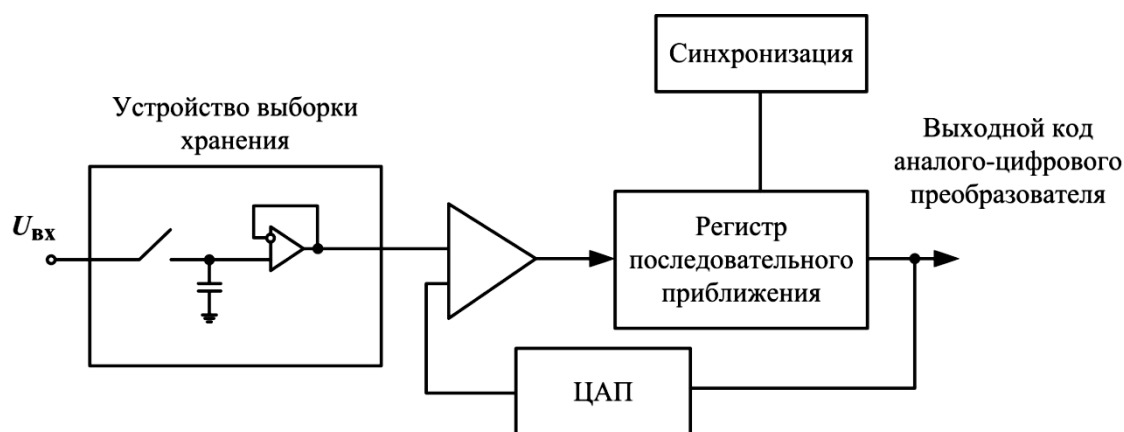


Рис. 1.11. Структурная схема аналого-цифрового преобразователя последовательного приближения

Если входное напряжение меньше опорного уровня (сигнала с выхода цифро-аналогового преобразователя), то старший разряд аналого-цифрового преобразователя становится равным нулю, а следующий за ним разряд становится равным единице. Далее снова происходит сравнение измеряемого сигнала с новым опорным напряжением. Процесс сравнения и изменения опорного напряжения повторяется до тех пор, пока не будут сформированы все разряды аналого-цифрового преобразователя.

На рис. 1.12 представлен пример преобразования сигнала с помощью восьмиразрядного аналого-цифрового преобразователя последовательного приближения.

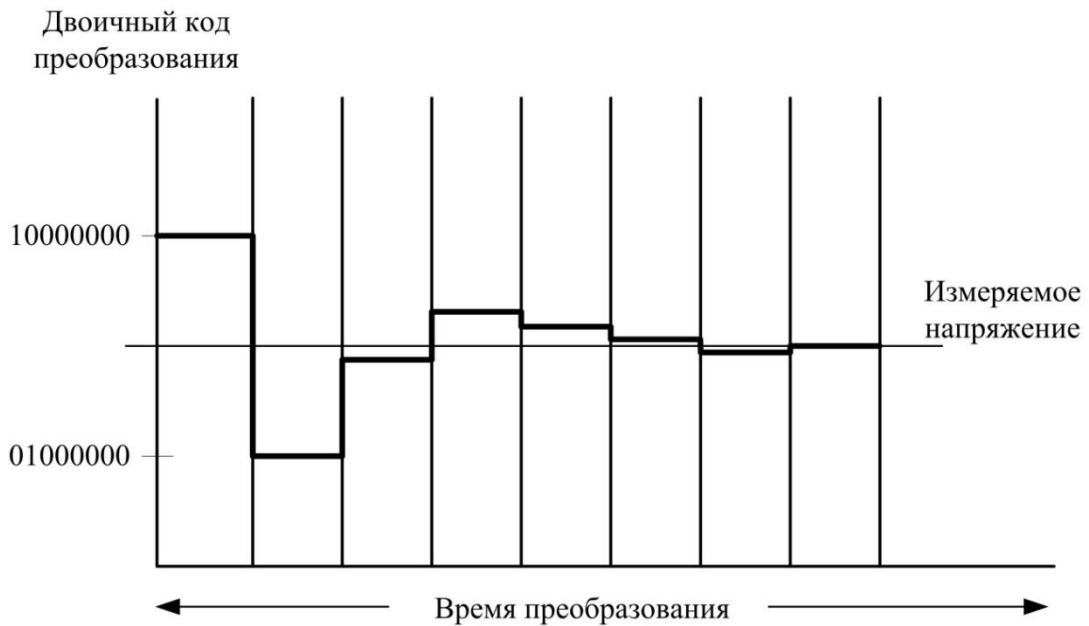


Рис. 1.12. Пример видоизменения аналогового сигнала восьмиразрядным аналого-цифровым преобразователем последовательного приближения

Аналого-цифровые преобразователи последовательного приближения считаются медленными, однако в настоящее время они выпускаются с частотой дискретизации 500 кГц (*AD7676*), 1 МГц (*AD7655*), 5 МГц (*AD7960*), что вполне достаточно для оцифровки сигналов одиннадцати каналов с интервалом между отсчетами в 1 миллисекунду.

1.4.2. Алгоритмы цифрового преобразования сигналов релейной защиты

Цифровая обработка сигналов, базируясь на математике XVII и XVIII столетий, в настоящее время стала важным инструментом во многих областях науки и техники. Методы цифровой обработки стары, как методы Ньютона и Гаусса, и молоды, как цифровые ЭВМ и интегральные схемы [3].

Непрерывный аналоговый сигнал можно представить с помощью аналого-цифрового преобразователя в виде последовательности чисел, которые образуются в определенные, равноудаленные (дискретные) моменты времени. Последовательности чисел, у которых дискретны и время, и амплитуда, называются дискретными сигналами.

Чтобы облегчить извлечение информации, сигналы должны подвергаться обработке. Поэтому весьма важно развитие техники, а также самих систем обработки сигналов. Техника обработки сигналов заключается в преобразовании сигнала в другой, являющийся более

предпочтительным [3]. Например, простейшей обработкой дискретного сигнала является нахождение его среднего значения за время, равное его периоду (1.1).

$$\frac{\sum_{i=0}^N x_i}{N}, \quad (1.1)$$

где N – это количество точек дискретного сигнала, укладываемое во время, равное периоду сигнала; x_i – отсчеты (мгновенные значения) дискретного сигнала.

Другим способом обработки дискретного сигнала является нахождение его производной путем вычитания значений двух соседних отсчетов (1.2).

$$F'_i = x_{i+1} - x_i, \quad (1.2)$$

где x_i – i -й отсчет дискретного сигнала; x_{i+1} – $(i + 1)$ -й отсчет дискретного сигнала.

На рис. 1.13 представлен исходный сигнал, описываемый следующим выражением:

$$F(i) = \sin(0,314 \cdot i).$$

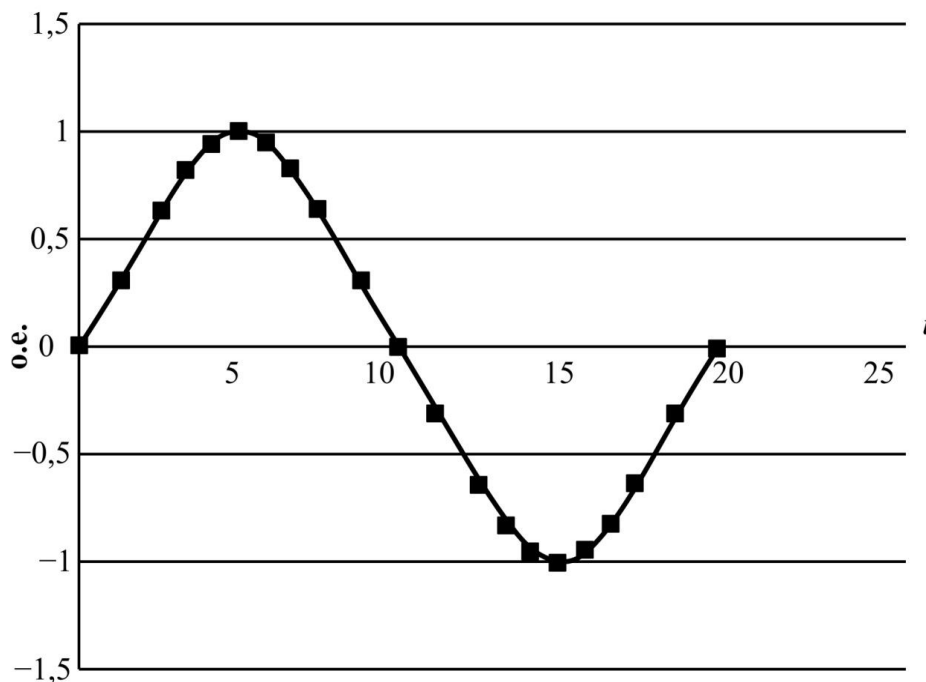


Рис. 1.13. Период дискретного сигнала синусоидальной формы

Дифференцированный сигнал, полученный по формуле (1.2), представлен на рис. 1.14, из которого видно, что в результате дифференцирования исходный дискретный сигнал приобрел форму косинусоидального. Так и есть, производная от синуса есть косинус.

Одним из сложных, но в то же время распространенных методов обработки сигналов, является *дискретное преобразование Фурье*. Указанное преобразование предназначено для разложения дискретного сигнала на более простые, состоящие из одной частоты, т. е. для анализа его спектра. На выходе дискретного преобразования Фурье получается комплексное число, описывающее вектор сигнала соответствующей частоты и начальной фазы.

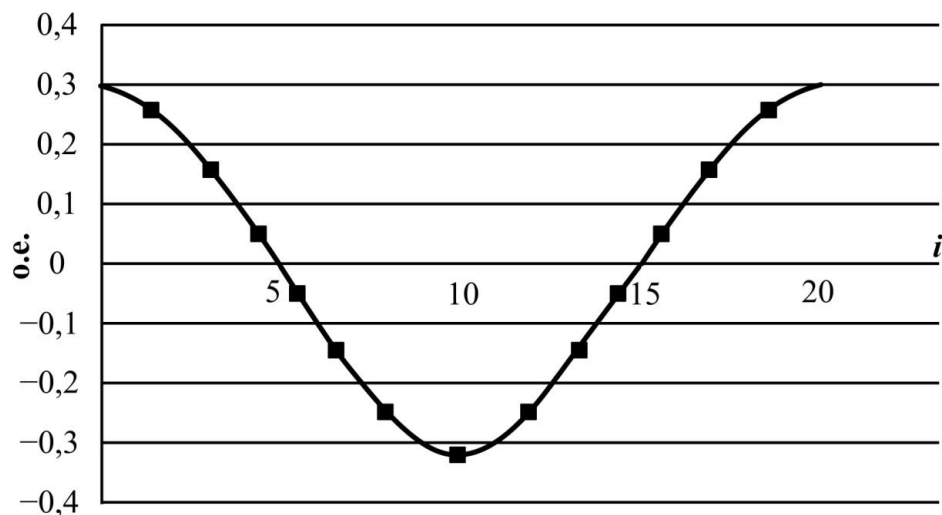


Рис. 1.14. Дифференцированный дискретный сигнал

Прямое дискретное преобразование Фурье описывается формулой:

$$X_k = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n \left(\cos\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) + j \sin\left(\frac{2\pi kn}{N}\right) \right), \quad (1.3)$$

где X_k — комплексное число, описывающее вектор простейшего сигнала; k — номер частоты; N — количество точек, измеренных за время, равное периоду сигнала.

Так, например, в отечественной электрической сети используется частота тока и напряжения в 50 Гц. Данную частоту принимают за основную и называют основной гармоникой или частотой с первым индексом. Частоты (гармоники) сигналов с номерами выше первого, появляющиеся на выходе дискретного преобразования Фурье, кратны основной гармонике. Например, электродвижущая сила генератора всегда

содержит составляющую третьей гармоники, т. е. вместе с синусоидой основной частоты в ней содержится синусоида частоты 150 Гц. Выделяя ту или иную гармонику с помощью дискретного преобразования Фурье в токе и напряжении, контролируя изменение ее параметров, выполняют селективную защиту электроэнергетического оборудования. Примером ее является защита от замыканий на землю статора генератора.

Вычисление векторов на основе мгновенных значений величин и их производных. В основу рассматриваемых алгоритмов положена возможность определения амплитуды U и фазы φ вектора, соответствующего синусоидальному сигналу $u(t) = U \sin(\omega_0 t + \varphi)$ определенной частоты ω_0 по известному в произвольный момент времени t мгновенному значению сигнала $u(t)$ и его производных $u'(t)$ и $u''(t)$.

Решая совместно уравнения для $u(t)$ и $u'(t) = \omega_0 U \cos(\omega_0 t + \varphi)$, содержащих два неизвестных U и φ , получим для любого момента:

$$\left. \begin{aligned} U &= \sqrt{u^2(t) + \left[\frac{u'(t)}{\omega_0} \right]^2} ; \\ \omega_0 \cdot t + \varphi &= \operatorname{arctg} \frac{\omega_0 \cdot u(t)}{u'(t)}. \end{aligned} \right\}$$

Решая данную систему уравнений, получим значения U (рис. 1.15) и φ , соответствующие вращающемуся с угловой частотой ω_0 вектору, имеющему амплитуду U и начальный угол φ с вещественной частью $\frac{u'(t)}{\omega_0}$ и мнимой частью $u(t)$, который можно представить в виде:

$$U(t) = U e^{j\varphi} e^{j\omega_0 t} = U e^{j\omega_0 t} = \frac{u'(t)}{\omega_0} + ju(t).$$

На основе полученного выражения возможно появления ряда алгоритмов, определяющих ток I или напряжение U на основе двух и более выборок дискретизированных сигналов $i(t)$, $u(t)$ [1]. Данный класс алгоритмов относится к быстродействующим (теоретически результат может быть получен за время периода дискретизации между двумя выборками). Однако при отличии сигналов от синусоидальных, эти алгоритмы имеют низкую точность. Поэтому при их практическом применении целесообразна предварительная цифровая фильтрация сигналов.

Алгоритмы на основе дифференциального уравнения электрической цепи. Для любой электрической цепи, состоящей из активного сопротивления и индуктивности, в общем случае для любого момента времени справедливо дифференциальное уравнение:

$$u = R \cdot i + \frac{X}{\omega_0} \cdot i',$$

где u , i – мгновенные значения тока и напряжения; R – активное сопротивление электрической цепи; $\frac{X}{\omega_0}$ – индуктивность электрической цепи; i' – производная тока.

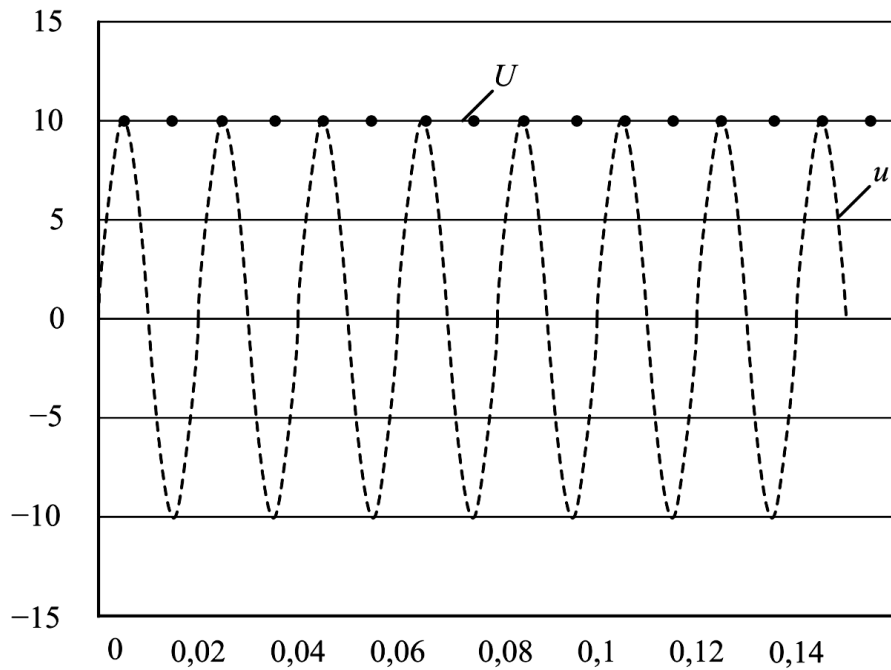


Рис. 1.15. Мгновенные значения (u) и амплитуда (U) входного синусоидального сигнала

Если u_1 , i_1 , i_1' и u_2 , i_2 , i_2' – значения величин на входе цифрового измерительного органа соответственно в любые два момента времени, то, решив на основе дифференциального уравнения систему двух уравнений, получим составляющие сопротивления $Z = R + jX$ на входе цифрового измерительного органа:

$$R = \frac{u_1 \cdot i_2' + u_2 \cdot i_1'}{i_1 \cdot i_2' - i_2 \cdot i_1'}; \quad \frac{X}{\omega_0} = \frac{i_1 \cdot u_2 - i_2 \cdot u_1}{i_1 \cdot i_1' - i_2 \cdot i_2'}$$

Полученные выражения широко используются в микропроцессорных дистанционных защитах для вычисления активного R и индуктивного сопротивлений X электрической цепи [1]. Достоинством данного алгоритма является независимость результатов от формы сигнала, в том числе от апериодической составляющей в токе и напряжении, возникающих при КЗ, недостатками – малая точность вследствие использования только двух выборок сигнала, неправильное измерение при наличии электрической дуги в месте повреждения, подверженность влиянию помех. Поэтому при их практическом применении также целесообразна предварительная цифровая фильтрация сигналов u и i .

1.4.3. Программные фильтры симметричных составляющих

Используя метод симметричных составляющих и учитывая, что умножение вектора на оператор a означает его поворот против часовой стрелки на 120° , а умножение на a^2 – поворот на 240° , легко получить дискретизированные синусоидальные величины $u_{1A}(nT_d)$, $u_{2A}(nT_d)$, $u_{0A}(nT_d)$, определяющие симметричные составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей:

$$\left. \begin{aligned} u_{1A}(nT_d) &= \frac{1}{3}(u_A(nT_d) + u_B[(n-2l)T_d] + u_C[(n-l)T_d]); \\ u_{2A}(nT_d) &= \frac{1}{3}(u_A(nT_d) + u_B[(n-l)T_d] + u_C[(n-2l)T_d]); \\ u_{0A}(nT_d) &= \frac{1}{3}(u_A(nT_d) + u_B(nT_d) + u_C(nT_d)); \end{aligned} \right\}$$

где $l = N/3$ – некоторое целое число, связанное с углом поворота λ вектора и с количеством точек N дискретного сигнала за период следующим соотношением:

$$l = \frac{\lambda N}{360^\circ}.$$

Структура программного фильтра напряжения обратной последовательности, основывающегося на приведённых выше соотношениях, приведена на рис. 1.16. Здесь блоки $Z^{-N/3}$ и $Z^{-2N/3}$ осуществляют необходимые сдвиги последовательностей, соответствующие повороту векторов на 120° и 240° . В результате на выходе сумматора формируется сигнал $3u_2(nT_d)$, который преобразуется выходным блоком, реализующим

любой из алгоритмов измерения синусоидальных величин (двух выборок, Фурье и т. п.). На выходе фильтра напряжения обратной последовательности формируются ортогональные составляющие U_{2x} и U_{2y} вектора напряжения обратной последовательности U_2 .

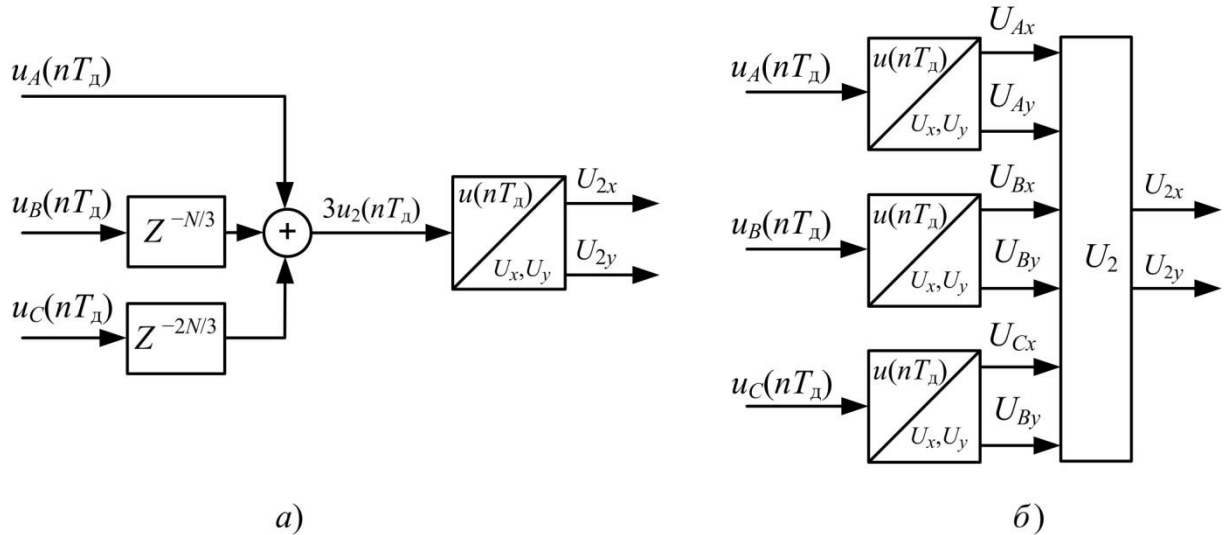


Рис. 1.16. Структуры программных фильтров симметричных составляющих:
 а – с элементами памяти; б – на основе арифметических операций

Структура фильтра симметричных составляющих с элементами памяти не всегда обеспечивает требуемое быстродействие. Это обусловлено тем, что имеется инерционность фильтра из-за задержек на время $NT_d/3$ и $2NT_d/3$ блоками памяти. Дополнительная задержка на время NT_d вносится при использовании алгоритма Фурье, поскольку в процессе цифровых преобразований при вычислении параметров вектора он использует все выборки одного периода [4].

Существенно большее быстродействие можно получить, построив фильтр симметричных составляющих по структуре, показанной на рис. 1.16, б. В этой структуре три одинаковых «входных» блока выделяют ортогональные составляющие векторов, соответствующих фазным величинам $u_A(nT_d)$, $u_B(nT_d)$, $u_C(nT_d)$. «Выходной» блок вычисляет искомые симметричные составляющие, выполняя арифметические операции только с ортогональными составляющими отдельных векторов, в том числе и операции сдвига векторов по фазе, но без элементов памяти, вносящих запаздывание на несколько циклов дискретизации величин [4].

В частности, для фильтра напряжения обратной последовательности выходной сигнал может быть сформирован на основе формул, полученных после преобразования известного соотношения для симметричных составляющих:

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{3}(\underline{U}_A + a^2\underline{U}_B + a\underline{U}_C) =$$

$$= \frac{1}{3} \left[U_{Ax} + jU_{Ay} - (0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2})(U_{Bx} + jU_{By}) + (-0,5 + j\frac{\sqrt{3}}{2})(U_{Cx} + jU_{Cy}) \right] = U_{2x} + jU_{2y},$$

где ортогональные составляющие вектора напряжения обратной последовательности равны:

$$U_{2x} = \frac{1}{3}(U_{Ax} - 0,5U_{Bx} + \frac{\sqrt{3}}{2}U_{By} - 0,5U_{Cx} - \frac{\sqrt{3}}{2}U_{Cy});$$

$$U_{2y} = \frac{1}{3}(U_{Ay} - 0,5U_{By} - \frac{\sqrt{3}}{2}U_{Bx} - 0,5U_{Cy} + \frac{\sqrt{3}}{2}U_{Cx}).$$

В основу функционирования трёх «входных» блоков преобразования величин может быть положен любой из алгоритмов измерения векторов. Благодаря цифровым преобразованиям, выполняемым в «выходном» блоке, согласно приведённым выше выражениям, структура цифрового фильтра симметричных составляющих со сдвигами по фазе векторов на основе арифметических операций (рис. 1.16, б) дает лучшее быстродействие, чем структура с элементами памяти (рис. 1.16, а). Например, при использовании алгоритма двух выборок симметричные составляющие вычисляются по двум соседним выборкам, т. е. за время T_d , а «выходной» блок, осуществляющий только арифметические операции, не вносит дополнительного запаздывания [4].

1.5. Контроль за исправностью цифровых защит

Одной из особенностей цифровых устройств релейной защиты является относительная простота организации контроля исправности аппаратной части и программного обеспечения. Этому благоприятствует циклический режим работы микропроцессора по заложенной в устройстве программе. Отдельные фрагменты этой программы выполняют самотестирование устройства релейной защиты. Имеется целый набор типовых решений в части тестирования. В цифровых защитах при самоконтроле часто используются следующие приемы.

Неисправность тракта аналого-цифрового преобразования с большой глубиной охвата входящих в него узлов обнаруживается путем периодического считывания опорного (неизменного по времени)

напряжения. Если микропроцессор обнаруживает расхождение между последним и ранее полученным результатом, то он формирует сигналы неисправности [2].

Исправность оперативного запоминающего устройства проверяют, записывая в ячейки заранее известные числа и сравнивая результаты, получаемые при последующем считывании. Рабочая программа, хранящаяся в **постоянном запоминающем устройстве**, периодически рассматривается микропроцессором как набор числовых кодов. Микропроцессор выполняет их формальное суммирование, а результат сравнивает с контрольной суммой, хранимой в заранее известной ячейке [2].

Целостность обмоток выходных реле проверяется при кратковременной подаче на них напряжения и контроле обтекания их током [2].

Периодически выполняется **самотестирование микропроцессора**, измеряются параметры блока питания и других важнейших узлов устройства. На случай выхода из строя самого микропроцессора, осуществляющего самоконтроль, в цифровых устройствах предусматривается специальный сторожевой таймер *watch dog*. Это несложный, а следовательно, очень надежный узел. В нормальном режиме микропроцессор посылает в этот узел импульсы с заданным периодом следования. С приходом очередного импульса сторожевой таймер начинает отсчет времени. Если за отведенное время от микропроцессора не придет очередной импульс, который сбрасывает таймер в исходное состояние, то он воздействует на вход возврата микропроцессора в исходное состояние. Это вызывает перезапуск управляющей программы. При неисправности микропроцессор «зависает», устойчиво формируя «0» или «1». Это обнаруживает сторожевой таймер и формирует сигнал тревоги. При необходимости блокируются наиболее ответственные узлы устройства релейной защиты [2].

Надежность функционирования любого устройства следует рассматривать в двух аспектах: надежность его самого и надежность функционирования всей системы, в состав которой входит данное устройство. Надежность аппаратной части какого-либо устройства в первую очередь определяется количеством затраченных на его изготовление комплектующих изделий и их качеством. Для примера предположим, что два устройства с одними и теми же функциями выполняются, соответственно, на аналоговом и цифровом принципах из комплектующих (резисторов, конденсаторов, диодов и т.п.) с близкими показателями по надежности.

Очевидно, что **более надежным окажется устройство, выполненное с использованием меньшего числа элементов.** У аналоговых устройств объем аппаратной части V растет пропорционально с увеличением числа реализуемых функций и их сложности C , а у цифровых устройств объем аппаратной части остается практически неизменным при вариациях сложности алгоритма и достаточно широких пределах [2].

Например, в микропроцессорном терминале БЭ2704 011 фирмы ООО «НПП ЭКРА» (г. Чебоксары), предназначенном для резервной защиты линий электропередачи напряжением 110–220 кВ, количество комплектующих меньше, чем только в одной микроэлектронной панели резервных защит типа ШДЭ-2801. При этом по своим функциональным возможностям БЭ2704 011 эквивалентен нескольким панелям, так как реализует одновременно функции резервных защит линии электропередачи, устройства резервирования отказа выключателя, автоматического повторного включения, определения места повреждения, регистрации аварийных событий.

С другой стороны, для цифровых устройств характерен непрерывный автоматический контроль аппаратной части и программного обеспечения. Самоконтроль существенно повышает надежность цифровой защиты как системы благодаря своевременному оповещению персонала о случаях отказа аппаратной части. Это позволяет незамедлительно принимать меры по восстановлению работоспособности системы цифровой защиты.

В аналоговых системах релейной защиты, как правило, предусматривается лишь периодический тестовый контроль работоспособности аппаратной части, причем с участием человека. При периодическом контроле возможна эксплуатация неисправной системы релейной защиты в течение достаточно длительного времени – до момента очередной плановой проверки. Таким образом, можно говорить о более высокой надежности функционирования микропроцессорных устройств релейной защиты [2].

1.6. Программируемая логика

Логическая часть цифровой релейной защиты является достаточно сложной структурой, объединяющей различные измерительные функции и входные сообщения и формирующей различного вида выходные сигналы.

С учётом особенностей выполнения логической структуры цифровой релейной защиты, терминалы РЗА делятся на два класса: с жесткой логикой и свободно программируемые.

Устройства РЗА российских производителей, как правило, выполняют свои терминалы с жестко прошитой логикой ввиду сложившейся идеологии построения таких систем в СССР, где всегда большое внимание уделялось типизации технических решений по релейной защите и противоаварийной автоматике. Типовые решения для массового применения были разработаны ведущими специалистами проектных институтов, ими пользовались все проектные институты и заводы-изготовители электротехнического оборудования. Любые изменения в этих решениях допускались только после тщательной их отработки специалистами и оформлялись в виде противоаварийных или эксплуатационных циркуляров.

Следует отметить, что определенная доля свободной логики есть и в терминалах с жесткой логикой. Например, у терминалов РЗА производства ООО «НПП ЭКРА» это, как правило, дополнительные функции, которые можно задействовать при необходимости (дополнительный контроль от реле мощности, выбор типа блокировки при качаниях, ускорения при включении выключателя и т.д.).

Свободно программируемая логика, как правило, характерна для устройств РЗА зарубежных производителей. Данные устройства дают возможность пользователю самому построить в определенном объеме дополнительные функциональные и логические структуры. С помощью специальных программных средств, входящих в общую обслуживающую программу, пользователь имеет возможность, используя графический интерфейс, построить дополнительные функции цифровой релейной защиты.

В качестве информационной базы свободно программируемой логики могут быть использованы [1]:

- сигналы, непосредственно подводимые к дискретным входам цифровой релейной защиты;
- сообщения, генерируемые отдельными функциями цифровой релейной защиты;
- выходные сообщения;
- измеряемые цифровой релейной защитой входные сигналы переменного тока.

Библиотека свободно программируемой логики может содержать значительное количество различного типа элементов, позволяющих получить логические и измерительные функции [1]. К этим элементам относятся:

- триггеры;
- различные логические функции (И, ИЛИ, НЕ, ИЛИ-НЕ и т. п.);
- другие команды булевой логики;
- фиксаторы верхнего и нижнего пределов измеряемой входной величины;
- фиксаторы нулевого значения величины;
- компараторы;
- формирователи абсолютного значения величины;
- элементы выдержки времени с различными свойствами, например расширители импульсов и т.п.;
- счетчики импульсов;
- элементы обратной связи;
- элементы арифметических действий;
- вспомогательные элементы для объединения отдельных блоков и графического построения схемы.

Для построения дополнительной функционально-логической схемы используется обычно только графический редактор и не требуется специального программирования. В рамках программы построения функционально-логической схемы пользователем выбираются необходимые элементы и формируются связи между ними, выбираются необходимые входные сигналы, принимаются обозначения элементов и определяются выходные сообщения. Одновременно может быть создано несколько законченных функционально-логических схем, которые запоминаются в цифровой релейной защите и вызываются при необходимости. Выходные сигналы созданных схем могут использоваться как сообщения и для программирования выходных реле цифровой релейной защиты [1].

Опыт эксплуатации терминалов РЗА со свободно программируемой логикой показал, что в таких устройствах закладывается неоправданная техническая и информационная избыточность. Например, для простейшего устройства защиты присоединения 6 кВ требуется вводить около 500 параметров (уставок), не считая внесения неизбежных изменений в матрицу сигналов, а у каждого из сигналов есть «свойства», влияющие на работу устройства [5].

Учитывая необходимость составления заданий на наладку и протоколов проверки терминалов, где должны указываться все параметры настройки, объем документации становится неподъемным. Большой объем вводимой информации усложняет настройку. Информационная избыточность повышает вероятность ошибок, связанных с человеческим фактором. Техническая избыточность требует для работы с терминалом специалистов высокой квалификации [5].

Поэтому, на наш взгляд, с целью уменьшения доли влияния «человеческого фактора» на надёжность функционирования подобных устройств целесообразно существенное ограничение возможностей использования свободно-программируемой логики в цифровой РЗА.

Контрольные вопросы

1. Назовите основные элементы цифровой релейной защиты.
2. Каково назначение входных преобразователей аналоговых сигналов?
3. Для чего предназначены выходные релейные преобразователи?
4. Назовите основные компоненты логической части устройств релейной защиты.
5. Дайте определение цифровому измерительному органу.
6. Каково назначение устройства выборки хранения сигнала?
7. Приведите примеры алгоритмов цифровой обработки сигналов.
8. Объясните принцип определения терминалом целостности обмоток выходных реле.
9. Дайте определение термину «гибкая логика».

2. МИКРОПРОЦЕССОРНЫЕ ЗАЩИТЫ ГЕНЕРАТОРА

2.1. Общие принципы выполнения релейной защиты генератора

Генерирующее оборудование – важнейший элемент электроэнергетической системы.

Основной задачей построения релейной защиты энергоблоков является обеспечение ее эффективного функционирования по возможности при любых видах повреждений, предотвращение их развития и значительных разрушений защищаемого оборудования, а также предотвращение нарушений устойчивости в энергосистеме.

Особенностью РЗ генерирующего оборудования является необходимость увязки действия устройств релейной защиты с технологическими защитами и автоматикой энергоблока.

Основные требования к выполнению релейной защиты, обязательные при проектировании и в эксплуатации, устанавливаются «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ) и «Правила технической эксплуатации» (ПТЭ), а также другие директивные материалы, созданные на основе многолетнего опыта научно-исследовательских разработок, производства, проектирования и эксплуатации устройств РЗ.

В зависимости от вида, мощности, типа системы охлаждения генератора, схемы его включения в сеть применяются различные защиты. Рассмотрим далее возможные ненормальные и аварийные режимы генератора.

2.2. Ненормальные и аварийные режимы работы генератора

Большинство повреждений генератора вызывается нарушением изоляции обмоток статора и ротора. Эти нарушения обычно происходят вследствие старения изоляции, ее увлажнения, наличия в ней дефектов, а также в результате повышения напряжения, перенапряжений, механических повреждений, например, из-за вибрации стержней обмоток и стали магнитопровода.

Одним из наиболее вероятных и опасных видов повреждения генераторов, приводящих к большим разрушениям, являются витковые замыкания в обмотке статора, характеризующиеся большими токами при незначительном изменении тока в неповрежденной части обмотки [6].

К наиболее часто возникающим повреждениям обмотки статора относятся замыкания на землю. В месте замыкания на землю обычно возникает дуга, которая может вызвать значительные разрушения стали статора при большом токе повреждения [6].

Замыкания на землю наиболее вероятны на участках обмотки статора вблизи линейных выводов. Однако, как показал опыт эксплуатации, возможны замыкания на землю и вблизи нейтрали (в частности при снижении уровня изоляции под воздействием охлаждающей воды) [6].

Многофазные короткие замыкания в обмотке статора наиболее вероятны при развитии повреждения, вызванного однофазным замыканием на землю (ОЗЗ). Однако возможны и междуфазные короткие замыкания без земли, возникающие в лобовых частях обмотки. Большие токи повреждения при многофазных коротких замыканиях вызывают значительные разрушения генератора и должны отключаться быстродействующей защитой.

Распространенными видами повреждения обмотки ротора и цепи возбуждения являются замыкания на землю в одной и в двух точках [6].

Замыкание на землю в одной точке не сопровождается большими токами и не влияет на работу генератора. Однако при этом возникает опасность повреждения изоляции цепи возбуждения во второй точке. При его появлении часть обмотки ротора шунтируется, вследствие чего искажается магнитное поле машины. Это может привести к значительной вибрации и разрушению подшипников и уплотнений вала генератора. Возникновение дуги при замыкании на землю во второй точке может вызывать местные обгорания изоляции и оплавления меди обмотки [6].

Большую опасность для генераторов представляют несимметричные режимы. В несимметричном режиме возникает перегрузка генератора токами обратной последовательности, создающими вращающееся магнитное поле, направленное навстречу движению ротора. При этом в бочке ротора возникают токи двойной частоты, вызывающие нагрев зубцов и пазовых клиньев в торцовых его зонах [6].

Несимметрия токов возникает при неполнофазных режимах в энергосистеме (например, при работе устройства однофазного повторного включения на линиях), а также при больших несимметричных нагрузках близких потребителей. Причиной опасных нагревов ротора турбогенератора токами обратной последовательности могут также послужить несимметричные внешние короткие замыкания [6].

Симметричные перегрузки возможны при обусловленных недостатком реактивной мощности на данном участке энергосистемы понижениях напряжения в сети, на которую работают энергоблоки. Однако чаще перегрузка генератора по току статора возникает как следствие перегрузки по току ротора, например из-за неисправности в системе возбуждения, вызывающей значительное увеличение тока в обмотке ротора [6].

Перегрузка генератора по току статора всегда сопровождается перегрузкой по току ротора. Для ее ликвидации производится автоматическое снижение тока возбуждения с помощью блока разгрузки в автоматическом регуляторе возбуждения и защиты ротора от перегрузки. Последняя, кроме действия на разгрузку, в случае если при этом перегрузка не устраняется, отключает генератор [6].

Опасным для турбогенераторов ненормальным режимом является значительное повышение напряжения обмотки статора, возможное в условиях холостого хода генератора при неисправностях в системе возбуждения или при обрыве цепей напряжения автоматического регулирования возбуждения (АРВ) [6]. Для предотвращения таких повышений напряжения на генераторах устанавливается специальная защита.

При потере возбуждения турбогенератор переходит в асинхронный режим и, продолжая выдавать активную мощность, получает возбуждение от сети. При этом снижается до нуля тормозной синхронный момент, частота вращения генератора увеличивается и возникает скольжение 0,3–0,7 % [6].

Процесс перехода к установившемуся асинхронному режиму может сопровождаться колебаниями скольжения, зависящими от характеристик регулирования турбины. Вследствие этого при возникновении асинхронного режима мощного турбогенератора, работающего с номинальной нагрузкой, возможно значительное скольжение и срабатывание автомата безопасности турбины [6].

Скольжение ротора относительно вращающегося магнитного поля создает вихревые токи в его бочке, вызывающие местные нагревы бандажных колец, пазовых клиньев и зубцов. Кроме того, как показали исследования Всесоюзного научно-исследовательского института электроэнергетики (ВНИИЭ), вследствие перераспределения магнитных потоков в лобовых частях статора при работе генератора без возбуждения возникает повышенный нагрев крайних пакетов статора [6].

В условиях асинхронного режима вследствие потребления из сети большой реактивной мощности значительно увеличивается ток статора и понижается напряжение на выводах генератора. Поэтому активная мощность, выдаваемая генератором в асинхронном режиме, должна ограничиваться [6].

Асинхронный режим сопровождается колебаниями тока и напряжения статора, варьируется также и скольжение. Эти колебания обусловлены некоторым отличием сопротивлений генератора по осям d и q .

Указанные колебания минимальны при разомкнутой цепи возбуждения. Однако при этом скольжение значительно больше, чем при закороченной или замкнутой на возбудитель обмотке ротора. Кроме того, при разомкнутой цепи возбуждения могут возникать опасные повышения напряжения на обмотке ротора [6].

При замкнутой на возбудитель обмотке ротора значительно возрастают колебания тока и напряжения статора и пульсация скольжения. При возможном замыкании обмотки ротора на выпрямительное устройство из-за изменений с частотой скольжения его состояния с закороченного на разомкнутое колебания частоты вращения могут превысить уровень, опасный для генератора и турбины, и на нем периодически возникает повышенное напряжение [6].

Наилучшие условия работы генератора в асинхронном режиме достигаются при замыкании обмотки ротора на гасительное сопротивление. При этом существенно снижаются перенапряжения на обмотке ротора и не столь значительны колебания тока и напряжения статора, а скольжение намного меньше, чем при разомкнутой обмотке, что создает более благоприятные условия для ресинхронизации генератора [6].

Отключение обмотки ротора от возбудителя (с помощью автомата гашения поля или инвертирования тиристорных преобразователей) и ее шунтирование гасительным сопротивлением должно производиться автоматически [6].

2.3. Продольная дифференциальная защита генератора

В качестве основной защиты от междуфазных коротких замыканий в генераторе применяется быстродействующая, чувствительная продольная дифференциальная защита с абсолютной селективностью. Продольная дифференциальная защита также может ликвидировать двойные замыкания на землю, одно из которых возникло в генераторе, а другое в сети. Защита подключается на разность токов трансформаторов тока, установленных со стороны линейных и нулевых выводов генератора (рис. 2.1).

Принцип действия защиты основан на сравнении величин и фаз токов в начале и конце обмотки фазы статора. В идеале при внешнем коротком замыкании (КЗ) ток в дифференциальном реле равен нулю, так как фазы тока со стороны нейтральных и нулевых выводов отличаются на 180° , а амплитуды токов равны между собой. Однако в действительности ток отличен от нуля из-за неодинаковости характеристик намагничивания измерительных трансформаторов.

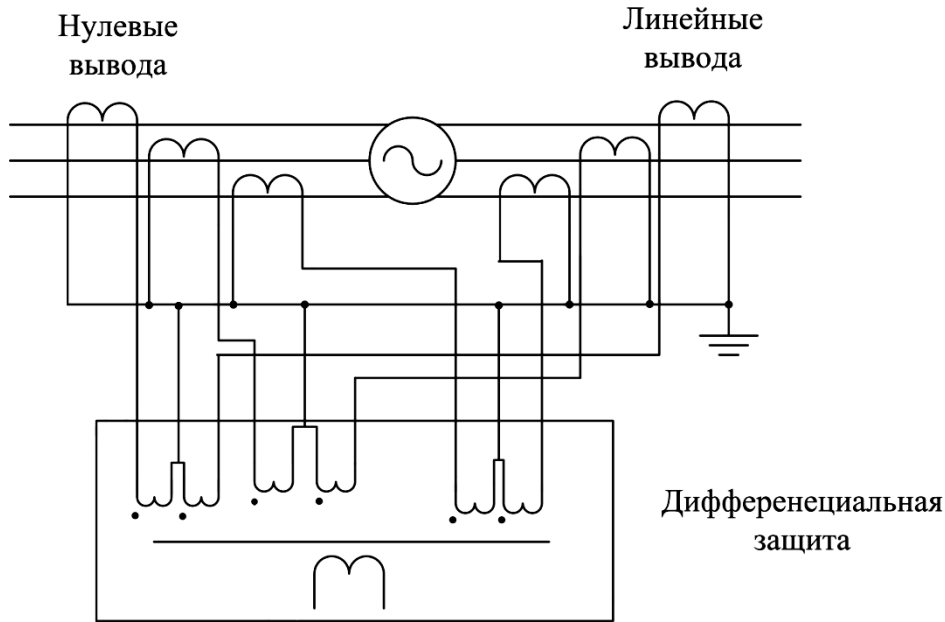


Рис. 2.1. Токовые цепи продольной дифференциальной защиты генератора

Ток, протекающий через дифференциальное реле в нормальном режиме или при внешнем коротком замыкании, называется током небаланса. При больших сквозных токах внешнего короткого замыкания ток небаланса может достигать достаточных величин для излишней работы дифференциального реле. Для исключения неправильной работы дифференциальной защиты используется торможение, т. е. создается дополнительный ток, который при внешнем коротком замыкании превышает дифференциальный рабочий ток, реле не срабатывает. При внутреннем КЗ ток в дифференциальном реле превышает ток контура торможения, так как в этом случае угол между векторами тока линейных и нулевых выводов генератора равен нулю, реле срабатывает.

В электромеханических устройствах торможение осуществляется от тока фазы (рис. 2.2). Условие срабатывания реле можно записать следующим образом:

$$I_{\text{д}} > k_{\text{т}} \cdot I_{\text{т}},$$

где $I_{\text{д}}$ – дифференциальный ток срабатывания реле; $k_{\text{т}}$ – коэффициент торможения; $I_{\text{т}}$ – ток торможения.

При внешнем коротком замыкании по тормозной обмотке протекает фазный ток, который создает тормозной магнитный поток, направленный встречно с магнитным потоком рабочей обмотки.

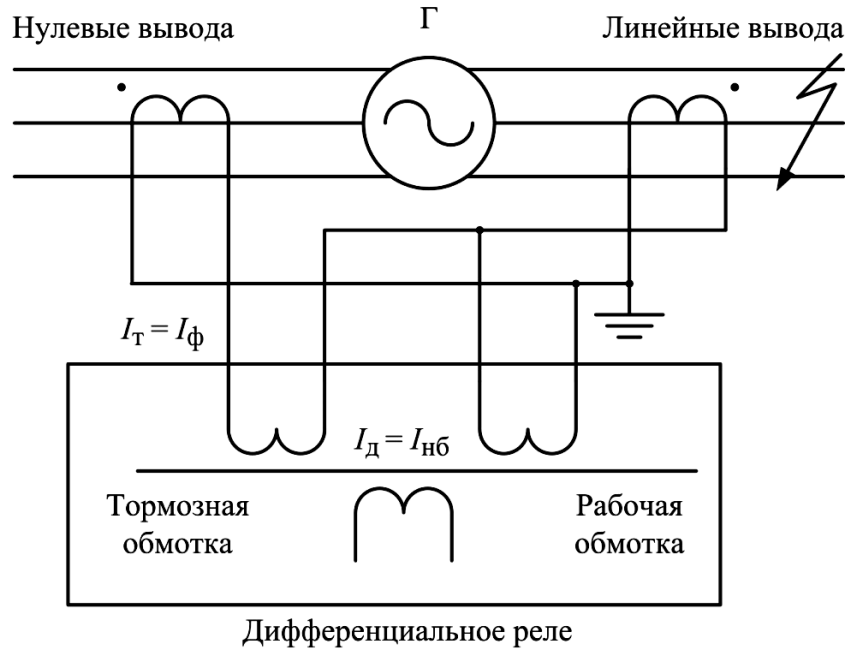


Рис. 2.2. Дифференциальное реле с торможением на примере одной фазы

Если принять коэффициент торможения равным единице, т. е. количество витков тормозной и рабочей обмоток одинаковым, то срабатывание или несрабатывание дифференциального реле будет зависеть от величины тока торможения и дифференциального тока. В режиме внешнего короткого замыкания дифференциальный ток будет равен току небаланса, который меньше фазного тока. Следовательно, дифференциальное реле не срабатывает. При внутреннем коротком замыкании по тормозной обмотке также потечет фазный ток, а по дифференциальной (рабочей) обмотке потечет ток, превышающий фазный. Соответственно, дифференциальное реле сработает.

В современных микропроцессорных терминалах продольной дифференциальной защиты генератора, например фирмы «ЭКРА», используют характеристику срабатывания, представленную на рис. 2.3.

Тормозной ток определяется по следующему выражению:

$$I_T = \sqrt{I_1 \cdot I_2 \cdot \cos \alpha}, \text{ для } \cos \alpha > 0 \text{ (сквозное короткое замыкание),}$$

$$I_T = 0, \text{ для } \cos \alpha < 0 \text{ (внутреннее короткое замыкание),}$$

где α – угол между фазными токами, протекающими со стороны линейных и нулевых выводов.

На рис. 2.3 приняты следующие обозначения: I_{Δ} – дифференциальный ток; I_N – номинальный ток; I'_1 , I'_2 – фазные токи со стороны линейных и нулевых выводов генератора, соответственно; I_T – тормозной

В современных терминалах продольной дифференциальной защиты для обеспечения дифференциального включения реле имеется возможность программного изменения полярности входных токов, что является удобным при наладке и вводе в работу защиты. Также в микропроцессорном исполнении дифференциальной защиты имеется возможность контроля исправности токовых цепей.

2.4. Поперечная дифференциальная защита генератора

Для защиты от витковых замыканий в обмотке статора с двумя параллельными ветвями (рис. 2.5) применяют односистемную поперечную дифференциальную защиту, реагирующую на разность суммарных токов трех фаз в указанных параллельных ветвях [6].

Токовые цепи защиты представлены на рис. 2.5.

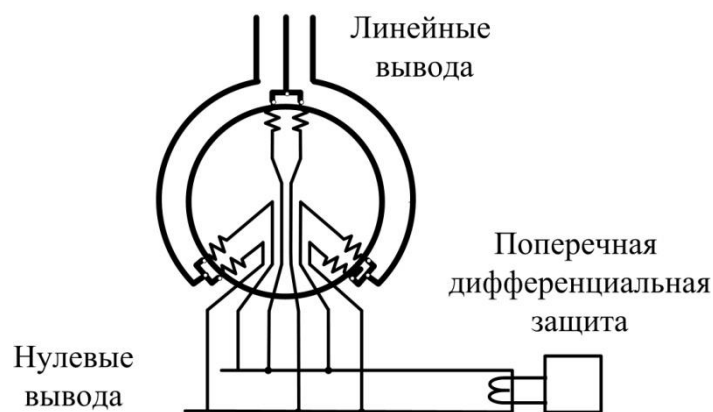


Рис. 2.5. Токовые цепи поперечной дифференциальной защиты

В нормальных условиях и при внешних коротких замыканиях в параллельных ветвях 1 и 2 каждой фазы генератора наводятся одинаковые по величине и фазе электродвижущие силы E_1 и E_2 . Сопротивления параллельных ветвей равны, и поэтому токи ветвей 1 и 2 в нормальном режиме и при внешнем коротком замыкании также равны по величине и совпадают по фазе (рис. 2.6).

В случае замыкания части витков w_k ветви одной фазы электродвижущая сила и сопротивление поврежденной ветви (ветвь 2 на рис. 2.7) уменьшается за счет повредившихся витков w_k , замкнутых накоротко. В результате этого нарушается баланс электродвижущих сил E_1 и E_2 и токов в параллельных ветвях поврежденной фазы.

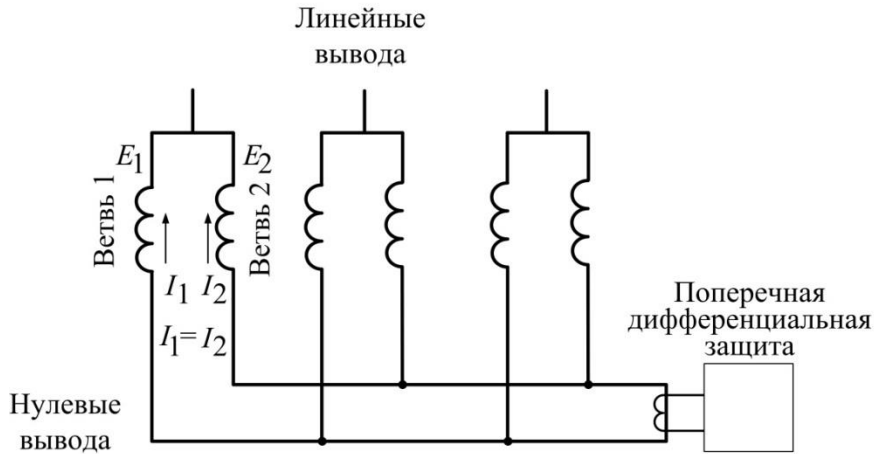


Рис. 2.6. Распределение токов ветвей 1 и 2 фазы *A* генератора в нормальном режиме и режиме внешнего короткого замыкания

Появляется электродвижущая сила $E = E_1 - E_2$, под действием которой в контуре поврежденной фазы возникает уравнивающий ток

$$I_y = \frac{(E_1 - E_2)}{x_1 + x_2},$$

где x_1 и x_2 – индуктивные сопротивления ветвей 1 и 2, соответственно (активные сопротивления не учитываются, так как они малы); E_1 и E_2 – электродвижущие силы неповрежденной и поврежденной ветвей.

Чем меньше число замкнувшихся витков w_k , тем меньше будет различие между E_1 и E_2 . Следовательно, с уменьшением w_k будет снижаться и ток повреждения I_y .

Нарушение равенства токов в параллельных ветвях статора генератора, происходящее при витковых замыканиях, и появление уравнивающего тока I_y используются для выполнения защиты от этого вида повреждения.

Три параллельные ветви 1 фаз статора *A*, *B* и *C* и три параллельные ветви 2 тех же фаз соединяются отдельно в две «звезды» с двумя выведенными наружу нейтралями Н1 и Н2. Нейтрали соединяются друг с другом нулевым проводом Н1–Н2. В цепи нулевого провода устанавливается трансформатор тока. К его вторичной обмотке через фильтр подключается токовое реле. Фильтр пропускает ток основной частоты 50 Гц и запирает ток высших гармоник, в том числе третьей гармоники.

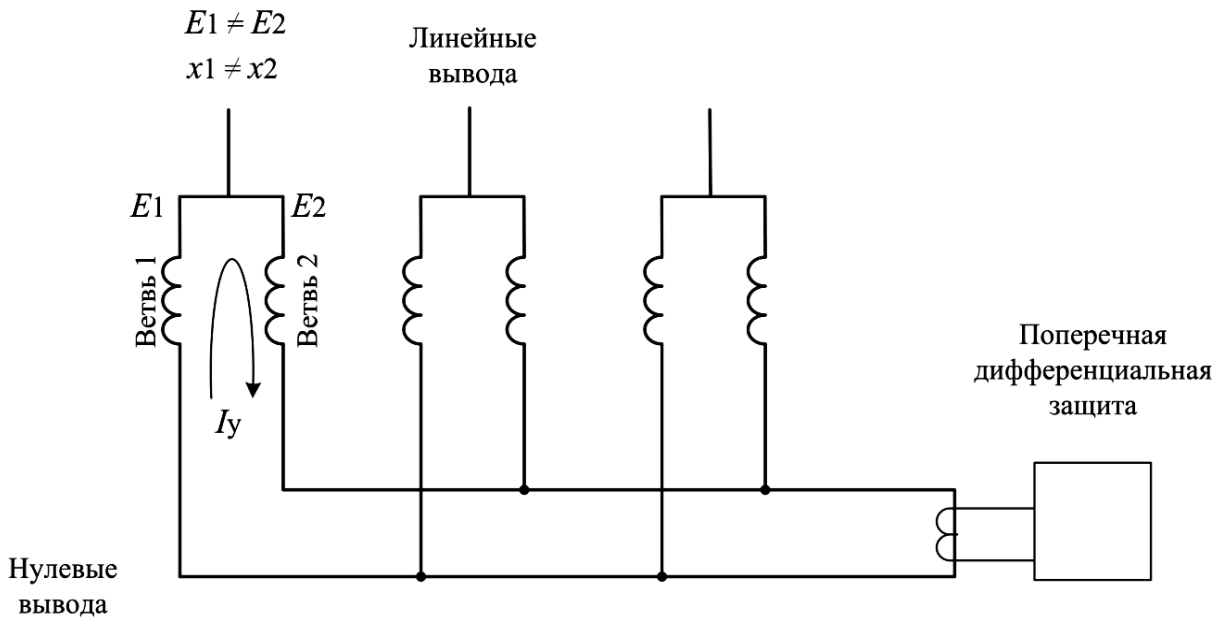


Рис. 2.7. Замыкание части витков фазы A генератора

Поскольку величина тока I_y снижается с уменьшением числа замкнувшихся витков w_k , защита имеет мертвую зону. Она не действует, когда величина уравнивающего тока меньше уставки срабатывания.

Трансформатор тока, питающий защиту, выбирается без учета тока нагрузки, поскольку он появляется в нем только кратковременно при повреждениях.

В отличие от всех остальных схем дифференциальных защит в данной схеме погрешность измерительного трансформатора не вызывает токов небаланса и поэтому к его точности (характеристикам намагничивания) не предъявляют особых требований.

На основании опыта эксплуатации ток срабатывания защиты принимается равным 20–30 % номинального тока генератора. Как показывает опыт, такая уставка при наличии фильтра обеспечивает достаточную отстройку от тока небаланса.

Поперечная дифференциальная защита может срабатывать при витковых замыканиях в обмотке ротора вследствие неравенства токов в параллельных ветвях обмотки статора, обусловленного искажением магнитного поля в воздушном зазоре. Поэтому ранее предусматривалось введение в защиту выдержки времени 0,5–1 с при появлении замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения для предотвращения излишних отключений генератора (блока) при переходящих кратковременных замыканиях на землю во второй точке этой цепи [6].

Однако в связи с повышенной опасностью развития повреждений для турбогенераторов с непосредственным охлаждением при витковых замыканиях в обмотках статора замедление поперечной дифференциальной защиты для этих генераторов недопустимо, и она выполняется без выдержки времени [6].

Ликвидация витковых замыканий в обмотке статора, не имеющей параллельных ветвей, возлагается на защиту от замыканий на землю [6].

2.5. Защиты от замыканий на землю в обмотке статора

В соответствии с [8] при появлении однофазного замыкания на землю в обмотке статора или цепи генераторного напряжения блочный генератор (синхронный компенсатор) или блок при отсутствии генераторного выключателя должен автоматически отключаться, а при отказе защиты – немедленно разгружаться и отключаться от сети:

– на блоках генератор – трансформатор (компенсатор – трансформатор) без ответвлений на генераторном напряжении и с ответвлениями к трансформаторам собственных нужд – независимо от значения ёмкостного тока замыкания;

– при замыкании на землю в обмотке статора блочных генераторов и синхронных компенсаторов, имеющих электрическую связь на генераторном напряжении с сетью собственных нужд или потребителей, – при токе замыкания 5 А и более.

Такие же меры должны быть предусмотрены при замыкании на землю в обмотке статора генераторов и компенсаторов, работающих на сборные шины при естественном токе замыкания на землю 5 А и более [8].

В связи с тем, что существуют различные первичные схемы подключения генераторов к сети (генератор, работающий на сборные шины, блок генератор – трансформатор, укрупненный блок и т. д.), в настоящее время выпускается несколько вариантов исполнения защиты от замыкания на землю статора генератора.

2.5.1. Защиты от замыканий на землю статора генератора, работающего на сборные шины

Для защиты статора генератора, работающего на сборные шины, предусмотрены три вида защит:

1) с контролем основной гармонической составляющей тока нулевой последовательности;

2) с контролем основной и третьей гармонических составляющих тока и напряжения нулевой последовательности;

3) с наложением контрольного тока с частотой 25 Гц через дугогасящую катушку сети с компенсированной нейтралью.

Защита от замыканий на землю с контролем основной составляющей тока нулевой последовательности подключается к трансформатору тока нулевой последовательности, установленному на линейных выводах генератора (рис. 2.8).

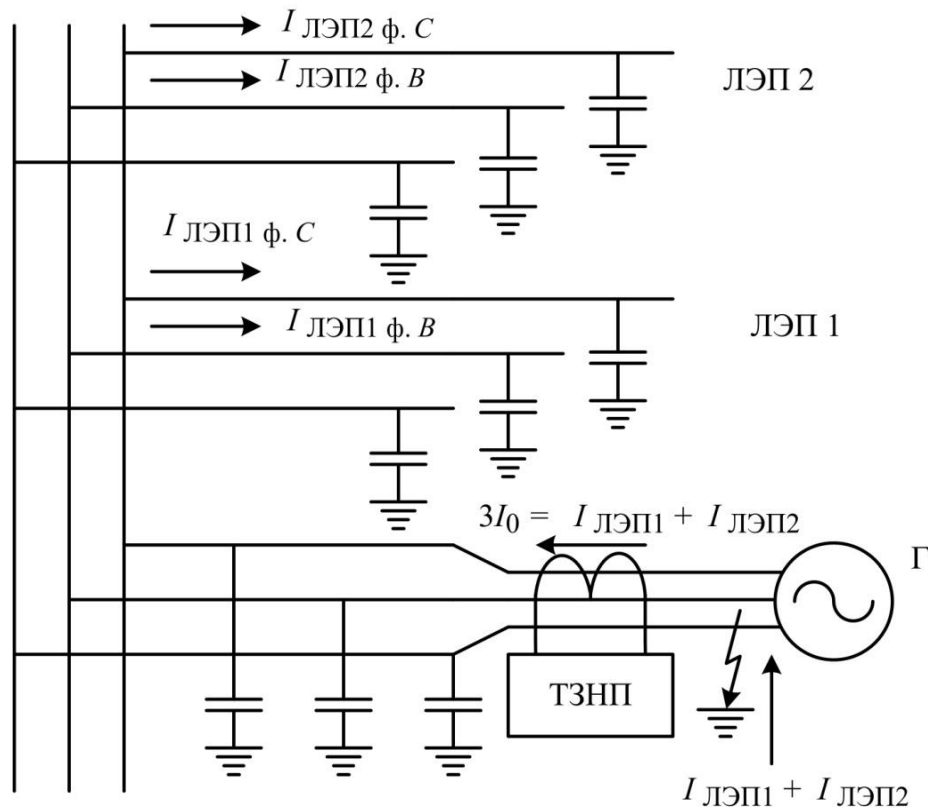


Рис. 2.8. Защита от замыканий на землю с контролем основной составляющей тока нулевой последовательности

Данная защита контролирует уровень тока замыкания на землю, обусловленного суммарной ёмкостью неповрежденных фаз присоединений сети. Если повреждение произошло в генераторе, то ток замыкания, протекающий через трансформатор тока защиты, будет больше по сравнению с тем же током только при внешнем замыкании на землю. Этот критерий позволяет организовать селективную защиту от замыканий на землю статора генератора. Защита является простой, однако имеет ряд ограничений при ее применении:

- не может использоваться в сети с компенсированной нейтралью;
- суммарная величина ёмкости присоединений должна отличаться от величины ёмкости генератора, в противном случае защита будет не работоспособна;
- имеется мертвая зона в части обмотки со стороны нейтрали генератора;
- она не фиксирует кратковременные перемежающиеся замыкания на землю, от фиксации которых в соответствии с [9] можно получить положительный эффект, в основном возможностью практического использования информации о кратковременных пробоях для профилактики изоляции.

В связи с тем, что в сетях с компенсированной нейтралью вышеуказанная защита неприменима, для генератора используется **защита с контролем основной и третьей гармонических составляющих тока и напряжения нулевой последовательности**. Функционально-логическая схема защиты представлена на рис. 2.9.

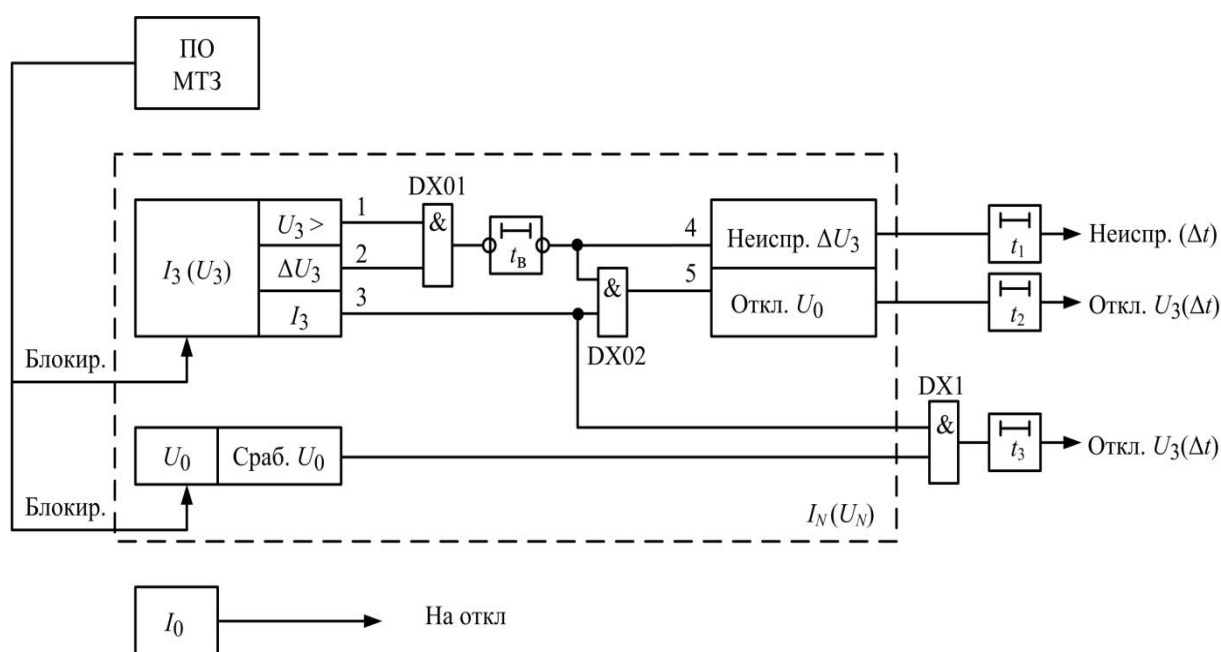


Рис. 2.9. Функционально-логическая схема защиты с контролем основной и третьей гармонических составляющих

К защите подводятся ток нулевой последовательности от трансформаторов тока и напряжение нулевой последовательности от трансформатора напряжения линейных выводов генератора [9].

Защита содержит пусковые органы напряжения нулевой последовательности (рис. 2.9):

- U_0 реагирует на составляющие основной частоты;
- U_3 реагирует на составляющие третьей гармоники;

– ΔU_0 реагирует на относительное приращение третьей гармоники.

А также содержит отключающие органы:

– I_3 реагирует на составляющие третьей гармоники;

– I_0 реагирует на составляющие основной частоты.

При отсутствии замыкания на землю ток нулевой последовательности определяется небалансом нормального режима.

При устойчивом металлическом замыкании на землю на одном из выводов обмотки статора в зоне работы защиты, по ее двум неповрежденным фазам проходят составляющие не промышленной частоты (в том числе и третьей гармоники), обусловленные ёмкостями неповрежденных фаз сети и фаз обмотки статора генератора. Эти составляющие складываются в месте повреждения. Уровень тока нулевой последовательности не промышленной частоты, который проходит через его трехтрансформаторный фильтр, определяется суммой токов всех фаз со стороны сборных шин, обусловленных ёмкостями неповрежденных фаз.

При внешнем однофазном замыкании уровень тока нулевой последовательности не промышленной частоты определяется суммой токов неповрежденных фаз обмотки статора защищаемого генератора.

Действие защиты разрешается от пускового органа U_0 , что обеспечивает ее 85–90 % витков обмотки статора со стороны фазных выводов.

При замыкании на землю со стороны нейтрали действие защиты разрешается от пускового органа ΔU_3 при условии, что уровень составляющих третьей гармоники на выводах генератора в предшествующем режиме был достаточен для работы органа U_3 .

При двойном замыкании на землю (одно в обмотке статора генератора, а другое в сети) работает отключающий орган тока I_0 .

В связи с тем, что, например, при внешних коротких замыканиях увеличивается величина тока небаланса, проходящего через цифровое реле, защиту блокируют для исключения неправильной работы сигналом от токового реле максимальной токовой защиты генератора (ПО МТЗ).

В соответствии с [6] электродвижущая сила генератора всегда содержит составляющую третьей гармоники, и ее уровень достаточен для работы устройств защиты. Электродвижущие силы третьей гармоники во всех трех фазах одинаковы и совпадают по фазе. Высшие гармоники появляются в результате несинусоидального распределения электродвижущей силы, наличия пазов на статоре и роторе, насыщения стали, а также других причин.

Вышеописанная защита также имеет ряд ограничений в применении:

– суммарная величина ёмкости присоединений должна отличаться от величины ёмкости генератора, в противном случае защита будет не работоспособна;

– она не фиксирует кратковременные перемежающиеся замыкания на землю.

От однофазных замыканий на землю в сети с компенсированной нейтралью применяется **защита с наложением контрольного тока с частотой 25 Гц через дугогасящую катушку сети с компенсированной нейтралью.**

На рис. 2.10 и 2.11 приведены схема подключения к аналоговым цепям и функционально-логическая схема выполнения защиты с использованием «наложенного» тока с частотой 25 Гц в компенсированной сети генераторного напряжения, применяемая в шкафу защит ООО «НПП ЭКРА».

В установившемся режиме однофазного замыкания на землю действие защит линий и генераторов обеспечивается за счет искусственного наложения контрольного тока с частотой 25 Гц. Выходная обмотка источника включается последовательно с первичной обмоткой дугогасящего реактора. При использовании в сети нескольких дугогасящих реакторов их выходы со стороны земли объединяются и подключаются к контуру заземления через выходную обмотку делителя частоты [9].

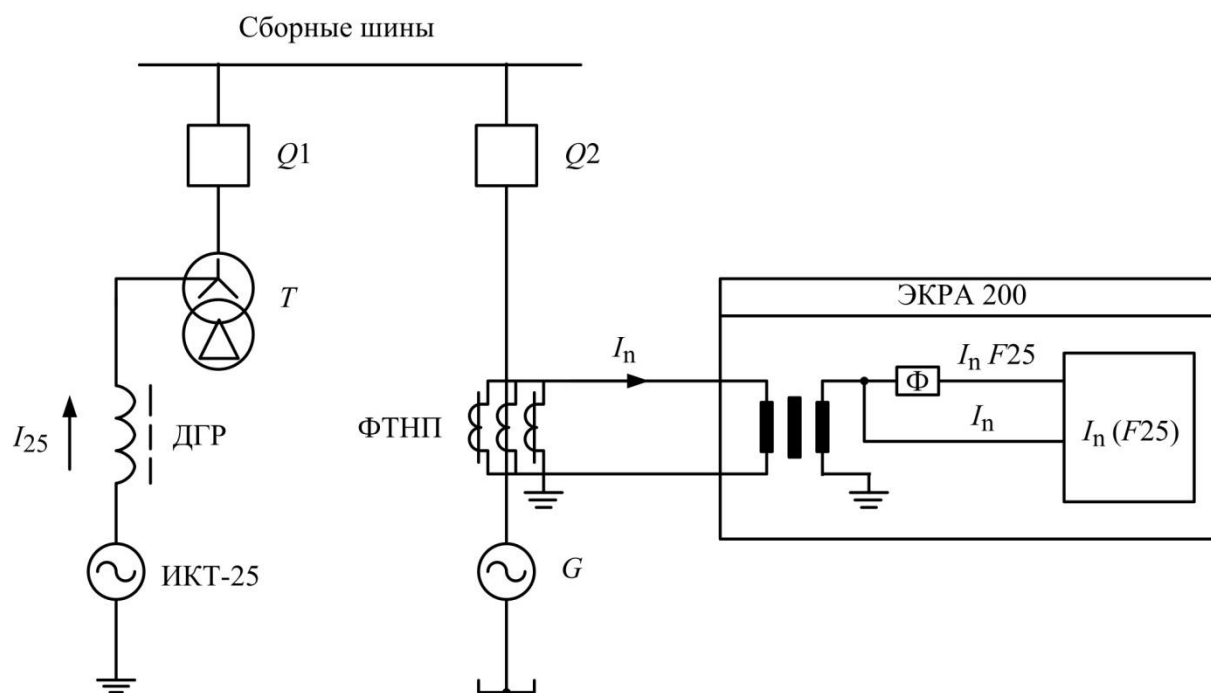


Рис. 2.10. Схема подключения защиты с наложением контрольного тока 25 Гц к аналоговым цепям

Защита генераторов подключается к трёхтрансформаторному фильтру тока нулевой последовательности (ФТНП, рис. 2.10) из типовых трансформаторов тока. В нормальном режиме и при внешних однофазных замыканиях через фильтр тока нулевой последовательности, к которому подключена защита, не протекает ток частоты 25 Гц. При внутреннем однофазном замыкании на землю защита фиксирует ток через присоединение и действует на отключение генератора и останов турбины.

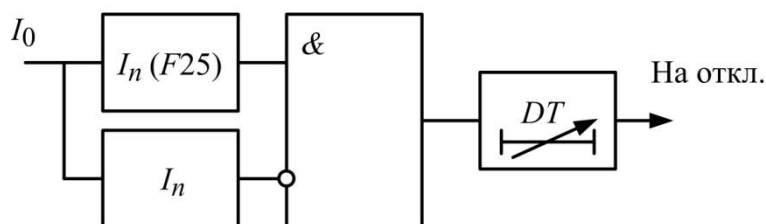


Рис. 2.11. Функционально-логическая схема защиты с наложением контрольного тока частотой 25 Гц

Различие по частоте тока небаланса фильтра тока нулевой последовательности (50 Гц и гармоники, кратные трем) и воздействующей величины (25 Гц) упрощает отстройку защиты от небаланса. В соответствии с [9] использование для действия защиты от однофазных замыканий на землю в компенсированных сетях «наложенного» тока с частотой 25 Гц позволяет обеспечить ее работоспособность и при дуговых прерывистых замыканиях за счет наличия в спектре переходного тока нулевой последовательности низкочастотных гармоник с частотой менее 50 Гц.

В состав защиты кроме измерительного органа тока нулевой последовательности частоты 25 Гц ($I_n (F25)$, рис. 2.10, 2.11) также входит измерительный орган (I_n рис., 2.10, 2.11), реагирующий на величину тока нулевой последовательности основной частоты. Данный орган I_n предназначен для исключения ложного срабатывания измерительного органа $I_n (F25)$ при насыщении фильтра тока нулевой последовательности при междуфазных коротких замыканиях или при обрыве цепей тока любого из трансформаторов тока фильтра тока нулевой последовательности [10].

Недостатками устройств, основанных на использовании «наложенного» тока с частотой 25 Гц, являются влияние на устойчивость функционирования защиты:

- погрешностей трансформатора тока нулевой последовательности, возрастающих при уменьшении рабочей частоты [9];
- усложнения схемы первичной коммутации из-за необходимости подключения источника «наложенного» тока [9];

– сложности подключения источника вспомогательного тока при использовании в сети нескольких дугогасящих реакторов, установленных на разных объектах [9];

– сложности отстройки от естественных гармонических составляющих при внешних дуговых перемежающихся однофазных замыканиях на землю, при которых спектр тока зависит от параметров сети и режима заземления нейтрали, положения точки однофазного замыкания в сети и других факторов [9].

2.5.2. Защиты от замыканий на землю статора генератора, работающего в блоке «генератор – трансформатор»

В данной подглаве рассмотрим следующие виды защит:

– с контролем основной и третьей гармонических составляющих напряжения нулевой последовательности в нейтрали и на линейных выводах;

– с наложением контрольного тока с частотой 25 Гц через дугогасительные реакторы генераторов укрупненного блока.

Защита с контролем основной и третьей гармонических составляющих напряжения нулевой последовательности в нейтрали и на линейных выводах является защитой от однофазных замыканий на землю всей обмотки статора генератора. Как правило, защита применяется на генераторах, не имеющих гальванической связи с системой собственных нужд или сетью потребителей. Однако при использовании двух выдержек времени, первую ступень можно задействовать на отключение системы собственных нужд, а вторую на отключение генератора.

Орган напряжения нулевой последовательности первой гармоники может обеспечить защиту 85–95 % витков обмотки статора со стороны фазных выводов, а остальная часть обмотки защищается с помощью органа напряжения третьей гармоники, охватывающего примерно 30 % витков обмотки со стороны нейтрали [6].

Из приведенной на рис. 2.12 эпюры (для одной фазы) напряжения третьей гармоники между фазой и землей в обмотке генератора видно, что в нормальном режиме напряжение третьей гармоники со стороны нейтрали (U_H) и выводов (U_B) составляет около $0,5E_3$ [6].

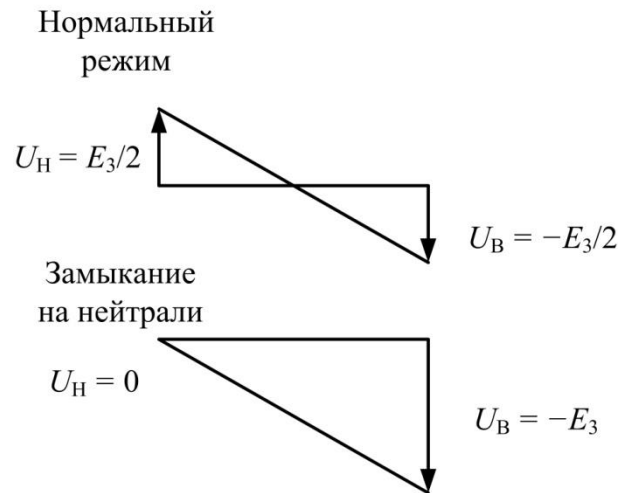


Рис. 2.12. Эпюра напряжения третьей гармоники между фазой и землей в обмотке генератора

При замыкании на землю нейтрали генератора $U_H = 0$, а $U_B = E_3$. Это изменение напряжений U_H и U_B используют в органе третьей гармоники.

Для обеспечения надежного функционирования органа третьей гармоники недостаточно использовать только напряжение U_B установившегося режима при замыкании на землю вблизи нейтрали в связи со значительными колебаниями уровня электродвижущей силы третьей гармоники (в 2–3 раза) в зависимости от режима работы генератора [6].

Если включить максимальное реле напряжения третьей гармоники на напряжение U_B , то его придется отстроить от максимального значения этого напряжения в нормальном режиме, и тогда при замыкании на землю на нейтрали при минимальном значении U_B (например, в режиме холостого хода) оно окажется неработоспособным, так как увеличившееся в 2 раза минимальное значение U_B будет меньше напряжения срабатывания реле [6].

Поэтому для осуществления органа третьей гармоники, реагирующего на установившиеся значения составляющих ее электродвижущей силы, используется действие напряжений U_B и U_H в различных комбинациях [6].

Однако осуществить защиту только на одном органе третьей гармоники нельзя, так как она имела бы мертвую зону в середине обмотки статора, при замыканиях в которой напряжения U_B и U_H оставались бы такими же, как при отсутствии замыкания (рис. 2.12) [6].

В применяемой ООО «НПП ЭКРА» микропроцессорной защите орган основной гармоники защищает 85 % обмотки статора генератора со стороны линейных выводов, а орган третьей гармоники защищает 30 % обмотки. Орган третьей гармоники состоит из рабочей и тормозной цепи. Рабочая цепь включается на сумму напряжений ($U_B + U_H$), а тормозная на напряжение U_H . Условием срабатывания защиты является следующее выражение:

$$|U_B + U_H| > |U_H|.$$

Схема подключения защиты к аналоговым цепям представлена на рис. 2.13.

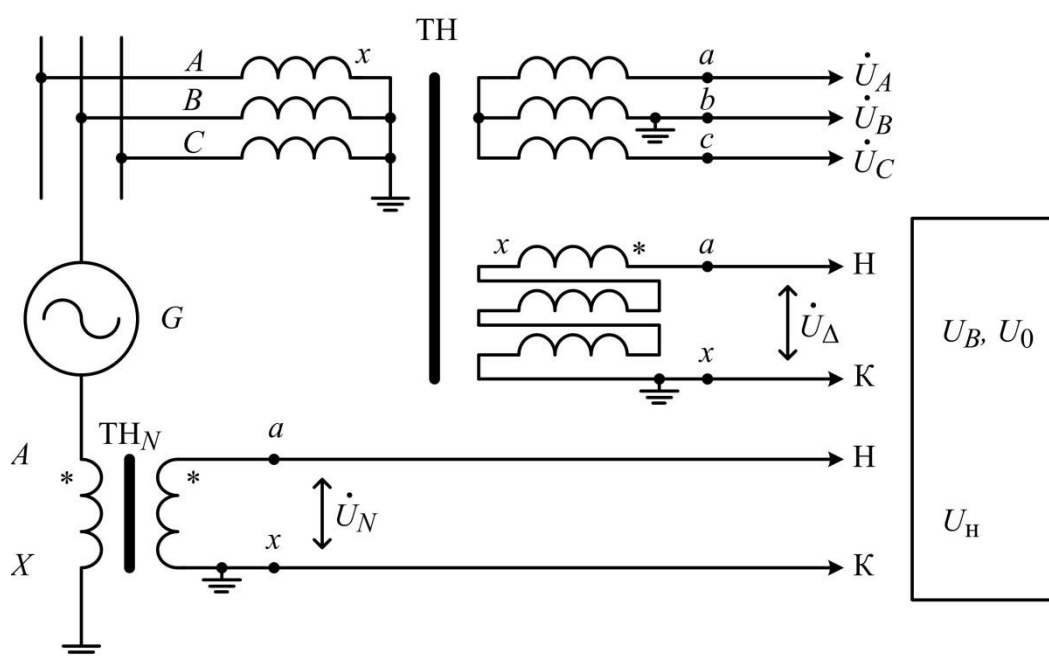


Рис. 2.13. Подключение защиты к аналоговым цепям

Со стороны линейных выводов обычно номинальное первичное напряжение трансформатора напряжения соответствует фазному номинальному напряжению генератора, а номинальное вторичное напряжение дополнительных обмоток трансформатора, соединенных в «разомкнутый треугольник», равно 100/3 В. При этом в нейтрали должен быть установлен трансформатор напряжения с таким же номинальным первичным значением, как и трансформатор напряжения на линейных выводах, и со вторичным номинальным напряжением 100 В [6]. Разные вторичные номинальные значения напряжения связаны с тем, что

электродвижущие силы третьей гармонике одинаковы во всех трех фазах, совпадают по фазе, а напряжение на выходе дополнительной обмотки трансформатора напряжения есть сумма напряжений трех фаз, т. е. сумма напряжений третьей гармонике в трех фазах. На нейтрали же замеряется в три раза меньшее значение напряжения третьей гармонике. Таким образом, для выравнивания значений напряжений третьей гармонике U_B и U_H используют разные коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения, установленных со стороны линейных и нулевых выводов генератора.

Функционально-логическая схема защиты представлена на рис. 2.14.

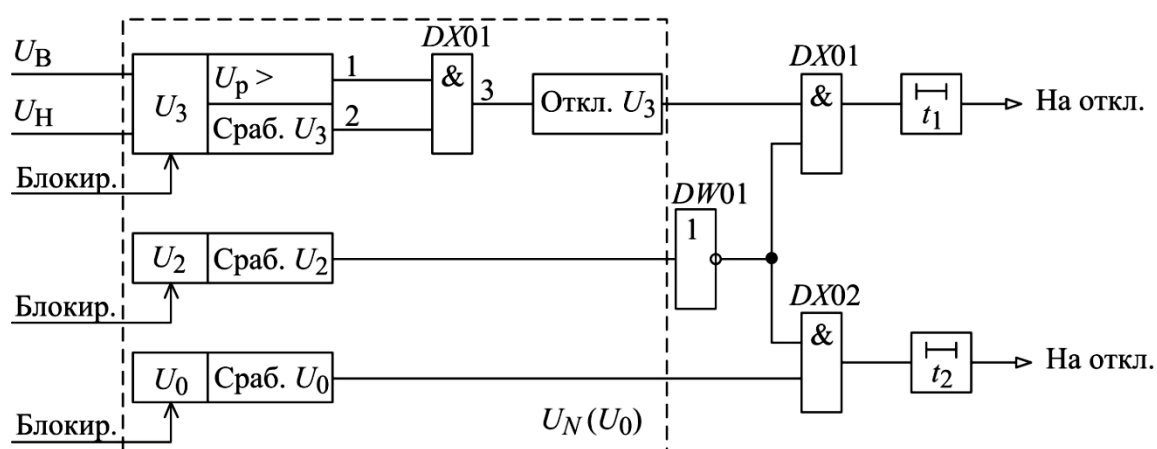


Рис. 2.14. Функционально-логическая схема защиты с контролем основной и третьей гармонических составляющих напряжения нулевой последовательности в нейтрали и на линейных выводах

В защите имеется орган контроля напряжения обратной последовательности, предназначенный для блокировки действия защиты при внешних однофазных коротких замыканиях в сети высшего напряжения трансформатора блока. Однако, как правило, данный орган для блокировки защиты не требуется, поскольку при необходимости можно загрузить орган основной гармонике [7].

Так же, как и на генераторах, работающих на сборные шины, применяются защиты с наложением контрольного тока и на генераторах, функционирующих в составе блока «генератор – трансформатор». Рассмотрим **защиту с наложением контрольного тока с частотой 25 Гц через дугогасительные реакторы генераторов укрупненного блока.**

Защита применима для гидрогенераторов, нейтрали которых заземлены через дугогасящие реакторы, и основана на принципе сравнения фаз низкочастотных составляющих токов нулевой последовательности на выводах генератора и в его нейтрали.

Защита подключается к выходу трехтрансформаторного фильтра тока нулевой последовательности трансформаторов тока линейных выводов генератора и к выходу фильтра тока нулевой последовательности трансформаторов тока в нейтрали генератора. При этом защита реагирует на разность токов нулевой последовательности [7]. На рис. 2.15 представлена схема подключения защиты к аналоговым цепям.

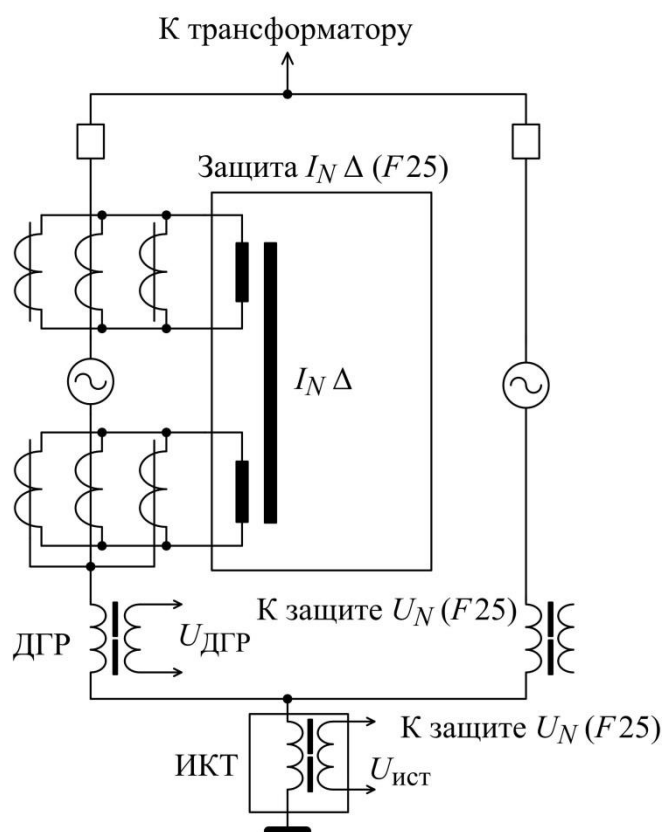


Рис. 2.15. Схема подключения защиты с наложением контрольного тока с частотой 25 Гц через дугогасительные реакторы генераторов укрупненного блока к аналоговым цепям

При устойчивых замыканиях на землю работа защиты обеспечивается за счет токов, создаваемых с помощью источника контрольного тока с частотой 25 Гц (ИКТ), который включается в цепь дугогасящих реакторов со стороны их заземляемого вывода (рис. 2.15). Направления токов при устойчивом замыкании, как видно из рис. 2.16, в поврежденном генераторе на выводах и в нейтрали направлены встречно, а в неповрежденном генераторе имеют одинаковые направления [7]. При устойчивых замыканиях защита не имеет зоны нечувствительности по виткам обмотки статора. При питании источника контрольного тока от источника, независимого от генератора, защита сохраняет работоспособность на остановленном или невозбужденном генераторе.

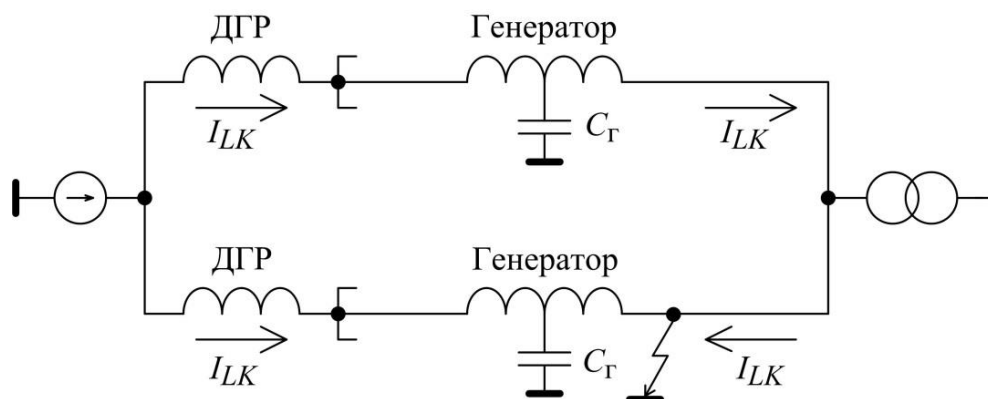


Рис. 2.16. Направление токов от источника контрольного тока при устойчивом замыкании

Функционально-логическая схема защиты представлена на рис. 2.17.

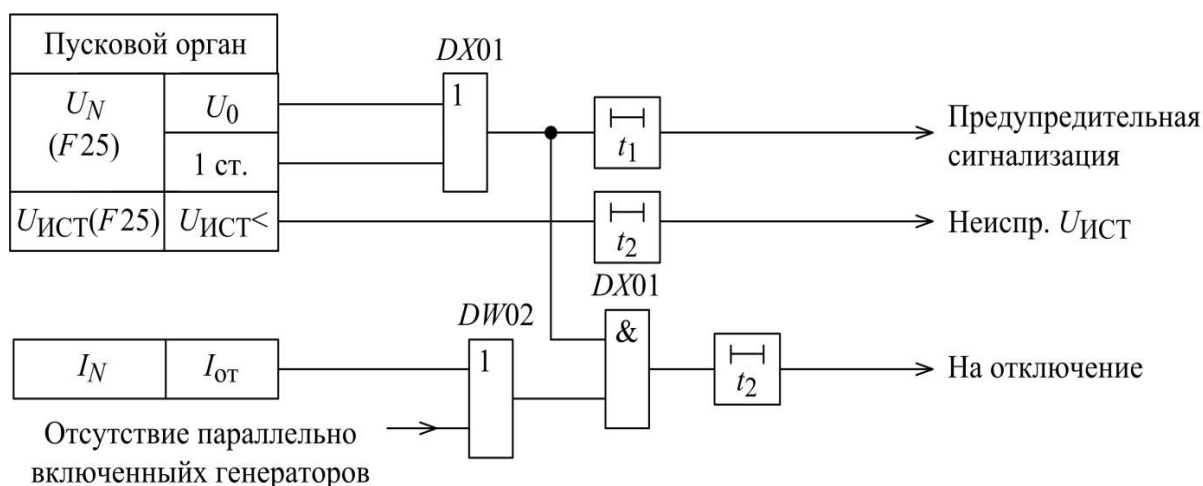


Рис. 2.17. Функционально-логическая схема защиты с наложением контрольного тока с частотой 25 Гц через дугогасительные реакторы генераторов укрупненного блока

Для повышения надежности работы защита дополняется пусковыми органами [7]:

– органом напряжения нулевой последовательности основной составляющей, что обеспечивает защиту 85–95 % витков обмотки статора генератора со стороны фазных выводов;

– органом 1 степени защиты U_N (F25), что обеспечивает 100 %-ную защиту обмотки статора генератора и позволяет при введенном в работу одном генераторе обеспечивать 100 %-ную защиту обмотки статора введенного генератора без воздействия избирательного органа тока $I_{от}$.

2.6. Защита от замыканий на землю в цепи обмотки ротора генератора

Существует несколько исполнений данной защиты, суть которых сводится к наложению напряжения на цепи возбуждения и контроля активной составляющей тока замыкания на землю. Рассмотрим микропроцессорную защиту фирмы ООО «НПП ЭКРА».

Защита предназначена для выявления замыкания цепи возбуждения и обмотки ротора на землю. Принцип работы защиты основан на наложении на цепь возбуждения выпрямленного напряжения промышленной частоты, выделении активной составляющей тока, протекающего через сопротивление изоляции, и сравнении ее с заданным значением [11].

Защита подключается одним выводом к одному из полюсов ротора, другим – к релейной (измерительной) щетке. Возможно подключение защиты вместо релейной щетки к контуру заземления. К цепям возбуждения защита подключается через специальный защитный блок Э2500 (рис. 2.18), обеспечивающий ограничение напряжения на выходе до 1400 В постоянного тока и 1000 В переменного тока действующего значения [11].

Наложение напряжения от источника вспомогательного напряжения (G) частотой порядка 17 Гц через разделительный трансформатор $TV1$, шунт R , диодный мост VD и защитный блок Э2500 поступает в цепь возбуждения. Через первичную обмотку $W2$ трансформатора $TV1$ протекает полный ток замыкания цепи возбуждения на землю, величина которого зависит от величины сопротивления изоляции цепей возбуждения. Так как в цепь возбуждения генерируется выпрямленный ток генератора 17 Гц, измерительный орган защиты контролирует только составляющую активного тока замыкания на землю.

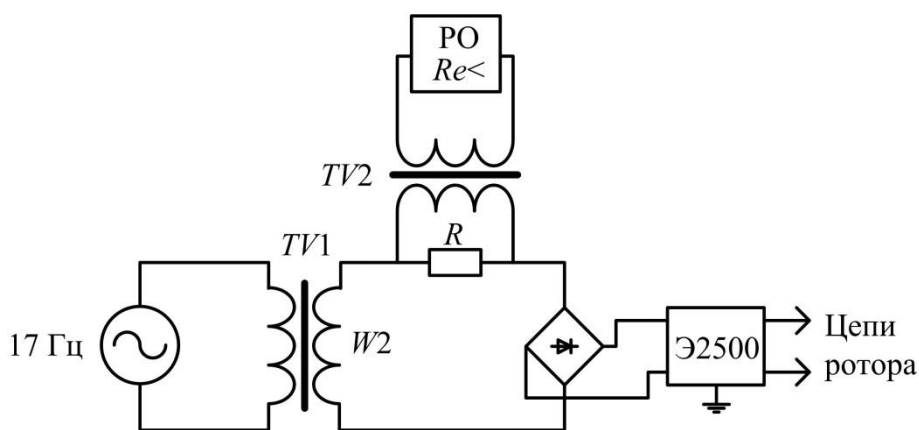


Рис. 2.18. Схема подключения защиты от замыкания ротора на землю

Функционально-логическая схема защиты представлена на рис. 2.19.

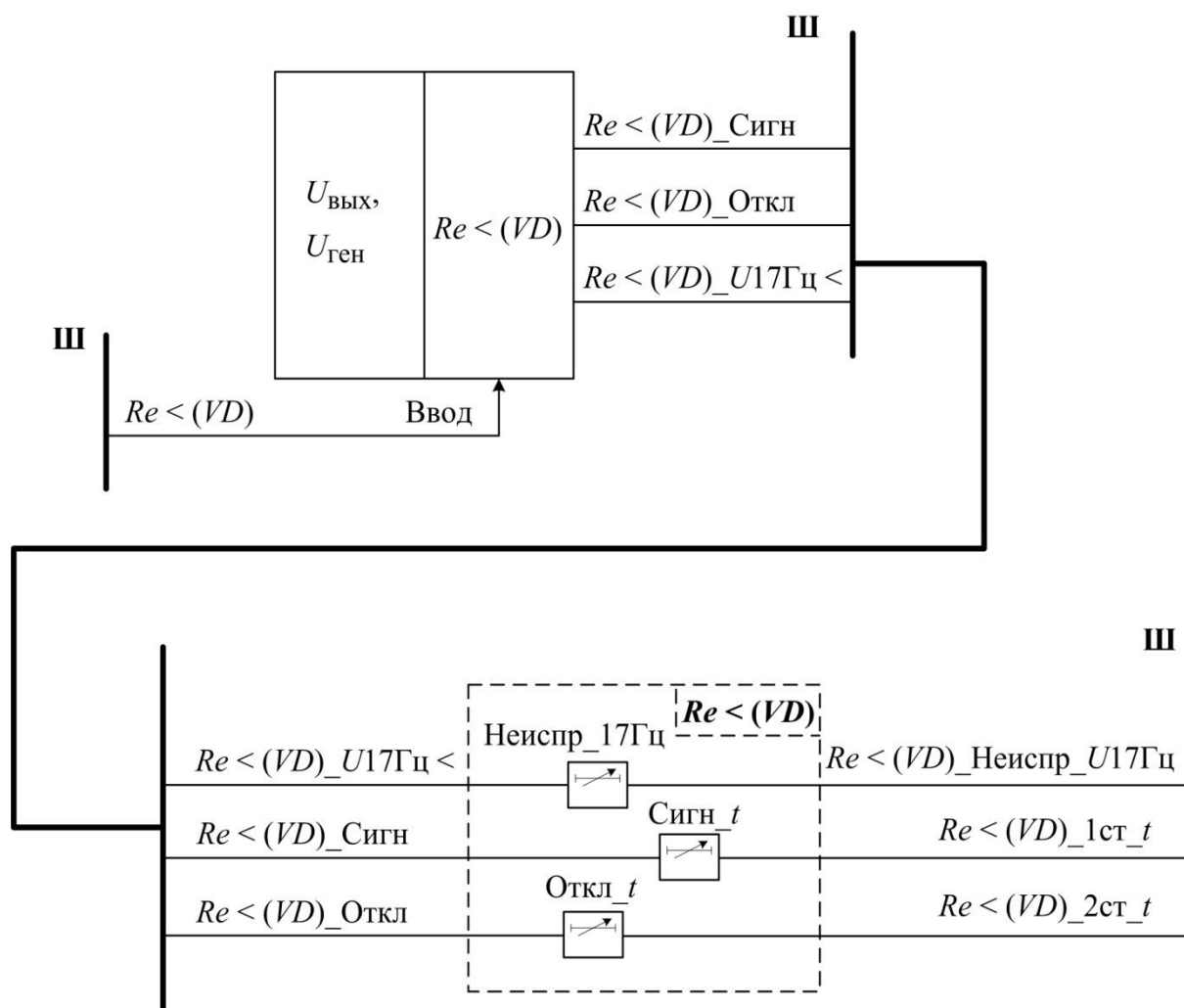


Рис. 2.19. Функционально-логическая схема защиты

Измерительный орган защиты (рис. 2.20) подключается к двум напряженческим каналам $U_{\text{ВЫХ}}$ и $U_{\text{ГЕН}}$ и используется для выявления замыкания на землю в цепи возбуждения.

В состав органа входят следующие измерительные элементы:

- ИО1, срабатывающий при снижении сопротивления изоляции ниже первой уставки срабатывания органа;
- ИО2, срабатывающий при снижении сопротивления изоляции ниже второй уставки срабатывания органа.

Принцип действия измерительных элементов ИО1, ИО2 основан на сравнении активного сопротивления изоляции ротора с уставкой. Для вычисления сопротивления в терминал заводится зависимость сопротивления изоляции от напряжения датчика сбалансированного моста.

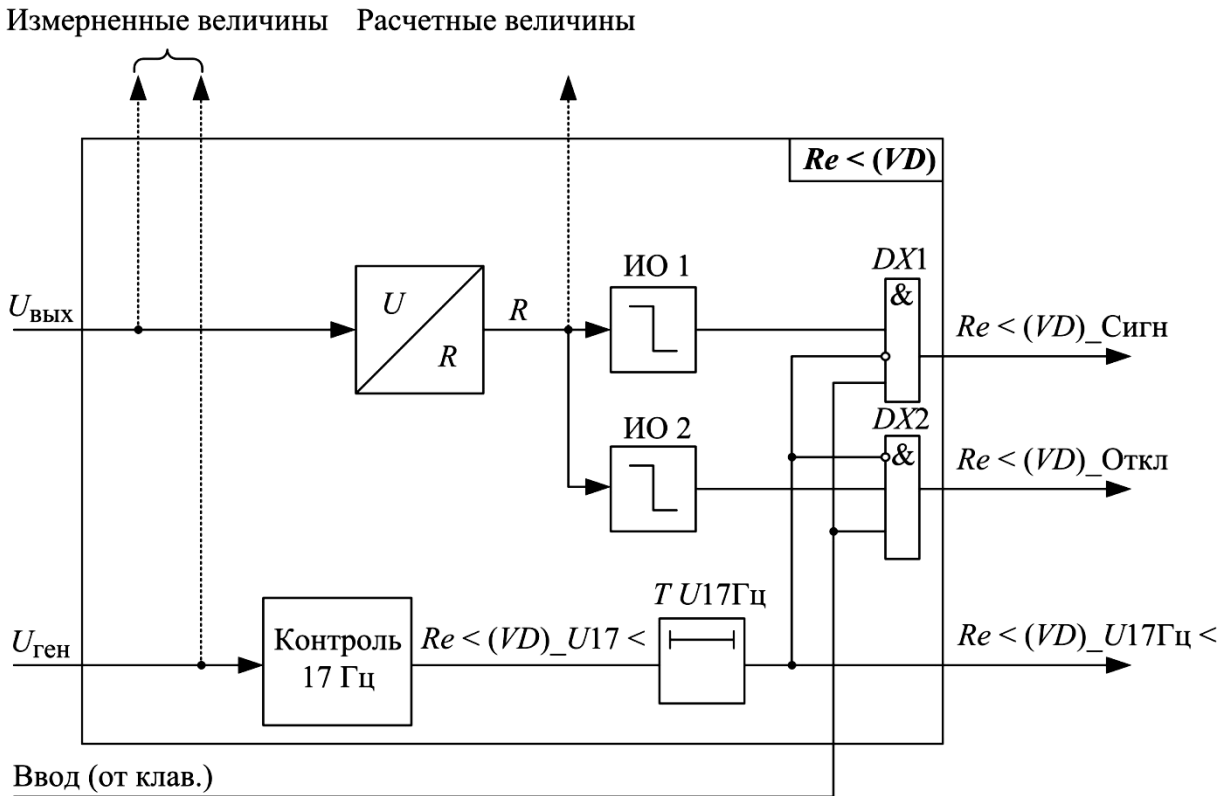


Рис. 2.20. Функционально-логическая схема измерительного органа защиты

Для исключения ложного срабатывания защиты при неисправности источника вспомогательного напряжения используется орган «Контроль 17 Гц». Орган срабатывает, если частота источника выйдет за пределы допустимого диапазона, задаваемого уставками, или его напряжение станет недопустимо малым. Для отстройки от ложного срабатывания органа предусмотрена технологическая выдержка времени $TU\ 17\ Гц$.

2.7. Защита от внешних симметричных коротких замыканий

В настоящее время используют два исполнения данной защиты:

- 1) на основе максимальной токовой защиты с пуском по напряжению;
- 2) на основе дистанционной защиты.

В данной работе будет рассмотрена максимальная токовая защита, которая является более простой и надежной.

Защита состоит из трех токовых реле (в целях повышения надежности), подключенных на трансформаторы тока со стороны нейтральных выводов генератора, и трех минимальных реле напряжения (может быть использовано и одно реле), включенных на линейные напряжения трансформатора напряжения, установленного со стороны линейных

выводов генератора. В целях повышения эффективности дальнего резервирования защиту дополняют реле напряжения, включенным на линейное напряжение на стороне высокого напряжения силового трансформатора блока.

Защита выполняется с двумя выдержками времени – для дальнего и ближнего резервирования.

Напряжение срабатывания (в соответствии с [12]) принимается 0,5–0,6 номинального напряжения генератора.

При внутренних повреждениях защита охватывает со стороны линейных выводов зону, при коротком замыкании в которой напряжение на защите равно или меньше (0,5–0,6) $U_{\text{ном}}$, т. е. 50–60 % витков обмотки статора. Остальные 50–40 % обмотки (со стороны нейтрали) защита не охватывает [6].

Функционально-логическая схема защиты представлена на рис. 2.21.

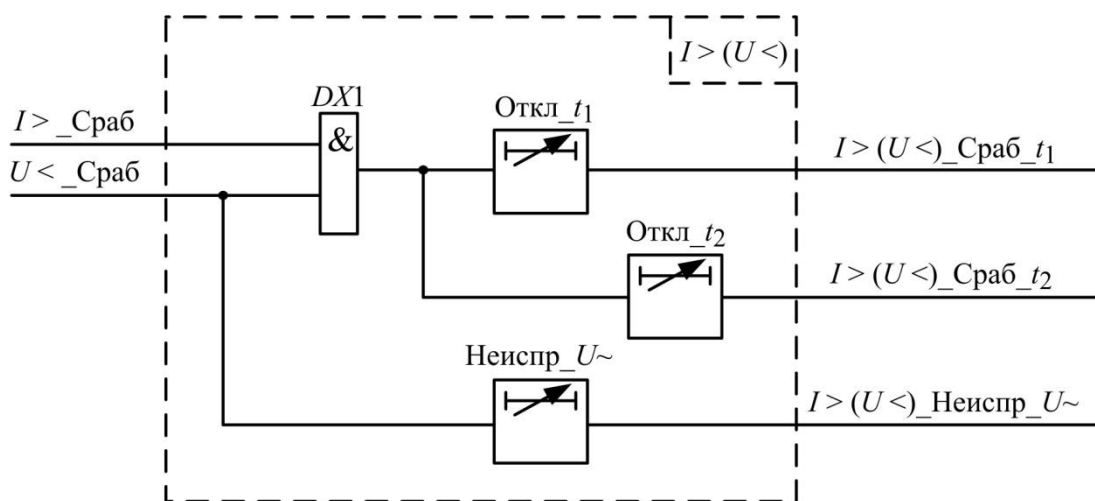


Рис. 2.21. Функционально-логическая схема защиты

Сигналы $I > _Сраб$, $U < _Сраб$ – это сигналы от трех реле тока и трех реле минимального напряжения, соответственно, объединенные по логической схеме ИЛИ. В защите имеется возможность контроля исправности цепей напряжения. Контролируется пропадание хотя бы одного линейного напряжения в течение времени, заданного уставкой.

2.8. Токовая защита обратной последовательности

Токовая защита обратной последовательности (ТЗОП) предназначена для защиты генератора от внешних несимметричных коротких замыканий и перегрузок.

Защита содержит фильтр тока обратной последовательности, орган с интегральной зависимой характеристикой выдержки времени, два органа (возможно наличие только одного из них) с независимой от тока выдержкой времени (отсечки) и сигнальный орган, также имеющий независимую выдержку времени. Кроме того, имеется пусковой орган, предназначенный для пуска интегрального органа.

Интегральный орган предназначен для защиты генератора от перегрузки током обратной последовательности, а отсечки – для использования в качестве резервной защиты от несимметричных коротких замыканий, более чувствительная отсечка I – для дальнего резервирования, а более грубая отсечка II – для ближнего резервирования.

Функционально-логическая схема защиты представлена на рис. 2.22.

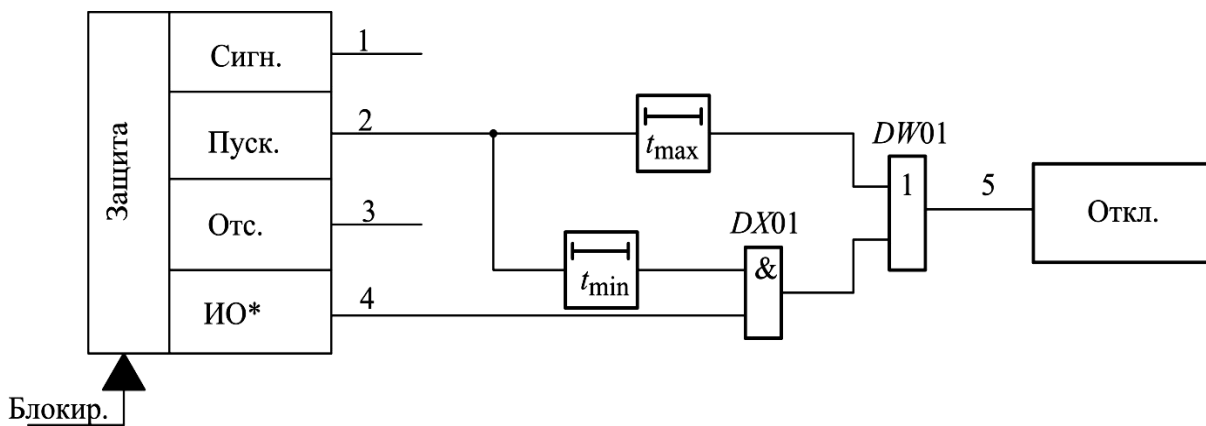


Рис. 2.22. Функционально-логическая схема защиты обратной последовательности

Интегральный орган имеет характеристику выдержки времени, соответствующую выражению:

$$t = \frac{A}{I_2^2},$$

где A – допустимая длительность тока обратной последовательности в обмотке статора, равного номинальному току [6]; I_2^2 – относительное значение тока обратной последовательности (отношение $I_2 / I_{ном}$).

Характеристика, описываемая вышеуказанным выражением, представлена на рис. 2.23.

При появлении перегрузки генератора током обратной последовательности срабатывает пусковой орган и запускается интегральный орган.

Если перегрузка присутствует в течение времени, достаточного для действия интегрального органа, произойдет отключение генератора. Если перегрузка пропадает через некоторое время, недостаточное для действия интегрального органа на отключение, и появляется вновь, защита будет действовать на отключение генератора с учетом его нагрева в предыдущую перегрузку, а также с учетом охлаждения генератора при отсутствии перегрузки. Таким образом, при повторной перегрузке через небольшой интервал времени интегральный орган сработает с меньшей выдержкой времени, чем после полного охлаждения генератора. Если интегральный орган подействует на отключение генератора, то импульс отключения с выходных реле токовой защиты обратной последовательности будет снят через время, равное времени полного охлаждения ротора генератора.

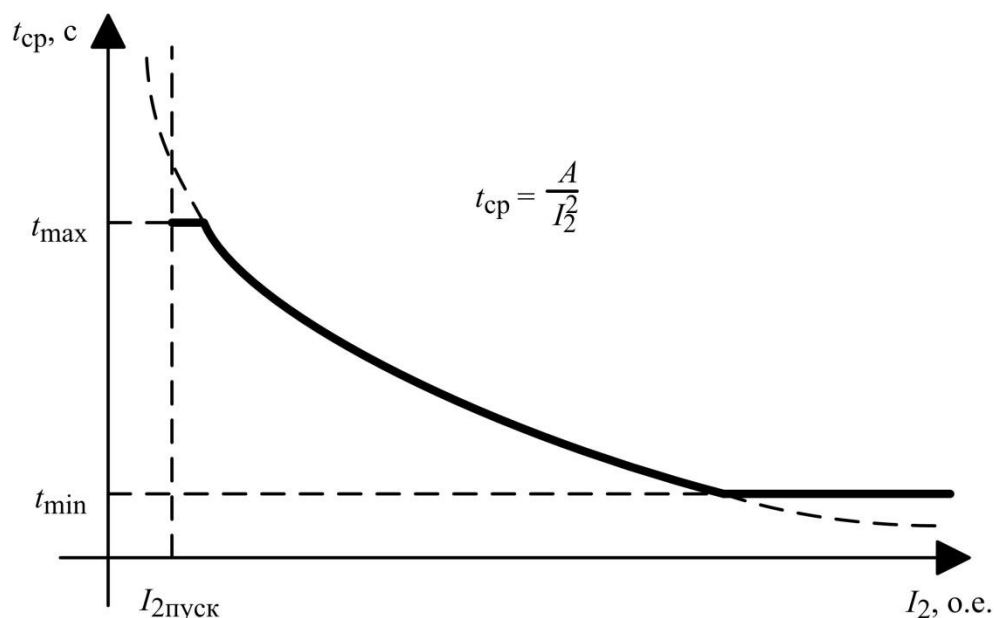


Рис. 2.23. Характеристика срабатывания интегрального органа

Максимальное и минимальное допустимое время существования перегрузки дополнительно ограничивается уставками t_{min} и t_{max} (рис. 2.22).

2.9. Защиты от перегрузки обмоток статора и ротора

Защиты от перегрузки обмоток статора и ротора ООО «НПП ЭКРА» выполняются аналогично защите обратной последовательности. Защита от симметричной перегрузки подключается на трансформаторы

тока со стороны нейтральных выводов генератора. Защита от перегрузки обмотки ротора может подключаться к измерительным датчикам в цепях возбуждения или вычислять ток ротора по значениям тока и напряжения статора с помощью диаграммы Потье.

В состав защиты входят пусковой, интегральный, сигнальный органы и токовая отсечка (ТО). Характеристика срабатывания интегрального органа в отличие от защиты обратной последовательности задается с помощью точек, указанных в [8] или в паспорте генератора.

Защита от симметричной перегрузки действует с первой выдержкой времени на отключение выключателя блока «генератор – трансформатор» или шиносоединительного выключателя при работе генератора на сборные шины, а со второй – на отключение генератора.

Защита от перегрузки обмотки ротора генератора с первой выдержкой времени действует на отключение форсировки, а со второй выдержкой – на отключение генератора.

2.10. Защита от повышения напряжения

Защита выполняется на реле напряжения максимального действия. По цепям напряжения защита подключается к трансформатору напряжения, установленному со стороны линейных выводов генератора.

Защита не имеет выдержки времени ($Cраб_t = 0$ на рис. 2.24) и может действовать только на холостом ходу генератора (на гашение поля). При работе генератора на нагрузку она автоматически выводится из действия с помощью трёхфазных токовых реле, размыкающих свои контакты при появлении тока и устанавливаемых для использования в схемах устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) с целью контроля тока в выключателях.

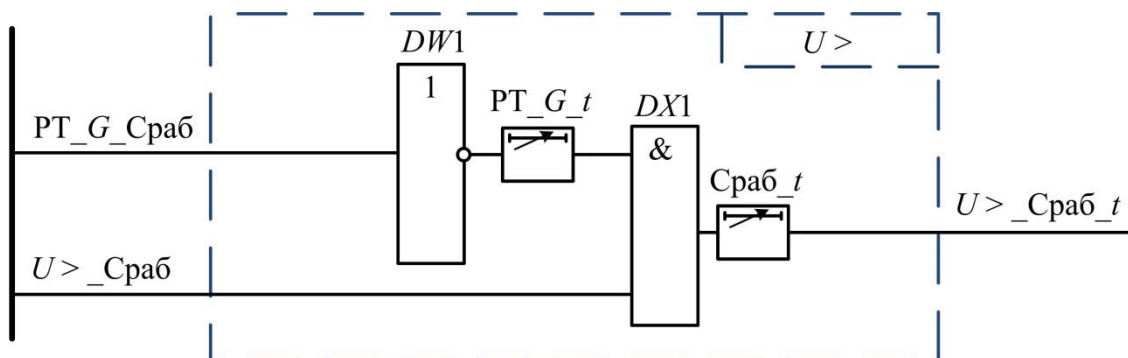


Рис. 2.24. Функционально-логическая схема защиты от повышения напряжения генератора

На рис. 2.24 $PT_G_Cpaб$ – сигнал токового реле устройства резервирования при отказе выключателя; $U >_Cpaб$ – сигнал реле напряжения максимального действия.

При переходе генератора блока в режим холостого хода защита автоматически вводится в действие с выдержкой времени около 3 с (PT_G_t на рис. 2.24), перекрывающей длительность кратковременного повышения напряжения на генераторе при его отключении от сети.

2.11. Защита от потери возбуждения

Согласно п. 3.2.86 [12], на блоках с турбогенераторами мощностью 160 МВт и более предусматривается устройство защиты от асинхронного режима, рекомендуется применять указанные защиты и на турбогенераторах меньшей мощности. В последнее время в качестве органа, выявляющего асинхронный режим, для блоков мощностью более 160 МВт используется один измерительный орган реле сопротивления. Такая защита обеспечивает надежное выявление асинхронного режима, но, как правило, действует на отключение блока от сети. В соответствии с п. 5.1.27 [8] допускается кратковременная работа турбогенератора в асинхронном режиме при условии его быстрой разгрузки по активной мощности до величины, определяемой заводскими инструкциями, но, как показала практика, оперативный персонал не успевает за короткое время (менее 2-х минут) выявить генератор, потерявший возбуждение, и произвести его автоматическую разгрузку. Задержка по времени опасна тем, что может привести к повреждению генератора. В то же время сохранение в работе генератора позволяет не только улучшить экономические показатели электростанции, но и существенно облегчить работы по восстановлению его нормального режима генератора. После выяснения причины потери возбуждения и ее устранения генератор «вводится» в нормальный режим подачей рабочего возбуждения либо переводится на резервный возбудитель. Генератор быстро втягивается в синхронизм и вновь готов к несению максимальной активной мощности.

Для обеспечения комплекса задач, связанных с выявлением асинхронного режима, опасного недовозбуждения и автоматической разгрузки генератора по активной мощности, рассмотрим защиту

от асинхронного режима, выполненную на микропроцессорной базе. Защита обеспечивает выявление режима, близкого к режиму опасного недовозбуждения, с выдачей предупредительного сигнала, выявление асинхронного режима с выдачей команды на переключение собственных нужд и отключение автомата гашения поля (АГП), автоматическую разгрузку генератора, если он предварительно был перегружен по активной мощности. Для надежной отстройки защиты от внешних коротких замыканий применяются два технических решения. Во-первых, действие защиты на отключение или разгрузку возможно только при срабатывании двух измерительных органов реле сопротивления, что существенно снижает вероятность её излишнего срабатывания при внешнем коротком замыкании из-за различных значений фаз токов и напряжений, замеряемых измерительными органами. Во-вторых, в схеме применена блокировка по скорости изменения сопротивления на выводах генератора, что позволяет защите «отличать» асинхронный режим от короткого замыкания в сети высокого напряжения. Для исключения ложного действия защиты при неисправностях в цепях напряжения используется смещение характеристик реле сопротивления в первый квадрант комплексной плоскости и применение принципа действия защиты при срабатывании двух измерительных органов реле сопротивления.

Функциональная схема защиты представлена на рис. 2.25.

При коротких замыканиях одновременно срабатывают реле сопротивления первой и третьей ступеней, появляется сигнал «Ф_Блок_внеш_КЗ» (рис. 2.25) и выводит защиту из действия.

При пропадании по какой-либо причине тока в обмотке ротора генератора срабатывают поочередно реле сопротивления третьей и первой ступеней, сигнал «Ф_Блок_внеш_КЗ» отсутствует. Защита при этом действует на отключение собственных нужд генератора и автомата гашения поля.

Далее при наличии сигнала срабатывания от реле сопротивления второй ступени (Ф_Z_Сраб_2ст на рис. 2.25) происходит разгрузка генератора через выдержку времени 2ст_Сраб_t1 (рис. 2.25). Если генератор не разгружается по какой-либо причине, то через выдержку времени 2ст_Сраб_t2 происходит его отключение. Если устройство разгрузки генератора неисправно, то с помощью ключа возможно сразу без данной разгрузки подействовать на отключение генератора от сети через выдержку времени 2ст_Откл_t.

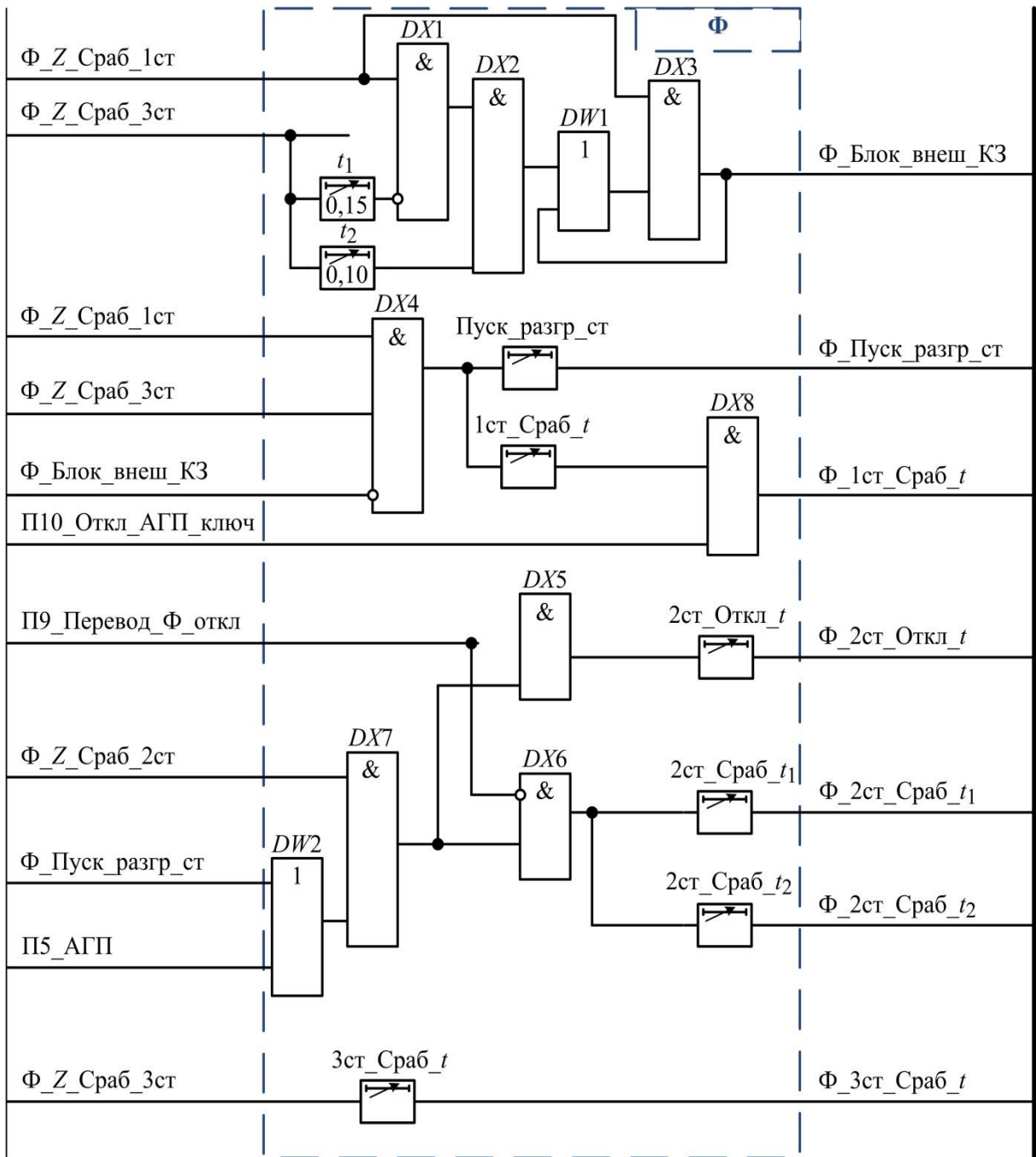


Рис. 2.25. Функционально-логическая схема защиты от потери возбуждения:
 Ф_{Z_Сраб_1ст} – реле сопротивления первой ступени;
 Ф_{Z_Сраб_2ст} – реле сопротивления второй ступени защиты; Ф_{Z_Сраб_3ст} – реле
 сопротивления третьей ступени защиты

Сигнал «П5_АГП» (рис. 2.25) от блок-контакта автомата гашения поля, который повторяет его положение, подготавливает цепь разгрузки генератора независимо от сработавших реле сопротивления 1 и 3 ступеней.

2.12. Защита обратной мощности

Защита обратной мощности предназначена для предотвращения моторного (беспарового) режима работы генератора.

Беспаровым режимом называется работа турбоагрегата с включенным в сеть генератором при закрытых стопорных и регулирующих клапанах, т. е. без пропуска пара через турбину. В этом случае генератор работает в моторном режиме, вращая ротор турбины с синхронной частотой и потребляя из сети активную мощность, необходимую для преодоления механических и вентиляционных потерь турбины и генератора.

Обычно данный режим считается недопустимым, поскольку при отсутствии прохождения пара через турбину потери на трение могут чрезмерно разогреть ротор и корпус и привести к серьезным повреждениям проточной части турбины. Некоторые турбины допускают кратковременный режим работы без пара. Исключение могут составить случаи работы турбогенератора в режиме синхронного компенсатора при наличии эффективной системы охлаждения проточной части.

Защита состоит из реле мощности, подключаемого на линейное напряжение и фазный ток по 30-градусной схеме. Защита использует две выдержки времени. С первой выдержкой времени она действует на сигнал, со второй выдержкой времени, определяемой допустимым временем работы турбины в беспаровом режиме, – на отключение генератора.

Контрольные вопросы

1. Назовите ненормальные режимы работы генератора.
2. Назовите аварийные режимы работы генератора.
3. Перечислите основные защиты для генератора.
4. Опишите принцип работы поперечной дифференциальной защиты генератора.
5. Назовите причину появления тока однофазного замыкания на землю в сети генераторного напряжения с изолированной нейтралью.
6. Назовите защиту от однофазного замыкания на землю статора генератора, применяемую в сети генераторного напряжения с компенсированной нейтралью.
7. Перечислите структурные элементы, входящие в состав токовой защиты обратной последовательности.

8. Объясните назначение токовой отсечки в токовой защите обратной последовательности генератора.

9. Назовите причину использования времени полного охлаждения генератора в защите обратной последовательности.

10. Опишите принцип выявления в электроэнергетической системе короткого замыкания защитой от потери возбуждения генератора.

11. Какое количество выдержек времени у защиты обратной мощности?

3. МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА АСИНХРОННЫХ И СИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 6–10 КВ

3.1. Общие принципы выполнения защит электродвигателей

Электродвигатели имеют весьма широкое применение во всех отраслях народного хозяйства, в том числе и в установках собственных нужд электростанций. Асинхронные двигатели (АД) получили наиболее широкое применение в современных электрических установках и являются самым распространенным видом бесколлекторных электрических машин переменного тока, также в промышленности используются синхронные и мощные асинхронные двигатели (2000 кВт и более). Обычно двигатели такой мощности выполняют высоковольтными – на 6 или 10 кВ. Их релейная защита должна отличаться надежностью действия как при внутренних повреждениях, так и при опасных для них ненормальных режимах [13].

Особое место по своей ответственности занимают электродвигатели механизмов собственных нужд атомных и крупных тепловых электростанций. Ложное отключение этих электродвигателей из-за неправильного действия защиты может нарушить нормальную работу электростанции, поэтому защита электродвигателей ответственных механизмов электростанций должна отличаться высокой надежностью и безотказностью работы.

Большое значение для бесперебойной работы промышленных предприятий и особенно собственных нужд электростанции имеет самозапуск электродвигателей. Он заключается в том, что при кратковременном понижении напряжения в сети, питающей электродвигатели, они не отключаются и после восстановления напряжения вновь разворачиваются до нормальной частоты вращения. Наиболее часто кратковременные понижения или исчезновения напряжения происходят в результате КЗ, при автоматическом переключении питания электродвигателей с одного источника на другой в результате действия автоматического ввода резерва (АВР), а также при восстановлении напряжения после автоматического повторного включения (АПВ) [14].

Защита электродвигателей должна обеспечивать возможность их самозапуска, т. е. она не должна преждевременно отключать электродвигатели как при понижении напряжения, так и при его восстановлении [14].

3.2. Виды повреждений и ненормальных режимов работы электродвигателей

К повреждениям, возникающим в обмотке статора электродвигателей переменного тока, относятся многофазные КЗ, однофазные замыкания на землю и замыкания между витками одной фазы (витковые замыкания). Опасность однофазных замыканий на землю заключается в том, что они могут переходить в двойные замыкания на землю в разных точках. В этом случае значения токов повреждения могут достигать значения тока двухфазного КЗ.

Повреждениями синхронных электродвигателей (СД) являются также обрывы в цепях возбуждения. Для синхронных электродвигателей представляют опасность замыкания на землю обмотки ротора [14].

Обрывы в цепях возбуждения синхронных электродвигателей происходят очень редко, поэтому защита от этих повреждений предусматривается только для некоторых мощных электродвигателей. Для синхронных электродвигателей, как и для турбогенераторов, опасно замыкание на землю во второй точке обмотки возбуждения. Его защита от этого вида повреждения может быть выполнена аналогично защите турбогенератора. Однако в соответствии с ПУЭ [12] такая защита необязательна.

Ненормальные режимы работы электродвигателя сопровождаются прохождением сверхтока в его обмотке. Опасно, прежде всего, тепловое действие сверхтока, которое определяет допустимые значения и продолжительность его прохождения. Чем больше кратность перегрузки относительно номинального тока, тем меньше ее допустимое время.

Основными причинами возникновения сверхтоков являются технологические перегрузки приводимых во вращение механизмов, понижение напряжения в питающей сети и последующее его восстановление, обрыв одной фазы обмотки статора. Для синхронных электродвигателей причиной появления сверхтока является также асинхронный режим.

Сверхтоки технологической перегрузки. В условиях эксплуатации некоторые электродвигатели перегружаются приводимыми в движение механизмами. При недопустимой длительности перегрузки электродвигатель должен быть разгружен. Технологические перегрузки могут устраняться автоматически или обслуживающим персоналом без останова механизма или только после его останова, поэтому защита от перегрузки имеет выдержку времени и может выполняться с действием на автоматическую разгрузку механизма, на сигнал или на отключение электродвигателя [14].

Сверхтоки при понижении напряжения. Момент вращения электродвигателя зависит от напряжения на его выводах. Поэтому понижение напряжения, например при КЗ в питающей сети, приводит к снижению момента вращения и уменьшению числа оборотов электродвигателя. Он может даже остановиться, если вращающий момент станет меньше противодействующего момента механизма. Последующее восстановление нормальной работы (самозапуск) при возрастании напряжения после отключения КЗ сопровождается прохождением по обмоткам тока самозапуска. Токи самозапуска для большинства электродвигателей опасности не представляют, так как его режим кратковременен. Однако при одновременном самозапуске группы электродвигателей, подключенных к одной и той же сети, в ряде случаев начальное значение восстанавливающегося напряжения оказывается недостаточным, что затрудняет восстановление нормальной работы. Поэтому часть электродвигателей при понижении напряжения должна отключаться от защиты минимального напряжения, чтобы облегчить самозапуск более ответственных электродвигателей. Защиту минимального напряжения необходимо также устанавливать на электродвигателях механизмов, самозапуск которых недопустим по условиям технологического процесса или по условиям техники безопасности [14].

Сверхтоки при обрыве фазы. При обрыве фазы вращающий момент двигателя уменьшается. Поведение работающего электродвигателя после обрыва фазы (работа с пониженной скоростью или торможение) зависит от противодействующего момента механизма. Если к сети с оборванной фазой подключается неподвижный электродвигатель, то, поскольку он развернуться не может, по его обмотке может длительно проходить опасный для него начальный пусковой ток [14].

Сверхтоки синхронных электродвигателей при асинхронном режиме. Устойчивая работа синхронного электродвигателя возможна только при механических нагрузках, при которых угол δ между напряжением сети U_c и ЭДС электродвигателя E_q не превышает 90° . Дальнейшее увеличение нагрузки сопровождается переходом за угол 90° , снижением момента вращения и возникновением асинхронного режима. Причинами уменьшения момента вращения и возникновения в связи с этим асинхронного режима являются также снижение напряжения U_c и уменьшение тока возбуждения электродвигателя. При асинхронном режиме ток статора возрастает, а ротор и приводимый в движение механизм подвергаются действию знакопеременного момента, что может привести к их повреждению.

На синхронных электродвигателях напряжением выше 1 кВ должна предусматриваться защита от асинхронного режима. Опасно для синхронных электродвигателей также и несинхронное включение, которое может иметь место при работе устройств АПВ и АВР источников питания. Для двигателей, не допускающих такого включения, предусматривается защита, отключающая их при выявлении факта потери питания [14].

3.3. Защиты от междуфазных коротких замыканий

Согласно ПУЭ [12] для защиты электродвигателей от междуфазных КЗ в случаях, когда не применяют предохранители, могут быть предусмотрены:

а) токовая однорелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия, включенными на разность токов двух фаз;

б) токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия;

в) продольная дифференциальная токовая защита.

Для электродвигателей мощностью менее 2 МВт защиту по варианту «а» применяют в тех случаях, когда она отвечает требованиям чувствительности. Если она не обеспечивает требуемого коэффициента чувствительности, используют защиту по варианту «б».

Такой способ исполнения защиты применяют для электродвигателей мощностью более 2 МВт, имеющих действующую на отключение защиту от однофазных замыканий на землю.

При отсутствии защиты от однофазных замыканий на землю токовую отсечку электродвигателей мощностью 2 МВт и более следует выполнять трехрелейной, с тремя трансформаторами тока.

Продольную дифференциальную защиту необходимо применять для электродвигателей мощностью 5 МВт и более.

При наличии защиты от замыканий на землю можно использовать двухфазную дифференциальную защиту, а при отсутствии такой защиты рекомендуется применять трёхфазную дифференциальную защиту.

При наличии защиты от двойных замыканий на землю, выполненной с помощью токового реле и трансформатора тока нулевой последовательности, допускается использовать двухфазную дифференциальную защиту.

Для защиты электродвигателей мощностью 5 МВт и более, имеющих 3 или 4 вывода обмотки статора, следует предусматривать токовую отсечку.

Для блоков «трансформатор (автотрансформатор) – электродвигатель» должна быть предусмотрена одна из указанных ниже общих защит от многофазных замыканий:

а) токовая отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах;

б) дифференциальная отсечка в двухрелейном исполнении, отстроенная от бросков тока намагничивания трансформатора;

в) продольная дифференциальная токовая защита в двухрелейном исполнении с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока.

Защиту по варианту «а» применяют для блоков с электродвигателями мощностью до 2 МВт.

При схеме соединения обмоток трансформатора «звезда–треугольник» отсечку следует выполнять на трех токовых реле – двух включенных на фазные токи и одного включенного на сумму этих токов.

Если установка трех реле (например, при ограниченном числе реле прямого действия) невозможна, допускается применить схему с двумя реле, включенными на соединенные треугольником вторичные обмотки трех трансформаторов тока.

Защиту по варианту «б» используют для блоков с электродвигателями мощностью более 2 МВт, а также для блоков с электродвигателями менее 2 МВт, если токовая отсечка без выдержки времени не отвечает требованиям чувствительности при междуфазном КЗ на выводах электродвигателя.

Продольную дифференциальную защиту применяют для блоков с электродвигателями мощностью более 5 МВт, а также для блоков с электродвигателями меньшей мощности в тех случаях, если защита по вариантам «а» или «б» не удовлетворяет требованиям чувствительности.

Коэффициент чувствительности защит от междуфазных замыканий проверяют при КЗ на вводах питания электродвигателя. Коэффициент чувствительности дифференциальных защит определяют как отношение расчетного значения дифференциального тока при металлическом КЗ в пределах защищаемой зоны к дифференциальному току, при котором происходит срабатывание защиты.

Значение коэффициента чувствительности защит от междуфазных замыканий должно быть **не менее 2,0**.

3.3.1. Максимальная токовая отсечка

Для защиты электродвигателей от междуфазных замыканий следует применять ТО без выдержки времени. При обоснованной необходимости использования дифференциальной защиты от междуфазных замыканий рекомендуется всегда применять ТО в качестве резервной защиты.

Отстройку ТО выполняют от:

- броска пускового тока;
- тока несинхронного включения двигателя [15].

Принято считать, что процесс пуска машины завершен, когда пусковой ток станет ниже значения $1,25 I_{\text{НОМ.ДВ}}$ (рис. 3.1).

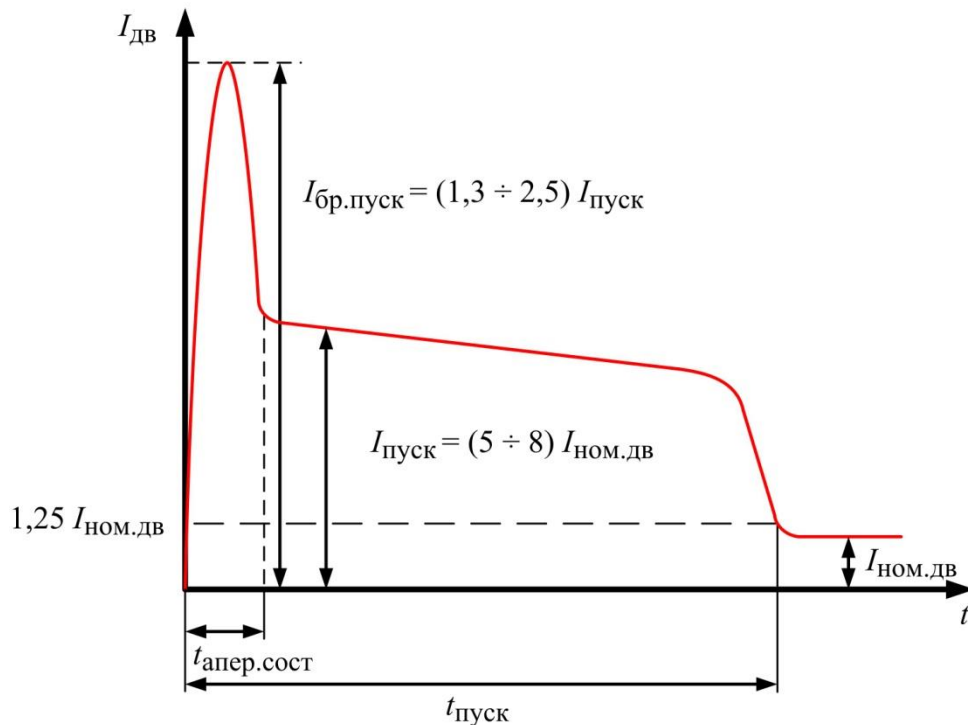


Рис. 3.1. Пусковая характеристика электродвигателя

В случае прямого пуска двигателя максимальный бросок пускового тока электродвигателя $I_{\text{бр.пуск}}$, А, с учётом апериодической составляющей определяют по формуле:

$$I_{\text{бр.пуск}} = k_{\text{апериод}} \cdot k_{\text{пуск}} \cdot I_{\text{НОМ.ДВ}}, \quad (3.1)$$

где $k_{\text{апериод}}$ — коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую пускового тока машины, принимают равным от 1,3 до 2,5; $k_{\text{пуск}}$ —

кратность пускового тока машины (от 5 до 8 $I_{\text{ном.дв}}$); $I_{\text{ном.дв}}$ – номинальный ток двигателя.

В случае реакторного пуска двигателя определяем полное пусковое индуктивное сопротивление двигателя по формуле:

$$x_{\text{д}} = \frac{U_{\text{ном.дв}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{бр.пуск}}}. \quad (3.2)$$

Максимальный бросок пускового тока двигателя при реакторном пуске определяют по формуле:

$$I_{\text{бр.пуск}} = \frac{U_{\text{ном.дв}}}{\sqrt{3} \cdot (x_{\text{с}} + x_{\text{д}} + x_{\text{р}})}, \quad (3.3)$$

где $x_{\text{с}}$ – индуктивное сопротивление сети, $x_{\text{р}}$ – индуктивное сопротивление реактора.

В случае расчета уставок для синхронного двигателя следует учитывать, что пуск машины происходит в асинхронном режиме. Бросок пускового тока определяют аналогично тому, как это делают для асинхронного электродвигателя.

При участии двигателя в самозапуске значение броска пускового тока необходимо увеличить в 1,4 раза, поскольку напряжение на двигателе после включения резервного питания может превышать номинальное в 1,3–1,4 раза.

Коэффициент чувствительности защиты определяют при двухфазном КЗ на вводах двигателя. Защита от междуфазных КЗ работает без выдержки времени.

Расчет уставок токовой отсечки для многоскоростных двигателей осуществляют отдельно для каждой частоты вращения аналогично расчетам уставок для односкоростных двигателей [15]. Производители МУРЗ могут выполнить токовую отсечку направленной и с комбинированным пуском по напряжению.

На рис. 3.2 представлена функционально-логическая схема токовой отсечки, реализованная в МУРЗ ЭКРА 211 0502 производства ООО «НПП ЭКРА» [16]. Особенность данной защиты состоит в том, что она имеет возможность автоматического загроубления уставки на момент включения выключателя. Данная функция вводится с помощью специальной логической накладки – «Авт._загр._уст.» (рис. 3.2).

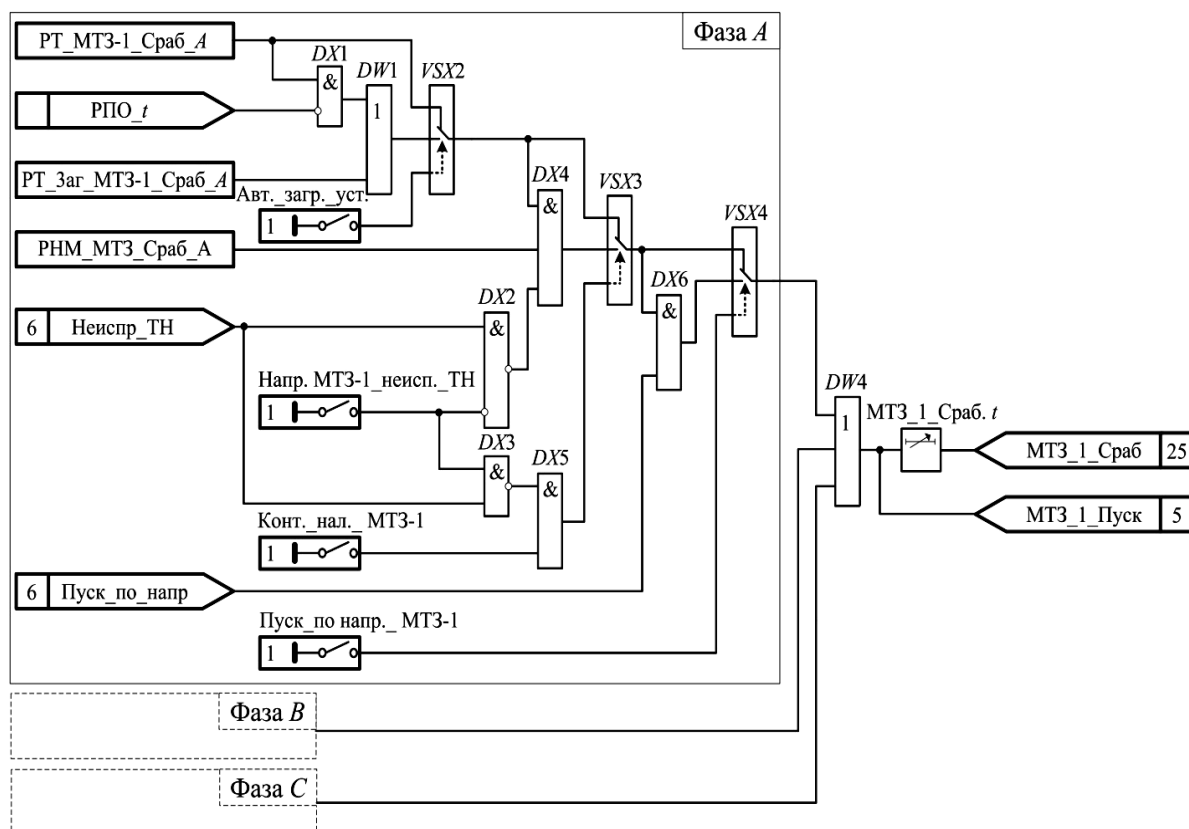


Рис. 3.2. Функционально-логическая схема токовой отсечки
МУРЗ ЭКРА 211 0502

3.3.2. Дифференциальная защита электродвигателей

Защита предназначена для использования в качестве основной для мощных электродвигателей.

Дифференциальная защита дает возможность получить значительно большую чувствительность, чем максимальная токовая отсечка, так как броски тока от электродвигателя при внешних КЗ и токи пуска и самозапуска, от которых отстраивается максимальная токовая отсечка, в схеме дифференциальной защиты оказываются сбалансированными.

Дифференциальная защита с торможением предназначена для отключения практически всех видов замыканий внутри защищаемой зоны, в том числе с малым током.

Дифференциальная защита включает в себя:

- дифференциальный орган с торможением;
- дифференциальную токовую отсечку.

Принцип действия защиты основан на выявлении дифференциального тока в фазах, величина которого сравнивается с уставкой, и при ее превышении производится отключение объекта.

Рабочие величины дифференциального органа с торможением рассчитываются следующим образом.

Дифференциальный ток $I_{\text{диф}}$ рассчитывается как геометрическая сумма токов плеч защиты (при этом в качестве положительного принято направление в сторону защищаемого объекта):

$$I_{\text{диф}} = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2|. \quad (3.4)$$

Тормозной ток $I_{\text{торм}}$ формируется как полусумма модулей токов плеч защиты:

$$I_{\text{торм}} = \frac{|\underline{I}_1| + |\underline{I}_2|}{2}. \quad (3.5)$$

Рассмотрим принцип формирования дифференциального и тормозного токов при внешнем и внутреннем КЗ (рис. 3.3).

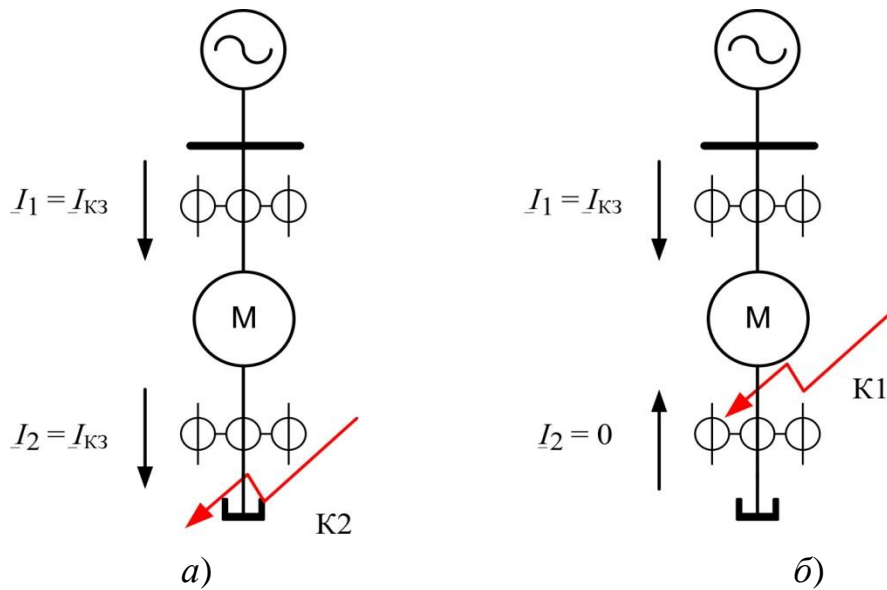


Рис. 3.3. Токораспределение в двигателе:
а – при внешнем КЗ; б – при внутреннем КЗ

Рассмотрим внешнее КЗ (точка К2 на рис. 3.3, а). Через защищаемый двигатель течет сквозной ток, равный току короткого замыкания. При этом значения дифференциального и тормозного токов определяются в соответствии с выражениями (3.4) и (3.5):

$$I_{\text{диф}} = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2| = I_1 - I_2 = I_{\text{кз}} - I_{\text{кз}} = 0;$$

$$I_{\text{торм}} = \frac{|\underline{I}_1| + |\underline{I}_2|}{2} = \frac{I_{\text{кз}} + I_{\text{кз}}}{2} = I_{\text{кз}}.$$

При внутреннем КЗ (в точке К1 на рис. 3.3, б) в данном примере предполагается, что подпитки со стороны НН нет. Тогда дифференциальный и тормозной токи в соответствии с выражениями (3.4) и (3.5) равны следующим значениям:

$$I_{\text{диф}} = |\underline{I}_1 + \underline{I}_2| = I_1 - I_2 = I_{\text{кз}} - 0 = I_{\text{кз}};$$

$$I_{\text{торм}} = \frac{|\underline{I}_1| + |\underline{I}_2|}{2} = \frac{I_{\text{кз}} + 0}{2} = 0,5 \cdot I_{\text{кз}}.$$

На практике нашли применение два варианта выполнения дифференциальной защиты электродвигателей:

- с током срабатывания меньше номинального тока защищаемого электродвигателя. Такой вариант выполнения защиты применяют для минимизации объема повреждений в электродвигателях при внутренних междуфазных коротких замыканиях в статорной обмотке машины. Этот вариант допускает неправильное действие защиты при обрыве и неисправности токовых цепей или при неисправности одного из трансформаторов тока дифференциальной защиты электродвигателя. Вариант рекомендован к применению на объектах, где есть обслуживающий персонал;

- с током срабатывания больше номинального тока защищаемого электродвигателя. Такой вариант выполнения защиты рекомендован к применению на ответственных объектах и обеспечивает правильную работу защиты при обрыве и неисправности токовых цепей или при неисправности одного из трансформаторов тока дифференциальной защиты электродвигателя [15].

Оба варианта дифференциальной защиты работают без выдержки времени. Основной элемент дифференциальной защиты – дифференциальная защита с торможением. Дифференциальная токовая отсечка (ДТО) должна всегда применяться с дифференциальной защитой в качестве вспомогательного элемента. Защита выполняется, как правило, в трехфазном исполнении. Функционально-логическая схема дифференциальной защиты представлена на рис. 3.4 [16].

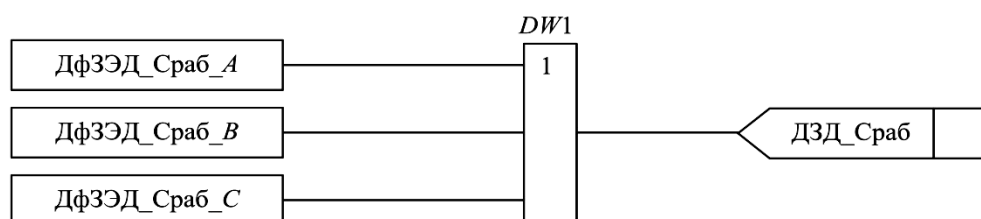


Рис. 3.4. Функционально-логическая схема дифференциальной защиты двигателя МУРЗ ЭКРА 211 0502

Характеристики дифференциальных защит ДТО и дифференциальной защиты с торможением приведены на рис. 3.5. Методика расчета приведена в [15].

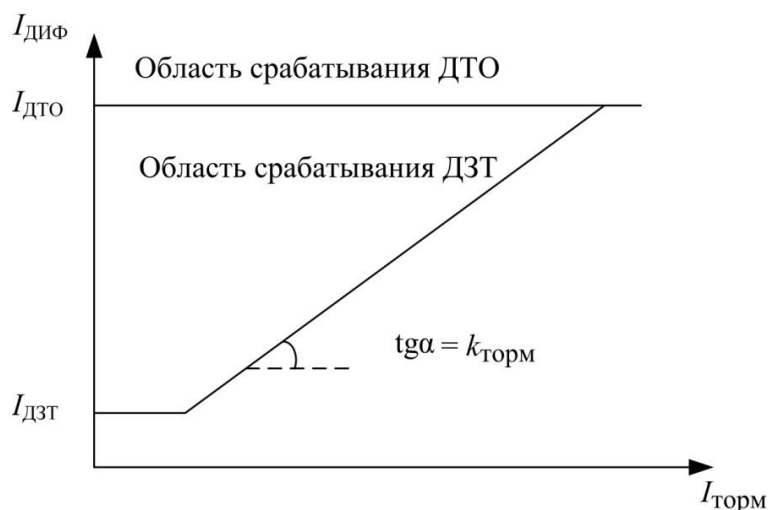


Рис. 3.5. Характеристики срабатывания дифференциальной защиты

3.4. Защиты от однофазных замыканий на землю

В ПУЭ [12] предусмотрено, что защита электродвигателей от ОЗЗ должна применяться при:

- **отсутствии компенсации**, когда токи замыкания на землю превышают 10 А (электродвигатели номинальной мощностью до 2 МВт) или 5 А (электродвигатели номинальной мощностью свыше 2 МВт);
- **наличии компенсации**, когда остаточный (суммарный) ток превышает 10 А (электродвигатели номинальной мощностью до 2 МВт) или 5 А (электродвигатели номинальной мощностью свыше 2 МВт).

В ПУЭ рекомендовано использовать меньшие токи срабатывания, если это не приводит к усложнению защиты от ОЗЗ.

Для защиты от ОЗЗ рекомендуется использовать трансформаторы тока нулевой последовательности, устанавливаемые, как правило, в распределительном устройстве.

Трансформаторы тока нулевой последовательности допускается располагать у выводов электродвигателя в фундаментной яме, если их установка в распределительном устройстве невозможна или может привести к увеличению выдержки времени срабатывания защиты.

Действие защиты электродвигателей от ОЗЗ следует предусматривать без выдержки времени, кроме тех электродвигателей, для которых требуется замедление защиты по условию отстройки от переходных процессов.

Если для отстройки защиты от переходных процессов необходимо вводить выдержку времени, то для отключения двойных замыканий на землю в различных точках должно быть установлено дополнительное токовое реле с первичным током срабатывания, выбираемым из диапазона от 50 до 200 А. Защита от ОЗЗ должна действовать на отключение электродвигателя.

В схемах защиты от ОЗЗ синхронных электродвигателей необходимо предусмотреть действие защиты на устройство автоматического гашения поля (АГП) (при его наличии).

3.4.1. Защиты от двойных замыканий на землю

При использовании защиты от ОЗЗ, работающей с выдержкой времени для отстройки от переходных процессов, необходимо применять защиту от двойных замыканий на землю, работающую без выдержки времени. Согласно ПУЭ [12], уставку срабатывания этой защиты по току выбирают от 50 до 200 А. Ток срабатывания защиты должен быть отстроен от максимального значения тока небаланса, соответствующего пусковому току электродвигателя.

3.4.2. Направленная токовая защита от однофазных замыканий на землю

Направленную токовую защиту от ОЗЗ в сетях с изолированной или резистивно-заземленной нейтралью применяют для:

- обеспечения селективности защиты;
- повышения чувствительности защиты (как дополнительный способ).

Использование направленной защиты в сетях с изолированной нейтралью необходимо только в случаях, когда уставка срабатывания защиты от однофазных замыканий на землю равна или больше суммарного значения тока ОЗЗ сети.

Необходимым условием для применения направленной защиты является обеспечение суммарного тока при ОЗЗ на защищаемом присоединении не менее 40 % от номинального тока трансформатора тока нулевой последовательности, тогда его угловая погрешность не превысит 36° .

При повреждении измерительных цепей напряжения защита должна переводиться в ненаправленный режим, при этом возможно её неселективное действие.

Для повышения чувствительности защиту выполняют с выдержкой времени 0,1 с. При этом время срабатывания токовой защиты от ОЗЗ $t_{с.з} = 0,1$ с выбрано по условию отстройки от длительности переходных процессов [15, 16].

3.4.3. Неселективная защита от замыканий на землю по напряжению нулевой последовательности

В тех случаях, когда невозможно обеспечить селективное действие защиты от ОЗЗ, применяют алгоритм неселективной защиты от ОЗЗ, срабатывающий при превышении напряжения нулевой последовательности $3U_0$ уставки. Как правило, уставка $3U_0$ выбирается из диапазона от 10 до 20 В (во вторичных значениях). Алгоритм неселективной защиты от ОЗЗ всегда выполняют с действием на сигнализацию.

При действии неселективной защиты на сигнал обслуживающий персонал должен определить присоединение с ОЗЗ. Чаще всего это выполняется последовательным отключением/включением присоединений с контролем напряжения нулевой последовательности [15].

На рис. 3.6 представлена функционально-логическая схема защиты от ОЗЗ.

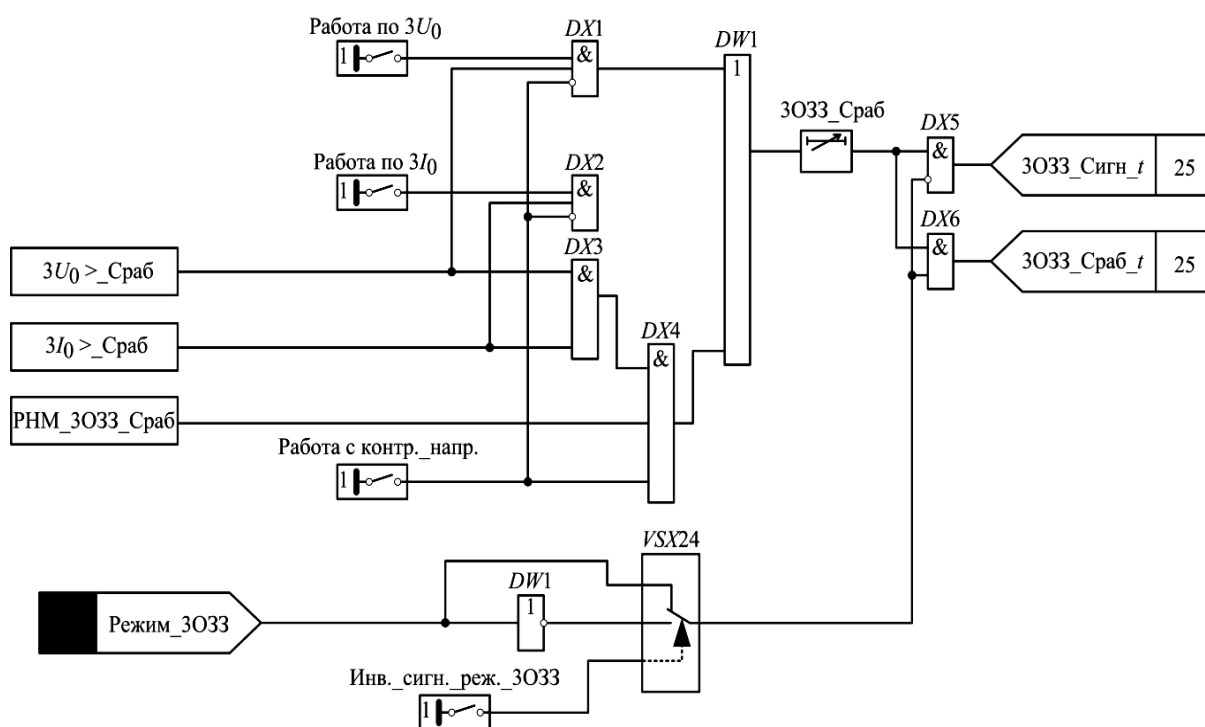


Рис. 3.6. Функционально-логическая схема защиты от ОЗЗ
МУРЗ ЭКРА 211 0502

Защита от замыканий на землю имеет возможность выбора действия на сигнал или на отключение, в зависимости от состояния дискретного сигнала «Режим работы». При наличии дискретного сигнала «Режим работы» – защита от ОЗЗ работает на отключение, при отсутствии данного сигнала – переведена на сигнал. С помощью логических накладок защита от ОЗЗ имеет возможность реагирования на:

- на ток нулевой последовательности $3I_0$;
- напряжение нулевой последовательности $3U_0$.
- на ток нулевой последовательности фаз – $3I_0$ и на напряжение нулевой последовательности фаз – $3U_0$ с одновременным контролем направленности [16].

3.5. Защита от перегрузки

Данный вид защиты должен быть предусмотрен для электродвигателей:

- а) подверженных перегрузке по технологическим причинам;
- б) с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска (длительность прямого пуска непосредственно от сети 20 с и более). При коротких замыканиях одновременно срабатывают реле сопротивления первой и третьей ступеней, появляется сигнал «Ф_Блок_внеш_КЗ» (рис. 2.25) и выводит защиту из действия.

При пропадании по какой-либо причине тока в обмотке ротора генератора срабатывают поочередно реле сопротивления третьей и первой ступеней, сигнал «Ф_Блок_внеш_КЗ» отсутствует. Защита при этом действует на отключение собственных нужд генератора и автомата гашения поля.

При коротких замыканиях одновременно срабатывают реле сопротивления первой и третьей ступеней, появляется сигнал «Ф_Блок_внеш_КЗ» (рис. 2.25) и выводит защиту из действия.

При пропадании по какой-либо причине тока в обмотке ротора генератора срабатывают поочередно реле сопротивления третьей и первой ступеней, сигнал «Ф_Блок_внеш_КЗ» отсутствует. Защита при этом действует на отключение собственных нужд генератора и автомата гашения поля.

- в) перегрузка которых возможна при чрезмерном увеличении длительности пускового периода вследствие понижения напряжения в сети.

Защиту от перегрузки следует предусматривать в одной фазе с зависимой или независимой от тока выдержкой времени. Выдержка

времени должна быть отстроена от длительности пуска электродвигателя в нормальных условиях и при самозапуске, после действия АВР и АПВ.

Выдержка времени защиты от перегрузки СД, во избежание излишних срабатываний при длительной форсировке возбуждения, должна быть по возможности близкой к наибольшей допустимой по тепловой характеристике электродвигателя.

На электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, защиту, как правило, следует выполнять с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

Действие защиты на отключение электродвигателя допускается для:

а) механизмов, у которых отсутствует возможность своевременной разгрузки без останова, или работающих без постоянного дежурства персонала;

б) механизмов с тяжелыми условиями пуска или самозапуска.

Для электродвигателей, которые защищены от токов КЗ предохранителями, не имеющими вспомогательных контактов для сигнализации об их перегорании, должна быть предусмотрена защита от перегрузки в двух фазах.

На электродвигателях, имеющих принудительную вентиляцию, следует устанавливать защиту, действующую на сигнал и отключение электродвигателя при повышении температуры или прекращении действия вентиляции.

Как правило, производители МУРЗ предусматривают следующие алгоритмы защиты от перегрузок:

– защита от симметричных перегрузок по максимальному фазному току;

– тепловая защита, основанная на непосредственном измерении температуры с помощью температурных датчиков, или защита, использующая тепловую модель защищаемого двигателя [15].

Достоинством защиты от симметричных перегрузок, выполняемой по максимальному фазному току, является простота расчета уставок. К недостаткам данной защиты следует отнести отсутствие контроля температуры окружающей среды и повышения ее статорной обмотки электродвигателя от ранее полученного теплового импульса.

Достоинством алгоритма, основанного на тепловой модели электродвигателя, является возможность учёта его предыдущего нагрева и охлаждения, а также температуры окружающей среды (охладителя) при наличии в терминале защиты входа для подключения температурных датчиков.

Тепловая защита электродвигателя предназначена для предотвращения повреждения изоляции вследствие теплового действия токов, обусловленных симметричными и несимметричными перегрузками (блокировкой ротора, затянувшимся пуском и самозапуском, обрывами фаз питающей сети и т. д.). Тепловая защита базируется на тепловой модели двигателя, которая позволяет оценить его перегрев косвенно – по значению и длительности протекания тока в обмотках статора.

Часто в высоковольтных электродвигателях устанавливаются датчики температуры в обмотки и активное железо статора, что позволяет осуществить тепловую защиту путем непосредственного измерения температуры. Следует отметить, что такая мера защиты, эффективная для низковольтных электродвигателей, часто оказывается менее эффективной для высоковольтных двигателей из-за большой толщины изоляции и массы железа, а следовательно, и гораздо высоких показателей: постоянной времени нагрева и охлаждения. Поэтому для защиты двигателя от перегрева следует рекомендовать использование тепловой защиты на базе тепловой модели двигателя.

Нагрев электродвигателя ограничивается, прежде всего, температурой, которую может выдержать его изоляция. При колебаниях температуры окружающей среды электродвигатель может допускать большую или меньшую перегрузку. Отметим, что стандарт ГОСТ Р 52776-2007 разрешает увеличение предельно допустимого значения перегрева не более чем на 40 °С (при температуре окружающей среды 0 °С; значение зависит от класса изоляции, см. ГОСТ Р 52776-2007, ГОСТ8865-93).

Для более полного использования перегрузочных способностей двигателя рекомендуется (при наличии в термине возможности подключения датчика температуры окружающей среды) использование такого датчика.

Для расчета уставок защиты, основанной на тепловой модели двигателя, может потребоваться дополнительная информация, получить которую можно только у производителя двигателей. К недостаткам алгоритма, использующего тепловую модель электродвигателя, можно также отнести невозможность точного учёта погрешности измерения, отсутствие обобщенного опыта применения такой защиты, а также то, что применяемые тепловые модели не учитывают отдельные индивидуальные особенности деталей электрических машин.

При наличии в термине входа для датчика измерения температуры окружающей среды рекомендуется его использование такого датчика, поскольку это позволит более полно применять перегрузочные способности двигателя.

Защиту от симметричных перегрузок рекомендуется использовать с действием на отключение, а защиту, применяющую тепловую модель – с действием на сигнализацию. Решение о действии тепловой защиты на отключение должно приниматься совместно с технологическим персоналом и утверждаться главным инженером.

При подготовке решения должна быть учтена возможность возникновения опасности для жизни и здоровья людей, а также размеры возможного материального ущерба, в случае:

- повреждения электродвигателя вследствие его неотключения;
- неправильного отключения электродвигателя.

Защита от затынутого пуска и блокировки ротора представляет собой вспомогательный элемент тепловой защиты и осуществляет резервирование защиты от симметричных перегрузок.

Уставка по времени защиты от затынутого пуска должна быть отстроена от максимального времени пуска (самозапуска) электродвигателя с учетом увеличения времени пуска на 10 % из-за возможного снижения напряжения (см. ГОСТ Р 52776-2007).

Уставку по току защиты от затынутого пуска и блокировки ротора выбирают меньше пускового тока электродвигателя, но больше максимально допустимого тока перегрузки двигателя [15].

Например, для двигателя с кратностью пускового тока $7 \cdot I_{\text{ном}}$ и максимальным током перегрузки $1,5 \cdot I_{\text{ном}}$ значение уставки может быть выбрано равным $5 \cdot I_{\text{ном}}$.

В МУРЗ ЭКРА 211 0502 защита от перегрузки выполнена на интегральном принципе с использованием модели нагрева/остывания двигателя, с учетом предварительного нагрева двигателя током нагрузки. В качестве входной величины используются фазные токи статора, а уставки характеризуют параметры двигателя по нагреву и остыванию. Защита действует эффективно при кратковременных или длительных перегрузках двигателя, предотвращая перегрев изоляции обмоток и последующего снижения сопротивления изоляции. Кроме того, защита препятствует повторному включению двигателя после перегрузки и отключения до тех пор, пока расчетная температура обмоток статора не снизится до безопасного уровня. Выходные цепи действуют на отключение («ЗП_Откл»), сигнализацию («ЗП_Сигн»), а также на отсечку («ЗП_Отс»). Функциональная схема защиты от перегрузки представлена на рис. 3.7 [16].

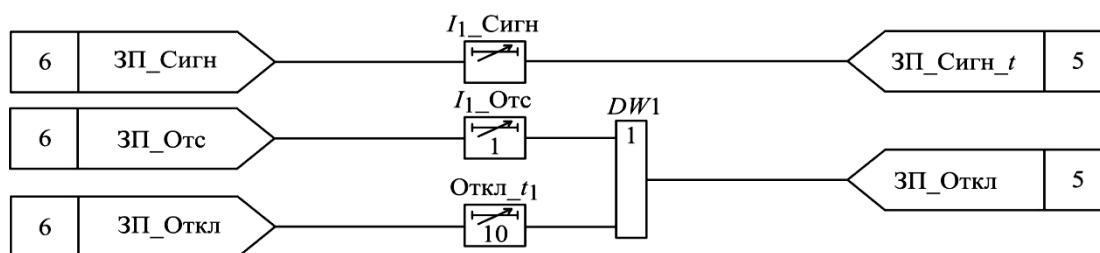


Рис. 3.7. Функционально-логическая схема защиты от перегрузки
МУРЗ ЭКРА 211 0502

3.6. Защита минимального напряжения

Для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения процесса самозапуска электродвигателей ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения (ЗМН) электродвигателей неответственных механизмов.

Суммарная мощность отключаемых электродвигателей определяется возможностями источника питания и сети по обеспечению самозапуска.

Выдержки времени защиты минимального напряжения необходимо выбирать в пределах от 0,5 до 1,5 с – на ступень больше времени действия быстродействующих защит от многофазных КЗ, а уставки по напряжению не должны, как правило, превышать 70 % номинального напряжения.

Допускается использовать ЗМН для отключения неответственных синхронных электродвигателей, а также для предупреждения несинхронного включения отключенных двигателей, токи самозапуска которых превышают возможные значения.

В тех случаях, когда в электроустановках промышленных предприятий не может быть осуществлен одновременный самозапуск всех электродвигателей ответственных механизмов (сохранение которых в работе после кратковременных перерывов питания или понижения напряжения, обусловленных отключением КЗ, действием АПВ или АВР, необходимо по технологическим условиям и допустимо по условиям безопасности), следует применять отключение части таких ответственных механизмов. Автоматический повторный пуск данных механизмов выполняют после окончания процесса самозапуска первой группы электродвигателей. Включение последующих групп может быть осуществлено по току, напряжению или времени.

В тех случаях, когда самозапуск механизмов после их останова недопустим (по условиям технологического процесса или по условиям безопасности) и, кроме того, когда не может быть обеспечен самозапуск всех электродвигателей ответственных механизмов, на электродвигателях

ответственных механизмов следует устанавливать ЗМН с выдержкой времени не более 10 с и уставкой по напряжению, не превышающей 50 % номинального напряжения, а также использовать эту защиту для обеспечения пуска АВР электродвигателей взаиморезервируемых механизмов.

На электродвигателях с изменяемой частотой вращения ответственных механизмов, самозапуск которых допустим и целесообразен, ЗМН должны производить автоматическое переключение на низшую частоту вращения [15].

Рассмотрим особенности ЗМН на примере МУРЗ ЭКРА 211 0502 [16]. ЗМН имеет две ступени срабатывания. Первая ступень допускает кратковременную работу двигателя длительностью до 60 с при снижении напряжения питающей сети до 0,75 номинального значения. Вторая ступень допускает кратковременную работу двигателя длительностью до 0,3 с при снижении напряжения питающей сети до 0,75 номинального значения. ЗМН осуществляется в случае снижения сразу всех трех из линейных напряжений на питающей секции ниже уставки срабатывания. В работе ЗМН используются сигналы от исполнительного (или измерительного) органа (ИО) ЗМН и внутренний сигнал блокирования от схемы пуска по напряжению (рис. 3.8).

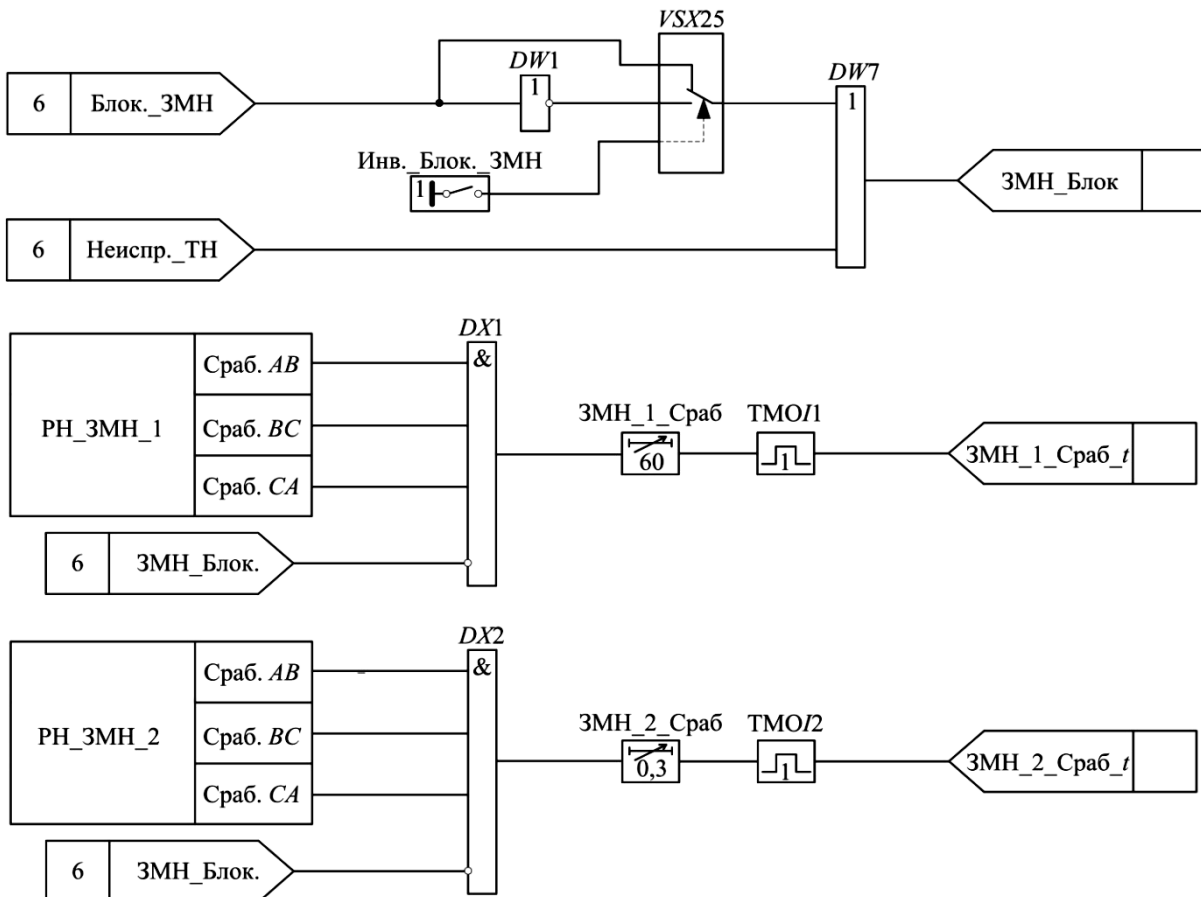


Рис. 3.8. Функционально-логическая схема ЗМН МУРЗ ЭКРА 211 0502

Для работы ЗМН необходимо, чтобы был включен автоматический выключатель трансформатора напряжения и отсутствовал сигнал на входе «Блокировка ЗМН».

Сигнал ЗМН блокируется при появлении виртуального сигнала «Блок._ЗМН» или «Неиспр._ТН». Сигнал «Блок._ЗМН» предназначен для запрета работы ЗМН [16].

3.7. Защиты от потери питания

Защиту от потери питания применяют при наличии СД на секции для выявления режимов:

- потери питания СД;
- подпитки со стороны СД во внешнюю сеть.

ЗПП действует на отключение СД.

Согласно ПУЭ, при наличии СД на секции для ускорения действия АВР и АПВ (в тех случаях, когда напряжение на отключенной секции затухает медленно) может быть применено гашение поля СД ответственных механизмов с помощью:

- защиты минимальной частоты;
- других защит, обеспечивающих быстрее фиксацию потери питания.

Эти же защиты могут быть использованы для:

- отключения неответственных СД;
- предупреждения несинхронного включения отключенных СД, если токи их включения превышают допустимые значения.

Известные алгоритмы ЗПП контролируют:

- снижение напряжения;
- падение частоты;
- скорость снижения частоты;
- направление активной мощности;
- снижение частоты и направление мощности.

ЗПП, контролирующую снижение напряжения, применяют как вспомогательную. Вызвано это тем, что при потере питания на шинах длительное время существует напряжение, генерируемое СД.

ЗПП, контролирующую только снижение частоты, не применяют из-за того, что при потере питания ее невозможно отличить от снижения частоты при дефиците мощности в энергосистеме во время системных аварий. Поэтому отключение СД не только будет излишним, но и может усугубить дефицит реактивной мощности в энергосистеме.

ЗПП, контролирующее снижение частоты на разных секциях подстанции с СД, возможно реализовать только при питании секций подстанции от разных вводов. Обычно такую ЗПП используют только для частотного пуска устройства АВР секционного выключателя.

ЗПП, реагирующую на скорость снижения частоты, применяют в тех случаях, когда ее скорость при выбеге двигателя в 3–4 раза превышает скорость снижения частоты при аварийном дефиците мощности в энергосистеме.

При этом следует учитывать, что скорость снижения частоты при выбеге синхронных двигателей зависит от их нагрузки.

ЗПП, контролирующее направление активной мощности, не могут быть отстроены от качаний, поэтому возможно их ложное срабатывание. Кроме того, такие ЗПП имеют большую выдержку времени из-за необходимости её согласования с защитой от замыканий на землю смежных линий электропередачи, отходящих от шин, питающих подстанцию.

ЗПП, реагирующая на снижение частоты и изменения направления активной мощности, избавлена от недостатков предыдущих защит и является наиболее универсальной. Уставку срабатывания реле минимальной частоты выбирают меньше уставки срабатывания первой ступени АЧР-1. Блокирование по направлению мощности позволяет выполнить эту защиту быстродействующей, время срабатывания защиты составляет от 0,3 до 0,4 с (в соответствии с рекомендациями, приведенными в [15]).

3.8. Защита от неполнофазных режимов (несимметрии в сети)

Иногда возникает несимметрия системы трехфазного питания. Она может быть вызвана различными причинами:

- источник энергии (трансформатор или генератор переменного тока) не выдает симметричное трехфазное напряжение;
- другие потребители не представляют собой симметричную нагрузку;
- из-за плавления предохранителя двигатель получает питание по двум фазам;
- опрокидывание фазы вызывает изменение направления вращения ротора двигателя.

Как известно, неполнофазные (несимметричные) режимы работы трехфазных электродвигателей приводят к недопустимому разогреву зубцов ротора, пазовых клиньев и бандажных колец.

Согласно требованиям ПУЭ [12] для электродвигателей, которые защищены от токов КЗ предохранителями, не имеющими вспомогательных контактов для сигнализации об их перегорании, должна быть предусмотрена защита от перегрузки в двух фазах.

Защиту от неполнофазного режима (ЗНР) рекомендуется применять для всех двигателей в связи с возможностью обрыва фазы на линии внешнего электроснабжения.

В МУРЗ ЭКРА 211 0502 измерительный орган РТ_ЗНР реагирует на величину отношения токов обратной последовательности I_2 к току прямой последовательности I_1 . Срабатывание происходит в случае, если отношение I_2 к I_1 больше уставки срабатывания К. Уставка задается в процентах. В нормальном режиме работы соотношение токов обратной последовательности I_2 к току прямой последовательности I_1 близко к нулю, при обрыве одной из фаз – соотношение становится близко к единице [16].

Защита от неполнофазного режима срабатывает при появлении сигнала «РТ_ЗНР_Сраб». Время срабатывания ЗНР определяется выдержкой времени «ЗНР_Сраб_t». Функциональная схема ЗНР приведена на рис. 3.9 [16].

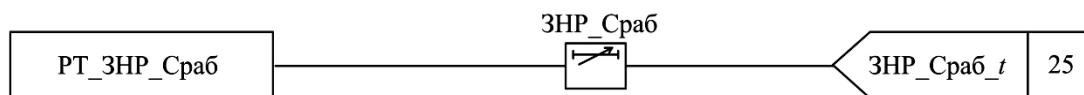


Рис. 3.9. Функционально-логическая схема защиты от неполнофазного режима МУРЗ ЭКРА 211 0502

3.9. Минимальная токовая защита

Минимальная токовая защита представляет собой технологическую защиту, предназначенную для выявления ненормального режима работы при аварийном сбросе нагрузки на валу электродвигателя. Действие защиты выполняют на сигнализацию или отключение.

Уставку срабатывания минимальной токовой защиты по току выбирают исходя из условий минимально возможной нагрузки электродвигателя во всех технологических режимах его работы. Значение уставки уточняют при проведении пуско-наладочных работ и согласовывают с эксплуатирующей организацией.

Защита минимального тока срабатывает, если максимальное значение одного из фазных токов меньше уставки срабатывания по току в течение

определенного времени, которое также задается уставкой. Пуск защиты минимального тока блокируется при пуске ЗМН и при отключенном выключателе [16].

Функциональная схема минимальной токовой защиты представлена на рис. 3.10.

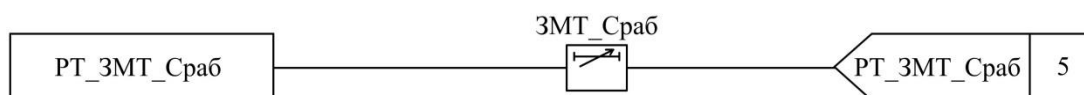


Рис. 3.10. Функционально-логическая схема минимальной токовой защиты МУРЗ ЭКРА 211 0502

3.10. Защита синхронного двигателя от асинхронного режима

Для СД должна предусматриваться защита от асинхронного режима, которая может быть совмещена с защитой от токов перегрузки.

Защита СД от асинхронного режима может быть осуществлена при помощи реле, реагирующего на увеличение тока в обмотках статора. Такая защита должна быть отстроена по времени от пускового режима и тока при действии форсировки возбуждения.

Защита, как правило, должна выполняться с независимой от тока характеристикой выдержки времени. Допускается применение защиты с зависимой от тока характеристикой на электродвигателях с отношением короткого замыкания более 1.

При выполнении схемы защиты необходимо принять меры по предотвращению ее отказа при биениях тока, характерных для асинхронного режима. Допускается применение других способов защиты, обеспечивающих надежное ее действие при возникновении асинхронного режима.

Защита синхронных электродвигателей от асинхронного режима должна действовать с выдержкой времени на одну из схем, предусматривающих:

- 1) ресинхронизацию;
- 2) ресинхронизацию с автоматической кратковременной разгрузкой механизма до такой нагрузки, при которой обеспечивается втягивание электродвигателя в синхронизм (при допустимости кратковременной разгрузки по условиям технологического процесса);
- 3) отключение электродвигателя и повторный автоматический пуск;
- 4) отключение электродвигателя (при невозможности его разгрузки или ресинхронизации, при отсутствии необходимости автоматического повторного пуска и ресинхронизации по условиям технологического процесса) [15].

Контрольные вопросы

1. Опишите принцип действия дифференциальной защиты электродвигателя.
2. Перечислите виды повреждений и ненормальных режимов работы электродвигателя.
3. Какие защиты от междуфазных КЗ могут применяться (согласно ПУЭ) для электродвигателя 6–10 кВ?
4. Как определяется ток срабатывания отсечки в случае прямого пуска электродвигателя?
5. Применяется ли для защиты электродвигателя ДТО?
6. Как выполняется защита электродвигателя от перегрузки?
7. Для чего предназначена минимальная токовая защита электродвигателя?

4. АВТОМАТИКА ЛИКВИДАЦИИ АСИНХРОННОГО РЕЖИМА ЭНЕРГОБЛОКА

4.1. Основные понятия, требования и принципы организации автоматики ликвидации асинхронного режима

Асинхронный режим (АР) в энергосистеме является одним из самых тяжелых аварийных режимов. Он связан с нарушением устойчивости параллельной работы электростанций и отдельных генераторов, что создает опасность повреждения элементов энергосистемы, нарушения электроснабжения потребителей и сопряжено с большим экономическим ущербом [17]. Поэтому весьма важным является своевременное, селективное и надежное выявление АР в энергосистеме с целью его быстрой ликвидации и восстановления нормального режима, для чего применяются специальные устройства для автоматической ликвидации асинхронного режима (АЛАР).

АЛАР является частью противоаварийной автоматики энергосистем и предназначена для устранения опасных явлений, возникающих в таких системах при нарушении устойчивости параллельной работы агрегатов электростанций и частей объединенных энергосистем [17].

Устройства АЛАР могут использоваться как в качестве резерва к автоматике предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ), так и самостоятельно, без них. В обоих случаях – это автоматика, воздействующая на разрыв связей, потерявших устойчивость [17].

Основная функция этих устройств – выявление факта перехода режима в асинхронный. В ряде случаев требуется также выявление ускоряющейся и тормозящейся частей энергосистемы, что необходимо для восстановления синхронизма (ресинхронизации) или выбора точек деления с учетом расположения узлов нагрузки. Последнее особенно важно для тех «слабых» связей, которые служат не столько для обмена мощностями между энергосистемами, сколько для обеспечения электроснабжения потребителей, подключенных к промежуточным подстанциям. При этом деление целесообразно производить селективно, т. е. в таких точках энергосистемы, чтобы нагрузка промежуточных подстанций осталась подключенной к части энергосистемы, имеющей избыток мощности [17].

Условная линия, делящая энергосистему на две группы станций (генераторов), между которыми возможно нарушение параллельной синхронной работы, называется сечением асинхронного режима [17].

Угол между ЭДС генератора и напряжением приемной системы, после прохождения которого вернуть систему в синхронизм практически весьма сложно, называется критическим углом, равным 180° . Переход системы за зону критических углов считают моментом начала асинхронного режима.

Дальнейший рост угла и подход его в зону, примерно равную 360° , называют первым асинхронным проворотом или первым циклом асинхронного режима. За ним могут последовать второй, третий циклы асинхронного режима и т. д. [17].

Точка сечения асинхронного режима, в которой напряжение падает до нуля, называется электрическим центром качаний.

Также выделяют момент времени в течение асинхронного режима, в который напряжение в электрическом центре качаний снижается до нуля, называемый началом цикла АР [18].

Известно, что при возникновении АР в энергосистеме существует опасность протекания сверхтоков, максимальных при угле между ЭДС генератора и напряжением приемной системы в 180° , и повреждения валов агрегатов в результате торсионных (механических) колебаний. В этом режиме существует еще одна опасность, связанная с понижением напряжения в промежуточных узлах магистральных электропередач, что приводит к нарушению работы подключенных к ним потребителей. Кроме того, глубокие периодические колебания напряжения при АР чрезвычайно опасны для сложных (многомашинных) энергосистем возможностью возникновения низкочастотного электромеханического резонанса на соседних электропередачах, из-за чего двухчастотный асинхронный режим может превратиться в многочастотный, ликвидируемый только делением [17].

Устройства, предназначенные для работы в условиях установившегося АР и близких к нему, могут выполняться и настраиваться в предположении постоянства модуля и аргумента сопротивления, замещающего промежуточный отбор мощности. Устройства, предназначенные для работы в первом цикле асинхронного режима, должны обладать необходимым быстродействием. Кроме того, они должны отвечать обычным требованиям, предъявляемым к устройствам релейной защиты и автоматики в части надежности, помехозащищенности, влияния температуры окружающей среды и т. д. [17].

Возникновение асинхронного режима возможно между любыми группами генераторов, и поэтому его рассматривают в каком-либо сечении или вне его. В первом случае говорят о двухчастотном АР по контролируемому сечению (асинхронный режим по сечению), по сторонам

от которого каждая группа генераторов работает со своей частотой и синхронно внутри группы, а во втором случае – о двухчастотном АР по сечению, не совпадающему с контролируемым (внешний асинхронный режим). Автоматическая ликвидация АР в электроэнергетической системе может быть осуществлена:

- путем ресинхронизации, т. е. восстановления синхронной работы частей ЭЭС по сечению асинхронного режима;
- разрывом связей по сечению асинхронного режима, т. е. делением ЭЭС на несинхронно работающие части;
- разрывом части связей по сечению асинхронного режима и ресинхронизацией оставшихся несинхронно идущих генераторов, т. е. комбинированным способом [17].

Способ ликвидации АР определяется прежде всего допустимой длительностью существования этого режима. В общем случае длительность АР (при его выявлении с помощью автоматики) рекомендуется ограничивать временем обычно не более 30 с [17].

Общий подход к ликвидации АР рассмотрен в [17] и может быть описан следующим алгоритмом:

- при возможности осуществления достаточно эффективной ресинхронизации, в первую очередь, необходимо способствовать выполнению мероприятий, направленных на облегчение ее условий;
- если ресинхронизация не произойдет через заданное время или заданное количество циклов АР, то выполняется деление по сечению асинхронного режима;
- при недопустимости АР или малой эффективности ресинхронизации необходимо быстро выполнить деление энергосистемы, причем правильное всего – по сечению асинхронного режима, поскольку такое деление немедленно прекращает двухчастотный АР, не требуя дальнейшей ресинхронизации в разделившихся частях электроэнергетической системы;
- деление может сопровождаться коррекцией баланса мощностей в разделившихся частях;
- если ресинхронизация эффективна в части энергосистемы, то следует рассмотреть возможность деления по соответствующему соседнему сечению с выполнением мероприятий по данному процессу, т. е. применить комбинированный способ, обуславливающий снижение небаланса мощности и улучшение условий ресинхронизации.

При выборе способа ликвидации АР должен учитываться многочастотный АР, для чего должна быть проанализирована возможность

его возникновения и определены его потенциальные сечения. Вероятность возникновения многочастотного АР или перехода к нему от двухчастотного тем больше, чем больше разница в параметрах агрегатов, влияющих на электромеханический процесс. В частности, перерастание двухчастотного АР в многочастотный можно ожидать, если при расчетном двухчастотном асинхронном режиме электрический центр качаний окажется расположенным одновременно на двух и более генерирующих ветвях. Такая ситуация свидетельствует о том, что асинхронно будут идти между собой и генераторы, расположенные по одну сторону от сечения асинхронного режима, поскольку при периодических снижениях напряжения на генераторных ветвях (вплоть до нуля) и некоторой не идентичности условий функционирования указанных генераторов сохранение их параллельной работы практически невозможно [17].

Многочастотный АР особенно опасен по своим последствиям, ресинхронизация при нем маловероятна, а известные устройства АЛАР могут отказать. Поэтому необходимо всемерно предотвращать многочастотный АР как средствами автоматического управления мощностью с целью сохранения устойчивости, так и АЛАР. Если двухчастотный АР развивается в многочастотный быстрее, чем действуют устройства АЛАР, или сразу возникает многочастотный АР, то последний можно предотвратить предупредительным делением электроэнергетической системы. Это можно выполнить до возникновения АР с помощью устройств противоаварийной автоматики предотвращения нарушения устойчивости [17].

Если предупредить многочастотный АР селективно настраиваемыми устройствами невозможно или если меры предупреждения могут оказаться неэффективными, целесообразно выполнять специальное неселективное устройство, которое при АР должно делить электроэнергетическую систему на приблизительно сбалансированные части, в каждой из которых возможен двухчастотный и маловероятен многочастотный АР [17].

Ликвидация двухчастотного АР в разделившихся частях должна уже возлагаться на известные устройства АЛАР. Устройство, на которое возлагается неселективное деление электроэнергетической системы, должно быть предельно простым, чтобы исключить его отказ в многочастотном АР. В частности, устройство может быть выполнено без выдержки времени и счета циклов при глубоком понижении напряжения и большом токе во всех трех фазах узловой точки сети [17].

В соответствии с [18] в настоящее время управляющие воздействия с целью ресинхронизации не допускаются.

Для выполнения мероприятий по ликвидации АР в случае его возникновения должны применяться устройства АЛАР, реализующие определенные способы выявления АР. Сами способы должны соответствовать техническим требованиям, предъявляемым в электроэнергетической системе к устройствам АЛАР. Эти требования различаются в частности для устройств, предназначенных выявлять АР до достижения критического угла (на первом цикле), и устройств, выявляющих АР через заданное количество циклов асинхронного режима или заданное время [17].

В качестве основных технических требований, являющихся общими для обеих групп устройств, могут быть названы:

а) селективность выявления АР (отличие его от синхронных качаний, а также в контролируемом сечении от внешнего асинхронного режима, определение знака скольжения);

б) чувствительность к АР (характеризуется отношением значения контролируемого параметра к его же значению, соответствующему моменту наступления АР, или способностью устройства фиксировать изменение какого-либо признака, которое характеризует момент наступления АР);

в) быстрота действия (время выявления АР);

г) простота выполнения и надежность функционирования;

д) степень универсальности применения устройств (в сетях сложной конфигурации).

Принципы выполнения устройств АЛАР должны, очевидно, определяться способами выявления АР, которые, в свою очередь, основываются на отличительных признаках его процесса или изменениях каких-либо режимных параметров. Эти способы можно разбить на две группы [17].

Для первой из них, позволяющих отличить АР от динамически устойчивого режима, ведущего к синхронным качаниям, возможно использование следующих признаков: суммарная интенсивность возникшего возмущения, превышающая граничную по условиям сохранения устойчивости, и выход послеаварийного режима за пределы соответствующей ему граничной фазовой траектории [17].

Однако, поскольку оба способа обычно применяются в устройствах противоаварийной автоматики, обеспечивающих устойчивость параллельной работы электроэнергетической системы, использовать их

в устройствах АЛАР нецелесообразно, это привело бы к принципиальному и аппаратному совмещению устройств АЛАР с устройствами противоаварийной автоматики и, как следствие, к потере полноценного резервирования последних. Эти методы используются иногда для предупредительного деления электроэнергетической системы, чтобы следующее за возмущением возникновение АР в одной части электроэнергетической системы не привело к АР в другой его части [12].

Ко второй группе способов выявления АР следует отнести способы, использующие особенности изменения некоторых режимных параметров при асинхронном режиме в ЭЭС. Наиболее простой из них – способ непосредственного контроля взаимного угла между заданными векторами эквивалентных ЭДС, т. е. контроля параметра, входящего в определение термина «асинхронный режим». Однако этот способ встречает трудности методического плана, в особенности применительно к электроэнергетическим системам с несколькими источниками генерации, хотя аппаратно в принципе и может быть реализован [17].

На сегодняшний день существуют устройства АЛАР, использующие особенности преобразования режимных параметров при асинхронном режиме в электроэнергетической системе, следующих исполнений по изменению:

- тока;
- напряжения и угла между его двумя контролируруемыми векторами;
- взаимного скольжения;
- сопротивления на зажимах реле;
- мощности.

Далее рассмотрим микропроцессорное устройство АЛАР, реализующее один из наиболее распространённых алгоритмов выявления АР по изменению сопротивления на зажимах реле.

4.2. Автоматика ликвидации асинхронного режима на базе микропроцессорного шкафа типа ШЭ1111

Реализованная в микропроцессорном шкафу ШЭ1111 фирмы ООО «НПП ЭКРА» функция Φ_Z предназначена для выявления и ликвидации асинхронного режима, не сопровождающегося потерей возбуждения [19]. Данная функция Φ_Z может использоваться в качестве АЛАР энергоблоков, работающих по различным схемам (рис. 4.1), а также как АЛАР генераторов, работающих на сборные шины генераторного напряжения.

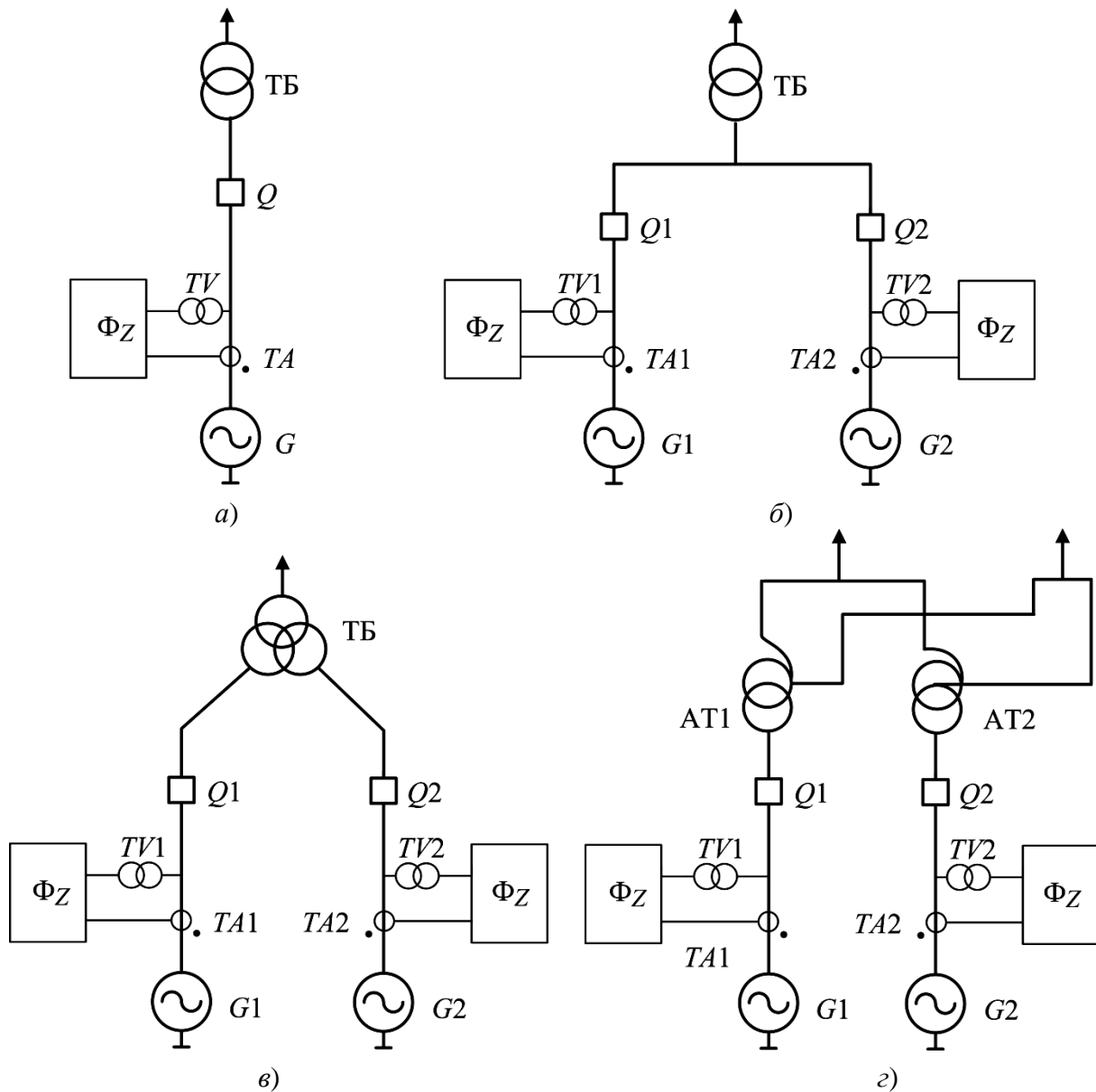
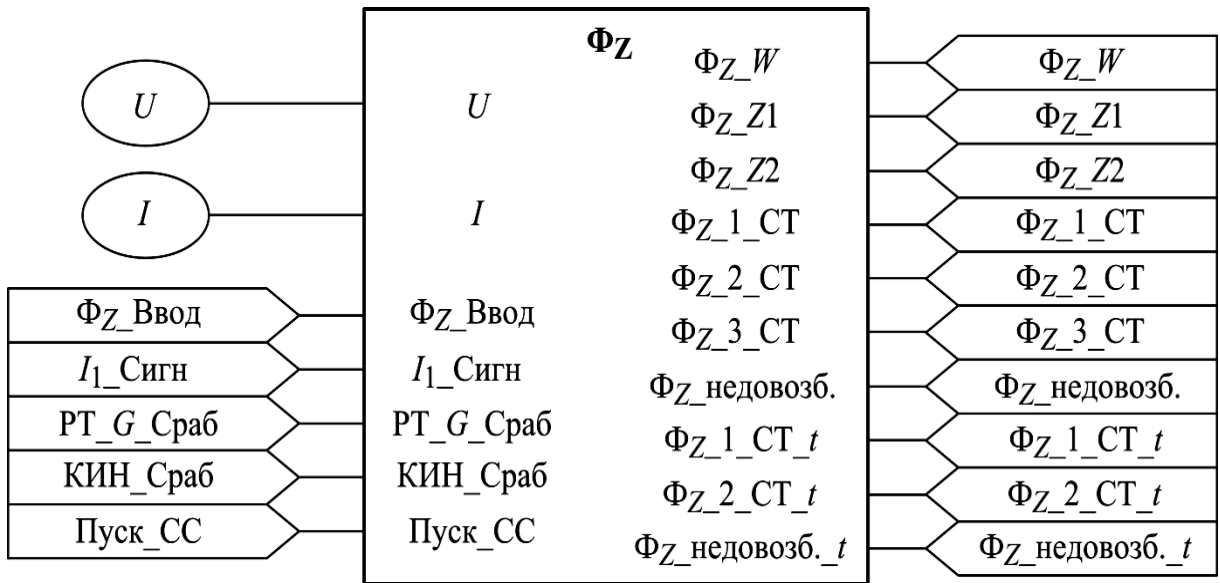


Рис. 4.1. Схема подключения АЛАР энергоблоков по цепям переменного тока и напряжения:
a – одиночный блок; *б* – укрупнённый блок; *в* – объединённый блок;
г – блок генератор – автотрансформатор

Рассмотрим основные особенности выполнения АЛАР Φ_Z , используемого в шкафу ШЭ1111 фирмы ООО «НПП ЭКРА». Структурная схема АЛАР Φ_Z приведена на рис. 4.2.

В асинхронном режиме в каждой точке энергосистемы изменяется напряжение и ток, соответственно и их отношение (сопротивление). Принцип действия АЛАР Φ_Z основан на контроле сопротивления в месте установки генератора и имеет специальные характеристики срабатывания, что позволяет преждевременно выявить АР и не допустить развития крупных аварий [19].

Рис. 4.2. Структурная схема АЛАР Φ_Z

Для измерения сопротивления используется информация о токах и напряжениях контролируемого объекта. По цепям переменного тока АЛАР подключается к ТТ, установленным со стороны линейных (либо нулевых) выводов генератора, по цепям переменного напряжения – к ТН, установленным со стороны линейных выводов генератора.

Алгоритм функционирования АЛАР Φ_Z реализуется с помощью следующих основных органов:

- пусковой орган минимального сопротивления Z1;
- пусковой орган минимального сопротивления Z2;
- пусковой фазочувствительный орган W;
- счётчики циклов АР.

Органы Z1 и Z2 вычисляют сопротивление контура между фазами по формуле:

$$Z_{\phi\phi} = \frac{U_{\phi1} - U_{\phi2}}{I_{\phi1} - I_{\phi2}},$$

где $U_{\phi1}$, $U_{\phi2}$ – фазные напряжения; $I_{\phi1}$, $I_{\phi2}$ – фазные токи.

Органы Z1 и Z2 включаются при попадании годографа сопротивления в область срабатывания органов. Область срабатывания задается его характеристикой.

Характеристика срабатывания органа $Z1$ имеет форму круга и задается уставками по углу максимальной чувствительности ($F_{i_мч1}$), сопротивлению срабатывания ($Z1_{cp}$) и сопротивлению смещения ($Z1_{см}$) на угле $F_{i_мч1}$ (рис. 4.3, а). Уставка $F_{i_мч1}$ задает направление характеристик срабатывания органа $Z1$. Уставка $Z1_{cp}$ задает диаметр характеристики срабатывания, проходящей через начало координат, а уставка $Z1_{см}$ увеличивает его (при $Z1_{см} > 0$) или уменьшает (при $Z1_{см} < 0$) на величину $|Z1_{см}|$.

Аналогично задается характеристика срабатывания органа $Z2$ (рис. 4.3, б).

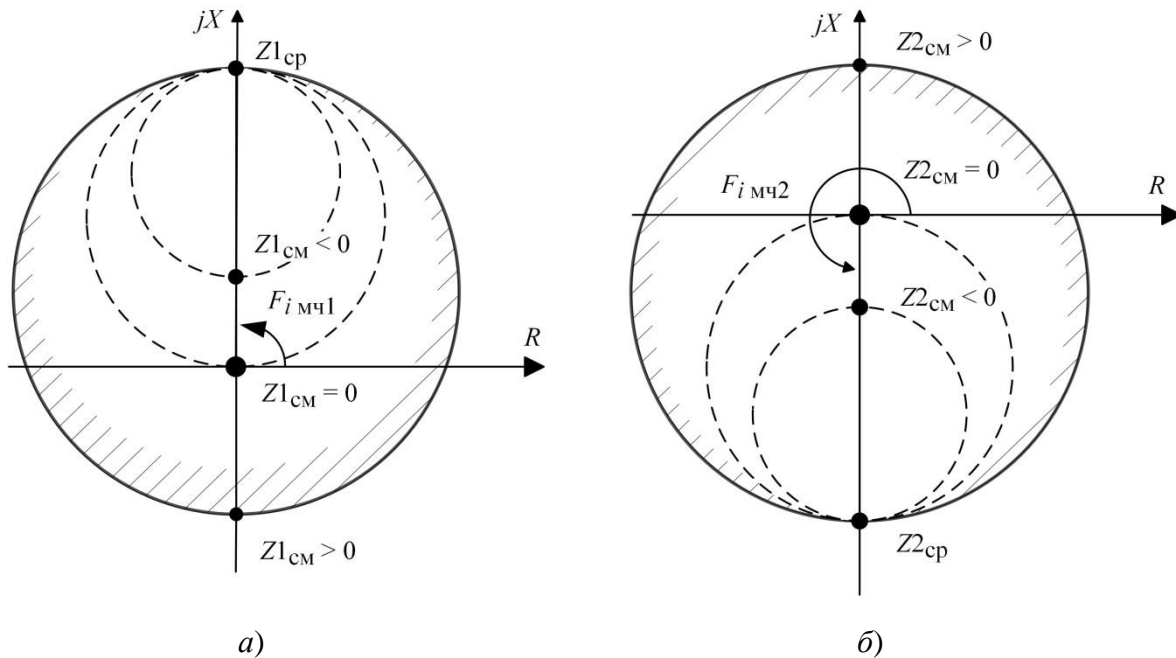


Рис. 4.3. Характеристики срабатывания органов минимального сопротивления:

а – орган $Z1$; б – орган $Z2$

Фазочувствительный орган W контролирует фазу (Fi) сопротивления и срабатывает при выполнении условия:

$$W_Fi - 90^\circ < Fi < W_Fi + 90^\circ,$$

где W_Fi – уставка, определяющая направление работы органа W .

Характеристика срабатывания органа W на комплексной плоскости сопротивлений имеет вид прямой, проходящей через начало координат (рис. 4.4).

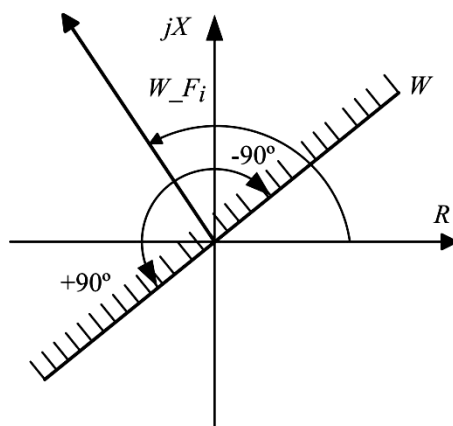


Рис. 4.4. Характеристика срабатывания фазочувствительного органа W

Принцип работы счётчика циклов АР иллюстрируется на рис. 4.5.

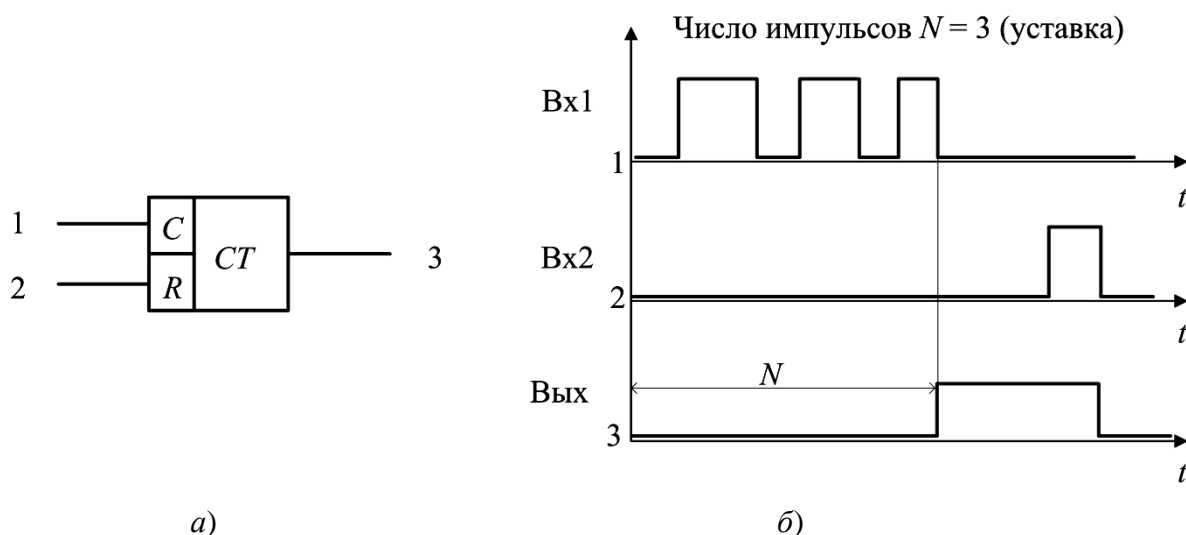


Рис. 4.5. Принцип работы счётчика циклов АР:

a – условное обозначение счётчика циклов АР; $б$ – временная диаграмма его работы

Логический элемент, производящий подсчет импульсов, реализуется на входе C . При превышении числа импульсов N , задаваемого уставкой, на выходе счётчика формируется единица и удерживается, пока на вход R (reset) не поступит сбрасывающий сигнал. Если этот сигнал появляется до достижения уставки срабатывания, то подсчитанное число импульсов сбрасывается и отсчет начинается заново. Значение уставки счётчика для АЛАР Φ_Z лежит в диапазоне от 1 до 8 импульсов.

Пример совместного расположения характеристик срабатывания пусковых органов $Z1$, $Z2$ и W на комплексной плоскости сопротивлений приведен на рис. 4.6.

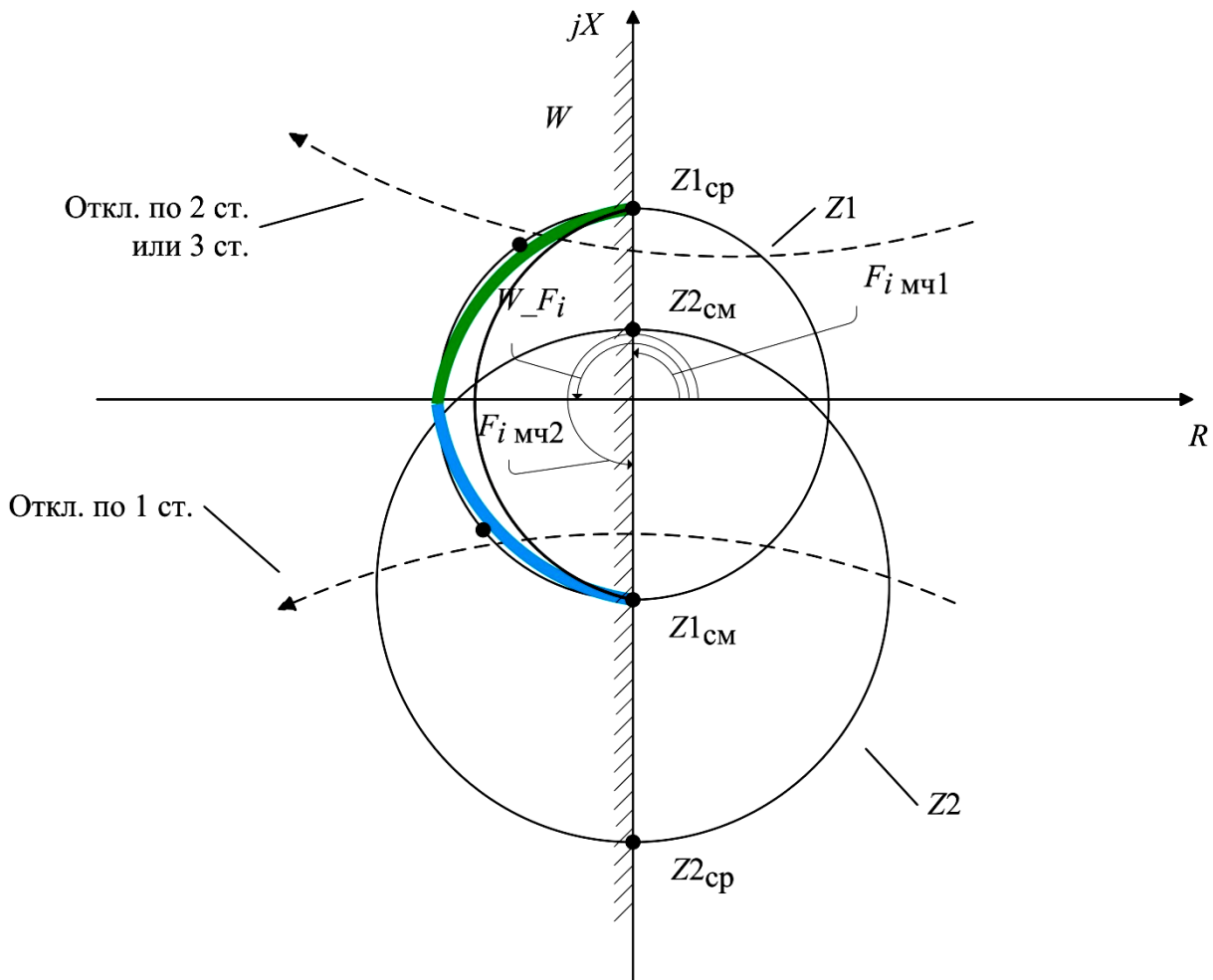


Рис. 4.6. Характеристики срабатывания пусковых органов Φ_Z

Характеристика срабатывания органа $Z1$ определяет зону контроля электрического центра качаний (ЭЦК). Характеристика срабатывания $Z2$ разделяет эту зону на два участка:

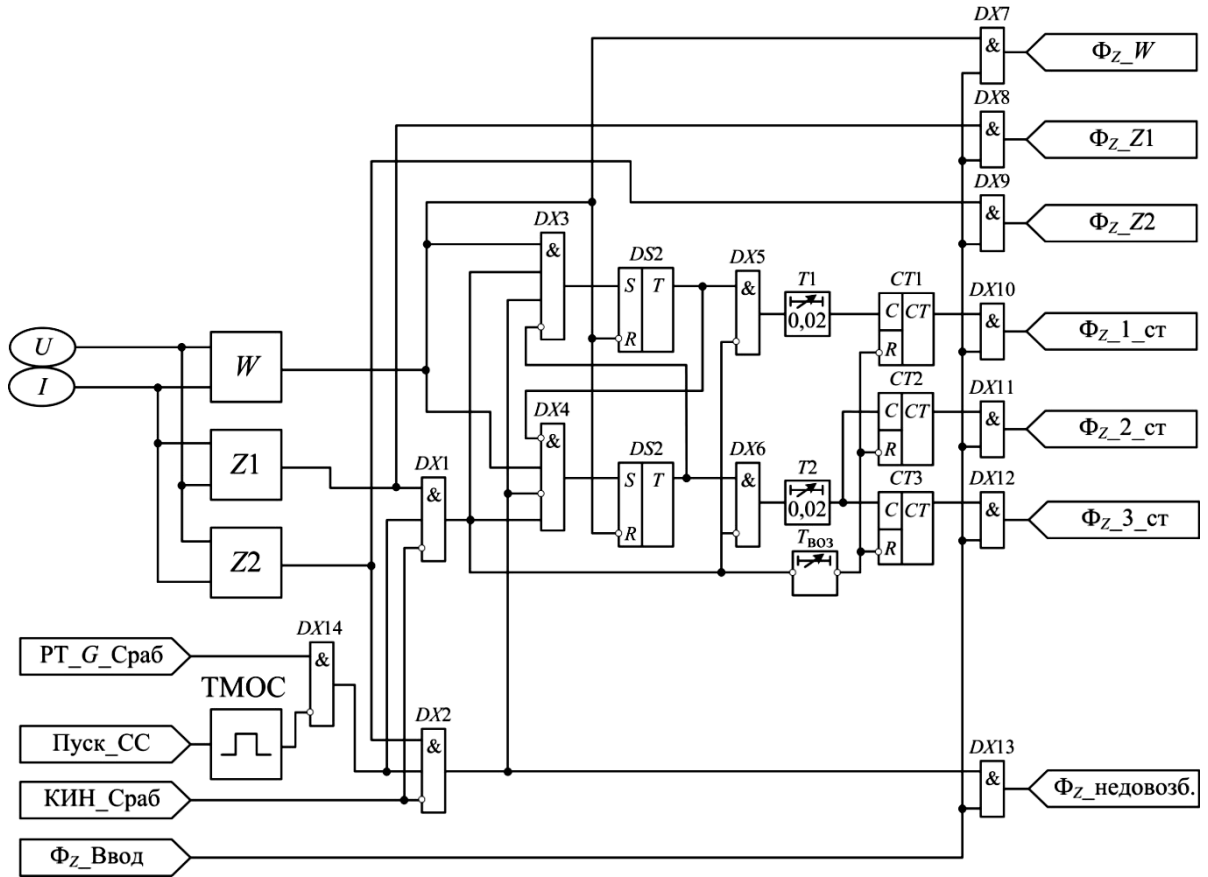
- участок срабатывания первой ступени АЛАР;
- участок срабатывания второй и третьей ступени АЛАР.

Первая ступень АЛАР срабатывает при нахождении ЭЦК в генераторе или в блочном трансформаторе. Вторая и третья ступени АЛАР срабатывают при нахождении ЭЦК во внешней сети и выполняют функцию резервирования АЛАР отходящих линий.

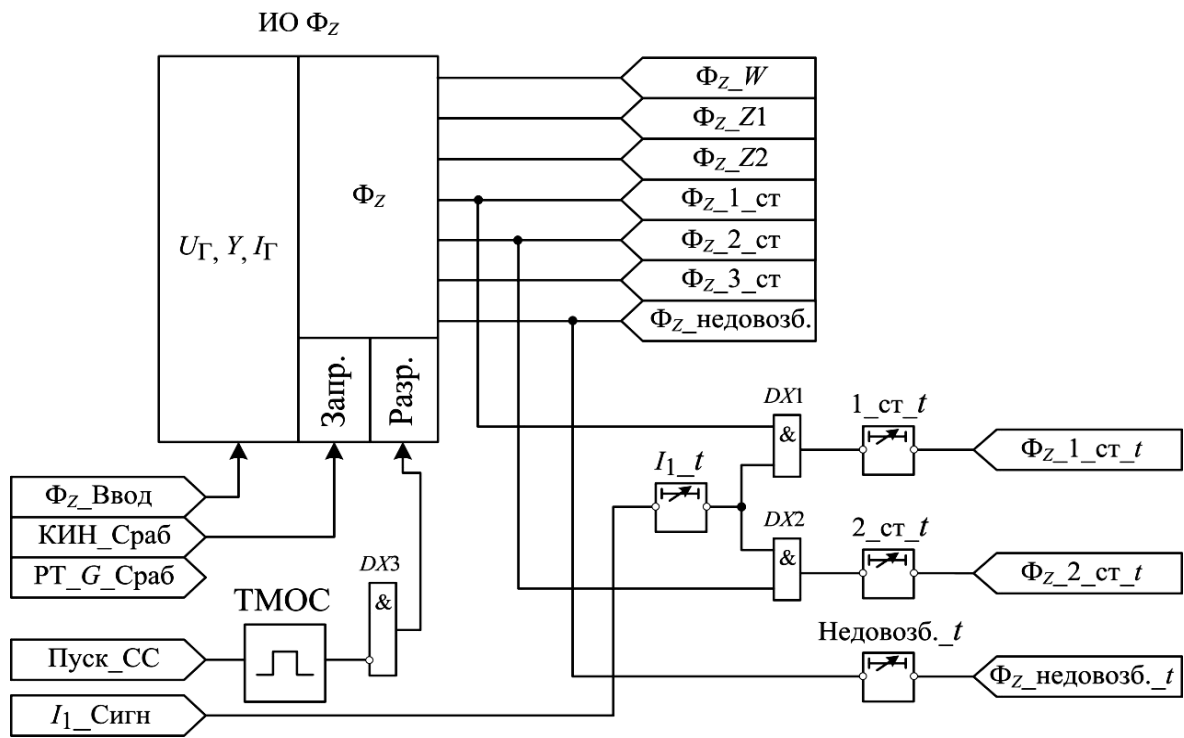
На рис. 4.6 фазочувствительный орган W срабатывает при расхождении угла между ЭДС генератора и системы более чем на 180° .

Рассмотрим функциональную схему АЛАР Φ_Z , используемого в шкафу ШЭ1111 фирмы ООО «НПП ЭКРА» (рис. 4.7) [19].

АЛАР Φ_Z выявляет место расположения ЭЦК и выдает управляющие воздействия на отключение при срабатывании счётчиков циклов АР (СТ1, СТ2, СТ3).



а)



б)

Рис. 4.7. Функциональная схема АЛАР Φ_Z :
а – логические цепи; б – входные и выходные цепи

Счётчик СТ1 подсчитывает циклы АР при ЭЦК в блоке «генератор – трансформатор» и формирует сигнал воздействия первой ступени АЛАР Φ_Z ($\Phi_Z_1_ст$) (рис. 4.7, б).

Счётчики СТ2 и СТ3 подсчитывают циклы АР при ЭЦК в системе и формируют сигналы воздействия второй ступени АЛАР Φ_Z ($\Phi_Z_2_ст$) и третьей ступени АЛАР Φ_Z ($\Phi_Z_3_ст$) (рис. 4.7, б).

Состояние счётчиков увеличивается на единицу при выходе вектора сопротивления из области срабатывания органа Z1 при следующих условиях:

- если перед выходом из характеристики Z1 вектор сопротивления находился в области срабатывания органов Z2 и W, а после выхода из характеристики Z1 не вошёл в неё в течение выдержки времени $T1 = 0,02$ с (изменяется состояние счётчика СТ1). Для проверки данного условия используются логические элементы DX3, DS1, DX5 (рис. 4.7, а);

- если перед выходом из характеристики Z1 вектор сопротивления находился в области срабатывания органа W, и не находился в области срабатывания органа Z2, а после выхода из характеристики Z1 не вошёл в эту область в течение выдержки времени $T2 = 0,02$ с (изменяется состояние счётчиков СТ2 и СТ3). Для проверки данного условия используются логические элементы DX4, DS2, DX6 (рис. 4.7, а).

Счётчики СТ1, СТ2 и СТ3 сбрасываются, если время от момента выхода конца вектора сопротивления из области срабатывания органа Z1 до момента повторного входа в нее оказалось больше выдержки времени $T_{воз}$ (рис. 4.7, а).

При срабатывании органа Z2 измерительный орган Φ_Z выдает сигнал о недовозбуждении генератора (рис. 4.7, а). Для исключения излишней сигнализации о недовозбуждении генератора в переходных режимах предусмотрена выдержка времени «Недовозб_т» (рис. 4.7, б).

Сигналы о срабатывании АЛАР Φ_Z могут использоваться в дополнительной логике шкафа ШЭ1111.

Для исключения ложной работы АЛАР Φ_Z при неисправности цепей переменного напряжения в функциональной схеме предусмотрена блокировка при появлении на входе «Запр.» сигнала о срабатывании функции контроля исправности напряжения (КИН) (рис. 4.7, б).

АЛАР Φ_Z вводится в работу при появлении на входе «Разр.» сигнала о срабатывании органа, контролирующего наличие тока в генераторе (PT_G_Сраб) при условии отсутствия сигнала о включении генератора способом самосинхронизации (от сигнала «Пуск_СС»). При появлении сигнала «Пуск_СС» ввод АЛАР Φ_Z блокируется на время (ТМОС).

Воздействия первой и второй ступеней АЛАР Φ_Z выполнены с пуском от сигнала срабатывания сигнального органа защиты от симметричных перегрузок (I_1 Сигн). Поскольку асинхронный режим сопровождается колебаниями токов, для исключения блокировки АЛАР Φ_Z при снижении токов предусмотрен подхват сигнала I_1 Сигн на время I_1_t , которое должно приниматься не менее максимального для защиты периода АР.

Дополнительно срабатывание первой и второй ступеней АЛАР Φ_Z подхватывается на время $1_{ст_t}$ и $2_{ст_t}$ соответственно для надежного приема сигнала устройством автоматики управления выключателем.

Контрольные вопросы

1. Что такое сечение асинхронного режима?
2. Что такое критический угол?
3. Что такое электрический центр качаний?
4. Что называют внешним асинхронным режимом?
5. Какие существуют исполнения устройств АЛАР?
6. Перечислите характеристики срабатывания пусковых органов в АЛАР Φ_Z на базе микропроцессорного шкафа типа ШЭ1111.
7. Объясните принцип работы счётчика циклов асинхронного режима в АЛАР Φ_Z .
8. Опишите алгоритм функционирования АЛАР Φ_Z при нахождении ЭЦК в генераторе или в блочном трансформаторе.
9. Опишите алгоритм функционирования АЛАР Φ_Z при нахождении ЭЦК во внешней сети.

5. АВТОМАТИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ВОЗБУЖДЕНИЯ

5.1. Основные понятия, общая классификация и виды автоматического регулирования возбуждения

Автоматическое регулирование возбуждения – процесс изменения по заданным условиям тока возбуждения электрических машин. АРВ синхронных генераторов осуществляется в основном с целью обеспечения заданного напряжения в электрической сети, а также для повышения устойчивости их параллельной работы на общую сеть. АРВ широко применяется в электроприводе постоянного тока для поддержания постоянства частоты вращения рабочего органа машины путём воздействия на ток возбуждения двигателя или питающего генератора [20].

Осуществляется на синхронных генераторах, мощных синхронных двигателях, синхронных компенсаторах, на генераторах и двигателях постоянного тока и на других специальных электрических машинах изменением напряжения на обмотке возбуждения. При этом изменяется сила тока возбуждения электрической машины и, как следствие, основной магнитный поток и ЭДС в обмотках якоря [20].

ЭДС, развиваемая синхронным генератором, определяется выражением:

$$E = kfw\Phi,$$

которое показывает, что ЭДС E , а, следовательно, и напряжение на шинах генератора U находятся в прямой зависимости от магнитного потока Φ , создающегося обмоткой ротора генератора, обтекаемой постоянным током. При вращении ротора генератора магнитный поток Φ пересекает витки обмотки статора w с частотой f и индуцирует в них ЭДС E [20].

Ток в обмотке ротора и напряжение, под воздействием которого он проходит, называются током и напряжением возбуждения генератора. Напряжение и ток ротора, при которых генератор работает с номинальной мощностью, номинальным напряжением статора и номинальным $\cos \varphi$, также называются номинальными. Изменение этих величин для поддержания необходимого уровня напряжения статора генератора называется *регулированием возбуждения*, которое бывает ручным и автоматическим [20].

Быстрое увеличение возбуждения сверх номинального значения называется его *форсировкой*. При этом наибольшие возможные значения напряжения и тока ротора, которые может обеспечить возбудитель,

называются *потолком возбуждения*. Отношение напряжения (тока) ротора при форсировке к номинальным значениям – кратность форсировки возбуждения [20].

Различают АРВ пропорционального и сильного действия [21].

АРВ пропорционального действия характеризуется изменением силы тока возбуждения в соответствии с отклонением напряжения на зажимах машины от заданного значения (отрицательная обратная связь по напряжению). Регуляторы возбуждения пропорционального действия могут содержать устройства компаундирования (положительная обратная связь по току машины) и стабилизации (гибкая отрицательная обратная связь по напряжению возбуждения). АРВ пропорционального действия не обеспечивает достаточной точности поддержания напряжения электрических станций, работающих на дальние линии электропередачи и в случаях, когда в системе имеются резкопеременные нагрузки, приводящие к значительным колебаниям напряжения [20].

Тогда применяют АРВ сильного действия (АРВ СД), при котором увеличение эффективности достигается введением регулирования возбуждения по отклонению напряжения, по производным от тока, напряжения, частоты и другим параметрам, выбираемым в определенных соотношениях; характеризуется высоким быстродействием и большой мощностью системы возбуждения [20].

Приоритет создания АРВ СД принадлежит советским энергетикам; это способствовало решению одной из важных проблем электроэнергетики – передачи больших мощностей по линиям переменного тока на дальние расстояния. Впервые АРВ СД было осуществлено на Волжской ГЭС им. В.И. Ленина (в 1955–1957 гг.). В настоящее время системы возбуждения синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более в обязательном порядке оснащаются АРВ СД [20].

Все АРВ, применяемые на синхронных генераторах, различаются по параметру, на который они реагируют, по способу воздействия на систему возбуждения генератора и подразделяются на три группы.

К первой группе относятся электромеханические АРВ, которые реагируют на отклонение напряжения генератора от заданного значения (уставки) и воздействуют на изменение сопротивления в цепи обмотки возбуждения возбудителя [20].

Ко второй группе относятся электрические АРВ. Эти АРВ реагируют на отклонение напряжения или тока генератора от заданного значения и подают дополнительный выпрямленный ток в обмотку возбуждения возбудителя от внешних источников питания (трансформаторов тока, напряжения или собственных нужд) [20].

К третьей группе относятся АРВ, применяемые в основном с выпрямительными системами возбуждения: высокочастотной, тиристорной, бесщеточной. Эти АРВ не имеют собственных силовых органов (внешних источников питания), а только управляют работой возбудителей [20].

5.2. Техническое исполнение автоматических регуляторов возбуждения сильного действия

На рис. 5.1 приведена упрощенная структурная схема АРВ СД, который обеспечивает [20]:

- автоматическое регулирование возбуждения генератора по заданному закону для поддержания постоянства напряжения на шинах электростанции или в заданной точке сети;
- форсировку возбуждения и развозбуждение генератора;
- ограничение минимального тока ротора;
- ограничение тока ротора двукратным значением при форсировке и длительной перегрузке обмотки ротора генератора.

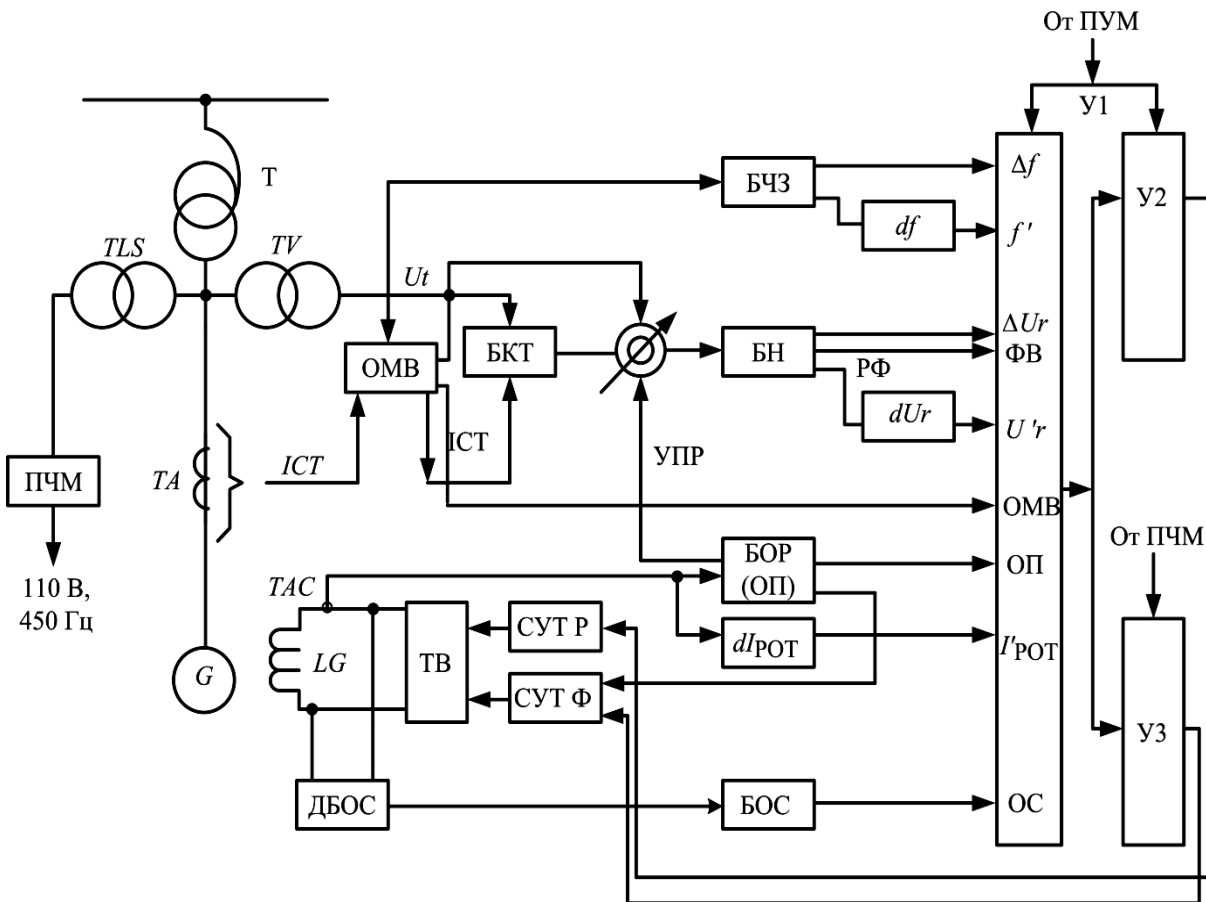


Рис. 5.1. Структурная схема АРВ СД

Напряжение статора генератора U_{Γ} подводится от трансформатора напряжения TV к блоку напряжения БН через блок компаундирования БКТ, который предназначен для создания статизма, необходимого для устойчивого распределения реактивной мощности между параллельно работающими генераторами. К блоку БКТ подводится также ток статора генератора от трансформаторов тока TA .

Блок БН включает в себя измерительный элемент, который выявляет отклонение напряжения от заданной уставки ΔU_{Γ} , элемент релейной форсировки возбуждения РФ и дифференцирующее устройство dU_{Γ} , которое выявляет скорость отклонения напряжения U'_{Γ} .

Уставка напряжения, которое должен поддерживать регулятор, задается с помощью потенциалрегулятора УПР, имеющего ручное и дистанционное управление.

Напряжение от TV генератора подводится также к блоку частоты и защиты БЧЗ. Имеющийся в БЧЗ измерительный элемент выявляет отклонение частоты от нормального значения и формирует сигнал Δf . Одновременно дифференцирующее устройство выявляет скорость изменения частоты f' . Оба эти параметра поступают в суммирующий усилитель У1.

Для предотвращения ложных воздействий на систему возбуждения генератора по каналам производных при внезапных сбросах нагрузки, отключения КЗ и в других случаях, когда возможны резкие изменения напряжения или частоты, предусмотрены защитные блокировки.

Для ограничения тока ротора генератора при форсировке возбуждения двукратным значением к номинальному току и для предотвращения длительной перегрузки обмотки ротора АРВ СД содержит специальный блок ограничения БОР.

При форсировке возбуждения и увеличении тока ротора генератора до $(1,8-2) I_{\text{рот. ном}}$ блок БОР воздействует непосредственно на систему управления форсировочной группы тиристоров СУТ Ф, не допуская увеличения тока ротора выше двукратного значения. Ток ротора подводится к блоку БОР от трансформатора постоянного тока ТАС. Ограничитель перегрузки ОП блока БОР срабатывает с выдержкой времени, зависящей от кратности перегрузки к номинальному току ротора, и воздействует на снижение тока ротора через суммирующий усилитель У1 и путем изменения уставки АРВ СД потенциал-регулятором УПР.

Устойчивая работа генератора в режиме недовозбуждения обеспечивается ограничителем минимального возбуждения ОМВ. При срабатывании ОМВ воздействует на суммирующий усилитель и на повышение уставки АРВ-СД потенциал-регулятором УПР.

Канал регулирования по скорости изменения тока ротора генератора образуется дифференцирующим устройством, к которому подводится ток ротора генератора от трансформатора тока постоянного тока ТАС. Сигнал $dI_{\text{рот}}$ подается на суммирующий усилитель У1.

Выбор каналов регулирования коэффициентов усиления по каждому из них является сложной задачей, решение которой в существенной степени зависит от параметров и характеристик энергосистемы, в которой работает синхронный генератор, и требует рассмотрения установившихся режимов и переходных процессов энергосистемы в целом. При этом производится определение:

- значений параметров канала регулирования по отклонению напряжения $\Delta U_{\text{Г}}$, обеспечивающих заданную точность поддержания напряжения в различных режимах работы синхронного генератора;

- типа и параметров каналов стабилизации ($U'_{\text{Г}}$, Δf , f' , $I'_{\text{рот}}$), обеспечивающих статическую устойчивость и заданные показатели качества переходных процессов при малых отклонениях от исходного установившегося режима;

- параметров устройства форсировки, улучшающих динамическую устойчивость.

Для стабилизации процесса регулирования возбуждения генератора в АРВ СД применена обратная связь по скорости изменения напряжения ротора генератора. Напряжение ротора генератора через делитель напряжения ДБОС подводится к блоку обратной связи БОС, который по своим выходным цепям воздействует на суммирующий усилитель У1.

Суммирующий магнитный усилитель У1 производит суммирование и усиление всех сигналов, поступающих на его вход. Суммарный сигнал с его выхода поступает на операционные усилители У2 и У3, которые воздействуют на системы управления рабочей и форсировочной групп тиристорных выпрямителей возбуждения генератора СУТ Р и СУТ Ф.

Питание магнитных усилителей У1, У2 и У3, а также блока БЧЗ осуществляется от магнитного преобразователя частоты ПЧМ, на вход которого подается напряжение от трансформатора собственных нужд TLS , а с выхода снимается напряжение 110 В частотой 450 Гц.

Современное исполнение АРВ СД на микропроцессорной элементной базе характеризуется рядом технических преимуществ:

1. Повышенное быстродействие и точность регулирования напряжения.
2. Упрощение процедуры задания настроечных параметров по сравнению с предыдущими поколениями систем возбуждения.

3. Возможность оперативной, в том числе, дистанционной адаптации алгоритмов АРВ СД к потребностям конкретной электростанции. Это означает, что изменение программы регулятора может быть выполнено на заводе, после чего загрузочный файл пересылается по электронной почте, и далее его загрузка осуществляется силами наладочного персонала завода либо силами персонала электростанции.

4. Отсутствие временного дрейфа параметров регулятора исключает необходимость их периодической ревизии.

5. Упрощение процедуры поиска неисправностей регулятора за счет развитой самодиагностики.

6. Наличие многочисленных сервисных функций принципиально невозможных в аналоговой технике, что также заметно упрощает техническое обслуживание самого регулятора и других компонентов систем возбуждения.

7. Возможность интеграции системы возбуждения в автоматизированную систему технологических процессов благодаря цифровому базису АРВ СВ.

Микропроцессорные устройства АРВ СД обладают расширенными характеристиками и функциональными возможностями [22]:

- поддержание с заданным статизмом напряжения на шинах;
- обеспечение максимальных пределов статической и динамической устойчивости электропередачи;
- улучшение демпфирования послеаварийных качаний за счет применения закона сильного регулирования, предусматривающего формирование управляющего воздействия по отклонению и производным регулируемых параметров;
- ограничение режимных параметров генератора (токов ротора и статора с высокой точностью и быстродействием; подгонка уставки АРВ по напряжению при включении машины в сеть методом точной синхронизации и самосинхронизации; разгрузка синхронной машины по реактивной мощности перед ее отключением от сети и т. д.);
- индикация состояния системы регулирования возбуждения и настроечных параметров регулятора;
- сигнализация неисправностей, диагностика отказов, сокращающие время наладки и настройки АРВ как на заводе-изготовителе, так и на электростанции.

Наряду с лучшими характеристиками и функциональными возможностями регулятора применение микропроцессорных технологий позволяет резко снизить объем специализированной аппаратуры и упростить ее за счет

использования серийных устройств. Расширение объема выполняемых функций, модификацию алгоритмов применительно к конкретным условиям эксплуатации практически осуществляют без переработки аппаратуры, только путем изменения программ.

Таким образом, повышается надежность вследствие снижения числа компонентов и их соединений, применения резервирования, а также сокращается время восстановления благодаря использованию методов самодиагностики.

Контрольные вопросы

1. Что такое автоматическое регулирование возбуждения?
2. Что такое форсировка возбуждения?
3. Какие виды АРВ существуют?
4. Объясните принцип действия АРВ сильного действия.
5. Что такое потолок возбуждения?

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В заключение следует отметить представленное на рынке большое количество различных видов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики. Тем не менее в данном учебном пособии при рассмотрении принципов построения и алгоритмов функционирования устройств релейной защиты в качестве примера в основном используются микропроцессорные устройства ООО «НПП ЭКРА» в связи с имеющимся у авторов опытом работы с данными устройствами.

Были рассмотрены блоки микропроцессорных устройств релейной защиты, принципы действия и алгоритмы функционирования цифровых устройств релейной защиты и автоматики и особенности их эксплуатации в энергетической системе на основе материалов различных авторов и собственного накопленного опыта по данному вопросу.

После каждой главы учебного пособия были приведены контрольные вопросы для самопроверки усвоения изложенного материала.

По мнению авторов, внедрение микропроцессорной техники в релейную защиту и автоматику позволило облегчить процедуру технического обслуживания устройств, повысить удобство и скорость анализа аварийных режимов работы оборудования электроэнергетической системы и анализа функционирования устройств РЗА, уменьшить габариты их шкафов устройств, а также использовать оптимальные характеристики срабатывания цифровых реле, что, в свою очередь, положительным образом повлияло на основные требования к РЗА.

ГЛОССАРИЙ

Основная защита – функция устройства РЗА, предназначенная для срабатывания при повреждениях в пределах всего защищаемого элемента с временем, меньшим, чем у других установленных на этом элементе защит.

Резервная защита – функция устройства РЗА, предназначенная для резервирования действия основных защит при коротком замыкании в пределах зоны действия основной защиты, а также для резервирования в полном или частичном объеме основной и резервной защит смежных присоединений.

К **релейной защите и автоматике (РЗА)** относятся: релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики.

Релейная защита (РЗ) – совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий, замыканий на землю и других недопустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования, которые могут привести к их нарушению, отключения повреждённых и ликвидации недопустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования с помощью выключателей и других коммутационных аппаратов, подачи команд и (или) сигналов.

Сетевая автоматика (СА) – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва, автоматического опережающего деления сети.

Режимная автоматика (РА) – совокупность устройств, обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для регулирования параметров режима энергосистемы (частоты электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощностей).

Противоаварийная автоматика (ПА) – совокупность устройств, обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации аварийного режима энергосистемы.

Асинхронный режим (АР) – режим энергосистемы, характеризующийся несинхронным вращением ее отдельных генераторов при сохранении электрической связи между ними.

Устройство РЗА – техническое устройство (аппарат, терминал, блок, шкаф, панель) и его цепи, реализующие заданные функции РЗА и обслуживаемые оперативно и технически как единое целое.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима;
- АПВ – автоматика повторного включения;
- АРВ – автоматическое регулирование возбуждения;
- АРВ СД – автоматическое регулирование возбуждения сильного действия;
- АЧР – автоматическая частотная разгрузка;
- ДТО – дифференциальная токовая отсечка;
- ЗМН – защита минимального напряжения;
- ЗПП – защита от потери питания;
- КЗ – короткое замыкание;
- МТЗ – максимальная токовая защита;
- МУРЗ – микропроцессорное устройство релейной защиты;
- ОЗЗ – однофазное замыкание на землю;
- ПУЭ – правила устройств электроустановок;
- СД – синхронный двигатель;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТТ – трансформатор тока;
- ТТНП – трансформатор тока нулевой последовательности;
- УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя;
- ЭДС – электродвижущая сила.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Шнеерсон, Э. М. Цифровая релейная защита / Э. М. Шнеерсон. – Москва : Энергоатомиздат, 2007. – 549 с. : ил. – ISBN 978-5-283-03256-6.
2. Шмурьев, В. Я. Цифровые реле защиты / В. Я. Шмурьев. – Москва : НТФ «Энергопрогресс», 1999. – 56 с. : ил. – ISSN 0013-7278.
3. Оппенгейм, А. Цифровая обработка сигналов : учебник / А. Оппенгейм, Р. Шафер ; пер. с англ. С. А. Кулешова ; под ред. А. Б. Сергиенко. – 2-е изд., испр. – Москва : Техносфера, 2007. – 856 с. – (Мир цифровой обработки) – ISBN 978-5-94836-135-2.
4. Никитин, А. А. Цифровая релейная защита. Основы синтеза измерительной части микропроцессорных реле : текст лекций / А. А. Никитин. – Чебоксары : Издательство Чувашского ун-та, 2014. – 240 с.
5. Беляев, А. В. Цифровые терминалы РЗА. Опыт адаптации к российским условиям / А. В. Беляев, В. В. Широков, А. Ю. Емельянцева // Новости электротехники. – 2007. – № 1. – С. 16–18.
6. Вавин, В. Н. Релейная защита блоков турбогенератор – трансформатор : материал технической информации / В. Н. Вавин. – Москва : Энергоиздат, 1982. – 256 с. : ил.
7. Цифровые защиты генераторов, трансформаторов и блоков генератор – трансформатор электростанций : техническое описание. – Чебоксары : НПП «ЭКРА», 2009. – 58 с.
8. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – Москва : ЭНАС, 2014. – 264 с. – ISBN 978-5-4248-0041-2 // Лань : электронно-библиотечная система. – URL : <https://e.lanbook.com/book/104554>.
9. Шуин, В. А. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6–10 кВ / В. А. Шуин, А. В. Гусенков. – Москва : НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 104 с. : ил. – ISSN 0013-7278.
10. Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора генератора, работающего на сборные шины (с наложением 25 Гц), In(F25) : техническое описание. – Чебоксары : НПП «ЭКРА», 2011. – 12 с.
11. Защита ротора от замыкания на землю, $R_e < (VD)$: техническое описание. – Чебоксары : НПП «ЭКРА», 2011. – 10 с.
12. Правила устройства электроустановок : все действующие разделы и главы шестого и седьмого изданий. – Москва : ЭНАС, 2019. – 672 с. – ISBN 978-5-4248-0162-4.
13. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. проф. МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл. ред. И. Н. Орлов). – 9-е изд., стер. – Москва : Издательство МЭИ, 2003. – 518 с. – ISBN 5-7046-0984-8.

14. Копьев, В. Н. Релейная защита основного электрооборудования электростанций и подстанций. Вопросы проектирования : учебное пособие / В. Н. Копьев – 2-е изд., испр. и доп. – Томск : Издательство ЭЛТИ ТПУ, 2005. – 107 с.

15. Релейная защита электродвигателей напряжением 6–10 кВ терминалами БМРЗ : методика расчета / С. А. Гондуров, С. В. Михалев, М. Г. Пирогов, А. Л. Соловьев. – Санкт-Петербург : ПЭИПК, 2013. – 60 с.

16. Терминал защиты, автоматики, управления выключателем и сигнали-зации электродвигателя мощностью более 5 МВт типа ЭКРА 211 0502 : руководство по эксплуатации. – Чебоксары : НПП «ЭКРА», 2012. – 75 с.

17. Гоник, Я. Е. Автоматика ликвидации асинхронного режима / Я. Е. Гоник, Е. С. Иглицкий. – Москва : Энергоатомиздат, 1988. – 112 с.

18. СТО 59012820.29.020.004-2018. Релейная защита и автоматика. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика. Нормы и требования : стандарт организации. – Москва : АО «СО ЕЭС», 2018. – 31 с.

19. Цифровые защиты генераторов, трансформаторов и блоков генератор – трансформатор электростанций : техническое описание ЭКРА.656116.360 ТО. Ч. 1 – Чебоксары : НПП «ЭКРА», 2017. – 163 с.

20. Беркович, М. А. Автоматика энергосистем / М. А. Беркович, В. А. Гладышев, В. А. Семенов. – Москва : Энергоатомиздат, 1991. – 240 с. : ил. – ISBN 5-283-01004-X.

21. СТО 59012820.29.160.20.001-2012. Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов : стандарт организации. – Москва : ОАО «СО ЕЭС», 2012. – 67 с.

22. Совершенствование микропроцессорных средств систем возбуждения генераторов / К. А. Балихин, А. Н. Бурмистров, Л. Г. Егоров и др. // Устойчивость и надежность электроэнергетических систем. – Санкт-Петербург : ПЭИПК, 2005. – С. 16–31.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Основные элементы цифровой релейной защиты	5
1.1. Структура аппаратуры цифровой релейной защиты.....	5
1.2. Структура цифровой релейной защиты	6
1.3. Логические элементы цифровой релейной защиты	13
1.4. Цифровые измерительные органы релейной защиты	16
1.4.1. Аналого-цифровые преобразователи	19
1.4.2. Алгоритмы цифрового преобразования сигналов релейной защиты	25
1.4.3. Программные фильтры симметричных составляющих	30
1.5. Контроль за исправностью цифровых защит	32
1.6. Программируемая логика	34
2. Микропроцессорные защиты генератора	38
2.1. Общие принципы выполнения релейной защиты генератора	38
2.2. Ненормальные и аварийные режимы работы генератора	38
2.3. Продольная дифференциальная защита генератора	41
2.4. Поперечная дифференциальная защита генератора	45
2.5. Защиты от замыканий на землю в обмотке статора	48
2.5.1. Защиты от замыканий на землю статора генератора, работающего на сборные шины	48
2.5.2. Защиты от замыканий на землю статора генератора, работающего в блоке «генератор – трансформатор»	54
2.6. Защита от замыканий на землю в цепи обмотки ротора генератора...	60
2.7. Защита от внешних симметричных коротких замыканий	62
2.8. Токовая защита обратной последовательности	63
2.9. Защиты от перегрузки обмоток статора и ротора	65
2.10. Защита от повышения напряжения	66
2.11. Защита от потери возбуждения	67
2.12. Защита обратной мощности	70
3. Микропроцессорная защита асинхронных и синхронных электродвигателей напряжением 6–10 кВ	72
3.1. Общие принципы выполнения защит электродвигателей	72
3.2. Виды повреждений и ненормальных режимов работы электродвигателей	73
3.3. Защиты от междуфазных коротких замыканий	75
3.3.1. Максимальная токовая отсечка	77
3.3.2. Дифференциальная защита электродвигателей	79

3.4. Защиты от однофазных замыканий на землю	82
3.4.1. Защиты от двойных замыканий на землю	83
3.4.2. Направленная токовая защита от однофазных замыканий на землю	83
3.4.3. Неселективная защита от замыканий на землю по напряжению нулевой последовательности	84
3.5. Защита от перегрузки	85
3.6. Защита минимального напряжения	89
3.7. Защиты от потери питания	91
3.8. Защита от неполнофазных режимов (несимметрии в сети)	92
3.9. Минимальная токовая защита	93
3.10. Защита синхронного двигателя от асинхронного режима	94
4. Автоматика ликвидации асинхронного режима энергоблока	96
4.1. Основные понятия, требования и принципы организации автоматики ликвидации асинхронного режима	96
4.2. Автоматика ликвидации асинхронного режима на базе микропроцессорного шкафа типа ШЭ1111	101
5. Автоматическое регулирование возбуждения	110
5.1. Основные понятия, общая классификация и виды автоматического регулирования возбуждения	110
5.2. Техническое исполнение автоматических регуляторов возбуждения сильного действия	112
Заключение	117
Глоссарий	118
Список сокращений	120
Библиографический список	121

Учебное издание

**Кузьмин Игорь Леонидович,
Иванов Игорь Юрьевич,
Писковацкий Юрий Валерьевич,
Губаев Дамир Фатыхович**

**МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН**

Учебное пособие

Кафедра релейной защиты и автоматизации
электроэнергетических систем КГЭУ

Редактор *М.С. Беркутова*
Компьютерная верстка *Т.И. Лунченковой*

Подписано в печать 24.11.2021.
Формат 60×84/16. Усл. печ. л. 7,26. Уч.-изд. л. 2,46.
Заказ № 363/эл.

Редакционно-издательский отдел КГЭУ,
420066, г. Казань, ул. Красносельская, 51