



БИБЛИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ



2014

СОДЕРЖАНИЕ

1.	ВВЕДЕНИЕ	8
2.	ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ	9
2.1.	Типовая структура устройств релейной защиты	9
2.2.	Общая классификация релейных защит	11
2.3.	Основные требования, предъявляемые к релейной защите	12
3.	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ	15
3.1.	Повреждения и ненормальные режимы работы генераторов	15
3.2.	Защита генераторов от внутренних повреждений	18
3.2.1.	Продольная дифференциальная защита	18
3.2.2.	Защита от витковых замыканий в обмотке статора	21
3.2.3.	Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора	23
3.2.4.	Защита от замыканий на землю в обмотке возбуждения	28
3.3.	Защита генераторов от внешних коротких замыканий и перегрузок	31
3.3.1.	Защита от внешних симметричных коротких замыканий	31
3.3.2.	Токовая защита обратной последовательности	36
3.3.3.	Защита от симметричной перегрузки обмотки статора	41
3.3.4.	Защита ротора от перегрузки током возбуждения	42
3.4.	Практические примеры выполнения расчетов релейных защит генератора	43
3.4.1.	Расчет продольной дифференциальной защиты с реле РНТ-565	43
3.4.2.	Расчет продольной дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11	45
3.4.3.	Расчет защиты от однофазных замыканий на землю в обмотке статора	49
3.4.4.	Расчет допустимой величины нескомпенсированного установившегося емкостного тока генератора ТВФ-120-2 в цепи ТНПШ-3У	50
3.4.5.	Пример защит турбогенератора, работающего через один выключатель на сборные шины	51
4.	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ	56
4.1.	Теоретические основы расчета защит трансформаторов и автотрансформаторов	
4.1.1.	Возможные повреждения и ненормальные режимы работы трансформаторов и автотрансформаторов	57
4.2.	Основные защиты трансформаторов и автотрансформаторов	60
4.2.1.	Основные условия выбора продольной дифференциальной защиты	61
4.2.2.	Предварительный расчет защиты и выбор типа реле	62
4.2.3.	Выбор уставок реле РНТ	64
4.2.4.	Выбор уставок реле ДЗТ	66
4.3.	Резервные защиты трансформаторов и автотрансформаторов	68

4.3.1.	Выбор схем резервных защит	68
4.3.2.	МТЗ без пуска по напряжению	70
4.3.3.	МТЗ с комбинированным пуском по напряжению	70
4.3.4.	МТЗ обратной последовательности	70
4.3.5.	МТЗ нулевой последовательности	71
4.4.	Защиты, действующие на сигнал	71
4.5.	Особенности расчета защит повышающих трансформаторов и автотрансформаторов	72
4.6.	Практические примеры расчета релейных защит трансформатора и автотрансформатора	73
4.6.1.	Расчет дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора с реле РНТ-565	73
4.6.2.	Расчет дифференциальной защиты автотрансформатора с реле ДЗТ-11	75
4.6.3.	Расчет защит трехобмоточного трансформатора ТДЦТН-63000/220	82
4.6.4.	Пример защиты повышающего трансформатора связи	88
5.	ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ НА РЕЛЕ ТИПА ДЗТ-21 (ДЗТ-23)	92
5.1.	Введение	92
5.1.1.	Общие принципы и характеристики реле типа ДЗТ-20	92
5.2.	Выбор уставок дифференциальной токовой защиты с реле ДЗТ-20	100
5.2.1.	Алгоритм расчета уставок защит с реле ДЗТ-20	101
5.2.2.	Сборка токовых цепей защиты.	102
5.2.3.	Сборка тормозных цепей	104
5.2.4.	Выбор уставок защиты	105
5.2.5.	Проверка чувствительности защиты	109
5.3.	Пример расчета	110
6.	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА БЛОКОВ ГЕНЕРАТОР – ТРАНСФОРМАТОР	121
6.1.	Релейная защита блоков генератор – трансформатор мощностью 160 –300 МВт на ТЭС	122
6.2.	Действие защит	124
6.3.	Особенности защит генераторов блока	127
6.3.1.	Продольная дифференциальная защита генератора	127
6.3.2.	Поперечная дифференциальная защита генератора	128
6.3.3.	Защита обмотки статора генератора от замыканий на землю БРЭ 1301	128
6.3.4.	Методика выбора уставок БОС	136
6.3.5.	Устройство защиты от замыканий на землю и контроля сопротивления цепей статора работающего генератора относительно земли	138

6.3.6.	Защита типа БЭ 2106	140
6.3.7.	Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора	141
6.3.8.	Защита от несимметричных перегрузок генератора с интегрально - зависимой характеристикой выдержки времени	145
6.3.9.	Защита ротора генератора от перегрузок током возбуждения с интегрально–зависимой характеристикой выдержки времени	148
6.3.10.	Защита от симметричных перегрузок генератора	150
6.3.11.	Защита от повышения напряжения	152
6.3.12.	Защита от замыкания на землю в одной точке цепи возбуждения	154
6.4.	Защита трансформаторов	155
6.4.1.	Защита трансформаторов	155
6.4.2.	Газовая защита трансформатора	156
6.4.3.	Устройство контроля изоляции вводов 500 кВ трансформатора	156
6.4.4.	Контроль изоляции трансформатора на стороне низшего напряжения	158
6.5.	Защита ошиновки высшего напряжения блока	158
6.6.	Резервная дифференциальная защита блока	159
6.7.	Защиты, обеспечивающие дальнейшее резервирование	160
6.8.	Взаимодействие электрических и технологических защит	162
6.9.	Выходные цепи устройств защит	163
6.10.	Некоторые особенности выполнения релейной защиты блоков генератор – автотрансформатор	164
7.	ОСНОВЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА МИКРОПРОЦЕССОРАХ	165
7.1.	Структурная схема устройства защиты	165
7.2.	Входные преобразователи дискретных сигналов	166
7.3.	Фильтрация входных сигналов	170
7.3.1	Общие сведения	170
7.3.2.	Аналоговая фильтрация	173
7.3.3.	Цифровая фильтрация	178
7.4.	Аналогово-цифровые преобразователи	188
7.5	Выходные релейные преобразователи	198
7.6.	Принципы выполнения измерительных устройств на цифровых элементах	200
7.6.1.	Измерение тока и напряжения	200
7.6.2.	Измерение сопротивления	203
7.7.	Программное обеспечение микропроцессорной защиты	207
8.	Литература	209
8.1.	Основная литература	209
8.2.	Дополнительная литература	209

1. ВВЕДЕНИЕ

Автоматические устройства электроэнергетических систем (устройства автоматического управления, защиты и информационного обеспечения) составляют в настоящее время существующую часть электрооборудования энергосистем и играют большую роль в обеспечении надежности и экономичности их функционирования.

Автоматические устройства, реализованные на дискретных транзисторах (требующих большого количества соединений пайкой, в которых происходило нарушение контакта), имели надежность гораздо ниже, чем аналоговые, выполненные на электромеханической элементной базе. Поэтому автоматика (а особенно, релейная защита) электроэнергетических систем в течение длительного времени строилась на старой электромеханической элементной базе.

Научно-технический прогресс в микроэлектронике и вычислительной технике обусловил интенсивную разработку аналоговых активных (в основном, на базе операционных усилителей интегрального исполнения) и цифровых функциональных элементов автоматических устройств. С появлением и распространением микроэлектронных элементов – интегральных микросхем, используемых для обработки как дискретных, так и аналоговых сигналов, - произошли радикальные изменения в элементной базе, применяемой для построения устройств управления и защиты электроэнергетических систем.

Автоматические устройства управления и защиты электроэнергетических систем (УРЗиА) можно разделить на две неравные части: выходную или исполнительную, осуществляющую энергетические управляющие воздействия на управляемые объекты, и информационную часть, выполняющую преобразование и обработку информации о состоянии управляемого объекта и формирование сигналов управления.

Подход к УРЗиА как к устройствам обработки информации хорошо согласуется с современным принципом их создания, основа которого универсальные или специализированные средства вычислительной техники и способы обработки информации. В настоящее время применяются оба известных вида вычислительных устройств – аналоговые и цифровые, а также их сочетания. Первыми пришли в технику автоматического управления аналоговые устройства, основу которых

составили операционные усилители (ОУ) с глубокими обратными связями. Интенсивно идет внедрение в автоматику методов и средств цифровой вычислительной техники на основе интегральных микросхем. В настоящее время имеются как микросхемы малого уровня интеграции, позволяющие только миниатюризировать элементы цифровой вычислительной техники, так и микросхемы сверхбольшого уровня интеграции (СБИС), способные выполнить в одном кристалле все функции цифровой ЭВМ, включая ввод информации, проведение арифметических и логических операций, запоминание информации и ее вывод.

Как известно, при построении определенных реле и комплексных устройств широко используется электромеханическая элементная база, которая, очевидно, еще долгие годы будет применяться для осуществления простых интегральных цифровых комплексов РЗА, появляется возможность перехода к новым нетрадиционным измерительным преобразователям тока и напряжения – на основе оптоэлектронных датчиков, трансформаторов без ферромагнитных сердечников и т.д.

В данной работе в разделах 2 ÷ 4 излагаются вопросы релейной защиты генераторов, трансформаторов и блоков генератор-трансформатор, выполненных на электромеханических реле или реле на операционных усилителях. В разделе 7 рассмотрены принципы выполнения релейной защиты на микропроцессорах. В конце пособия приводятся контрольные вопросы.

Пособие написано для студентов специальности «Электрические станции» и может быть полезно для эксплуатационного персонала энергетических систем.

2. ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

2.1. Типовая структура устройств релейной защиты

В настоящее время применяется в ЭЭС большое количество разнообразных устройств релейной защиты, различающихся по назначению и виду параметра, на который они реагирует, по конструкции и другим характеристикам. Начали широко использоваться устройства с применением микропроцессорной техники. При тщательном анализе обнаруживается, что все они с той или иной степенью упрощения имеют общую структуру и содержат одинаковые (по функциям или назначению) элементы и узлы.

Обобщенная структурная схема устройств релейной защиты (рис. 3.1) включает в себя следующие типичные элементы :

1) **Источники оперативного тока** (постоянного или переменного). К ним

относятся аккумуляторные батареи 12-220 В, трансформаторы тока или напряжения, блоки питания, зарядные устройства.

2) **Датчики информации** – трансформаторы тока и напряжения, устройства емкостного отбора напряжения, контакты сигнализации положения коммутационной аппаратуры (выключателей, разъединителей и т.д.).

3) **Блоки сравнения и логики.** К ним относятся максимальные или минимальные реле тока или напряжения, реле сопротивления и т.п. Они содержат в себе реле времени, промежуточное реле, устройства АПВ, АВР.

4) **Блоки управления и местной сигнализации.** Они включают ключи управления, сигнальные лампы контроля положения выключателей, сигнализаторы положения разъединителей, сигнальные табло и измерительные приборы.

5) **Блок общей сигнализации.** Он содержит устройство мигающего света, реле звуковой сигнализации, звонок, сирену и сигнальные табло.

Непосредственное управление и контроль положения коммутирующего устройства осуществляется с панели управления. При возникновении к.з. на защищаемом элементе системы увеличивается ток через трансформаторы тока, снижается напряжение на шинах, уменьшается сопротивление сети, появляется несимметрия в трехфазной системе. Поэтому различные устройства релейной защиты реагируют на следующие параметры:

- I - ток в цепи;
- U - напряжение в цепи;
- Z - сопротивление цепи;
- I_2 - ток обратной последовательности;
- U_2 - напряжение обратной последовательности;
- I_0 - ток нулевой последовательности;
- U_0 - напряжение нулевой последовательности.

С помощью трансформаторов тока и напряжения эта информация передается на панель защиты. В блоке сравнения в зависимости от соотношения входного параметра и заданных уставок срабатывают соответствующие пусковые реле и включаются реле блока логики, который с необходимой выдержкой времени посылает импульс на отключение защищаемого элемента (через панель управления). После коммутации на панели управления начинает мигать сигнальная лампа (т.к. не соответствует положение ключа управления и выключателя защищаемого элемента), а на панели общей сигнализации высвечивается "Блинка не поднят", звонит звонок и работает сирена.

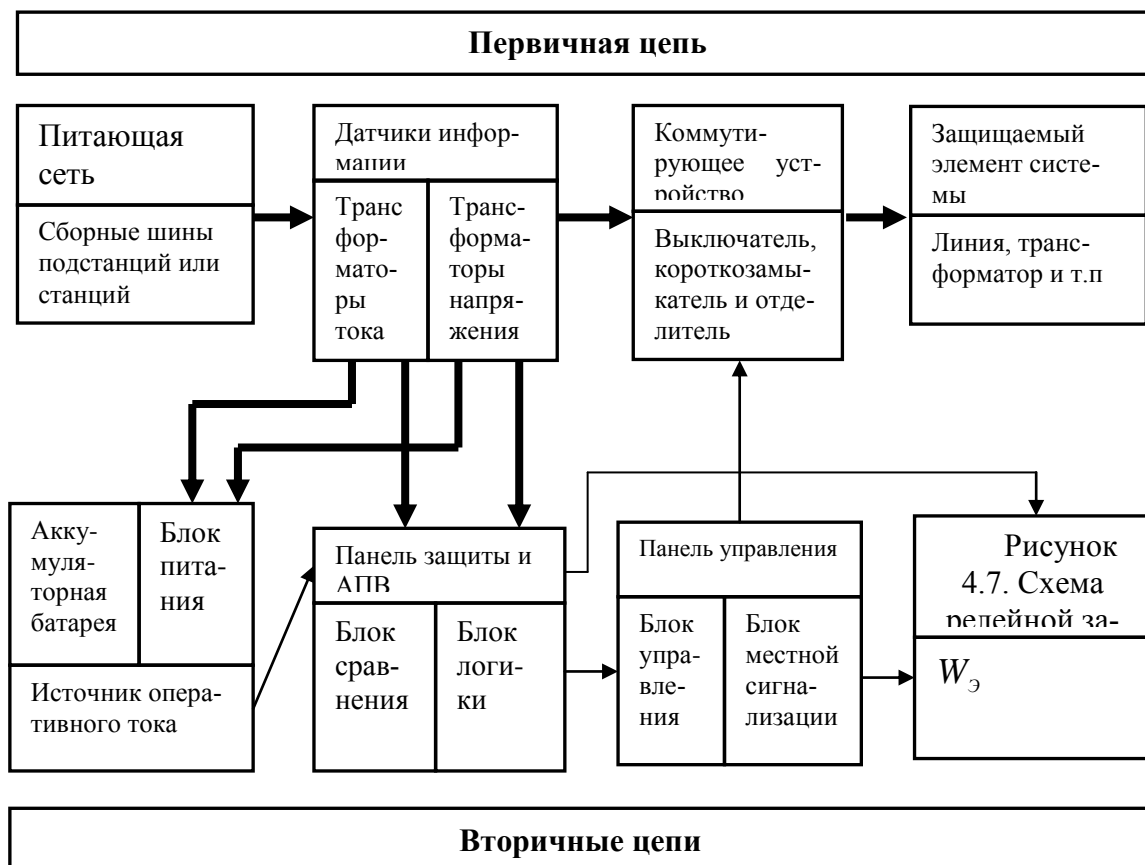


Рис.2.1 Общая структура устройств релейной защиты.

2.2. Общая классификация релейных защит

Устройства релейной защиты обычно классифицируют:

- по назначению в зависимости от ответственности и порядка действия при к.з.;
- по характеру изменения параметра, на который реагирует защита;
- по виду к.з.

1) **По назначению** - в зависимости от ответственности и порядка действия при к.з. релейные защиты различают как: основные, резервные и дополнительные.

Основной называется защита, обеспечивающая первоочередное отключение повреждений в любой точке защищаемого участка.

Резервной называют защиту, обеспечивающую отключение поврежденного участка при отказе в работе основной защиты или выключателя. Она бывает ближнего действия (в любой точке защищаемого участка) и дальнего действия (при к.з. на смежном участке и отказе защиты на нем).

Дополнительной называется защита, обеспечивающая частичное дублирование основной защиты и действующая в этом случае одновременно с ней.

2) **По характеру** изменения параметра защиты разделяются на максималь-

ные и минимальные.

Защиты, реагирующие на величины I , I_2 , I_0 , U_2 , U_0 , возрастающие в условиях к.з., называются **максимальными**.

Защиты, реагирующие на величины U , Z , которые уменьшаются при к.з., называются **минимальными**.

3) **По виду** к.з. классификация защит зависит от режима заземления нейтрали сети.

Для сетей 110 кВ и выше, работающих с глухозаземленной нейтралью, выделяют защиты:

- от междофазных повреждений (максимальные токовые и дистанционные);
- от замыканий на землю (максимальные токовые нулевой последовательности);
- от всех видов повреждений (дифференциальные, дифференциально-фазные и направленные высокочастотные защиты, а так же комплектные).

2.3. Основные требования, предъявляемые к релейной защите

При проектировании релейной защиты должны быть выполнены следующие основные требования:

- быстродействие;
- избирательность;
- чувствительность;
- надежность;
- наличие устройств сигнализации.

1) **Быстродействующей** считается защита, обеспечивающая подачу командного импульса на отключение со временем не более 0.1 сек. с момента возникновения нарушения.

Принято считать, что применение быстродействующего отключения является обязательным для высоковольтных линий (ВЛ), напряжением 35 кВ и выше, на тех участках, где повреждения вызывают снижение напряжения до 60% и меньше на шинах подстанций, через которые осуществляется транзит мощности параллельно работающих станций системы (рис.2.2).

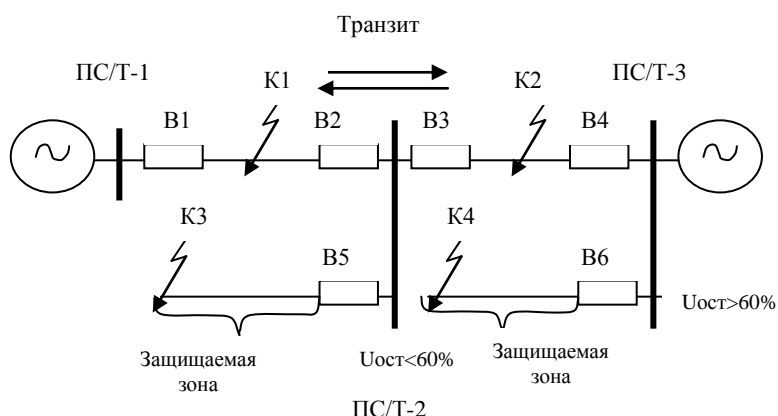


Рис.2.2. Иллюстрация к понятию быстродействие РЗ

Время действия защиты на выключателях В5 и В6 определяется уровнем остаточного напряжения на шинах п/ст-2 и 3 при к.з. в конце зоны действия защиты (отсечки) в точках К3 и К4. В данном примере быстродействующая защита требуется только на выключателе В5.

Быстродействующими считаются:

- первые ступени токовых отсечек;
- первые ступени дистанционных защит;
- продольные и поперечные дифференциальные защиты;
- дифференциально-фазные защиты;
- направленные высокочастотные защиты и т.д.

2) **Избирательной** считается защита, обеспечивающая отключение только поврежденного элемента электроустановки. Необходимая избирательность достигается отстройкой от величин подводимых к защите параметров (I , I_2 , I_0 , U_0 , U_2 , U , Z), при которых защита данного элемента не должна действовать.

Для обеспечения отстройки либо вводят коэффициент запаса к расчетной

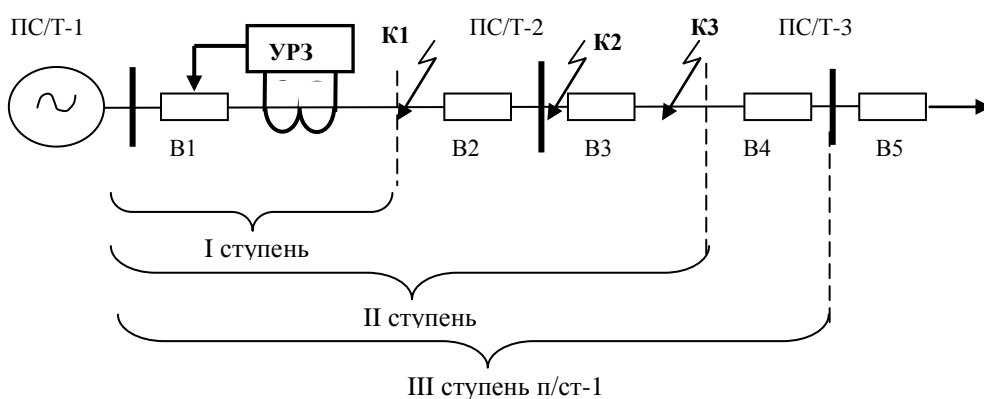


Рис. 2.3. Иллюстрация определения избирательности защиты.

В рассматриваемом примере п/ст-1, 2, 3 считаются транзитными.

Любое к.з. на транзитных линиях 1-2, 2-3 должно отключаться без выдержки времени, т.е. РЗ на выключателях В1-В4 должна быть быстродействующей.

величине параметра, либо используют принцип многоступенчатости с согласованием ступеней по времени.

Коэффициент запаса K_3 к расчетной величине параметра $A_{PACЧ}$ используется так:

$$A_{C.3.} = K_3 * A_{PACЧ} , \quad (2.1)$$

где $A_{C.3.}$ – величина параметра, при которой срабатывает защита;

$K_3 > 1.0$ – для максимальных защит;

$K_3 < 1.0$ – для минимальных защит.

Принцип выполнения многоступенчатой защиты показан на рис.2.3.

Для обеспечения избирательности и резервирования вводится согласование ступеней смежных защит по времени (для вторых и последующих ступеней), т.е.

$$t_{C.3.} = t_{C.3.} + \Delta t , \quad (2.2)$$

где $t_{C.3.}$ – время срабатывания защиты;

$\Delta t = 0.5 - 0.6$ с – степень селективности (избирательности).

В этом случае:

- Первая ступень защищает основной объект и отстраивается от расчетных параметров при к.з. за выключателем смежного участка (в точке К3). В расчетах ток к.з. одинаков в точках К1, К2 и К3, поэтому иногда говорят, что 1-я ступень отстраивается от к.з. в конце линии (точка К1), хотя подразумевается точка К3.
- Вторая ступень резервирует 1-ю ступень и полностью защищает свой объект и часть смежного, отстраивается от первых (или вторых) ступеней защиты смежных линий.
- Третья ступень резервирует защиты своей и смежной линий (частично), отстраивается от 2-х(3-х) ступеней защит смежных линий, а также от нормального и перегрузочного режимов.

Обычно функцию избирательности выполняют реле направления мощности.

3) **Чувствительной** считается защита, обеспечивающая надежное отключение защищаемого элемента при его повреждениях. Надежность отключения характеризуется коэффициентом чувствительности ($K_{\text{ч}}$).

Для максимальных защит коэффициент чувствительности определяется как отношение наименьшей величины электрического параметра, подводимого к защите при к.з. в конце защищаемого элемента, к уставке срабатывания, т.е.

$$K_{\text{ч}} = I_{K.3.МИН} / I_{C.3.} ; \quad K_{\text{ч}} = U_{2K.3.МИН} / U_{2C.3.} . \quad (2.3)$$

Для минимальных защит коэффициент чувствительности определяется как

отношение уставки срабатывания к наибольшей величине электрического параметра, подводимого к защите при к.з. в конце защищаемого элемента, т.е.

$$K_q = Z_{C.3.} / Z_{K.3.МАКС} ; \quad K_q = U_{C.3.} / U_{K.3.МАКС} . \quad (2.4)$$

Для большинства основных защит принимается $K_q = 1.5 \div 2.0$, для резервных – $K_q = 1.2 \div 1.5$. Чувствительность 1-х ступеней защит может характеризоваться косвенно защищаемой зоной.

4) **Надежной** считается защита, обеспечивающая ее устойчивое функционирование в различных режимах.

Для повышения надежности применяют дублирование и резервирование основных защит.

5) Наличие устройств **сигнализации** позволяет судить о правильности работы защиты и анализировать порядок протекания процесса. С этой целью сигнальные реле устанавливаются не только в отключающих и включающих цепях выключателях, но и в цепи каждой ступени защиты.

3. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ГЕНЕРАТОРОВ

Основная цель релейной защиты генератора - это предотвращение развития повреждений, значительных разрушений защищаемых машин, нарушений устойчивости в системе при любых ненормальных режимах и повреждениях.

3.1. Повреждения и ненормальные режимы работы генераторов

Наиболее характерными являются следующие повреждения генераторов:

1) **Междуфазные короткие замыкания в обмотке статора** наиболее вероятны при развитии повреждения, вызванного однофазным замыканием на землю. Междуфазные к.з. сопровождаются протеканием больших токов, снижением напряжения, что может привести к значительным повреждениям обмотки и железа статора, разрушению генератора. При этих повреждениях генератор должен отключаться как можно быстрее с обязательным гашением поля и останом турбины.

2) **Замыкания между витками и между обмотками параллельных выводов одной фазы статора** (при наличии выведенных параллельных ветвей обмотки и их соединении в звезду) - это наиболее вероятные повреждения. Они характеризуются большими токами в месте повреждения при незначительном изменении тока в неповрежденной части обмотки. Электрическая дуга, возникающая

на месте повреждения, вызывает оплавление активной стали статора. Межвитковые замыкания особо опасны для генераторов большой единичной мощности, так как могут привести к значительным разрушениям, в результате чего потребуются проведение сложного ремонта машины. Поэтому защита от такого повреждения действует без выдержки времени на отключение выключателя генератора (блока), автомата гашения поля (АГП), останов турбины.

3) **Однофазные замыкания на землю в обмотке статора** происходят из-за повреждения изоляции в пазу между токоведущей частью обмотки и сталью. Возрастает вероятность замыкания на землю вблизи нейтрали в витках статорной обмотки с водяным охлаждением при неплотностях в системе охлаждения.

Через место замыкания протекает ток, значение и характер которого определяются местом возникновения повреждения, значением емкости относительно земли системы генераторного напряжения, способом заземления нейтрали генератора. Устойчивая электрическая дуга, возникающая при токах повреждения $I_c \geq 5 \text{ A}$ (а для генераторов мощностью 200 МВт и выше даже при $I_c \geq 1 \div 1.5 \text{ A}$), выжигает сталь и изоляцию статора, создает возможность перехода однофазного замыкания на землю в междуфазное или витковое. Поэтому согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ) при $I_c < 5 \text{ A}$ для генераторов мощностью до **150 МВт** защита может действовать на сигнал, а в остальных случаях - на отключение генератора или блока, АГП и останов турбины.

4) **Замыкания на землю в одной или двух точках обмотки возбуждения.** Для турбогенераторов замыкание в одной точке само по себе не является опасным, но вызывает опасность повреждения изоляции цепи возбуждения во второй точке. Шунтирование при этом части обмотки приводит к резкому нарушению симметрии магнитного потока в воздушном зазоре и, как следствие, несимметрии э.д.с. и токов в фазах. Это может привести к сильной вибрации, разрушению подшипников.

В гидрогенераторах (машинах явнополюсных) такой результат может быть при замыкании на землю в одной точке цепи возбуждения. Поэтому для всех гидрогенераторов и турбогенераторов мощностью **300 МВт** и более устанавливается защита от этого вида повреждения с действием на отключение и сигнал, соответственно. Токи, протекающие в местах замыкания, могут вызвать повреждения обмотки и железа ротора.

На всех турбогенераторах мощность до 160 МВт и на генераторах с косвен-

ным охлаждением обязательно предусматривается защита от замыкания на землю обмотки возбуждения в двух точках с действием на отключение машины и АГП.

К **ненормальным режимам работы генераторов** относят такие режимы, при которых токи обмоток статора и ротора выше номинальных, т.е. возникают ситуации перегрузки. Они бывают следующими:

1) **Симметричные перегрузки** могут вызывать повышенный нагрев обмоток как статора, так и ротора. Для машин с косвенной системой охлаждения, обладающих достаточно большой перегрузочной способностью обмоток, предусматривается защита только от перегрузки обмотки статора, работающая на сигнал.

Для генераторов с непосредственным охлаждением проводников обмоток, кроме указанной выше, используется защита от перегрузки обмотки ротора, выполняемая с интегрально - зависимой характеристикой срабатывания $t_{CЗ} = f(I_{РОТ})$, реагирующая на ток ротора $I_{РОТ}$ и действующая на сигнал или развозбуждение и отключение машины.

2) **Несимметричные перегрузки** генератора возникают из-за не отключаемых основными защитами повреждений генератора, блока, основными и резервными защитами линий повреждений в сети, обрывов проводов фаз линий, неполнофазных отключений выключателей при включении или отключении нагрузок или к.з., появления несимметричной нагрузки. В этих случаях в фазных токах возникают составляющие обратной последовательности. Они создают в машине магнитное поле, вращающееся относительно ротора с двойной угловой скоростью. Эта составляющая поля наводит в бочке ротора токи частотой 100 Гц, приводящие к дополнительным тепловым потерям и перегреву ротора генератора, особенно с непосредственным охлаждением проводников обмоток. Кроме того, возникают знакопеременные силы, вызывающие повышенную вибрацию машины, особенно явнополюсного генератора.

Согласно **ПУЭ** для генераторов с непосредственным охлаждением проводников обмоток считается необходимой специальная защита от токов обратной последовательности. Защита должна работать с выдержкой времени, определяемой перегрузочной характеристикой ротора генератора по току обратной последовательности, описываемой уравнением:

$$A = I_{2*}^2 t. \quad (3.1)$$

где A – тепловой параметр генератора;

$$I_{2*} = \sqrt{\frac{1}{t_{\text{доп}}} \int_0^{t_{\text{доп}}} I_{2t*}^2 dt} - \quad (3.2)$$

среднеквадратичное значение тока обратной последовательности, отнесенное к $I_{\text{НОМ}}$; t – допустимое время прохождения тока.

Величина A зависит от типа генератора и его мощности. Для турбогенераторов с воздушным и косвенным водородным охлаждением $A = 30$, для генераторов серии **ТВФ**, серии **ТВВ** и **ТГВ** до **300 МВт** включительно $A = 8$, для **ТВВ-300-2** $A = 5$, для гидрогенераторов $A \leq 40$.

В общем случае возможны другие типы повреждений и ненормальных режимов генераторов, но они могут быть с некоторыми допущениями сведены к тому или иному типу, приведенному выше в разделе.

3.2. Защита генераторов от внутренних повреждений

Обычно от такого типа повреждений рассматриваются следующие виды защит:

- продольная дифференциальная защита;
- защита от витковых коротких замыканий в обмотке статора;
- защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора;
- защита нулевой последовательности от двойных замыканий на землю в обмотке статора;
- защита от замыканий на корпус в обмотке возбуждения.

3.2.1. Продольная дифференциальная защита

Защита от междуфазных к.з., представляющих наибольшую опасность для работы, должна иметь высокие характеристики по быстрдействию и чувствительности. Эти требования позволяют обеспечить применение дифференциального принципа, который до сих пор является наиболее эффективным способом защиты от междуфазных к.з. в обмотке статора, на фазных и нулевых выводах и соединении генератора со сборными шинами или трансформатором связи (до ТА защиты).

Известно, что в условиях режима нагрузки и внешнего к.з. через дифференциальное реле защиты протекают разности вторичных токов плеч защиты, т.е. токи небаланса $I_{\text{НБ}}$, которые надо ограничивать.

Для повышения чувствительности и улучшения отстройки защиты от $I_{\text{НБ}}$ в

отечественной практике получили широкое применение две разновидности дифференциальных реле с насыщающимися трансформаторами тока (**НТТ**): реле с улучшенной отстройкой от апериодической составляющей серии **РНТ** и реле с магнитным торможением серии **ДЗТ**.

С использованием реле серии **РНТ** выполняются схемы дифференциальной продольной защиты в трехфазном трехрелейном исполнении для генераторов мощностью (60...100) МВт (рис.3.1). В реле **ДЗТ** подмагничивание **НТТ** осуществляется не только апериодическими составляющими $I_{НБ}$, но и полными токами внешних к.з. (магнитное торможение). Эти реле лучше отстроены от установившихся $I_{НБ}$, поэтому защита может быть выполнена более чувствительной. Схемы с реле **ДЗТ** используются для защиты мощных генераторов, работающих в блоках с трансформаторами.

Ток срабатывания продольной дифференциальной защиты должен быть больше максимального тока небаланса в переходном режиме при внешнем к.з.:

$$I_{сз} = k_{отс} I_{НБ\ MAX}, \quad (3.3)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1, 3.

Максимальный ток небаланса определяется по выражению

$$I_{НБ\ MAX} = k_a k_{одн} \varepsilon I_{K\ MAX}^{(3)}, \quad (3.4)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий переходный режим, для реле **РНТ** $k_a = 1$, а для **РТ-40** $k_a = 2$, $k_{одн}$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока (**ТТ**); $k_{одн} = 0,5$ для однотипных **ТТ** с одинаковыми коэффициентами трансформации и мало отличающимися нагрузками вторичных цепей; $k_{одн} = 0,5 \div 1,0$ в остальных случаях; ε – погрешность **ТТ**, принимаемая равной $\varepsilon = 1,0$; $I_{k\ max}^{(3)}$ – максимальный ток, проходящий через генератор при внешнем к.з.

Расчетная точка для определения этого тока находится на выводах генератора. Кроме того, при выполнении схемы следует учитывать, что обрыв соединительного провода плеча защиты нарушает баланс токов в реле и вызывает ложное ее срабатывание в нормальном режиме и при сквозном к.з.

Принципиально возможно выполнить продольную дифференциальную защиту с реле **РНТ**, не работающую при обрыве токовых цепей, но имеющую ток срабатывания при этом меньше номинального. Это достигается специальной схемой включения реле **РНТ**: в нулевой провод дифференциальной цепи последова-

тельно включаются уравнильные обмотки всех трех реле **РНТ**. Причем дифференциальные и уравнильные обмотки в каждом реле включаются встречно.

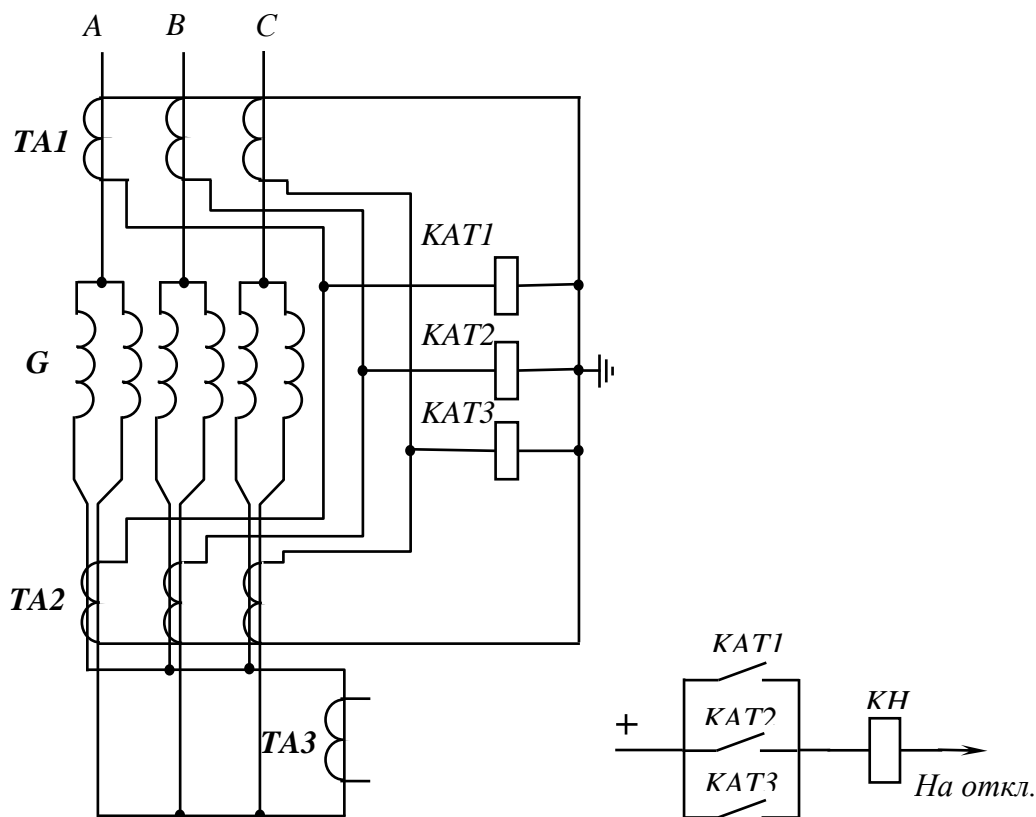


Рис.3.1 Схема дифференциальной продольной защиты в трехфазном трехрелейном исполнении.

Число витков уравнильных обмоток выбирается по условию отстройки от номинального тока генератора по выражению

$$\omega_{yp} \leq \frac{F_{CP} K_T}{1,1 \cdot I_{ГНОМ}}, \quad (3.5)$$

где F_{CP} – намагничивающая сила срабатывания реле, для **РНТ** $F_{CP} = 100$;

K_T – коэффициент трансформации **ТТ**.

Число витков дифференциальной обмотки подсчитывается при условии

$$\omega_{диф} \leq \frac{2F_{CP} K_T}{1,1 \cdot I_{ГНОМ}} \quad (3.6)$$

При обрыве соединительного провода одного из **ТТ** распределение токов в схеме будет таково, что в двух реле неповрежденных дифференциальных цепей ток будет протекать только по уравнильным обмоткам (реле не сработает), в третьем по дифференциальной и уравнильной. С учетом полярности обмоток результирующий магнитный поток в последнем реле пропорционален

$I(\omega_{\text{диф}} - \omega_{\text{ур}})$. Это реле так же не срабатывает, так как в соответствии с (3.5) и (3.6) $2\omega_{\text{ур}} \geq \omega_{\text{диф}}$. Ток срабатывания защиты в этом случае может быть равным

$$I_{\text{сз}} = (0,5 \dots 0,6) I_{\text{ГНОМ}} \quad (3.7)$$

Если защиты с РНТ не срабатывают при обрыве токовой цепи одной из фаз, то в схемах может предусматриваться устройство контроля, действующее на сигнал в случае неисправности токовых цепей. Включается реле в нулевой провод дифференциальной защиты, ток срабатывания его принимается

$$I_{\text{ср снгн}} = \frac{(0,2 \dots 0,3) I_{\text{ГНОМ}}}{K_T}$$

Определение параметра срабатывания реле дифференциальной защиты сводится к расчету тока срабатывания реле РНТ и числа витков дифференциальной обмотки РНТ по выражениям

$$I_{\text{ср}} = I_{\text{сз}} / K_T, \quad (3.8)$$

$$\omega_{\text{диф расч}} = F_{\text{ср}} / I_{\text{ср}} = F_{\text{ср}} K_T / I_{\text{сз}}. \quad (3.9)$$

Округляя $\omega_{\text{диф расч}}$ до ближайшего целого числа в меньшую сторону, принимают окончательное значение $\omega_{\text{диф}}$ (если число витков рабочей обмотки меньше расчетного, то используется последовательное соединение рабочей и уравнительной обмоток).

Чувствительность продольной дифференциальной защиты оценивается коэффициентом чувствительности k_q , значение, которого, согласно ПУЭ, должно быть не менее 2:

$$k_q = I^{(2)}_{\text{КМН}} / I_{\text{сз}}, \quad (3.10)$$

где $I^{(2)}_{\text{КМН}}$ — ток металлического замыкания между двумя фазами на выводах генератора для одиночно работающего генератора.

3.2.2. Защита от витковых замыканий в обмотке статора

Защита от данного вида повреждения должна обладать высоким быстродействием и чувствительностью к замыканиям, начиная с одного витка. Наиболее просто выполняется защита для генераторов с параллельными ветвями в обмотке статора. В этом случае применяется поперечная дифференциальная защита. Защита основана на сравнении суммы токов трех фаз одной ветви (индекс I) с той же суммой другой ветви (индекс II):

$$I_{\text{AI}} + I_{\text{BI}} + I_{\text{CI}} = 3I_{\text{OI}}; I_{\text{AII}} + I_{\text{BII}} + I_{\text{CII}} = 3I_{\text{OII}}.$$

Схема, отражающая этот принцип, приведена на рис 3.2. В рассечку соединения двух нейтралей включается трансформатор тока **ТА**, к которому подключается реле **РТ-40/Ф (КА)**, отстроенное с помощью фильтра (**L, C**) от токов третьих и высших гармоник. Реагирующий орган реле **КА** реагирует на разность токов нулевой последовательности обеих ветвей, т.е. $I_p = 3I_{0I} - 3I_{0II}$. Применение реле **РТ-40/Ф** позволяет на основании опыта эксплуатации принять ток срабатывания защиты $I_{CP} = (0,2 \dots 0,3) I_{ГНОМ}$.

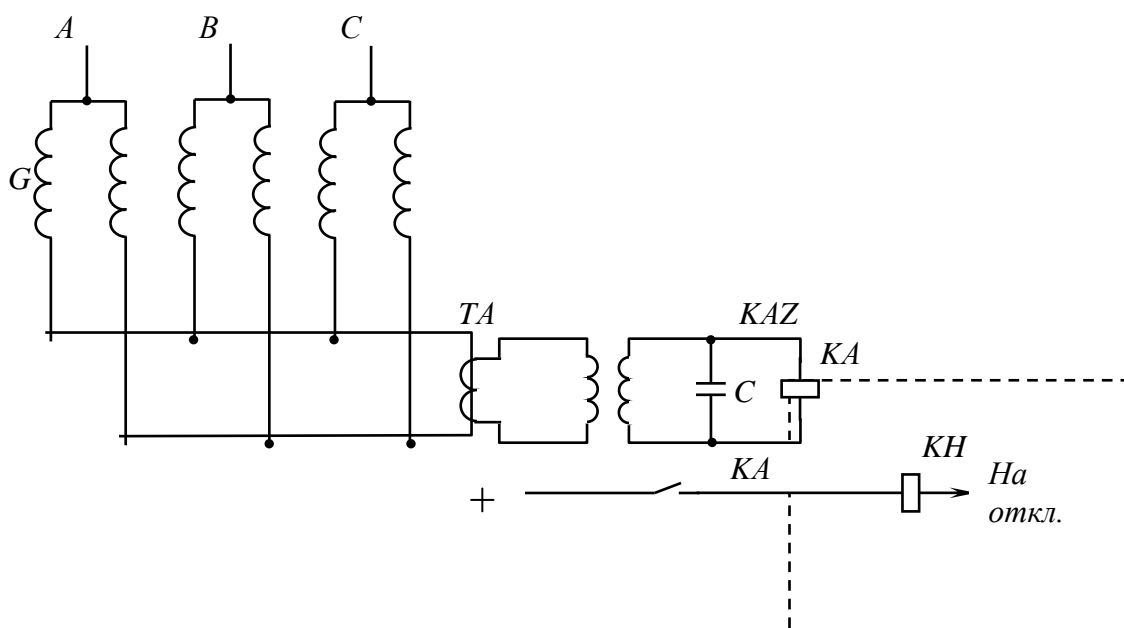


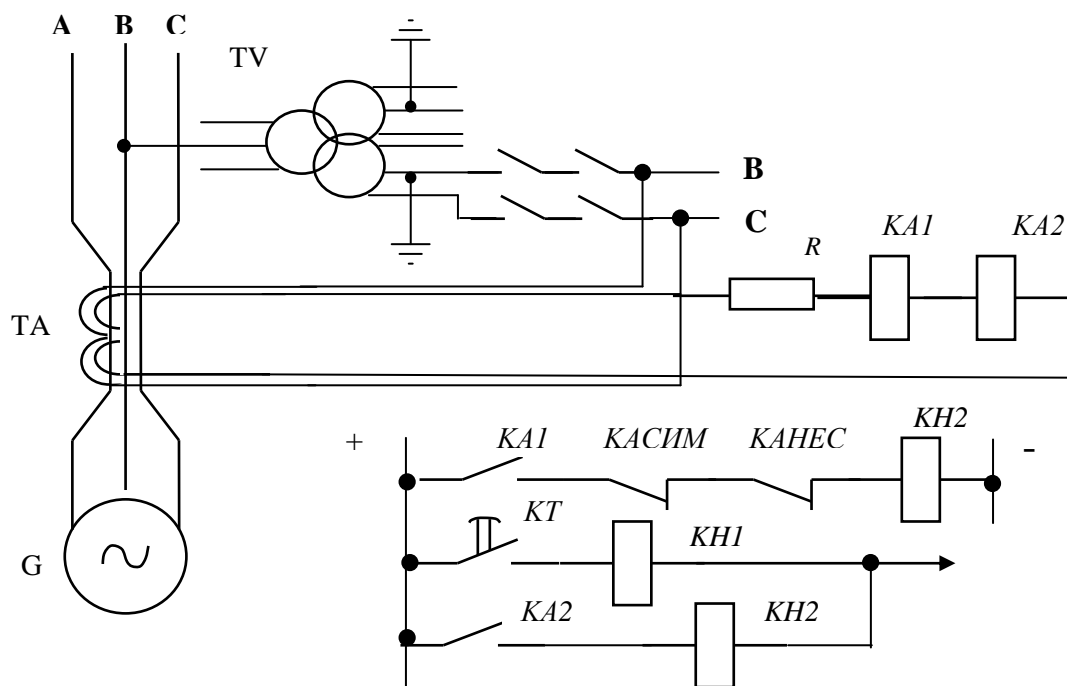
Рис3.2. Поперечная дифференциальная защита.

Учитывая отсутствие тока в нейтрали и исходя из возможности регулирования уставок реле **РТ-40/Ф** в пределах $(1,75 \dots 1,76) A$, коэффициент трансформации ТТ выбирается по условию $K_T = 0,25 (I_{ГНОМ} / 5)$. Например, для генератора **ТВФ-60-2** $K_T = 0,25 (4125 / 5) = 1030 / 5$. Принимаем $K_T = 1500 / 5$ и ток срабатывания реле $I_{CP} = 0,25 (I_{ГНОМ} / K_T) = 0,25 (4125 / 300) = 3,44 A$.

Поперечная дифференциальная защита обладает двумя основными недостатками. Во-первых, она имеет "мертвую" зону, т.е. не действует при малом числе замкнувшихся витков, что для машин большой мощности недопустимо. Во-вторых, для реализации самого принципа поперечзащиты является обязательным наличие выведенных из корпуса со стороны нейтрали статорных ветвей каждой

фазы. Это усложняет конструкцию, увеличивает стоимость и снижает надежность генератора.

3.2.3. Защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора



Кроме этой, на генераторах предусматривается токовая защита от двойных замыканий на землю (реле **КА2**), одно из которых находится в обмотке генератора, а другое во внешней цепи. Подключается эта защита к тем же трансформаторам тока и выполняется с реле **РНТ**. В схеме предусматривается блокировка (реле

$KA_{сим}$, реле KA_{HEC}), выводящая ее из действия при внешних к.з., сопровождающихся большими токами небаланса (I_{HB}) фильтра ТНПШ. При кабельном выводе генератора небольшой мощности I_{HB} фильтра ТНП мал, блокировка не требуется.

Первичный ток срабатывания защиты при наличии блокирующих реле в схеме выбирается, исходя из следующих условий:

- селективности действия при внешнем трехфазном к.з.

$$I_{CЗ} = (k''_{отс} / k_B) I'_{HBБЛП} \quad (3.11)$$

- селективности действия при внешнем однофазном к.з. на землю, сопровождающимся замыканием между двумя фазами,

$$I_{CЗ} = (1/k_B)(k'_{отс} I_C + k''_{отс} I''_{HBБЛП}), \quad (3.12)$$

где I_C – установившийся емкостной ток замыкания на землю защищаемого генератора; $I'_{HBБЛП}$ и $I''_{HBБЛП}$ – первичный установившийся ток небаланса, соответствующий первичному току срабатывания блокирующих реле (I_{CP}); $k'_{отс}$ – коэффициент отстройки от внешнего замыкания на землю, принимается равным 2 при работе защиты с $t=1...2$ с; k_B – коэффициент возврата, равный 0,94 для используемого диапазона уставок реле РТЗ-50.

Это расчетное условие принято в предположении, что в режиме работы с замыканием на землю в какой-либо точке сети генераторного напряжения возникает замыкание между двумя фазами, не охватывающими фазу с замыканием на землю вблизи шин станции.

Значения I_C для некоторых турбогенераторов приведены в таблице 3.1, гидрогенераторов в таблице 3.2.

Таблица 3.1

Тип турбогенератора	$S_{ГНОМ}$ МВ·А	$U_{ГНОМ}$ кВ	Емкость фазы обмотки статора относительно земли $C_{Г}$, мкФ / фаз	Емкостный ток при замыкании фазы на землю I_C , А
Т2-12-2	15	6,3	0,10	0,34
ТВС-30	37,5	6,3	0,18	0,615
ТВС-30	37,5	10,5	0,18	1,025
ТВФ-60-2	75	6,3	0,204	0,7
ТВФ-60-2	75	10,5	0,174	0,99

Тип турбогенератора	$S_{ГНОМ}$ $МВ \cdot А$	$U_{ГНОМ}$ $кВ$	Емкость фазы обмотки статора относительно земли C_r , $мкФ / фаз$	Емкостный ток при замыкании фазы на землю $I_c, А$
ТВФ-60-2Т	68,75	10,5	0,204	1,16
ТВФ-100-2	117,5	10,5	0,24	1,37
ТВФ-120-2	125	10,5	0,243	1,385

Таблица 3.2

Тип гидрогенератора	$S_{ГНОМ}$ $МВ \cdot А$	$U_{ГНОМ}$ $кВ$	Емкость фазы обмотки статора относительно земли C_r , $мкФ / фаз$	Емкостный ток при замыкании фазы на землю $I_c, А$
СВ-546/90-60	15	6,8	0,26	0,89
СВ-750/75-40	27	10,5	0,31	1,77
СВ-655/110-32	44	10,5	0,35	2,0
СВ-1050/120-68	50	10,5	0,64	3,66
СВ-1250/170-36	68,75	13,8	0,97	7,3
СВ-1160/170-72	90	13,8	0.83	6,25

Для других генераторов при определении I_c могут быть использованы приближенные формулы:

для турбогенераторов

$$C_r = \frac{k S_{ГНОМ}}{1,2 \sqrt{U_{ГНОМ} (1 + 0,08 U_{ГНОМ})}} \quad (\text{мкФ/фаз}), \quad (3.13)$$

где $S_{ГНОМ}$ – мощность генератора в $МВ \cdot А$; $k = 0,0187$ при температуре (15...20) °С;

для гидрогенераторов

$$C_r = \frac{k S_{ГНОМ}^{4/3}}{3(U_{ГНОМ} + 3600)n^{1/3}} \quad (3.14)$$

где n – частота вращения, об/мин.

Следует принимать во внимание при расчетах, что сопротивление реле **РТЗ-50** при изменении его уставки срабатывания меняется в широких пределах – (103...12) Ом.

Первичные токи небаланса $I_{НБЛП}$, входящие в выражения (3.11) и (3.12), вычисляются через вторичные токи:

$$I_{НБВ} = I_{НБНЕСВ} + I_{НБПОДМВ}, \quad (3.15)$$

где $I_{НБНЕСВ}$ – составляющая, обусловленная несимметричным расположением первичных обмоток **НТПШ** относительно вторичной обмотки; $I_{НБПОДМВ}$ – составляющая, обусловленная неидентичностью двух сердечников **ТТ**, используемых для выполнения защиты;

$$I_{НБНЕСВ} = \frac{k_1 k E_{НБНЕС}}{Z_{ЭНАМВ} + Z_P}, \quad (3.16)$$

где $E_{НБНЕС}$ – э.д.с. небаланса, наводимая во вторичной обмотке **ТТ** в номинальном режиме и обусловленная несимметричным расположением токопроводов относительно вторичной обмотки; $Z_{ЭНАМВ}$ – эквивалентное сопротивление намагничивания, приведенное ко вторичной обмотке; Z_P – сопротивление реле; k_1 – коэффициент, учитывающий увеличение $E_{НБНЕС}$ за счет размещения трансформаторов тока **НТПШ** в закрытых шиноблоках ($k_1 = 2,5$); k – коэффициент, принимаемый равным 1, 4 при определении I_{C3} по выражению (3.11) и равным 1, 05 при определении I_{C3} по выражению (3.12);

$$I_{НБПОДМВ} = E_{НБПОДМ} / Z_P, \quad (3.17)$$

где $E_{НБПОДМ}$ – э.д.с. небаланса, наводимая во вторичной обмотке **ТТ**, обусловленная неидентичностью магнитопроводов.

Таким образом, суммарный вторичный ток небаланса рассчитывается по двум следующим выражениям:

$$I_{НБВ} = \frac{k_1 k E_{НБНЕС}}{Z_{ЭНАМВ} + Z_P} + \frac{E_{НБПОДМ}}{Z_P} \quad (3.18)$$

при снятом подмагничивании

$$I_{НБВ} = k_1 k E_{НБНЕС} / Z_P \quad (3.19)$$

При снятии подмагничивания сопротивление ветви намагничивания $Z_{ЭНАМВ}$ **ТТ** резко снижается в связи с тем, что ампер-витки повреждения значительно меньше ампер-витков подмагничивания, $Z_{ЭНАМВ}$ становится значительно меньше Z_P , с достаточной точностью можно принять $Z_{ЭНАМВ} = 0$.

Окончательно за расчетный принимается больший из токов, вычисленных

по выражениям (3.18) и (3.19). При переходе от вторичных токов небаланса $I_{НБВ}$, рассмотренных по (3.18) и (3.19), к первичным, входящим в (3.11) и (3.12), следует учитывать, что соотношение между ними равно соотношению между токами срабатывания реле и током срабатывания защиты и определяется выражением:

$$\frac{I_{НБВ}}{I_{НБП}} = \frac{I_{CP}}{I_{CЗ}} = \frac{1}{\omega_B \left[1 + \frac{Z_P}{Z_{ЭНАМ}} \right]}, \quad (3.20)$$

где ω_B - число витков вторичной обмотки ТНПШ.

Тогда ток срабатывания реле

$$I_{CP} = \frac{I_{CЗ}}{\omega_B \left[1 + \frac{Z_P}{Z_{ЭНАМ}} \right]} \quad (3.21)$$

Основные технические данные защиты с ТНПШ приведены в таблице 3.3.

Соединение турбогенераторов мощностью (60...120) МВт со сборными шинами выполняется закрытыми экранированными пофазными токопроводами, а трансформаторы тока ТНПШ размещаются в комплектном шиноблоке. При этом значительно возрастают токи небаланса от несимметричного расположения ошиновки. Поэтому для обеспечения необходимой чувствительности защита от замыканий на землю для генераторов мощностью 60 МВт выполняется без компенсации собственного емкостного тока генератора в цепи трансформатора тока и $I_{НБ}$ в цепи реле, а для генераторов (100...120) МВт – с компенсацией собственного тока генератора в цепи ТНПШ.

Защита нулевой последовательности от двойных замыканий на землю должна быть отстроена от максимально возможного тока, протекающего через защиту при внешнем к. з. В соответствии с этим условием, учитывая, что защита выполнена без выдержки времени, первичный ток срабатывания с большим запасом может быть принят $I_{CЗ} = 100$ А. При этом обеспечиваются надежная отстройка от токов при внешних к.з. и высокая чувствительность к двойным замыканиям.

Таблица 3.3

Тип трансформатора тока	ТНПШ-3	ТНПШ-3У
Номинальное напряжение $U_{НОМ}$, кВ	6,3 10,5 15,75	6,3 10,5

Номинальный ток $I_{ном}$, кА		4,5	7,2
Цепь подмагничивания	Номинальное напряжение $U_{ном}$, В	110	110
	Потребляемая мощность, В·А	30	35
Сопротивление намагничивания, приведенное к первичной цепи $Z_{ЭНАМП}$, Ом		0,0066	0,0066
Сопротивление намагничивания, приведенное ко вторичной цепи $Z_{ЭНАМВ} = Z_{ЭНАМП} * w^2_3$, Ом		10	10
э.д.с. небаланса во вторичной цепи, мВ	От подмагничивания $E_{НПОДМ}$	100	100
	От несимметричного расположения токопроводов (при номинальном токе) $E_{НБНЕС}$, мВ	100	150
Данные ТНПШ	Число витков вторичной обмотки W_B	39	39
Тип реле		РТЗ-50	РТЗ-50
Сопротивление реле Z_P , Ом		45	45
Параметры защиты от замыканий на землю	Принятый диапазон уставок срабатывания реле I_{CP} , А	0,015... 0,3	0,015... 0,3

Обычно в схемах используются реле РТ-40/2. При больших значениях тока повреждения для повышения надежности действия следует применять реле с насыщающимся трансформатором тока.

3.2.4. Защита от замыканий на землю в обмотке возбуждения

От замыкания обмотки возбуждения на землю в одной точке используется защита типа КЗР-3 с наложением на цепь возбуждения переменного напряжения частотой 25 Гц и измерением активного тока, определяемого величиной сопротивления изоляции цепей возбуждения.

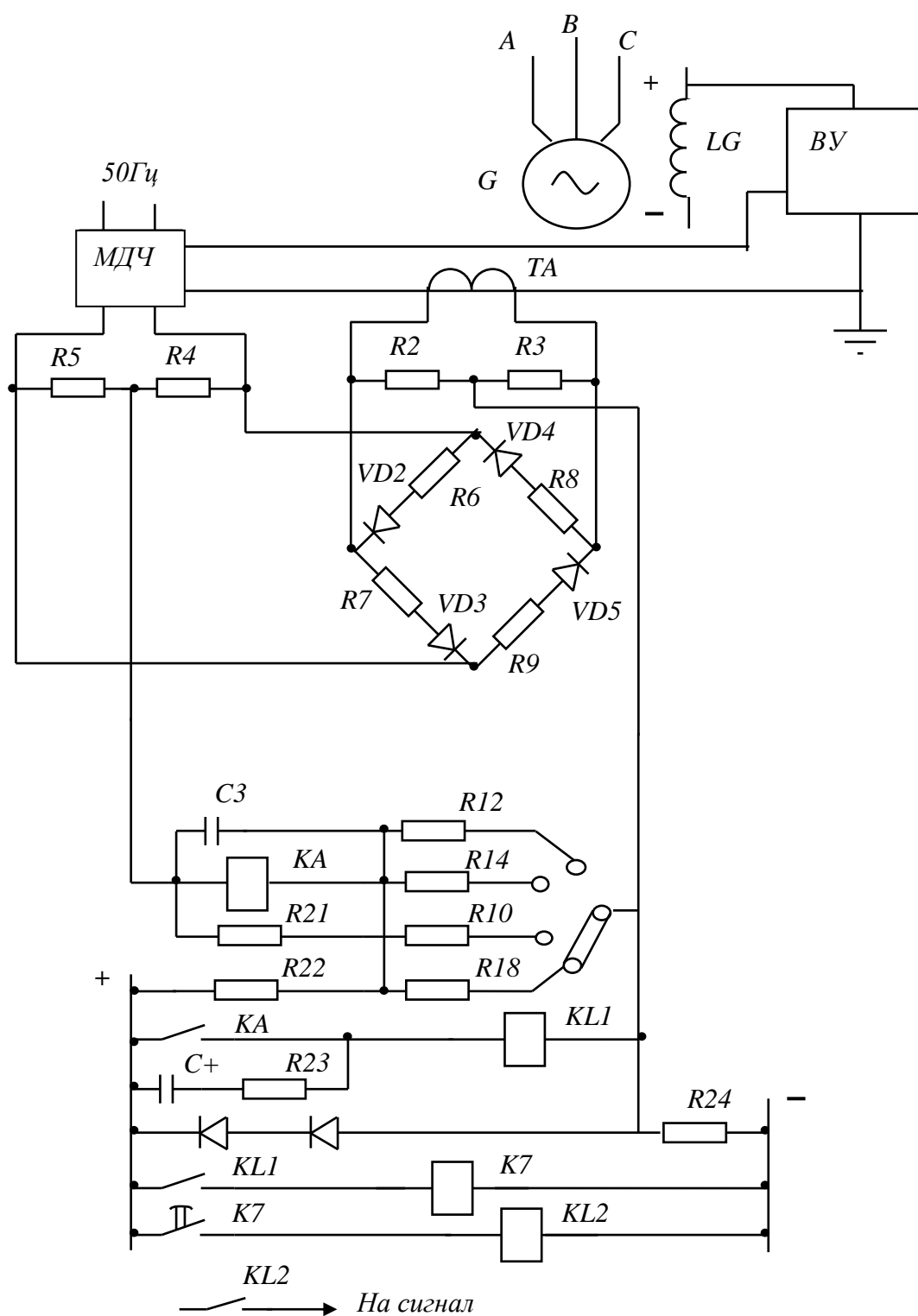


Рис.3.4. Защита типа КЗР-3.

Блок-реле **КЗР-3** (рис. 3.4) состоит из нескольких основных элементов. **МДЧ** - магнитный делитель частоты, получает питание от сети собственных нужд (с.н.) переменным током с $f = 50\text{Гц}$. На выходе его получается ток с $f = 25\text{Гц}$, используемый для наложения на цепь возбуждения через вспомогательное устрой-

ство (**ВУ**) и в схеме защиты. **ВУ** содержит частотные фильтры, запирающие для выхода в защиту слагающие напряжения $f = 50, 150, 300 \text{ Гц}$, конденсаторы, отделяющие цепи возбуждения от защиты, разрядник, защищающий измерительные цепи защиты при появлении перенапряжения на выходе **ВУ**. **ВУ** применяется на генераторах, имеющих высокочастотное или тиристорное возбуждение.

Чтобы защита реагировала на изменение сопротивления изоляции, на ее измерительный орган должна подаваться только активная составляющая наложенного тока. Для ее выделения используется фазочувствительная схема, состоящая из диодов **VD2...VD5** и балластных резисторов **R6...R9**, на которую подаются наложенный ток **ТТ ТА** и напряжение $f = 25 \text{ Гц}$ от вторичной обмотки **МДЧ**. Среднее напряжение на выходе фазочувствительной схемы $U_{\text{ВЫХ}} \approx I \cos \varphi$ (φ – угол между наложенным током и создающим его напряжением). Результат сравнения этого напряжения с эталонным, получаемым от делителя напряжения (резисторы **R12, R14, R16, R18, R22**), подается на чувствительное магнитоэлектрическое реле **КА**. Через его контакт замыкается цепь промежуточного реле **KL1**, запускающего реле времени **КТ**, действующего на сигнал (или отключение) через выходное реле **KL2**.

Основным недостатком защиты является недостаточная чувствительность, обусловленная емкостью цепи возбуждения относительно земли, шунтирующей переходное сопротивление в месте повреждения.

Опасность замыкания во второй точке определяет необходимость быстродействующей защиты от этого вида повреждения, действующей на отключение генератора. На рис. 4.5 показана схема такой защиты, применяемой в отечественной практике, – комплектное устройство **КЗР-2**.

Схема защиты представляет собой четырехплечный мост, в диагональ которого включены реагирующие органы (реле **KV1** и **KV2**). Плечами моста являются сопротивления обмотки возбуждения, разделенной местом первого замыкания на землю, и сопротивления потенциометров устройства защиты. Перед вводом защиты в работу мост уравнивается изменением положения движка потенциометра (контролируется настройка по вольтметру **V**).

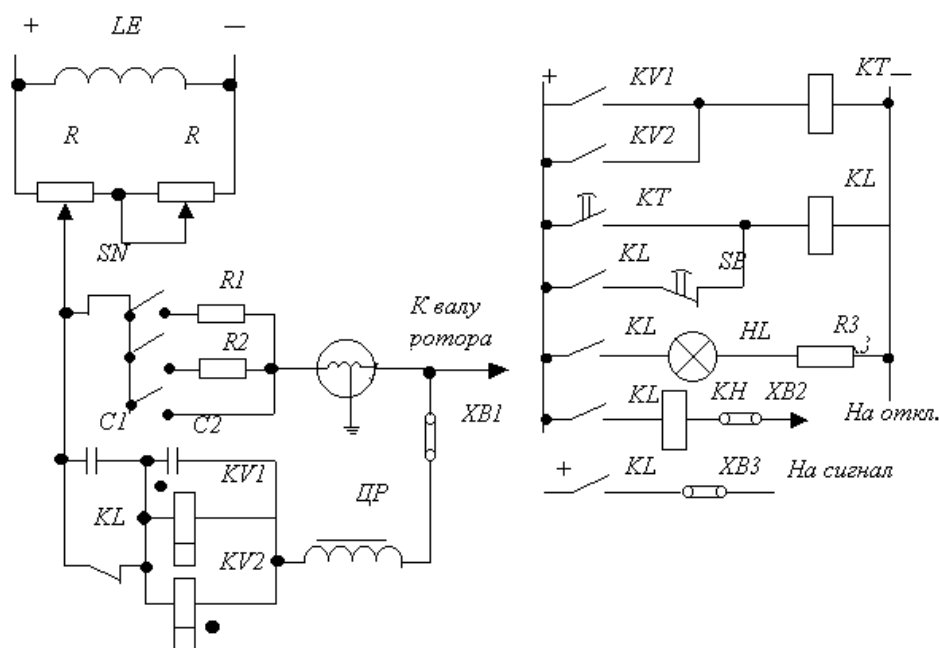


Рисунок 3.5. Защита типа КЗР-2

При появлении замыкания на землю во второй точке равновесие моста нарушается. Если ток, появляющийся в диагонали, превышает ток срабатывания, то будет действовать поляризованное реле **KV1** либо **KV2** в зависимости от того, к какому из полюсов окажется второе замыкание ближе первого. Для предотвращения излишних срабатываний защиты при переходящих замыканиях во второй точке и в условиях переходных процессов защита действует с выдержкой времени (0, 5...1) с, устанавливаемой на реле **КТ**.

3.3. Защита генераторов от внешних коротких замыканий и перегрузок

От такого вида повреждений, как правило, рассматриваются следующие типы защит:

- защита от внешних симметричных коротких замыканий;
- токовая защита обратной последовательности;
- защита от перегрузки обмотки статора;
- защита ротора от перегрузки током возбуждения.

3.3.1. Защита от внешних симметричных коротких замыканий

Отдельная защита от этих повреждений предусматривается на генераторах мощностью более 30 МВт. Она представляет собой максимальную токовую защи-

ту с минимальным пуском по напряжению (рис. 3.6). Защита выполняется с помощью одного токового реле **КА**, включенного в одну из фаз трансформаторов тока со стороны нулевых выводов генератора, и одного минимального реле напряжения **KV**, подключенного на междуфазное напряжение трансформатора напряжения, установленного на выводах генератора в целях отстройки от возможных перегрузок.

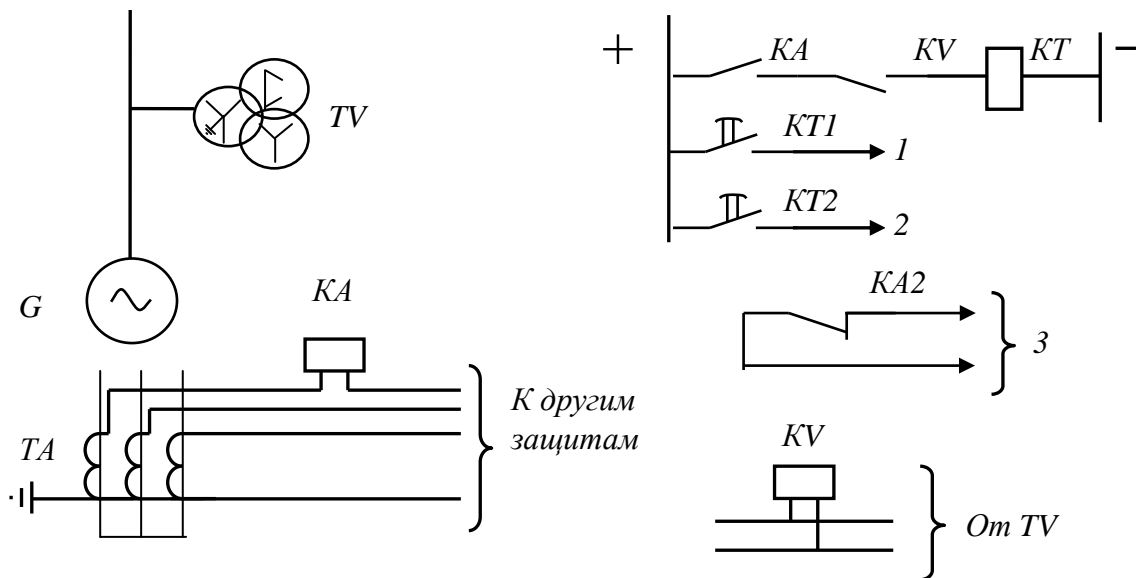


Рис.3.6.Максимальная токовая защита.

Через реле времени (**КТ**) защита действует на отключение секционного выключателя 1, на отключение генератора и **АГП2**, а через контакт **КА.2** блокирует защиту от замыкания на землю 3.

Для повышения чувствительности и возможности дальнего резервирования на стороне высшего (среднего) напряжения трансформатора схема защиты мощного блока дополняется еще одним реле напряжения, подключенного к **ТН** стороны высшего (среднего) напряжения. Контакты обоих реле напряжения включаются параллельно.

Первичный ток срабатывания защиты принимается

$$I_{C3} = k_{отс} I_{Гном},$$

где $k_{отс} = 1,3...1,4$ — коэффициент отстройки.

Ток срабатывания реле (**РТ-40**)

$$I_{CP} = I_{C3} / K_T,$$

где K_T — коэффициент трансформации **ТТ**.

Напряжение срабатывания защиты определяется, исходя из условия от-

стройки от режима самозапуска двигателей (для генераторов, работающих на сборные шины), обеспечения возврата реле после отключения внешнего к.з., отстройки от напряжения в асинхронном режиме при потере возбуждения турбогенератора.

Согласно ПУЭ, первичное напряжение срабатывания защиты обычно принимается [1] $U_{C3} = (0,5...0,6) U_{ГНОМ}$ для турбогенераторов и $U_{C3} = (0,5...0,7) U_{ГНОМ}$ для гидрогенераторов, а уставка реле $U_{CP} = U_{C3} / K_H$, где K_H коэффициент трансформации ТН. Для обеспечения селективности защита работает с выдержкой времени, выбираемой по ступенчатому принципу. Обычно t_{CP} (3...5)с и более.

Чувствительность защиты должна проверяться по трехфазному к.з. в конце зоны резервирования (например, за повышающим трансформатором). Чувствительность защиты по току должна еще проверяться и при трехфазном к.з. на выводах генератора:

$$k_{qT} = I^{(3)}_K / I_{C3}, \quad (3.22)$$

где k_{qT} – коэффициент чувствительности по току (должен быть не менее 1,5);

$I^{(3)}_K$ – ток в месте установки защиты при трехфазном к.з. в расчетной точке для момента времени, соответствующего выдержке времени защиты.

Для минимального реле напряжения

$$k_{qH} = U_{C3} / U_K, \quad (3.23)$$

где k_{qH} – коэффициент чувствительности по напряжению (должен быть не менее 1,5);

U_K – междуфазное напряжение в месте установки защиты при трехфазном металлическом к.з. в конце зоны резервирования.

Рассмотренная защита в ряде случаев имеет невысокую чувствительность к повреждениям на стороне высшего напряжения трансформатора блока. Кроме того, время ее действия оказывается недопустимо большим для современных мощных генераторов. Возникает потребность ускорения действия защиты при приближении внешнего к.з. к генератору.

ПУЭ рекомендуют на блоках с генераторами мощностью 60 МВт и выше вместо указанной токовой защиты применять одноступенчатую дистанционную защиту, выполняемую с использованием одного из трех реле сопротивления в блок-реле КРС-2. Защита включается на разность токов $I_A - I_B$ ТТ, установленных

со стороны нулевых выводов генератора и напряжение \dot{U}_{AB} вторичной цепи ТН, установленного на фазных выводах генератора.

Схема включения дистанционной защиты приведена на рис.4.7. Постоянный ток на блоке-реле КРС-2 подается через контакт автоматического выключателя SF во вторичных цепях трансформатора напряжения TV. Через контакты реле времени КТ и указательное реле КН1, КН2 подаются цепи на отключение генератора от сети 1, на гашение поля и останов блока 2. Контактom KL1 защита выводится из действия при исчезновении тока генератора.

Сопротивление срабатывания защиты с реле, имеющим круговую характеристику, определяется по выражению

$$Z_{CЗ} = \frac{Z_{НАГР}}{[k_{ОТС} k_B \cos(\varphi_{MIN} - \varphi_{НАГР})]}, \quad (3.24)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, равный 1,2; k_B - коэффициент возврата, равный 1,05;

φ_{MIN} - угол максимальной чувствительности, рекомендуется принимать 80° ;

$\varphi_{НАГР}$ - угол нагрузки.

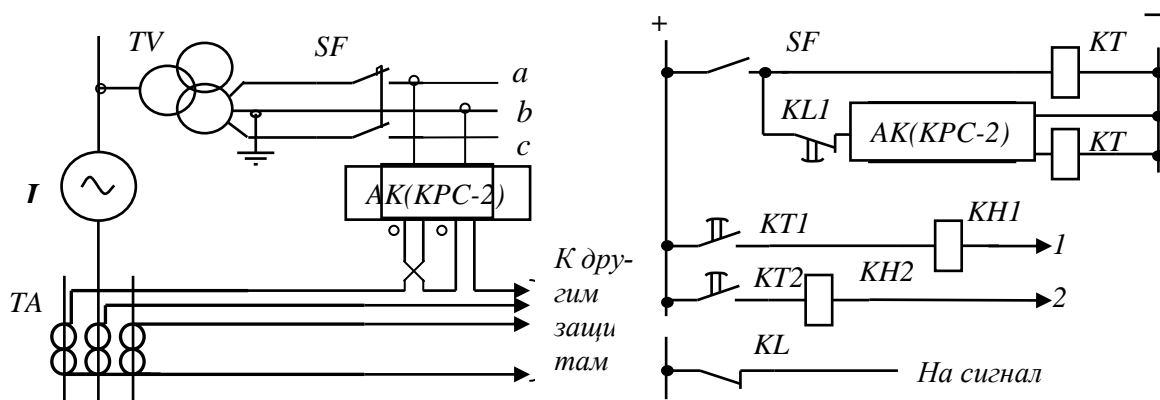


Рис. 3.7. Схема включения дистанционной защиты.

Угол нагрузки может быть определен из условия, что активная нагрузка $P_{НАГР}$ остается равной номинальной.

В относительных единицах $P_* = P_{ГНОМ} / S_{ГНОМ} = \cos \varphi_{НОМ}$.

При пониженном напряжении $U_{*MIN} = 0,95$ и $\cos \varphi_{НОМ} = 0,85$ ток активный равен $I_{*a} = P_* / U_{*MIN} = 0,85 / 0,95 = 0,896$. При этом $\cos \varphi_{НАГР} = 0,896 / 1,5 = 0,597$ и $\varphi_{НАГР} = 53^\circ$. Уставка на реле рассчитывается по формуле

$$Z_{CP} = Z_{C3} \left(\frac{K_T}{K_H} \right),$$

где K_T - коэффициент трансформации трансформатора тока,
 K_H - коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

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

Для генераторов мощностью до 30 МВт от внешних симметричных и несимметричных к.з. используется максимальная токовая защита с комбинированным пуском по напряжению, принципиальная схема которой приведена на рис. 4.8/а, б/. Она выполняется тремя реле тока КА1, КА2, КА3, каждое из которых включено на ток фазы, одним минимальным реле напряжения, включенным на линейное напряжение KV2, и одним фильтром-реле напряжения обратной последовательности KV1, разрывающим цепь минимального реле напряжения при несимметричном к.з. Последнее замыкает свой контакт и разрешает токовым реле действовать на отключение. Одновременно блокируется защита от замыкания на землю.

Первичный ток срабатывания и напряжение срабатывания минимального реле напряжения рассчитываются так же, как в защите от внешних симметричных к.з. генераторов мощностью более 30 МВт.

Напряжение срабатывания устройства фильтра-реле напряжения обратной последовательности для обеспечения отстройки от напряжения небаланса нормального режима принимается по данным экспериментов и опыта эксплуатации согласно ПУЭ $U_{C3} = (0,1 \dots 0,12) U_{Г.НОМ}$. Чувствительность защиты проверяется по каждому органу, для реле тока по (3.22), где I_K - первичный ток в фазах в месте установки защиты при металлическом к.з. в конце зоны резервирования в виде короткого замыкания, обуславливающего протекание через защиту наименьших токов. При протекании по отдельным фазам различных токов учитывается наибольший из них.

Для минимального реле напряжения коэффициент чувствительности определяется по (3.23), а для устройства фильтра-реле напряжения обратной последовательности $k_{CH} = U_{2K} / U_{C3}$, где U_{2K} - напряжение обратной последовательности в месте установки защиты при металлическом к.з. в конце зоны резервирования для расчетного режима и вида к.з.

В соответствии с ПУЭ $K_{\text{гт}}$ и $k_{\text{гн}}$ должны быть не менее 1,2.

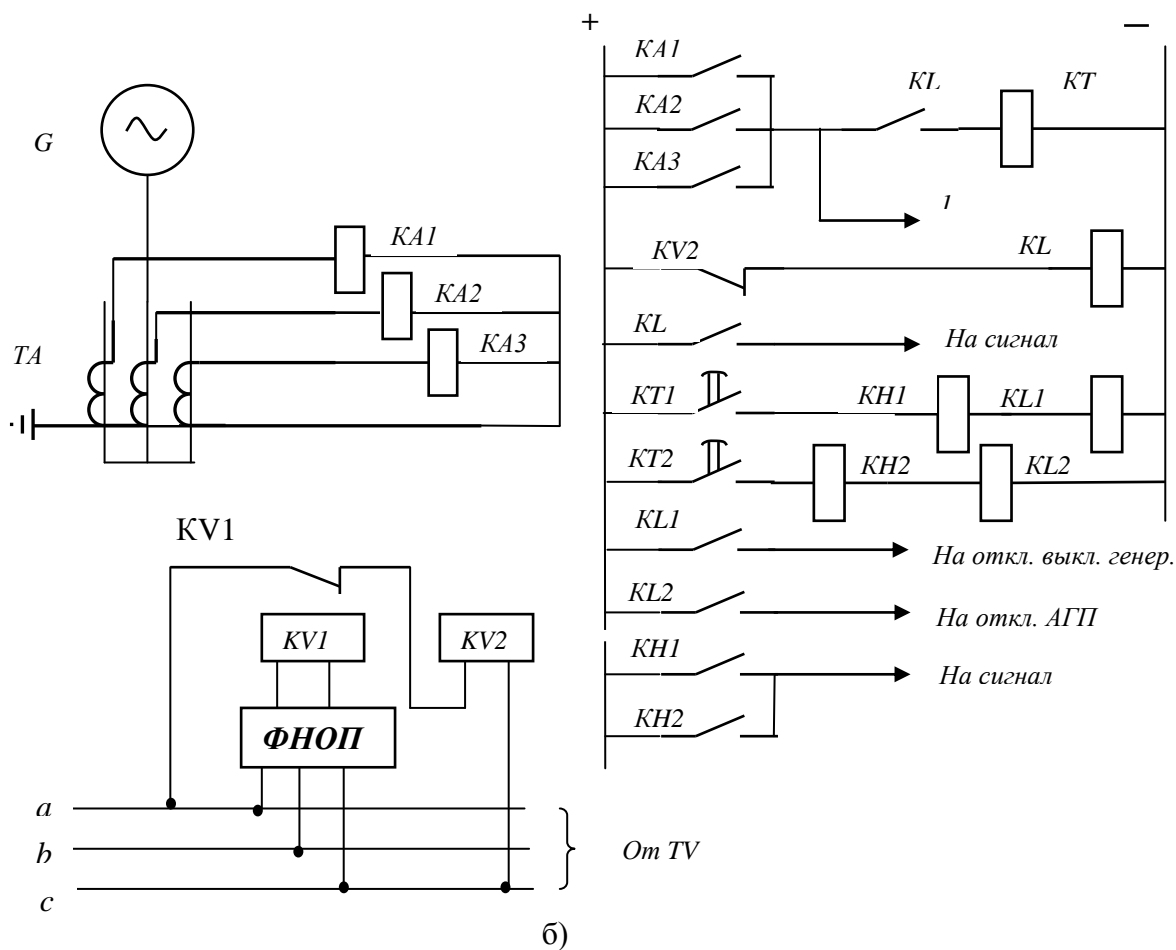


Рис. 3.8. Принципиальная схема максимальной токовой защиты с комбинированным пуском по напряжению.

3.3.2. Токовая защита обратной последовательности

К защите предъявляются требования интегральности, т.е. она должна суммировать $I_{*2}^2 \Delta t$ за весь период сработавшего состояния ее пусковых органов и отключать генератор, если $\Sigma I_{*2}^2 \Delta t$ достигает значения А. Кроме того, в характеристике защиты необходимо учитывать предварительный нагрев ротора током I_2 . Это значит, что после срабатывания и последующего возврата защита не сразу сбрасывала бы предварительно набранное время, а постепенно "остывала". Скорость ее "остывания" должна приближаться к скорости "остывания" ротора.

Длительно допустимые токи обратной последовательности для турбо- и гидрогенераторов составляют соответственно (5...7) и до 10% от номинального.

Защита при этом действует на сигнал, и за время, допустимое по тепловой характеристике генератора, персонал должен обнаружить и отключить источник несимметрии или разгрузить генератор. При больших перегрузках защита отключает генератор от системы.

В настоящее время на генераторах с непосредственным охлаждением обмоток в зависимости от их мощности и типа эксплуатируется несколько вариантов исполнения защиты по току обратной последовательности с использованием в качестве пусковых органов реле тока обратной последовательности. Общим элементом для всех этих реле является фильтр тока обратной последовательности (**ФТОП**).

На генераторах мощностью (60...200) МВт применяется трех или четырехступенчатая токовая защита обратной последовательности с независимыми выдержками времени (рисунок 4.9). В схемах защиты используются фильтры реле **РТФ-7/1 (АКJ1)** и **РТФ-7/2 (АКJ2)**, включающие в себя промежуточные трансформаторы тока, активно-емкостный **ФТОП**, схему измерения токов обратной последовательности, сигнальный и отключающий орган. Уставки реле **РТФ-7/1** изменяются в пределах $(0,04...0,08)I_{Г.НОМ}$ для **1К1** и $(0,4...0,8)I_{Г.НОМ}$ для реле **1К2**. Для реле **РТФ-7/2** уставки соответственно для **2К1** $(0,1...0,2)I_{Г.НОМ}$ и **2К2** $(0,3...1,2)I_{Г.НОМ}$. Реле **1К1** и **1К2** в **РТФ-7/1** используются соответственно для сигнального органа (**СО**) и третьей ступени (III ступ.), реле **2К2** и **2К1** в **РТФ-7/2** для четвертой ступени (IV ступ.) и второй (II ступ.) ступеней, соответственно.

Для первой самой грубой ступени (I ступ.) с током срабатывания порядка $2I_{Г.НОМ}$ на выход **ФТОП РТФ-7/2** включается токовое реле **РТ-40/0,6(КА)**. Принципиальные схемы и описание работы реле **РТФ-7** даны в [8].

Для генераторов мощностью (60...100) МВт защита обычно выполняется с тремя отключающими ступенями и одной сигнальной.

Первая ступень выполняет функции резервной защиты при к.з. в генераторе, на его выводах или шинах генераторного напряжения.

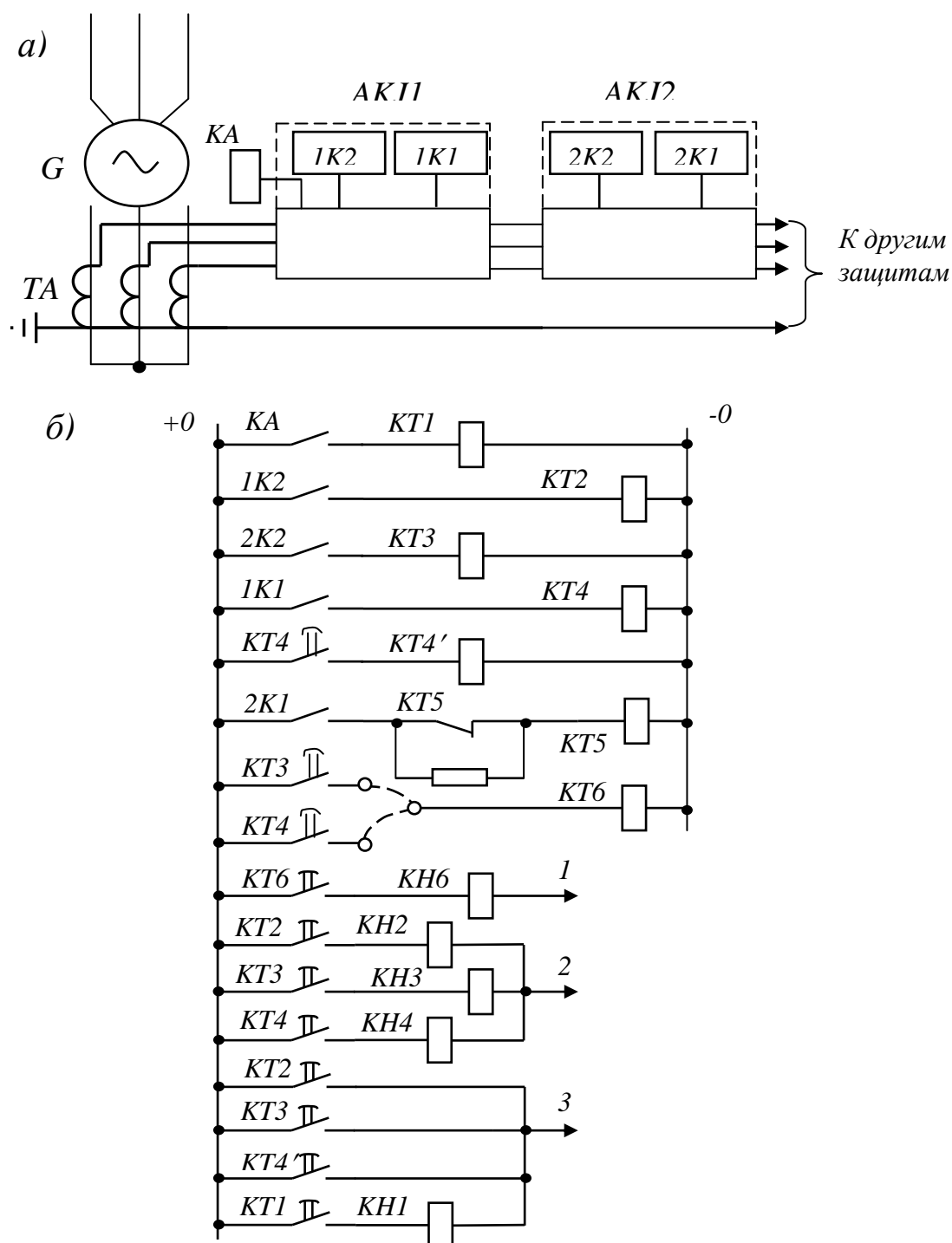


Рис.3.9. Четырехступенчатая токовая защита обратной последовательности с независимыми выдержками времени.

Вторая ступень защиты предназначена для действия при несимметричных к.з. за повышающим трансформатором и автотрансформатором, удаленных к.з. и больших перегрузках.

Третья ступень действует при значительных перегрузках. **Сигнальная ступень** реагирует на появление длительно допустимой несимметрии. При этом допустимое время для снятия перегрузки генератора персоналом принимается равным

(3...5) мин.

В таблице 3.4. приведены уставки ступеней защиты для турбогенераторов, работающих на сборные шины генераторного напряжения. Ток срабатывания указан в относительных единицах, время действия - в секундах.

Таблица 3.4

Тип генератора	СО		I ступень		II ступень		III ступень	
	$I_{2уст}$	$t_{уст}$	$I_{2уст}$	$t_{уст}$	$I_{2уст}$	$t_{уст}$	$I_{2уст}$	$t_{уст}$
ТВФ-60-2 $U_{Г.НОМ} = 6,3$ кВ	0,05	180...300	1,8	2,3	0,6	8,5	0,25	40(20)
ТВФ-60-2 $U_{Г.НОМ} = 10,5$ кВ	0,05	180...300	2,5	1,7	0,6	8,5	0,25	40(20)
ТВФ-100-2 $U_{Г.НОМ} = 10,5$ кВ	0,05	180...300	2,0	2,2	0,6	8,5	0,25	40(20)

На генераторах мощностью (160...200) МВт, работающих в блоке с трансформаторами или автотрансформаторами, применяется четырехступенчатая защита с использованием тех же самых реле. Рекомендуются следующие параметры срабатывания ступеней этой защиты :

$$\begin{aligned}
 I_{C3(I)} &= (1,2...2)I_{Г.НОМ}; t_{C3(II)} = 5,5 \text{ с}; \\
 t_{C3(I)} &= 1,2 \text{ с}; I_{C3(IV)} = 0,2I_{Г.НОМ}; \\
 I_{C3(II)} &= 1,2I_{Г.НОМ}; t_{C3} = 20 \text{ с}; \\
 t_{C3(II)} &= 2,2 \text{ с}; I_{C3(CO)} = (0,05...0,06)I_{Г.НОМ}; \\
 I_{C3(III)} &= 0,6I_{Г.НОМ}; t_{C3(CO)} = 180 \text{ с}.
 \end{aligned}$$

Схема оперативных цепей четырехступенчатой защиты обратной последовательности приведена на рис. 3.9.б. Токовые реле, входящие в комплекты **АКJ1** и **АКJ2**, замыкают цепь соответствующего реле времени. Для I...IV ступеней предусмотрены реле времени **КТ1...КТ4**. Для получения выдержки времени IV ступени более 20 с используются два реле времени **КТ4** и **КТ4¹**. Сигнальный орган действует через реле времени **КТ5**.

Все ступени, кроме первой, действуют на отключение с двумя выдержками времени. С меньшей производится отключение выключателей на стороне высшего напряжения (ВН), а с большей, учитывающей время отключения этих выключателей ($\Delta t \geq 0,3$ с), - отключение блока 3. От органов III и IV ступеней предусмотрено действие на деление шин ВН1. Действие каждой ступени фиксируется указательным реле **КН1...КН6**.

На генераторах мощностью 160 МВт и более устанавливается защита с ин-

тегрально-зависимой характеристикой срабатывания, выполняемая с использованием блок-реле **РТФ-6М** [9]. Структурная схема его приведена на рис.3.10.

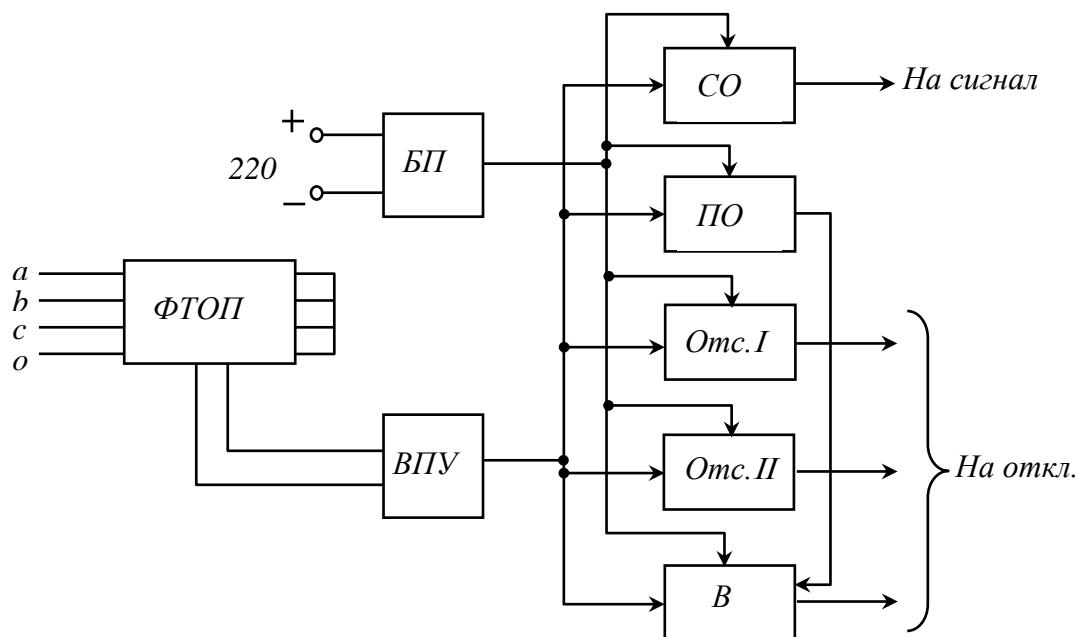


Рис.3.10. Структурная схема блок-реле **РТФ-6М**.

РТФ-6М состоит из сигнального органа **СО**; пускового органа **ПО**, допускающего к работе интегральный орган; интегрального органа **В** с характеристикой срабатывания, соответствующей тепловой характеристике ротора $t_{CP} = A/I_{*2}^2$; органа, работающего без выдержки времени (отсечка I, отсечка II), входного преобразовательного устройства **ВПУ** на выходе **ФТОП**. Параметры срабатывания этого реле принимают от $I_{C3(CO)} = 0,05 I_{Г.НОМ}$, исходя из длительно допустимой относительной величины тока обратной последовательности.

Относительный ток срабатывания пускового органа $I_{C3(ПО)}$ выбирается по условию обеспечения надежного пуска интегрального органа при максимальной выдержке времени последнего $t_{ДОП.МАХ} = 600$ с:

$$I_{C3(ПО)} = 1/(k_{ОТС} k_B) \sqrt{A/t_{ДОП.МАХ}}, \quad (3.25)$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, равный 1,1; k_B - коэффициент возврата, равный 0,85.

Расчет уставки интегрального органа не производится, принимается согласно описанию реле **РТФ-6М** и в соответствии с величиной A защищаемого генератора. Орган отсечки I предназначен для резервирования защит смежных элементов при несимметричных к.з. в сети ВН: $I_{C3(I)} = (0,4...1,2) I_{Г.НОМ}$.

Время действия отсечки I при токе его срабатывания должно быть меньше

времени срабатывания интегрального органа при том же токе.

Отсечка II предназначена для резервирования защит генератора на блоках с выключателями в цепи генератора. Уставка отсечки II выбирается таким образом, чтобы при двухфазном к.з. на выводах генератора при минимальном значении его тока обратной последовательности ($I_{*2MIN}^{(2)}$) действие отсечки обеспечивалось бы с коэффициентом чувствительности не ниже 2, т.е. $k_q \geq 2$:

$$I_{C3(II)} = I_{*2MIN}^{(2)} / k_q, \quad (3.26)$$

Выдержка времени этой защиты для отстройки от времени действия основных быстродействующих защит генератора принимается $t_{C3(II)} = (0,4 \dots 0,5) \text{ с}$.

3.3.3. Защита от симметричной перегрузки обмотки статора

Защита от симметричной перегрузки предусматривается на всех генераторах и выполняется с помощью одного токового реле **КА**, включенного на один из фазных токов трансформаторов тока со стороны нулевых выводов, и действует на сигнал с выдержкой времени (6...9) с через реле **КТ** (рисунок 3.11).

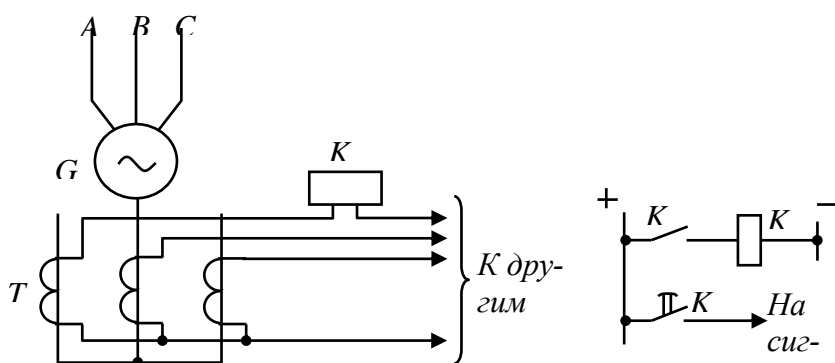


Рис.3.11. Защита от симметричной перегрузки.

Ток срабатывания защиты принимается по условию $I_{C3} = (k_{OTC} / k_B) I_{Г.НОМ}$, где $k_{OTC} = 1,05$ коэффициент отстройки; $k_B = 0,8 \dots 0,85$ коэффициент возврата.

Защита генераторов с косвенным охлаждением выполняется на реле **РТ-40**, у которого $k_B = 0,8$. При этом $I_{C3} = 1,3 I_{Г.НОМ}$, а ток срабатывания реле $I_{CP} = I_{C3} / k_T$, где k_T - коэффициент трансформации трансформатора тока. Например, для турбогенератора **ТВФ-60-2** с $I_{Г.НОМ} = 4125 \text{ А}$ первичный ток срабатывания защиты $I_{C3} = (1,05 / 0,8) 41125 = 5400 \text{ А}$. Ток срабатывания реле при $k_T = 5000 / 5$ $I_{CP} = 5400 / 1000 = 5,4 \text{ А}$.

Выбираем **РТ-40-10** с диапазоном уставок от 2, 5 до 10.

Для генераторов с непосредственным охлаждением, обладающих понижен-

ной перегрузочной способностью, такая защита малоэффективна. В настоящее время для таких генераторов применяется реле **РТВК**, имеющее $k_B = 0,99$. Сигнализация о перегрузке подается персоналу при токе, равном $1,06I_{Г.НОМ}$.

3.3.4. Защита ротора от перегрузки током возбуждения

Для генераторов с непосредственным охлаждением проводников обмоток уменьшается способность выдерживать длительные перегрузки ротора. Дежурный персонал уже не в состоянии обеспечить своевременную разгрузку машины. Для этого на турбогенераторах мощностью 160 МВт и более применяется специальная защита типа **РЗР-1М** от перегрузки обмотки ротора, выполняемая с интегрально-зависимой характеристикой $t = f(I_{РОТ})$, реагирующая на изменение $I_{РОТ}$ и действующая на сигнал и развозбуждение генератора (I ступень) или отключение его от сети и гашение поля (II ступень).

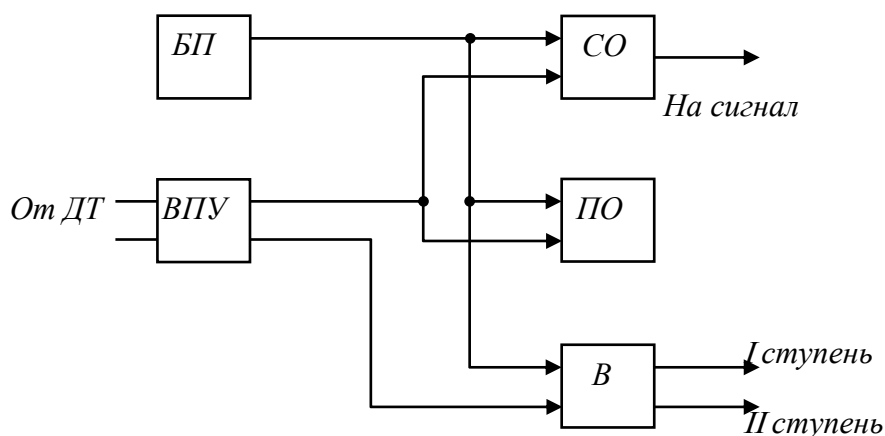


Рис. 3.12. Структурная схема устройства **РЗР-1М** и выходные цепи защиты

Ток ротора подается в устройство защиты от специального датчика тока. При тиристорном и высокочастотном возбуждении для этого используется трансформатор постоянного тока (**ТПТ**), при бесщеточном возбуждении - индукционный короткозамкнутый датчик тока (**ИКДТ**).

Защита **РЗР-1М** состоит из входного преобразовательного устройства **ВПУ**, сигнального **СО**, пускового **ПО**, интегрального **В** блоков и блока питания **БП**.

Принцип выполнения и построение схем основных органов и блока питания защиты **РЗР-1М** аналогичны примененным в токовой защите обратной последовательности типа **РТФ-6М**.

Диапазоны уставок сигнального органа $(1...1,2)I_{*РОТ}$. Рекомендуется прини-

мать $I_{*C3.CO} = 1,05$. Для пускового органа диапазон уставок $(1,05 \dots 1,25)I_{*POT.HOM}$. Рекомендуются $I_{*C3.ΠO} = 1,1$. Зависимая от тока ротора характеристика выдержки времени срабатывания интегрального органа соответствует выражению

$$t_{CP} = \frac{A}{[K(I_{*POT}) - B]^2}, \quad (3.27)$$

где A - постоянная, учитывающая накопление тепла в роторе;

K , B - коэффициенты, зависящие от вида характеристик и диапазона уставок.

Каждая ступень имеет свою зависимую характеристику выдержки времени. Причем, при одних и тех же значениях тока выдержки первой ступени, действующей на развозбуждение генератора, меньше на (20...25)% выдержек времени второй ступени, производящей отключение генератора.

На генераторах мощностью (60...100) МВт с электромашинным возбуждением, а также на турбогенераторах 160 МВт и более с резервным электромашинным возбуждением от перегрузки обмотки ротора используется защита со ступенчатой характеристикой выдержки времени, реагирующая на повышение напряжения на обмотке ротора. Напряжение срабатывания защиты $U_{CP} = 1,5I_{POT.HOM}R_{POT}$, где $I_{POT.HOM}$ - номинальный ток ротора; R_{POT} - сопротивление обмотки ротора в горячем состоянии при длительно допустимой максимальной температуре. Выдержка времени защиты на генераторе мощностью 60 МВт должна быть 40 с. Это достигается последовательным срабатыванием реле **КТ1** и **КТ2**. На генераторах (100...160) МВт и более выдержка времени срабатывания защиты 20 с, реле времени **КТ2** не устанавливается. Выдержка времени на развозбуждение генератора на (3...4) с меньше выдержки времени защиты ротора от перегрузки, действующей на отключение.

3.4. Практические примеры выполнения расчетов релейных защит генератора

В качестве примеров проведения численных расчетов рассмотрены следующие виды защит генераторов:

- продольная дифференциальная защита с реле РНТ-565;
- продольная дифференциальная защита с реле ДЗТ-11;
- защита от однофазных замыканий на землю в обмотке статора;
- защита генератора, работающего через один выключатель на сборные шины.

3.4.1. Расчет продольной дифференциальной защиты с реле

РНТ-565

Требуется выбрать уставки продольной дифференциальной защиты турбогенератора **ТВФ-60-2**, имеющего следующие характеристики:

- полная номинальная мощность - $S_{ГНОМ} = 75 \text{ МВ} \cdot \text{А}$;
- номинальное напряжение - $U_{ГНОМ} = 10,5 \text{ кВ}$;
- номинальный ток - $I_{ГНОМ} = 4125 \text{ А}$;
- номинальное значение угла - $\cos \varphi_{ГНОМ} = 0,8$;
- сверхпереходное сопротивление - $x_d'' = 0,146$;
- сопротивление обратной последовательности - $x_2 = 0,178$;
- коэффициент трансформации ТТ - $K_T = 5000/5$.

Расчет состоит из следующих этапов:

1) Ток при трехфазном к.з. на выводах генератора определим по известному выражению (в относительных единицах):

$$I_{*k \max}^{(3)} = \frac{E_d''}{x_d''} = \frac{U_{*ГНОМ} + I_{*ГНОМ} x_d'' \sin \varphi_{ГНОМ}}{x_d''} = \frac{1 + 1 \cdot 0,146 \cdot 0,6}{0,146} = 7,45.$$

В именованных единицах: $I_{k \max}^{(3)} = I_{*k \max}^{(3)} \cdot I_{ГНОМ} = 7,45 \cdot 4125 = 30700 \text{ А}$.

2) Определяем ток срабатывания защиты:

- По выражению (3.7) ток равен $I_{сз} = 0,6 \cdot I_{ГНОМ} = 2475 \text{ А}$.
- Так как ток должен быть больше максимального тока небаланса, то используем выражение (3.4); (3.3):
 - $I_{нб \max} = k_a k_{одн} \varepsilon I_{К.МАХ}^{(3)} = 1,3 \cdot 1 \cdot 0,5 \cdot 0,1 \cdot 30700 = 1995 \text{ А}$.
 - Окончательно принимаем наибольшее значение, т.е. $I_{сз} = 2475 \text{ А}$.

3) Расчетное число витков дифференциальной обмотки найдем по (3.9):

$$\omega_{\text{Диф.РАСЧ}} = \frac{F_{CP} K_T}{I_{сз}} = \frac{100 \cdot 1000}{2475} = 40,4 \text{ витка}.$$

Принимаем:

- число витков в рабочей обмотке - $\omega_{РАБ} = 35$;
- число витков в уравнивающей обмотке - $\omega_{УР} = 5$;
- число витков в дифференциальной - $\omega_{ДИФ} = 40$.

$$\text{Тогда } I_{сз} = \frac{F_{CP} K_T}{\omega_{ДИФ}} = \frac{100 \cdot 1000}{40} = 2500 \text{ А}$$

4) Коэффициент чувствительности дифференциальной защиты определим

при двухфазном к.з. у выводов в зоне защиты одиночно работающего генератора на холостом ходу при синхронизации.

Учитывая, что $E_{*Г} = U_{*Г} = 1$, ток двухфазного к.з. определим по известному выражению:

$$I_{K.MIN}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}E_{*Г}}{(x_d'' + x_2)} \cdot I_{Г.НОМ} = \frac{\sqrt{3} \cdot 1}{(0,146 + 0,178)} \cdot 4215 = 22250 \text{ A}.$$

Коэффициент чувствительности определяем по выражению (3.10):

$$k_q = I_{K.MIN}^{(2)} / I_{CЗ} = 22250 / 2500 = 8,9.$$

В соответствии с ПУЭ значение k_q должно быть не менее 2:

$$k_q = 8,9 > 2.$$

5) Анализ и рекомендации по интерпретации результатов расчета состоят в следующем.

Недостатком дифференциальной защиты с контролем токовых цепей является относительно большой ток срабатывания ($I_{CЗ} = (0.5...0.6)I_{Г.НОМ}$) в схеме с РНТ. Поэтому для генераторов мощностью 160 МВт и более с целью повышения чувствительности и быстродействия применяются схемы продольной дифференциальной защиты с использованием реле ДЗТ-11/5.

3.4.2. Расчет продольной дифференциальной защиты с реле ДЗТ-11

В реле ДЗТ-11/5 рабочая (дифференциальная) обмотка имеет 144 витка с одним ответвлением посередине. Это соответствует току срабатывания 0,7А. Тормозная обмотка включается во вторичную цепь трансформатора тока со стороны линейных выводов генератора и имеет общее число витков равное 36.

На рис. 3.13,а дана схема включения реле при одинаковых коэффициентах трансформации ТТ со стороны фазных и нулевых выводов генератора. Отпайка от половины витков рабочей обмотки обеспечивает выполнение схемы защиты при номинальном вторичном токе одного плеча дифференциальной защиты, вдвое большем тока другого плеча (ТТ со стороны фазных и нулевых выводов генератора с равными K_T) (рис. 3.13, б).

Уставка такой защиты выбирается расчетом числа тормозных витков по выражению:

$$\omega_{ТОРМ} = \frac{1,5 * I_{НБ.МАХ}}{I_K''^{(3)}} * \frac{\omega_{ДИФ}}{tg \alpha}, \quad (3.28)$$

где $I_{НБ.МАХ}$ - максимальный ток небаланса, определяемый по (3.4);

I_K - ток, проходящий по фазе при к.з. на выводах генератора;

$\omega_{диф}$ - число витков рабочей обмотки, принимается равным 144 или 72;

$tg\alpha$ - тангенс угла наклона касательной 3, проведенной из начала координат к тормозной характеристике 1 реле ДЗТ-11/5 (рисунок 3.14); $tg\alpha = 0.75$.

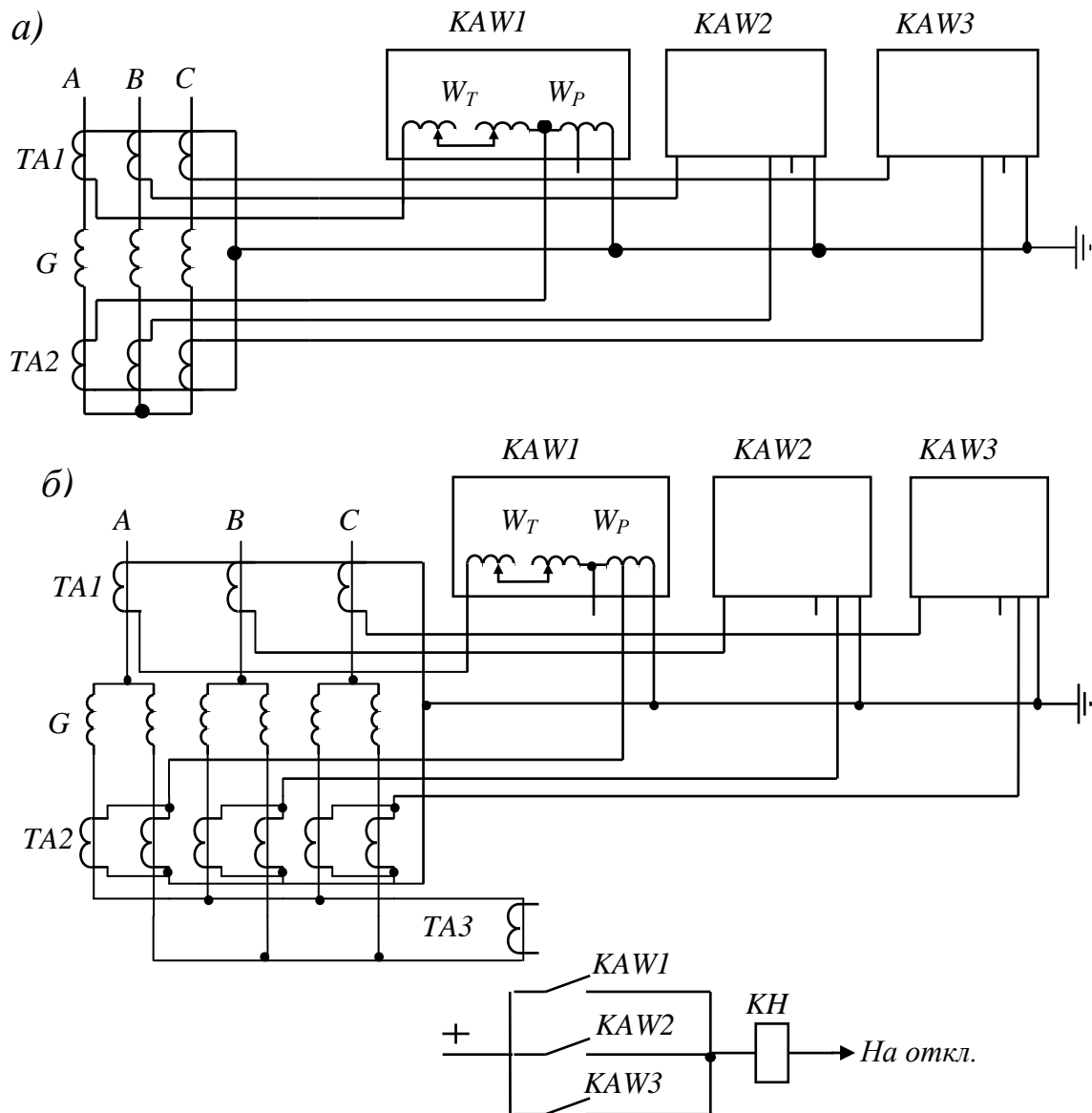


Рис. 3.13. Схема включения реле ДЗТ-11/5

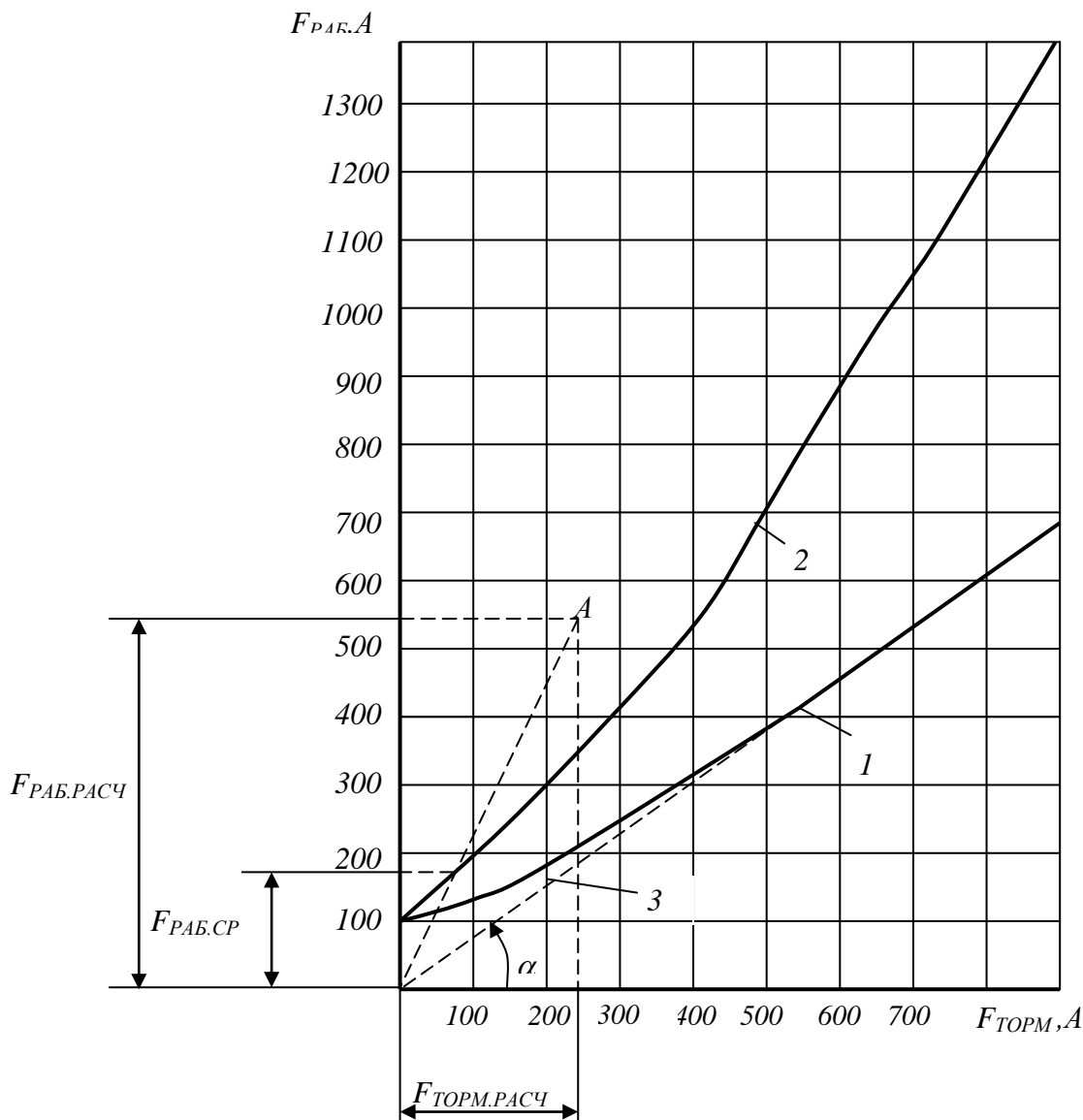


Рис. 3.14. Тормозные характеристики реле ДЗТ-11/5.

Кривая 1 соответствует случаю, когда угол между токами в рабочей и тормозной обмотках составляет 90° , а кривая 2 - совпадению токов по фазе.

При выборе числа витков тормозных обмоток принимается ближайшее большее число. Ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{CP} = \frac{F_{CP}}{\omega_{ДИФ}}, \quad (3.29)$$

где F_{CP} - м.д.с. срабатывания реле, равная 100.

Существенным недостатком магнитного торможения является загробление уставки срабатывания защиты, если при внутреннем к.з. угол между стекающими токами $\varphi \neq 0$.

В качестве примера рассмотрим выбор уставок дифференциальной защиты генератора ТГВ-300 МВт, который имеет следующие характеристики:

- номинальная полная мощность - $S_{Г.НОМ} = 353 \text{ МВ} \cdot \text{А}$;
- номинальное напряжение - $U_{Г.НОМ} = 20 \text{ кВ}$;
- номинальный ток - $I_{Г.НОМ} = 10,2 \text{ кА}$;
- номинальное значение угла - $\cos \varphi_{Г.НОМ} = 0,85$;
- сверхпереходное сопротивление - $x_d'' = 0,195$;
- сопротивление обратной последовательности - $x_2 = 0,238$.

Генератор работает в блоке с трансформатором. Расчетная точка к.з. находится на выводах генератора при наличии выключателей в цепи трансформаторов с.н. или в цепи генератора. При отсутствии выключателей она принимается на стороне высшего (среднего) напряжения трансформатора (K_2).

1) Примем расчетную точку к.з. на выводах генератора (K_1). Из расчета токов (“вручную” или на ПЭВМ) имеем:

- ток от генератора при трехфазном к.з. равен $I_K^{(3)} = 58,1 \text{ кА}$;
- составляющая обратной последовательности тока при двухфазном к.з. равна $I_2^{(2)} = 26,2 \text{ кА}$;
- фазный ток при двухфазном к.з. равен $I_\phi^{(2)} = \sqrt{3} \cdot I_2^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 26,2 = 45,4 \text{ кА}$.

2) Коэффициенты трансформации ТТ со стороны:

- фазных выводов – 12000/5;
- нулевых выводов – 6000/5.

Токовые цепи со стороны нулевых выводов включены на половину витков дифференциальной обмотки, а со стороны фазных выводов на все витки этой обмотки.

3) Токи срабатывания реле рассчитываются по выражению (3.29):

- Для цепи стороны нулевых выводов

$$I_{CP} = \frac{F_{CP}}{\omega_{диф}/2} = 100/72 = 1,39 \text{ А};$$

$$I_{CЗ} = I_{CP} \cdot \left(\frac{6000}{5} \right) = 1,39 \cdot \left(\frac{6000}{5} \right) = 1670 \text{ А};$$

$$I_{CЗ} = 0,163 \cdot I_{Г.НОМ} \cdot$$

- Для цепи стороны фазных выводов

$$I_{CP} = \frac{F_{CP}}{\omega_{Диф}} = \frac{100}{144} = 0,7 \text{ A};$$

$$I_{C3} = 0,7 \cdot \left(\frac{12000}{5} \right) = 1670 \text{ A};$$

$$I_{C3} = 0,163 \cdot I_{Г.НОМ}.$$

Защита не отстроена от обрыва токовых цепей и в указанном выше режиме действует на отключение генератора.

4) Максимальный ток небаланса при внешнем трехфазном к.з. на выводах генератора определяется по выражению (3.4):

$$I_{НБ.МАХ} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot I_K^{(3)} = 5,81 \text{ кА}.$$

5) Число витков тормозной обмотки находится по формуле (3.28):

$$\omega_{ТОРМ} = \left(1,5 \cdot \frac{5,81}{58,1} \right) \cdot \left(\frac{144}{0,75} \right) = 28,8 \text{ витка}.$$

Принимаем $\omega_{ТОРМ} = 29$ витков.

6) Чувствительность защиты при междуфазных повреждениях генератора всегда выше нормируемой и может не проверяться.

7) Анализ полученных результатов показывает, что при повышенных требованиях к быстродействию и чувствительности дифференциальной защиты мощных генераторов целесообразно использовать торможение минимальной суммой положительных и отрицательных полувольт.

Основным преимуществом этого способа является то, что при одностороннем питании места повреждения (к.з. в генераторе во время синхронизации) тормозной сигнал равен нулю.

Приведенный подход известен давно, но реализация дифференциальной защиты, основанной на нем, стала возможной благодаря появлению интегральных микросхем.

3.4.3. Расчет защиты от однофазных замыканий на землю в обмотке статора

Этот расчет рассмотрим на примере турбогенератора типа **ТВФ-60-20**, имеющего следующие характеристики:

- номинальное напряжение - $U_{Г.НОМ} = 6,3 \text{ кВ};$
- номинальный ток - $I_{Г.НОМ} = 6880 \text{ А};$
- номинальное значение угла - $\cos \varphi_{Г.НОМ} = 0,8;$

1) Для цепей блокировки рассматриваемой защиты при внешних трехфазных и

двухфазных к.з. используются реле:

- токовые реле защиты от внешних симметричных к.з.;
- грубый элемент защиты, включенный на фильтр токов обратной последовательности устройства РТФ-7/1.

2) Из таблицы 3.3. принимаем трансформатор тока ТНПШ-3У с $I_{ном} = 7200$ А.

3) Определяем вторичные токи небаланса:

- При наличии подмагничивания по формуле (3.18):

$$I_{НБ.БЛ.В} = \frac{1,05 \cdot 2,5 \cdot 0,15 \cdot \left(\frac{6880}{7200} \right)}{10 + 45} + \frac{0,1}{45} = 0,00906 \text{ А};$$

- При снятом подмагничивании по формуле (3.16):

$$I_{НБ.БЛ.В} = \frac{1,05 \cdot 2,5 \cdot 0,15 \cdot \left(\frac{6880}{7200} \right)}{45} = 0,00836 \text{ А.}$$

4) Из таблицы 3.3 находим: $Z_{Э.НАМ.В} = 10$ Ом; $Z_P = 45$ Ом; $E_{НБ.ПОДМ} = 100$ мВ;
 $E_{НБ.НЕС} = 150$ мВ; $w_B = 39$ витков.

При этом $E_{НБ.НЕС}$ пересчитывается с учетом различия номинальных токов генератора (6380 А) и **ТНПШ-3У** (7200 А).

5) Вторичный ток небаланса $I_{НБ.БЛ.В}$ приводится к первичной стороне с учетом (3.20) и (3.21):

$$I_{НБ.БЛ.П} = I_{НБ.БЛ.В} \omega_B \left(1 + \frac{Z_P}{Z_{Э.НАМ.В}} \right) = 0,0906 * 39 \left(1 + \frac{45}{10} \right) = 1,94 \text{ А.}$$

6) Емкостной ток при замыкании фазы генератора на землю равен (из табл. 3.3)

$$I_C = 0,7 \text{ А.}$$

По выражению (3.12) находим ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = \frac{1}{0,94} (2 * 0,7 + 1,5 * 1,94) = 4,59 \text{ А.}$$

7) Определим ток срабатывания реле по (3.21):

$$I_{ср} = \frac{4,59}{39 * (1 + 45 / 10)} = 0,021 \text{ А.}$$

8) В результате защита выполняется с использованием ТНПШ-3У и реле РТЗ-50 с $I_{сз} = 4,59$ А, $I_{ср} = 0,021$ А.

При этом на реле **РТЗ-50** используется третий диапазон уставок с током срабатывания (0,015...0,03)А.

3.4.4. Расчет допустимой величины нескомпенсированного

установившегося емкостного тока генератора ТВФ-120-2 в цепи ТНПШ-3У

1) Пусть известно: $U_{Г.НОМ} = 10,5$ кВ; $I_{Г.НОМ} = 6875$ А.

Номинальный ток ТНПШ-3У равен $I_{НОМ} = 7200$ А.

2) Допустимая величина нескомпенсированного установившегося емкостного тока генератора в цепи ТНПШ-3У определяется по выражению:

$$\Delta I_C = \frac{1}{k'_{ОТС}} (I_{СЗ} k_B - k''_{ОТС} I_{НБ.БЛ.П}). \quad (3.30)$$

3) В качестве расчетного принимается режим внешнего однофазного замыкания на землю, сопровождающийся внешним замыканием между двумя фазами, в условиях, когда первичный ток срабатывания $I_{СЗ.П} = 5$ А; $k'_{ОТС} = 2$ и $k''_{ОТС} = 1,5$ – коэффициенты отстройки; $k_B = 0,94$ – коэффициент возврата реле РТЗ-50.

4) Последовательность определения ΔI_C состоит из следующих этапов:

а) производится расчет $I_{НБ.БЛ.В}$ по выражениям (3.18) и (3.19).

$$I_{НБ.БЛ.В} = 0,00906 \text{ А};$$

$$I_{НБ.БЛ.В} = 0,00836 \text{ А};$$

б) производится расчет $I_{НБ.БЛ.П}$ по выражению (3.20).

$$I_{НБ.БЛ.П} = 1,94 \text{ А};$$

с) определяем величину нескомпенсированного тока (3.30).

$$\Delta I_C = 1/2 * (5 * 0,94 - 1,5 * 1,94) = 0,9 \text{ А};$$

д) определяем относительную величину $\Delta I_C \%$.

$$\Delta I_C \% = (\Delta I_C / I_{СТ}) 100\% = (0,9 / 1,385) 100\% \approx 65\% ,$$

где $I_{СТ} = 1,38$ А – емкостной ток генератора ТВФ-120-2 при замыкании на землю одной фазы.

5) Окончательно, при выполнении защиты от замыкания на землю на генераторе ТВФ-120-2 с током срабатывания 5А при возрастании э.д.с. небаланса в ТНПШ-3У достаточно скомпенсировать в установившемся режиме 35% собственного емкостного тока генератора.

3.4.5. Пример типов защит турбогенератора, работающего через один выключатель на сборные шины

В примере в кратком виде рассмотрены все типы защит турбогенератора типа ТВФ 120-2.

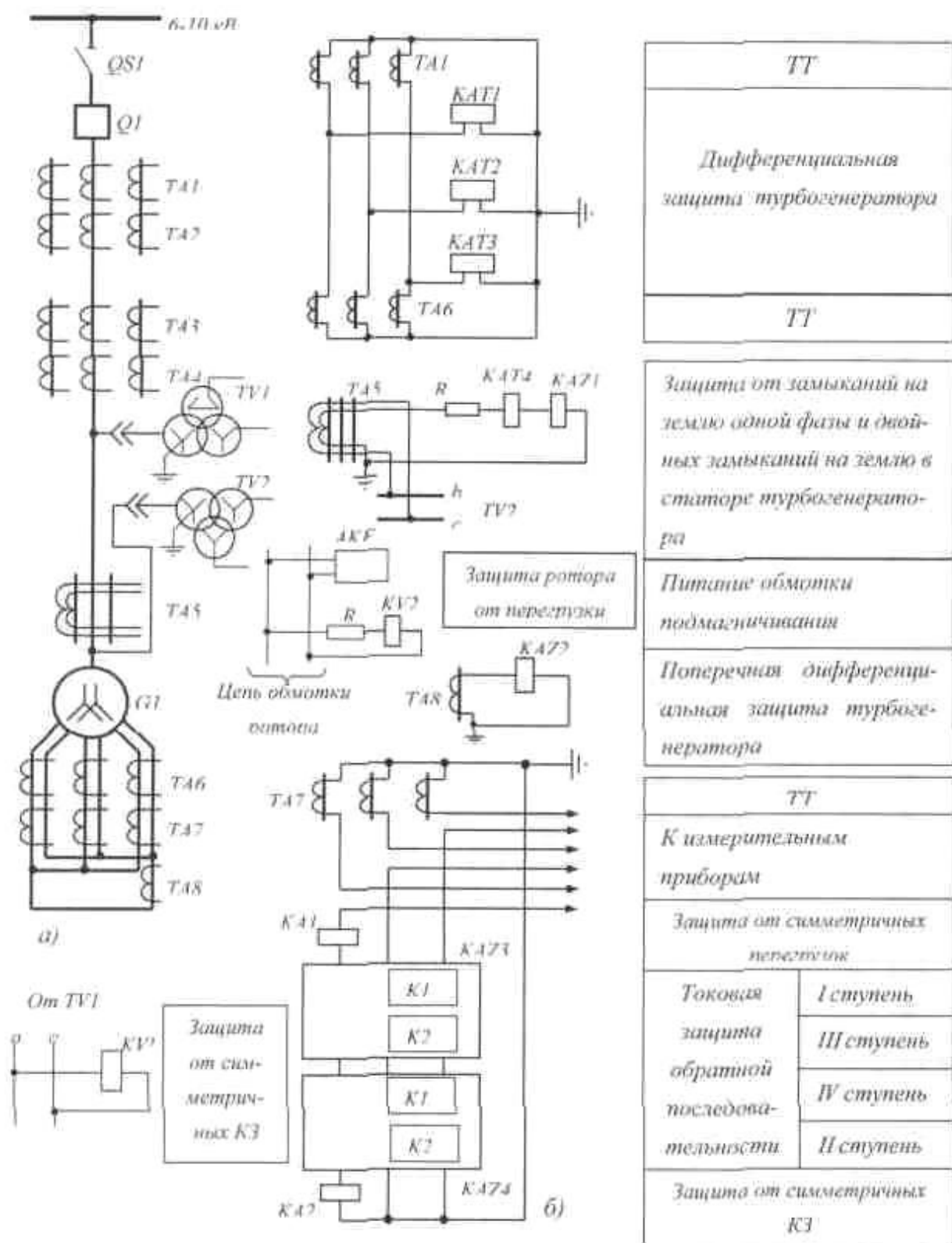


Рисунок 3.15. Схема релейной защиты турбогенератора 120 МВт, 10,5 кВ типа ТВФ-120-2.

а - поясняющая схема; б - цепи переменного тока и напряжения;
в - цепи оперативного постоянного тока; г - выходные цепи защиты; д - цепи

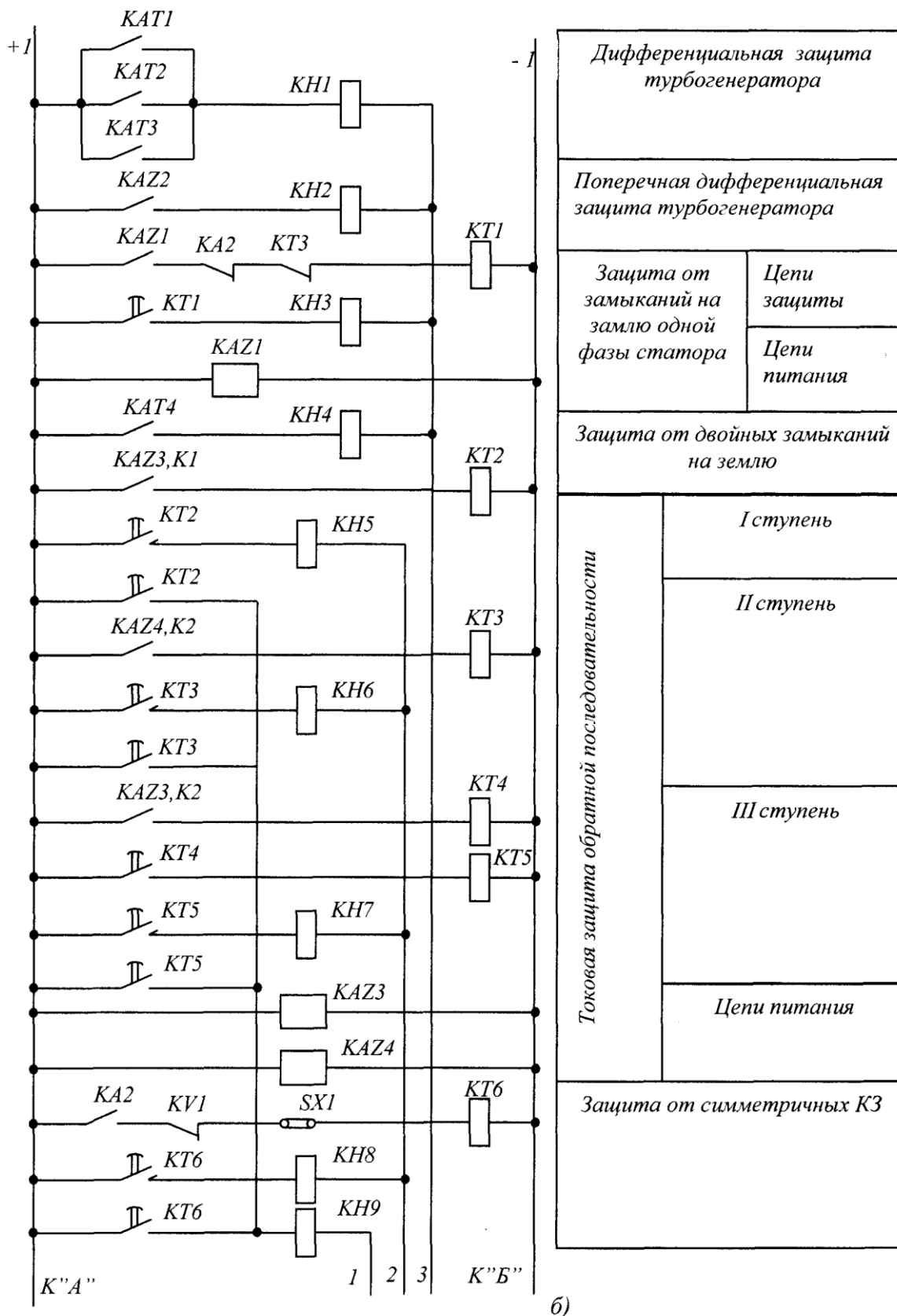
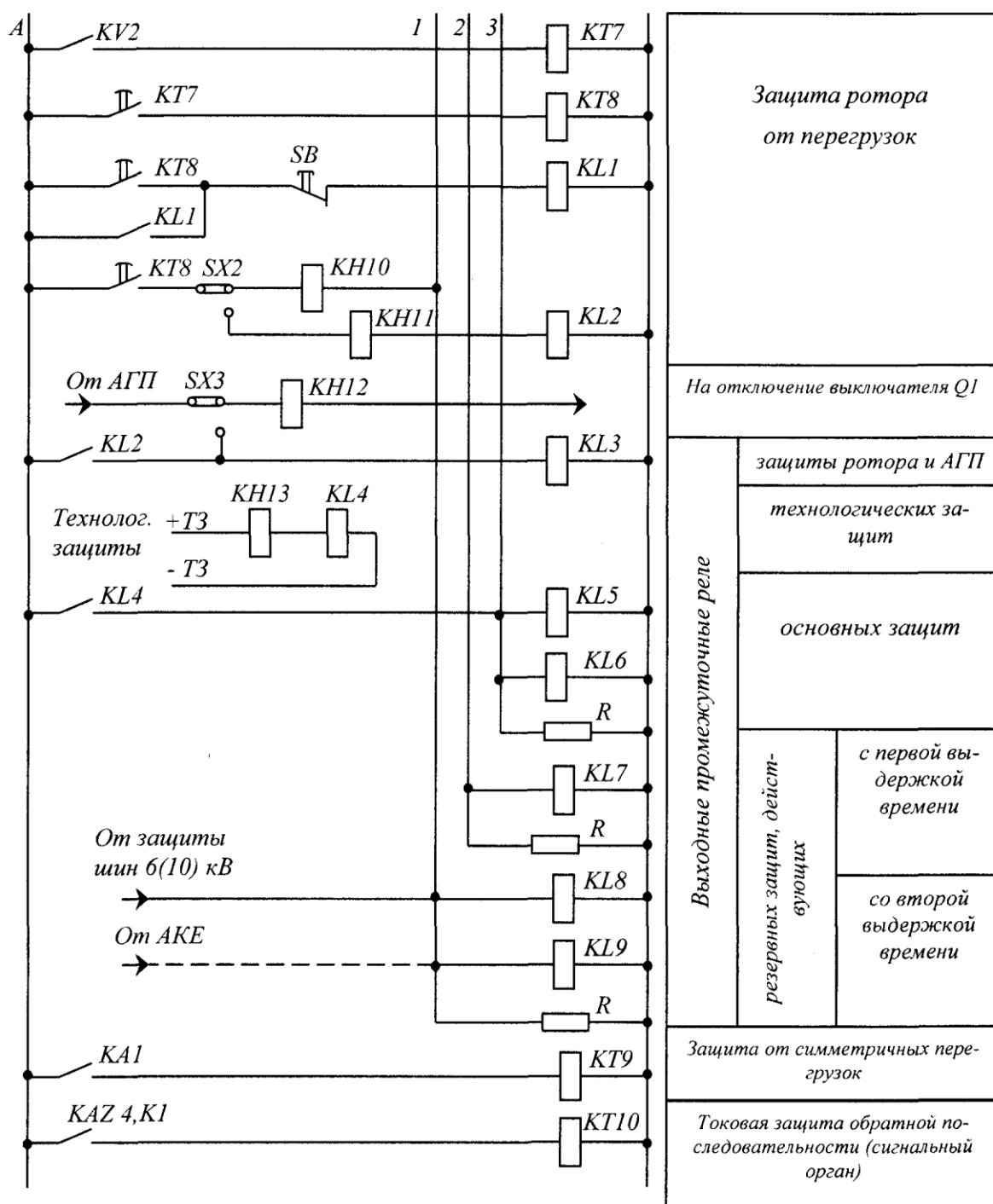


Рисунок 3.15. Продолжение



в)
Рисунок 3.15. Окончание

1) Основные типы защит:

- От многофазных к.з. в обмотке статора генератора и на его выводах – продольная дифференциальная токовая защита с реле типа РНТ-565 (КАТ1-КАТ3).
- От к.з. между витками одной фазы обмотки статора – односистемная поперечная дифференциальная токовая защита с реле типа РТ-40/Ф (КАЗ2).

- От замыканий на землю в обмотке статора – токовая защита нулевой последовательности с независимой выдержкой времени с реле типа РТЗ-50 (КАЗ1) и реле времени (КТ1).

- От двойных замыканий на землю в обмотке статора и в сети генераторного напряжения – токовая защита нулевой последовательности с реле типа РНТ-565 (КАТ4).

2) Резервные и другие типы защит:

- От внешних несимметричных к.з. и несимметричных перегрузок – четырехступенчатая токовая защита нулевой последовательности с независимой выдержкой времени с двумя реле типа РТФ-7/1 (КАЗ3 и КАЗ4) и реле времени (КТ2-КТ5).

- От внешних симметричных к.з. – максимальная токовая защита с пуском на напряжения с независимой выдержкой времени с реле тока типа РТ-40(КА2), реле напряжения типа РН-54/160 (KV1) и реле времени (КТ6).

- От симметричных перегрузок – максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени с реле тока типа РТ-40 (КА1) и реле времени (КТ9).

- От перегрузок ротора током возбуждения – максимальная защита напряжения с независимой выдержкой времени с реле напряжения типа РН-53/400 (KV2) и реле времени (КТ7 и КТ8).

- От замыкания на землю в одной точке цепи ротора – реле типа КЗР-3 (АКЕ1).

3) Воздействие защит.

Для реализации действия рассмотренных устройств релейной защиты в схеме предусматриваются следующие промежуточные реле и их группы:

- Группа промежуточных реле (KL5 и KL6), фиксирующих действие основных защит и производящих отключение выключателя турбогенератора, гашение поля и остановку турбины.

- Промежуточное реле (KL7), фиксирующее действие резервных защит с первой выдержкой времени и производящее отключение секционного выключателя.

- Группа промежуточных реле (KL8 и KL9), фиксирующих действие резервных защит со второй выдержкой времени и производящих отключение выключателя турбогенератора и гашение поля.

- Группа промежуточных реле (KL1-KL3), фиксирующих отключение АГП и перегрузку ротора и производящих разгрузку ротора при действии первой ступени защиты или разгрузку турбогенератора по активной мощности при действии

второй ступени защиты при возможности асинхронного режима.

- Промежуточное реле (KL4), фиксирующее действие технологических защит.

4. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ

Увеличение единичной мощности трансформаторов и автотрансформаторов, возрастание доли утяжеленных режимов, в которых они работают, и другие факторы предъявляют высокие требования к выбору и работе их релейной защиты и автоматики.

Основные функции защиты трансформаторов и автотрансформаторов состоят в следующем:

отключение трансформатора (автотрансформатора) при его повреждении от всех источников питания;

отключение трансформатора (автотрансформатора) от поврежденной части электроустановки при прохождении через него сверхтока в случаях повреждения шин или другого оборудования, связанного с трансформатором (автотрансформатором), а также при повреждениях смежных линий электропередачи или оборудования и отказах защит или выключателей;

подача предупредительного сигнала дежурному персоналу подстанции (или электростанции) при перегрузке трансформатора (автотрансформатора), выделении из масла газа, понижении уровня масла, повышении его температуры.

Для защиты трансформаторов (автотрансформаторов) при их повреждении и сигнализации о нарушении нормальных режимов работы применяются следующие типы защиты:

дифференциальная - для защиты при повреждениях обмоток, вводов и ошиновки трансформаторов (автотрансформаторов);

токовая отсечка мгновенного действия - для защиты трансформаторов (автотрансформаторов) при повреждениях ошиновки, вводов и части обмотки со стороны источника питания;

газовая - для защиты при повреждениях внутри бака трансформатора (автотрансформатора), сопровождающихся выделением газа, а также при понижении уровня масла;

от сверхтоков, проходящих через трансформатор (автотрансформатор) при повреждении как самого трансформатора (автотрансформатора), так и других связанных с ним элементов—**максимальная токовая** или **максимальная токовая**

направленная защита, реагирующая на фазные токи, а также на токи нулевой и обратной последовательностей, **максимальная токовая защита** с пуском минимального напряжения, **дистанционная защита**;

от замыкания на корпус;

от перегрузки.

4.1.1. Возможные повреждения и ненормальные режимы работы трансформаторов и автотрансформаторов

К режимам, при которых необходимо предусмотреть мероприятия по защите, относятся повреждения конструктивных элементов трансформатора (автотрансформатора) и ненормальные режимы, включающие увеличение тока больше номинального, повышение напряжения и снижения уровня масла.

1) Наиболее опасными видами повреждения являются **короткие замыкания между фазами на выводах и внутри бака с большим числом замкнувшихся витков**, когда возникают значительные токи в трансформаторе и в смежном с ним оборудовании, и значительное снижение напряжения в прилегающей сети. Вместе с тем, конструктивное выполнение трансформаторов обеспечивает большую прочность междуфазной изоляции, что существенно уменьшает вероятность многофазных к.з., а при выполнении тремя однофазными трансформаторами практически исключает их.

Поэтому наиболее частыми повреждениями являются витковые замыкания и однофазные к.з. на землю. Необходимо отметить, что витковые замыкания, а также междуфазные внутри бака с небольшим числом замкнувшихся витков, сопровождаются малыми токами в наружных выводах при значительных токах в месте к.з. Возможны режимы, когда при указанных повреждениях токи в цепи, где устанавливаются измерительные трансформаторы, не превышают номинальные. Небольшие по величине токи возникают и при однофазных к.з. на землю в сетях с изолированными и компенсированными нейтралями. Для выявления такого рода повреждений требуются устройства защиты, обладающие высокой чувствительностью.

2) Характерным повреждением трансформатора является повреждение магнитопровода, когда возникает местный нагрев и "пожар" стали. Повреждение магнитопровода не приводит к немедленному повреждению обмоток и заметному изменению электрических параметров на выводах трансформатора и поэтому не может быть своевременно выявлено устройствами защиты, реагирующими на элек-

трические величины. В последующем, если не будет предприняты меры по предотвращению развития повреждения, в результате термического воздействия произойдет пробой изоляции обмоток.

Рассмотренные повреждения обмоток, их выводов и магнитопровода требует немедленного отключения трансформатора, в противном случае возникает опасность расширения размеров разрушения, повреждения смежного оборудования, существенного ухудшения условий функционирования энергосистемы и потребителей.

3) Короткие замыкания в смежном оборудовании, к которому присоединяется трансформатор, приводят к увеличению тока сверх номинального значения. При отказе защит или выключателей смежных элементов протекание токов к.з. может оказаться значительным. Нагрев обмоток сверх допустимой температуры в этом режиме может привести к пробой изоляции и неоправданному выходу из строя трансформатора на длительное время. Поэтому в защитах трансформаторов предусматриваются устройства, действующие при внешних к.з., с параметрами, согласованными с выдержками времени и уставками защит смежных участков.

В качестве таких устройств используют **максимальные токовые защиты, токовые защиты нулевой и обратной последовательностей, защиты с блокировкой по напряжению, дистанционные защиты**. В их зону действия обычно входят шины подстанции, к которым подсоединяются выводы трансформатора, и присоединения, отходящие от этих шин. Одновременно указанные устройства резервируют основные защиты трансформатора. Если смежные участки не снабжены своими защитами, то защита трансформатора от внешних к.з. является основной для смежного оборудования. Маломощные трансформаторы снабжаются иногда одним типом устройств и от внешних и от внутренних повреждений, которые в этом случае оказываются основной защитой трансформатора.

4) Ток, превышающий номинальный, появляется и при перегрузках, среди которых необходимо различать **кратковременные и длительные**.

Кратковременные перегрузки, возникающие, например, в режиме качания, при пуске и самозапуске электродвигателей, не опасны и не требуют специальных мер по защите трансформатора.

Длительные перегрузки, обусловленные, например, подключением дополнительной нагрузки при действии автоматического включения резерва или отключением параллельно работающего трансформатора, могут привести к недо-

пустимому нагреву обмоток даже в условиях принудительной циркуляции охлаждающей среды. На подстанциях, где отсутствует возможность устранения длительной перегрузки автоматически или с помощью обслуживающего персонала, релейная защита от перегрузок действует на отключение. Во всех остальных случаях защита действует на сигнализацию и автоматическую разгрузку. Релейная защита от перегрузок реализуется обычно на токовом принципе.

5) К числу ненормальных режимов относится **недопустимое увеличение напряжения**. В сетях с частичным заземлением нейтралей возможны опасные для изоляции перенапряжения при аварийном отключении части энергосистемы с заземленными нейтралями. В сетях (500...750)кВ перенапряжения возникают при одностороннем отключении длинных линий с большой емкостной проводимостью, а также из-за резонанса, возникающего при определенных соотношениях емкости линии и индуктивности шунтирующих реакторов. Для предотвращения повреждения изоляции при перенапряжении предусматривается максимальная защита напряжения.

6) **Уменьшение количества масла в трансформаторе** возможно при сильном понижении температуры из-за недостаточного его количества в расширителе или утечке масла из бака. В качестве устройства, определяющего недопустимое снижение уровня масла, используется реле уровня масла, которое действует обычно на сигнал, также и газовая защита, которая действует на отключение трансформатора.

7) Большинство устройств релейной защиты трансформатора выполняется с использованием известных **реле тока, напряжения и сопротивления**. В то же время трансформатор имеет ряд конструктивных и режимных особенностей, которые должны быть учтены при выборе и расчете релейной защиты. Включение трансформатора под нагрузку или повторное восстановление напряжения на его выводах после отключения внешнего к.з. сопровождаются **броском тока намагничивания**, который в первый момент времени после коммутации достигает величины, значительно превосходящих номинальный ток. Время затухания намагничивающего тока намного больше требуемого времени срабатывания основных защит, что ставит проблему предотвращения неправильных срабатываний при одновременном обеспечении чувствительности.

8) В некоторых типах трансформаторов **предусматривается регулирование под нагрузкой (РПН)**, диапазон которого достигает $\pm 16\%$ от номинального

напряжения. Одновременно с РПН, или без него, возможно применение устройств регулирования без нагрузки. Обычно диапазон регулирования составляет $\pm 5\%$ от номинального напряжения с одной ступенью в трансформаторах с токами более 700 А и двумя ступенями с токами меньше 700 А. Наличие регулирования предопределяет изменение токов на сторонах трансформатора при внешних и внутренних к.з. по сравнению со средним положением устройства регулирования и требует учета этого фактора при выборе и расчете устройств защиты.

При внешних к.з. и в нагрузочном режиме токи на сторонах трансформатора не равны между собой, а из-за разных схем соединения обмоток сдвинуты относительно друг друга по фазе. При стандартной схеме соединения Y/ Δ - токи со стороны звезды и треугольника сдвинуты относительно друг друга на 30° .

9) К числу особенностей трансформаторов упрощенных подстанций необходимо отнести их **присоединение к линиям электропередачи без выключателей**. В этом случае при повреждениях трансформатора должны быть предусмотрены мероприятия по отключению выключателей, расположенных на концах питающих линий: установка короткозамыкателей для искусственных замыканий в линии и отделителя для отключения трансформатора в бестоковую паузу АПВ линии; передача отключающего сигнала по контрольному кабелю или по высокочастотному каналу на выключатели линии.

4.2. Основные защиты трансформаторов и автотрансформаторов

Основные защиты реагируют на все виды повреждений трансформатора или автотрансформатора (в дальнейшем – объекта) и действуют на отключение выключателей со всех сторон без выдержки времени. К основным защитам относятся:

- 1) **Продольная дифференциальная токовая** защита от всех видов замыканий на выводах и в обмотках сторон с заземленной нейтралью, а также от многофазных замыканий на выводах и в обмотках сторон с изолированной нейтралью;
- 2) **Газовая защита** от замыканий внутри кожуха объекта, сопровождающихся выделением газа, а также при резком понижении уровня масла;
- 3) **Дифференциальная токовая защита** дополнительных элементов (добавочный трансформатор, синхронный компенсатор).

4.2.1. Основные условия выбора продольной дифференциальной защиты

Эти условия определяют расчетные режимы и требования, предъявляемые к защите в зависимости от параметров трансформатора или автотрансформатора:

1) **Продольная дифференциальная защита** применяется для трансформаторов мощностью 6,3 МВА и выше, а также для всех автотрансформаторов (при мощности трансформатора менее 6,3 МВА применяется **токовая отсечка** в сочетании с МТЗ). Защита выполняется с использованием дифференциальных реле типа РНТ и ДЗТ с насыщающимися трансформаторами.

Реле типа РНТ–565 – РНТ–567 обеспечивают повышенную отстройку от переходных режимов с апериодической слагающей, а реле типа ДЗТ–11 – ДЗТ–14 обеспечивают повышенную отстройку от периодических токов небаланса.

Выбор типа реле определяется расчетом. Для двухобмоточных трансформаторов используется двухрелейная схема защиты, для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов - трехрелейная схема на стороне низшего напряжения, для повышения чувствительности ТТ соединяются в полную звезду.

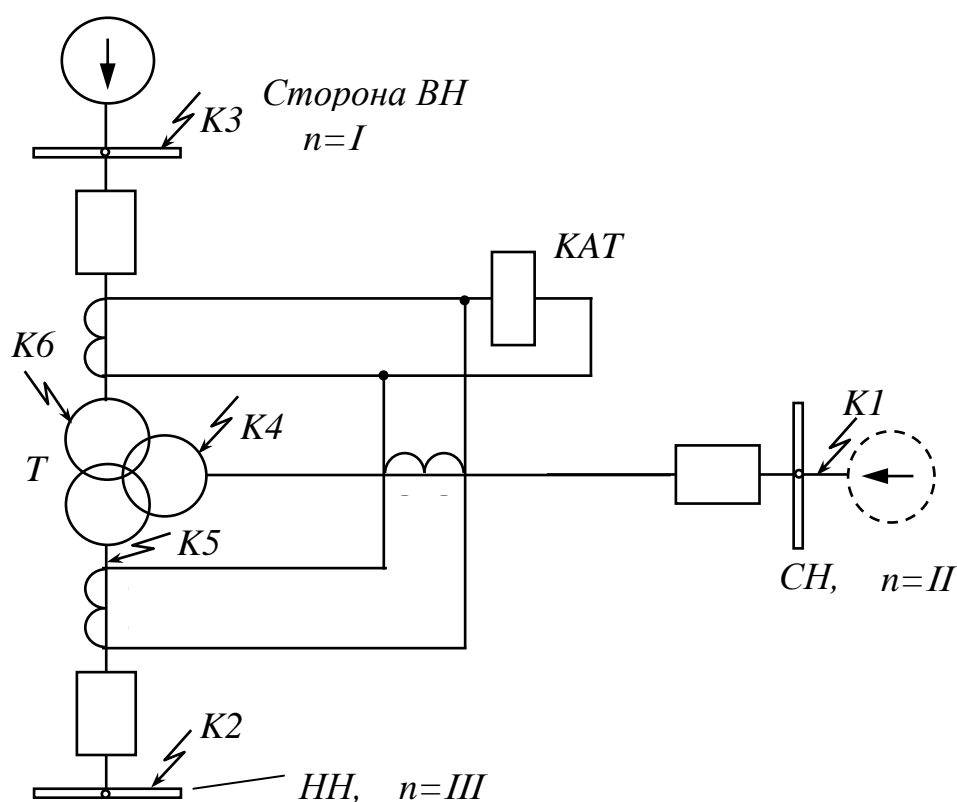


Рис. 4.1. Поясняющая схема к расчету дифференциальной защиты трансформатора.

2) Для выбора тока срабатывания защиты по условиям отстройки от тока небаланса рассматриваются такие режимы, при которых **ток небаланса будет наибольшим**. Выбор расчетных условий определяется параметрами системы. Для трансформаторов и автотрансформаторов с односторонним питанием расчетными являются трехфазные к.з. на шинах среднего и низшего напряжений (**СН** и **НН** точки **К1** и **К2**, рис.4.1.) При двухстороннем питании расчетной может быть и точка к.з. на шинах высшего напряжения (**ВН** точка **К3**, рис.4.1).

3) Для проверки чувствительности рассматриваются такие режимы, при которых **чувствительность будет минимальной**. При одностороннем питании коэффициент чувствительности проверяется при внутреннем двухфазном к.з. на сторонах **СН** и **НН** в минимальном режиме работы системы (точка **К4** и **К5**, рисунок 4.1.). При двухстороннем питании расчетной по чувствительности может оказаться однофазное или двухфазное к.з. на стороне **ВН** (точка **К6**, рисунок 4.1.). Заметим, что при нескольких трансформаторах на подстанции расчетным является режим раздельной работы. Это справедливо как для проверки чувствительности, так и для выбора тока срабатывания.

4.2.2. Предварительный расчет защиты и выбор типа реле

Первоначально определяется ток срабатывания защиты с реле РНТ по большему, исходя из двух условий:

а) **Отстройка от броска тока намагничивания**, возникающего при включении трансформатора или автотрансформатора на холостой ход или при восстановлении напряжения после отключения к.з.

$$I_{с.з.} = K_o I_{НОМ} , \quad (4.1)$$

где $K_o = 1,3$ – коэффициент отстройки для реле **РНТ**;

$I_{НОМ}$ – номинальный ток той стороны трансформатора, напряжение которой принято в качестве расчетной; для автотрансформаторов при определении $I_{НОМ}$, берется типовая мощность.

б) Отстройка от максимального тока небаланса, возникающего при внешних к.з.

$$I_{с.з.} \geq K_3 I_{НБ.РАСЧ.} , (4.2)$$

где $K_3 = 1,3$ – коэффициент запаса по избирательности;

$I_{НБ.РАСЧ.}$ – максимальный расчетный ток небаланса, определяемый как сумма трех составляющих, пропорциональных периодической слагающей тока к.з.

$$I_{НБ.РАСЧ.} = I'_{НБ.РАСЧ.} + I''_{НБ.РАСЧ.} + I'''_{НБ.РАСЧ.} \quad (4.3)$$

Составляющая $I'_{НБ.РАСЧ.}$ – обусловлена погрешностью трансформаторов тока:

$$I'_{НБ.РАСЧ.} = K_{ОДН} \varepsilon I_{К.З.МАКС.}, \quad (4.4)$$

где $K_{ОДН} = 1,0$; $\varepsilon = 0,1$; $I_{К.З.МАКС.}$ – максимальный ток внешнего к.з., приведенный к расчетной ступени напряжения.

Составляющая $I''_{НБ.РАСЧ.}$ – обусловлена регулировкой коэффициента трансформации силового трансформатора (автотрансформатора) после того, как защита была сбалансирована на средних отпайках. Эта составляющая определяется как сумма токов небаланса на сторонах, где имеется регулирование:

$$I''_{НБ.РАСЧ.} = \sum_{n=1}^i \Delta U I_{N К.З.МАКС.}, \quad (4.5)$$

где ΔU – относительная погрешность регулировки, принимается равной половине диапазона регулирования сторон n трансформатора (если регулирование $\pm 10\%$, то $\Delta U = 0,1$). $I_{N К.З.МАКС.}$ максимальный периодический ток, протекающий по стороне n трансформатора.

Составляющая $I'''_{НБ.РАСЧ.}$ – обусловлена неточностью установки на реле расчетных чисел витков:

$$I'''_{НБ.РАСЧ.} = \sum_{n=1}^i \Delta \omega n I_{N К.З.МАКС.}, \quad (4.6)$$

где $\Delta \omega = \frac{\omega_{N РАСЧ} - \omega_N}{\omega_{N РАСЧ}}$ – погрешность выравнивания для стороны n ; $\omega_{N РАСЧ}$ и ω_N

стороны – расчетные и фактические числа витков для стороны n трансформатора. При предварительном расчете эта составляющая не учитывается.

в) Выбор типа реле производится на основе оценки чувствительности защиты, которая определяется приближенно, полагая, что весь ток повреждения (приведенный ко вторичной стороне) попадает в реле.

$$K_{\eta} = \frac{I_{К.З.МИН}}{I_{С.З.}} \geq 2. \quad (4.7)$$

Если чувствительность оказывается достаточной, то продолжают расчет защиты с реле РНТ. В процессе расчета уставок реле уточненный ток срабатывания (с учетом $I'''_{НБ.РАСЧ.}$) может оказаться больше предварительно найденного, а чувствительность защиты недостаточной. В этом случае проверяется возможность снизить ток срабатывания за счет составляющих $I'_{НБ.РАСЧ.}$ и $I''_{НБ.РАСЧ.}$.

Составляющую $I''_{НБ.РАСЧ.}$ можно не учитывать, если регулирование коэффи-

циента трансформации силового трансформатора производится редко. В этом случае расчет уставок реле производится для каждого положения переключателя напряжения (обычно для верхнего и низшего ответвлений). При изменении положения переключателя должна изменяться и уставка, выполняемая на реле. Составляющую $I_{НБ.РАСЧ}'''$ можно уменьшить за счет более рационального выбора числа витков реле путем изменения коэффициентов трансформации ТТ отдельных сторон силового трансформатора.

Если дифференциальная защита с реле РНТ не обеспечивает необходимой чувствительности, а расчетной является отстройка от тока небаланса, то принимают реле типа ДЗТ, имеющее магнитное торможение от сквозного тока к.з.

г) При выборе тока срабатывания защита с реле ДЗТ в выражении (4.1) принимается $K_o=1,5$, а в (4.2) – $K_3=1,5$. Причем, в качестве расчетного рассматривается внешнее к.з., при котором торможение отсутствует.

4.2.3. Выбор уставок реле РНТ

Определение числа витков, устанавливаемых на реле, производится в следующем порядке:

а) Определяются вторичные номинальные токи сторон трансформатора:

(4.8)

где $I_{нНОМ} = \frac{S_T}{3U_{нНОМ}}$ - номинальный ток стороны n трансформатора; $K_{СХ}$ - коэффициент схемы соединения вторичных обмоток ТТ (при соединении обмоток в звезду $K_{СХ} = 1,0$; при соединении в треугольник $K_{СХ} = \sqrt{3}$); $n_{ТТn}$ - принятый ТТ на стороне n трансформатора (при выборе коэффициента ТТ надо учитывать, что вторичные номинальные токи не должны существенно превышать 5А). Все эти данные удобно представить в виде таблицы. Сторона с наибольшим током принимается в качестве основной.

б) Определяется ток срабатывания реле для основной стороны трансформатора

(4.9)

$$I_{CPn} = \frac{I_{C3} K_{CX} \left(\frac{U_{НОМ.Р}}{U_{ННОМ}} \right)}{n_{ТТn}}$$

где $U_{НОМ.Р}$ - номинальное напряжение стороны, соответствующей расчетной ступени напряжения.

Если расчет защиты выполняется для разных положений переключателя напряжения трансформатора, то это учитывается при определении тока срабатывания защиты введением коэффициента $K_p = (1 \pm \Delta U)$ в числитель выражения (4.9).

в) Находится расчетное число витков для основной стороны:

$$\omega_{OCH.PACЧ} = \frac{F_{CP}}{I_{CP}} \quad (4.10)$$

Если расчетное число витков оказывается дробным, то принимается ближайшее меньшее целое значение ω_{OCH} .

г) Расчетные числа витков для других сторон защиты выбираются по условиям баланса на реле м.д.с. плеч защиты при внешнем к.з. или нормальном режиме (рисунок 4.2):

$$I_{I \text{ в.н.}} \omega_I = I_{II \text{ в.н.}} \omega_{II} = I_{III \text{ в.н.}} \omega_{III} \quad (4.11)$$

откуда

$$\omega_{N \text{ PACЧ}} = \omega_{OCH} \left(\frac{I_{OCH \text{ в.н.}}}{I_{n \text{ в.н.}}} \right) \quad (4.12)$$

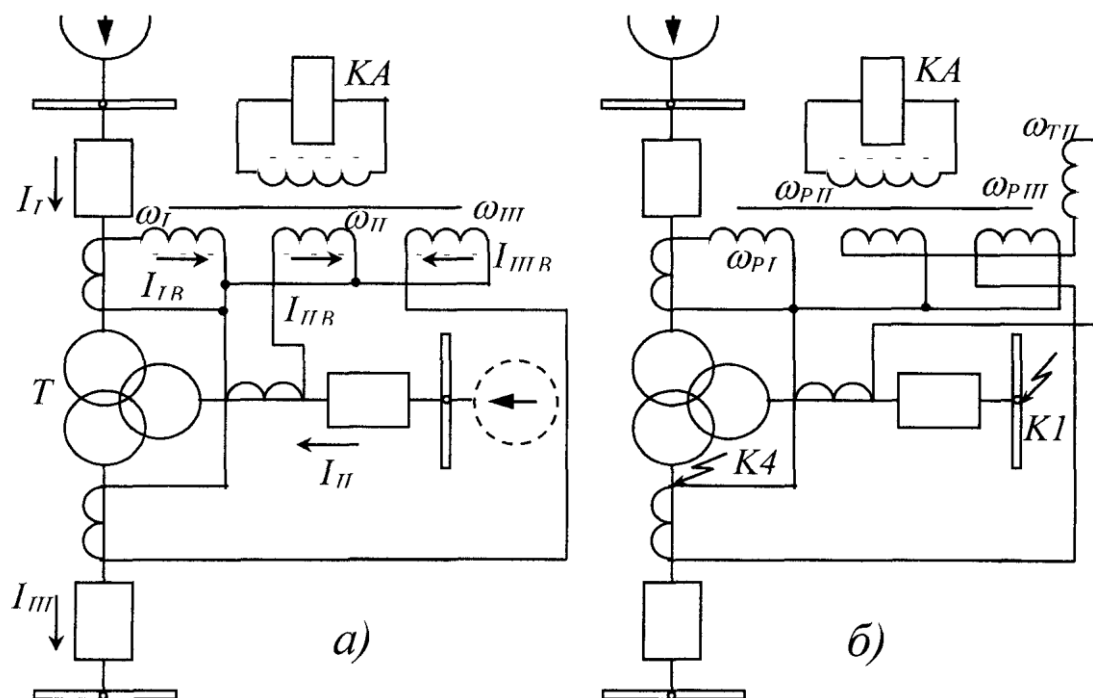


Рисунок 4.2 Упрощенные схемы дифференциальных защит с реле РНТ и ДЗТ.

Для неосновных сторон к установке на реле принимается ближайшее целое значение ω_n .

д) Находится ток срабатывания защиты с учетом составляющей $I''_{нб.расч}$ при к.з. на той стороне, где ток небаланса наибольший, и уточняется по выраже-

нию (4.9) ток срабатывания реле.

Если полученное значение тока срабатывания окажется больше ранее найденного, то число витков на основной стороне принимается на один меньше, а для неосновных сторон принимается ближайшее целое число витков.

Расчет повторяется до тех пор, пока не выполнится условие:

$$I_{CPi} \leq I_{CP(i-1)}, \quad (4.13)$$

где i - номер варианта расчета при изменении ω_{OCH} .

е) Чувствительность защиты проверяется при внутренних к.з. в расчетных точках:

$$K_q = \sum_{n=1}^{\text{III}} \frac{I_{nB} \omega_N}{F_{C.P.}} \geq 2 \quad (4.14)$$

где I_{nB} - вторичный ток плеча защиты со стороны n трансформатора при расчетном к.з. (определяется по схемам токораспределения). Практически при сбалансированных м.д.с. плеч защит коэффициент чувствительности может быть определен по первичным токам с погрешностью менее 10%:

$$K_q = \frac{I_{KЗ \text{ МИН}}}{I_{C.З.}} \geq 2 \quad (4.15)$$

4.2.4. Выбор уставок реле ДЗТ

При использовании реле ДЗТ-11 тормозную обмотку включают обычно на той стороне, к.з. на которой дает наибольший ток небаланса (например, точка **К1** рисунок 5.2,б). При этом указанный ток небаланса при выборе тока срабатывания не учитывается.

Определение числа витков ω_{PP} , которые устанавливаются на рабочих обмотках разных сторон для обеспечения баланса м.д.с. на реле, производится также как и для реле РНТ.

Число витков тормозной обмотки, обеспечивающее надежную отстройку реле от тока небаланса, при данном виде к.з. определяется как:

$$\omega_{nT} = \frac{K_3 I_{HB.PACЧ}}{I_{nT}} \cdot \frac{\omega_{nP}}{tg\alpha}, \quad (4.16)$$

где $K_3 = 1,5$; I_{nT} - первичный тормозной ток стороны n трансформатора; $tg\alpha = 0,87$ - тангенс угла наклона касательной, проведенной из начала координат и нижней расчетной по избирательности тормозной характеристики, (рис.4.3).

Проверка чувствительности защиты при внутренних повреждениях без тор-

можения производится так же, как и для реле РНТ:

$$K_{\text{Ч}} = \left(\sum_{n=1}^{\text{III}} I_{nB} \omega_n \right) / F_{\text{C.P.O.}}, \quad (4.17)$$

где $F_{\text{C.P.O.}}$ – м.д.с. срабатывания реле ДЗТ при отсутствии торможения. Заметим, что коэффициент чувствительности может быть определен приближенно по первичным токам.

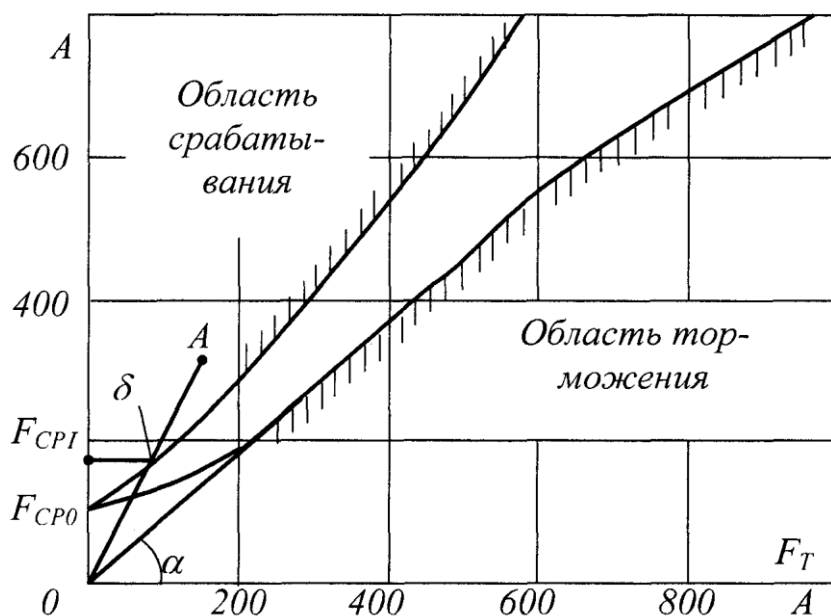


Рис. 4.3. Тормозные характеристики реле ДЗТ-11

Проверка чувствительности защиты при внутренних повреждениях с торможением производится следующим образом. Первоначально определяется рабочая и тормозная м.д.с., подводимые к реле при расчетном к.з.

$$F_P = \sum_{n=1}^{\text{III}} I_{nB} \omega_n \quad ; \quad F_T = \sum_{n=1}^{\text{III}} I_{nB} \omega_{nT} .$$

Для реле ДЗТ-11, имеющего одну тормозную обмотку на стороне n трансформатора $F_T = I_{nB} \omega_{nn}$. В дальнейшем, на чертеже тормозной характеристики откладывают точку $A(F)$, соответствующую внутреннему к.з. с торможением. Точку A соединяют с началом координат прямой линией.

Пересечение этой линии с верхней расчетной по чувствительности тормозной характеристикой дает точку B (рис. 4.2). Проекция точки B на ось ординат дает м.д.с. срабатывания реле при наличии торможения для данного расчетного режима.

Коэффициент чувствительности определяется как

$$K_{\text{ч}} = \frac{F_p}{F_{\text{с.р.т}}} \geq 1.8 . \quad (4.18)$$

4.3. Резервные защиты трансформаторов и автотрансформаторов

Резервные защиты резервируют основные защиты и реагируют на внешние к.з., действуя на отключение с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключается выключатель одной из сторон низшего напряжения (обычно той, где установлена защита), со второй - все выключатели объекта. Резервные защиты от междуфазных повреждений имеют несколько вариантов исполнения:

- 1) **МТЗ** без пуска по напряжению;
- 2) **МТЗ** с комбинированным пуском по напряжению;
- 3) **МТЗ** обратной последовательности с приставкой для действия при симметричных к.з.

Резервные защиты от замыкания на землю выполняются в виде **МТЗ** нулевой последовательности.

4.3.1. Выбор схем резервных защит

Выбор схем защит производится в зависимости от типа защищаемого оборудования (трансформатор или автотрансформатор) и числа обмоток, а также от схемы питания (одностороннее, двухстороннее).

- 1) В качестве резервной защиты от междуфазных повреждений для трансформаторов применяется **МТЗ** с пуском или без пуска по напряжению в зависимости от чувствительности защиты. Пуск по напряжению выполняется комбинированным, аналогично соответствующей защите генератора.

Для двухобмоточных трансформаторов **МТЗ** выполняется в двухрелейном исполнении с соединением **ТТ** в треугольник для повышения чувствительности. Первоначально рассчитывается **МТЗ** без пуска по напряжению, а если чувствительность защиты мала, то применяется пуск по напряжению со стороны **НН**. Если на стороне **НН** устанавливают сдвоенный реактор, то за реактором предусматривается отдельная **МТЗ**.

Для трехобмоточных трансформаторов с односторонним питанием **МТЗ** устанавливается на стороне питания и выполняется в трехфазном трехлинейном исполнении. Для обеспечения чувствительности комбинированный пуск по напряжению может осуществляться со стороны **СН** и **НН**. Защита действует на отклю-

чение с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени обычно отключается сторона **СН**, со второй - все выключатели трансформатора.

Для трехобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием **МТЗ** (как правило, с пуском по напряжению) устанавливается на каждой стороне трансформатора и предназначается, в основном, для резервирования защит присоединений своей стороны.

2) Выбор резервной защиты от междуфазных повреждений для автотрансформаторов зависит от схемы питания.

Для автотрансформаторов с односторонним питанием на стороне питания устанавливается **МТЗ** с комбинированным пуском по напряжению; для обеспечения чувствительности пуск по напряжению может осуществляться со стороны **СН** и **НН**. Эта защита действует с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени обычно отключается выключатель со стороны **СН**, со второй - все выключатели автотрансформатора. Кроме того, на стороне **НН** предусматривается **МТЗ** с пуском или без пуска по напряжению.

Для автотрансформаторов с двухсторонним питанием на стороне **ВН** устанавливается **МТЗ** обратной последовательности с приставкой для действия при симметричных к.з. с включением блокирующих реле на сторонах **ВН** и **СН**. Защита действует на отключение с двумя выдержками времени: с первой отключается выключатель стороны **СН**, со второй - все выключатели автотрансформатора. Для повышения чувствительности к к.з. на стороне **СН** и сохранения питания потребителей стороны **НН** эта защита может выполняться направленной с первоочередным отключением выключателя стороны **ВН**. На стороне низшего напряжения предусматривается **МТЗ** с пуском или без пуска по напряжению.

3) В качестве резервной защиты от замыканий на землю принимается **МТЗ** нулевой последовательности.

Для трансформаторов защита от замыканий на землю устанавливается на стороне с глухозаземленной нейтралью только при наличии питания. Защита каждой стороны выполняется двухступенчатой и содержит токовую отсечку и **МТЗ** нулевой последовательности. Отсечка предназначена для согласования первых ступеней защит смежных линий разных сторон автотрансформатора, **МТЗ** обеспечивает резервирование к.з. на выводах автотрансформатора, шинах и отходящих линиях. Каждая ступень защиты выполняется с двумя выдержками времени: с первой выдержкой времени отключается выключатель на стороне защиты, со

второй - все выключатели автотрансформатора.

4) При выборе схем резервных защит оценку чувствительности производят при к.з. в конце зоны резервирования, где коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,2. При выполнении защитой функции и защиты шин коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 (при к.з. на шинах в месте установки защиты).

4.3.2. МТЗ без пуска по напряжению

Ток срабатывания защиты отстраивается от максимального тока нагрузки.

$$I_{CЗ} = \frac{K_3 K_C I_{НАГР.МАКС}}{K_B}, \quad (4.19)$$

где $K_3=1,2$ - коэффициент запаса по избирательности; $K_B=0,8$ - коэффициент возврата реле РТ-40; $K_C=1,5 - 2,5$ - коэффициент самозапуска электродвигателей (может быть определен расчетом); $I_{НАГР.МАКС}$ - максимальный ток нагрузки, обычно принимается равным номинальному току трансформатора.

При выполнении курсового проекта чувствительность защиты можно определить по двухфазному к.з. на шинах трансформатора.

4.3.3. МТЗ с комбинированным пуском по напряжению

Расчет защиты выполняется аналогично защите генератора. Отличие имеется в выборе уставки срабатывания блокирующего реле, включенного на междупазное напряжение.

$$U_{CЗ} = \frac{U_{МИН}}{K_B K_3}, \quad (4.20)$$

где $U_{МИН}$ - расчетное напряжение на шинах после отключения внешнего к.з. в условиях самозапуска; $K_3 = 1,2$; $K_B = 1,1$ - коэффициент возврата для реле минимального напряжения. Чувствительность защиты проверяется при к.з. на шинах СН и НН. При двухстороннем питании чувствительность целесообразно проверить и на стороне высшего напряжения.

4.3.4. МТЗ обратной последовательности

Ток срабатывания защиты выбирается из условий отстройки от тока обратной последовательности, протекающего через автотрансформатор при несимметричных к.з. в конце зоны действия той защиты, с которой производится согласование.

$$I_{2C3} \geq K_3 I_{2PACЧ} , \quad (4.21)$$

где $K_3 = 1,2$ - коэффициент запаса по избирательности.

Кроме того, защита должна быть отстроена от неполнофазного режима работы сети. Приблизенно, с запасом можно принять:

$$I_{2C3} \geq 0.75 I_{НАГР.МАКС} , \quad (4.22)$$

где $I_{НАГР.МАКС}$ – максимальный ток нагрузки элемента, на котором рассматривается разрыв.

Чувствительность защиты обычно проверяется при двухфазном к.з. на шинах СН и НН.

4.3.5. МТЗ нулевой последовательности

Расчет защиты заключается в определении тока срабатывания отсечки для автотрансформаторов и тока срабатывания МТЗ для трансформаторов и автотрансформаторов:

1) Ток срабатывания отсечки отстраивается от максимального тока нулевой последовательности, протекающего через автотрансформатор при замыканиях на землю в конце зоны действия первых ступеней земляных защит отходящих линий

$$I_{C.3.O.} \geq K_3 3I_{O.PACЧ} , \quad (4.23)$$

где $K_3 = 1,1 - 1,2$ - коэффициент запаса по избирательности.

2) Ток срабатывания МТЗ выбирается из условий согласования с чувствительными ступенями земляных защит отходящих линий. Кроме того, МТЗ должна быть отстроена от тока небаланса при внешних трехфазных к.з. на шинах подстанции

$$I_{C.3.O.} \geq K_3 I_{НБ.РАСЧ} , I_{НБ.РАСЧ} = K_A K_{ОДН} \varepsilon I_{КЗ.МАКС} , \quad (4.24)$$

где $K_3 = 1,25$; $K_A = 1,0 - 2,0$ - коэффициент, учитывающий наличие апериодической слагающей в токе к.з. ($K_A = 1,0$ при $t_{C3} > 0,1$ с); $K_{ОДН} = 0,5 - 1,0$ – коэффициент однотипности ТТ; $\varepsilon = 0,1$ - относительная максимальная погрешность ТТ.

3) Чувствительность отсечки проверяется при к.з. на шинах в месте установки защиты

$$K_q = \frac{3I_{O.КЗ}}{I_{C3}} . \quad (4.25)$$

4.4. Защиты, действующие на сигнал

К этим защита относятся:

1) **Защита напряжения нулевой последовательности** от замыканий на землю на стороне низшего напряжения (**НН**), работающей в режиме с изолированной нейтралью; эта защита применяется при наличии синхронного компенсатора или когда возможна работа с отключенным выключателем на стороне низшего напряжения.

2) **МТЗ** от симметричного перегруза для трансформаторов с односторонним питанием устанавливается только со стороны питания (если одна из обмоток имеет мощность 60%, та защита от перегруза устанавливается и на этой стороне), для автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов с двухсторонним питанием защита от перегруза устанавливается на каждой стороне объекта, а для трансформаторов еще и в нейтрали.

3) **Газовая защита**, действующая на сигнал при медленном выделении газа.

4.5. Особенности расчета защит повышающих трансформаторов и автотрансформаторов

Основная защита. В данном случае применяются в полном объеме те же защиты, что и для понижающих трансформаторов и автотрансформаторов.

Расчетными условиями для выбора тока срабатывания дифференциальной защиты являются внешние к.з. на шинах всех напряжений. Чувствительность защит проверяется при внутренних к.з. на выводах всех сторон трансформатора и при различных видах к.з. При нескольких трансформаторах или автотрансформаторах на подстанции расчетным всегда является режим раздельной работы.

Резервные защиты. В качестве резервных защит принимаются те же защиты, что и для понижающих трансформаторов или автотрансформаторов с двухсторонним питанием.

В целом, расчет резервных защит соответствует методике, изложенной ранее. Поскольку эти защиты устанавливаются на каждой стороне трансформатора или автотрансформатора и резервируют шины и отходящие присоединения, то чувствительность защит может быть проверена при к.з. на этих шинах. Для двухобмоточных трансформаторов МТЗ целесообразно установить на стороне наиболее вероятного питания, а чувствительность проверить при к.з. на шинах **ВН** и **НН**.

Защиты, действующие на сигнал. К этим защитам относятся: **МТЗ** от симметричного перегруза и газовая защита, реагирующая на медленное выделение газа.

4.6. Практические примеры расчета релейных защит трансформатора и автотрансформатора

В качестве примеров проведения расчетов рассмотрены следующие виды защит:

- дифференциальная защита двухобмоточного трансформатора с реле РНТ-565;
- дифференциальная защита автотрансформатора с реле ДЗТ-11;
- расчет защит трехобмоточного трансформатора ТДЦТН-63000/220;
- пример защиты повышающего трансформатора связи.

4.6.1. Расчет дифференциальной защиты двухобмоточного трансформатора с реле РНТ-565

Исходные данные: $S_{НОМ}=16$ МВА; $U_{ВН}=115$ кВ; $U_{НН}=6,6$ кВ; трансформатор имеет РПН $(9 \times 1.78)\%$ со стороны высшего напряжения; схема соединения обмоток $\lambda/\Delta-11$; $I_{К MAX}^{(3)}=870$ А – максимальный ток на стороне 115 кВ при трехфазном к.з. на стороне 6,6 кВ; $I_{К MIN}^{(2)}=524$ А минимальный ток на стороне 115 кВ при двухфазном к.з. в зоне действия защиты на стороне 6,6 кВ.

1) Первичные номинальные токи при среднем положении РПН:

$$I_{НОМ 115} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3 \text{ А} ;$$
$$I_{НОМ 6,6} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 6,6} = 1399,7 \text{ А} .$$

Индексы 115 и 6,6 указывают сторону, к которой относится рассчитываемая величина.

2) С целью компенсации фазового сдвига первичных токов выбираем схемы соединения измерительных трансформаторов - треугольник со стороны высшего напряжения и звезду со стороны низшего напряжения. Принимаем коэффициенты трансформации измерительных трансформаторов: $K_{T115}=250/5$; $K_{T6,6}=2000/5$.

3) Вторичные токи в плечах защиты:

$$I_{B115} = \frac{I_{НОМ115} k_{CX}}{k_{T115}} = \frac{80,3 \cdot \sqrt{3}}{250/5} = 2,78 \text{ А} ;$$
$$I_{B6,6} = \frac{1399,7}{2000/5} = 3,5 \text{ А} .$$

4) Ток небаланса при внешнем к.з. без учета $I_{НБ}'''$:

$$I_{НБ\text{ РАСЧ}} = (k_a k_{ОДН} \varepsilon + \Delta U) I_{К\text{ МАХ}}^{(3)} = (1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 870 = 226,2 \text{ А} .$$

5) Первичный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса при внешнем к.з.: $I_{СЗ} = k_{ОТС} I_{НБ\text{ РАСЧ}} = 1,3 \cdot 226,2 = 294,1 \text{ А} .$

6) По условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{СЗ} = k k_{ВЫГ} I_{НОМ} = 1,3 \cdot 1,0 \cdot 80,3 = 104,4 \text{ А} .$$

7) За расчетный ток срабатывания принимаем больший из полученных $I_{СЗ} = 294,1 \text{ А}$. Оценим коэффициент чувствительности

$$k_{\chi} = \frac{I_{К\text{ МИН}}^{(2)} k_{СХ}}{I_{СЗ} k_{СХ}^{(3)}} = \frac{524 \cdot 1}{294,1 \cdot 1} = 1,78 > 1,5 .$$

8) По предварительной оценке коэффициента чувствительности применение реле РНТ-565 допустимо. За основную принимаем сторону 6,6 кВ с большим номинальным вторичным током:

$$\omega_{ОСН\text{ РАСЧ}} = \omega_{6,6\text{ РАСЧ}} = \frac{F_{СР}}{I_{СР\text{ ОСН}}} = \frac{100}{294,1 \cdot \frac{5}{2000} \cdot \frac{115}{6,6}} = 7,81 ; \quad \omega_{6,6} = 7 \text{ виткам} .$$

Находим число витков неосновной стороны 115 кВ:

$$\omega_{НЕОСН\text{ РАСЧ}} = \omega_{115\text{ РАСЧ}} = \omega_{6,6} \frac{I_B}{I_B} = 7 \frac{3,50}{2,78} = 8,81$$

$$\omega_{115} = 9 \text{ виткам} ,$$

по которому определим третью составляющую небаланса

$$I_{НБ}''' = \frac{\omega_{115\text{ РАСЧ}} - \omega_{115}}{\omega_{115\text{ РАСЧ}}} I_{К\text{ МАХ}}^{(3)} = \frac{8,81 - 9}{8,81} \cdot 870 = 18,8 \text{ А} .$$

9) Расчетный ток небаланса с учетом третьей составляющей

$$I_{НБ\text{ РАСЧ}} = |I'_{НБ}| + |I''_{НБ}| + |I'''_{НБ}| = 226,2 + 18,8 = 245 \text{ А} .$$

10) Ток срабатывания защиты на основной стороне, приведенный к стороне 115 кВ,

$$I_{СЗ} = \frac{F_{СР} K_{Т\text{ 6,6}}}{\omega_{6,6} k_{СХ}^{(3)}} \cdot \frac{U_{ХХ\text{ ОСН}}}{U_{ХХ\text{ РАСЧ}}} = \frac{100 \cdot 2000}{7 \cdot 1,5} \cdot \frac{6,6}{115} = 328 \text{ А} .$$

11) Приемлемость выбранного числа витков определим по коэффициенту отстройки

$$k_{ОТС} = I_{СЗ} / I_{НБ\text{ РАСЧ}} = 328 / 245 = 1,34 > 1,3 .$$

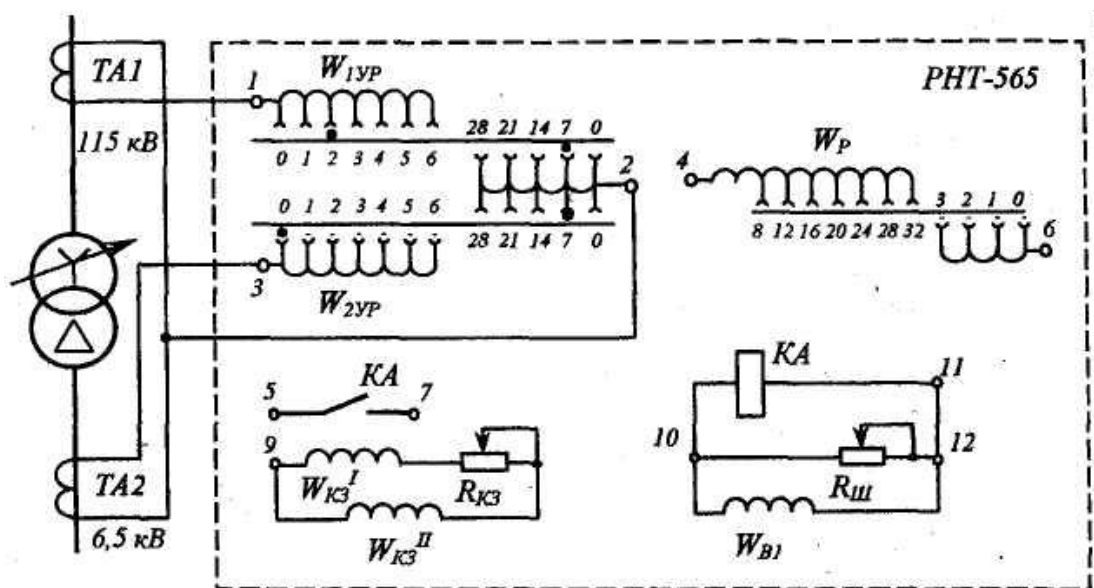


Рисунок 4.4. Схема включения реле РНТ-565

12) Первую уравнительную обмотку реле РНТ-565 подсоединяем к трансформатору тока ТА1 стороны 115 кВ и набираем на ней 9 витков, вторую уравнительную обмотку $W_{2УР}$ подсоединяем к трансформатору ТА2 со стороны 6,6 кВ и набираем на ней семь витков (рисунок 4.3). Рабочая обмотка не используется.

Оценим чувствительность защиты при двухфазном к.з. на стороне низшего напряжения $k_{\text{ч}} = 524/328 = 1,6 > 1,5$.

13) Учитывая, что мощность трансформатора меньше 80 МВА, полученную чувствительность дифференциальной защиты можно считать достаточной.

14) В защите трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой или в защитах многообмоточных трансформаторов токи небаланса могут иметь значительную величину. Отстройка от них недопустимо загрубляет дифференциальную защиту с реле типа РНТ даже в условиях уточненного расчета составляющих небаланса. В этом случае используются токовые реле с торможением типа ДЗТ-11.

4.6.2. Расчет дифференциальной защиты автотрансформатора с реле ДЗТ-11

Реле ДЗТ-11 наряду с уравнительными и рабочей обмотками, расчет числа витков которых аналогичен расчету реле РНТ, имеет так называемую тормозную обмотку, которая наматывается на том же НТТ. Ток срабатывания реле ДЗТ автоматически увеличивается пропорционально току, протекающему через тормоз-

ную обмотку за счет насыщения **НТТ**. Тормозная обмотка включается с той стороны силового трансформатора, при внешнем повреждении на которой в реле могут протекать наибольшие токи небаланса. Повреждения на других сторонах трансформатора могут не сопровождаться торможением, но токи небаланса будут меньше по сравнению с первым случаем. Отстройка от внешних к.з., при которых отсутствует торможение, обеспечивается током срабатывания, причем, $k_{отс}$ и k берутся равными 1,5. Большие значения этих коэффициентов связаны с тем, что реле серии **ДЗТ** не имеют короткозамкнутой обмотки, в силу чего имеют хорошую отстроенность от переходных составляющих. Выбор и расчет количества витков тормозной обмотки осуществляется по характеристике срабатывания реле с торможением, которая определяет зависимость м.д.с. срабатывания реле F_{CP} от величины тормозного тока $F_{ТОРМ}$. Характеристика $F_{CP} = f(F_{ТОРМ})$ зависит от угла между токами в рабочей и тормозной обмотках и поэтому имеет две ветви, соответствующие минимальному и максимальному значениям тока срабатывания. Несрабатывание защиты будет обеспечено при выполнении неравенства

$$k_{отс} = \frac{I_{РАБ\ P} \omega_{РАБ}}{I_{ТОРМ\ P} \omega_{ТОРМ}} \leq tg\alpha ,$$

где $I_{РАБ\ P}$ и $I_{ТОРМ\ P}$ - токи, циркулирующие в рабочей и тормозной обмотках реле; $\omega_{РАБ}$ и $\omega_{ТОРМ}$ - число витков тормозной и рабочей обмоток.

В приведенном выражении отношение вторичных токов $I_{РАБ\ P}/I_{ТОРМ\ P}$ может быть заменено на отношение первичных токов $I_{РАБ}/I_{ТОРМ}$, причем при внешнем к.з. $I_{РАБ}$ соответствует $I_{НБ\ РАСЧ}$.

Тогда количество витков тормозной обмотки определяется зависимостью:

$$\omega_{ТОРМ} \geq k_{отс} \frac{I_{НБ\ РАСЧ} \omega_{РАБ}}{I_{ТОРМ} tg\alpha} .$$

Если максимальное значение $F_{РАБ} < 200A$, кривая характеристики срабатывания заменяется прямой, которая исходя из начала координат проходит через точку, ограничивающую расчетный участок характеристики и соответствующую максимально возможной м.д.с. $F_{РАБ\ МАХ}$ при внешнем к.з. на рассматриваемой стороне: $F_{РАБ\ МАХ} = k_{отс} I_{НБ\ РАСЧ\ В} \omega_{РАБ}$,

где $I_{НБ\ РАСЧ\ В}$ — максимальный вторичный ток небаланса на стороне, к которой присоединена тормозная обмотка. Число витков тормозной обмотки в этом случае

определяется по известному выражению, только вместо $tg\alpha$ подставляется новое значение $tg\alpha'$. Расчетным значением небаланса $I_{НБРАСЧ}$ является то, при котором оказывается наибольшим соотношение $I_{НБРАСЧ}/I_{ТОРМ}$, определяемое при к.з. на сторонах, где предусматривается торможение.

Чувствительность защиты при внутренних повреждениях, когда тормозной ток отсутствует, оценивается коэффициентом чувствительности так же, как и для реле типа РНТ. Чувствительность при к.з. в защищаемой зоне, когда через тормозную обмотку протекает ток, определяется из максимальной характеристики срабатывания реле, соответствующей максимальному торможению, причем рабочая м.д.с. определяется по выражению $F_{РАБ} = I_{РАБ} \omega_{РАБ}$, где $I_{РАБ}$ – ток в рабочей обмотке при рассматриваемом металлическом к.з., с учетом того, что он полностью проходит на стороне основного питания; $\omega_{РАБ}$ – число витков рабочей обмотки, используемых на стороне основного питания.

Рабочая м.д.с. срабатывания реле F_{CP} определяется по характеристике, соответствующей максимальному торможению, исходя из $F_{ТОРМ} = I_{РАБ} \omega_{ТОРМ}$. По найденным $F_{ТОРМ}$ и $F_{РАБ}$ находят точку, соответствующую рассматриваемому металлическому к.з. Проводится прямая, соединяющая эту точку с началом координат. Так как с изменением переходного сопротивления в точке к.з. соотношение рабочего и тормозного токов не меняется, то все точки на этой прямой соответствуют рассматриваемому к.з. через различные переходные сопротивления. Точка пересечения полученной прямой с характеристикой является точкой, по которой определяется рабочая м.д.с. $F_{РАБ}$ на границе срабатывания. Чувствительность определяется при металлическом к.з. на выводах защищаемого трансформатора, когда через рабочую обмотку протекает минимальный ток, а через тормозную – максимальный. Критерием приемлемости рассчитанной защиты является коэффициент чувствительности, значение которого должно быть таким же, как и для реле РНТ.

Исходные данные: $S_{НОМ}=100$ МВА; $U_{ВН}=230$ кВ; $U_{СН}=121$ кВ; $U_{НН}=11$ кВ; автотрансформатор имеет РПН $(6 \times 2)\%$ на стороне среднего напряжения; схема соединения обмоток Y/Y/ Δ ; автотрансформатор запитан со стороны среднего и высшего напряжений.

1) Из расчета токов к.з., выполненных для разных режимов работы оборудования, следует:

- Максимальные токи, протекающие через автотрансформатор, при трех-фазном внешнем к.з. имеют значения

- на стороне 230 кВ – $I_{K MAX}^{(3)} = 1600 \text{ A}$;

- на стороне 121 кВ – $I_{K MAX}^{(3)} = 3220 \text{ A}$;

- на стороне 11 кВ – $I_{K MAX}^{(3)} = 1320 \text{ A}$.

- $I_{K MAX}^{(3)} = 880 \text{ A}$ - ток со стороны 121 кВ;

- $I_{K MAX}^{(3)} = 440 \text{ A}$ - ток со стороны 230 кВ;

- Минимальные токи, протекающие через автотрансформатор, при одно-фазных к.з. равны:

- на стороне 230 кВ в режиме пуска со стороны 121 кВ – $I_{K MIN}^{(1)} = 720 \text{ A}$;

- на стороне 121 кВ в режиме пуска со стороны 230 кВ – $I_{K MIN}^{(1)} = 1120 \text{ A}$.

- Минимальные токи, протекающие через автотрансформатор, при двух-фазных к.з. равны:

- на стороне 11 кВ в режиме пуска со стороны 230 кВ – $I_{K MIN}^{(2)} = 950 \text{ A}$;

- на стороне 11 кВ – $I_{K MIN}^{(2)} = 762,1 \text{ A}$ – ток со стороны 121 кВ;

- на стороне 11 кВ – $I_{K MIN}^{(2)} = 970 \text{ A}$ – ток со стороны 230 кВ.

2) Из предварительных расчетов выявлено, что дифференциальная защита с реле РНТ-565 не удовлетворяет требованиям чувствительности.

3) Первичные номинальные токи автотрансформатора равны:

$$I_{НОМ 230} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 251 \text{ A}$$

$$I_{НОМ 121} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 477,2 \text{ A}$$

$$I_{НОМ 11} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3}U_{НОМ}} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 5248,8 \text{ A}$$

4) Принимаем схему соединения вторичных обмоток трансформаторов тока $\Delta/\Delta/Y$ и коэффициенты трансформации $k_{T230} = 500/5$, $k_{T121} = 800/5$, $k_{T11} = 5000/5$.

5) Вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности, равны:

$$I_{B230} = \frac{k_{CX} \cdot I_{HOM230}}{k_{T230}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 251}{500/5} = 4,35 \text{ A};$$

$$I_{B121} = \frac{k_{CX} \cdot I_{HOM121}}{k_{T121}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 477,2}{800/5} = 5,17 \text{ A};$$

$$I_{B11} = \frac{k_{CX} \cdot I_{HOM11}}{k_{T11}} = \frac{1 \cdot 5248,8}{5000/5} = 5,25 \text{ A};$$

6) Находим максимальные токи небаланса, приведенные к стороне 230кВ при внешнем к.з. без учета I_{HB}'' :

- при к.з. на стороне 230 кВ

$$I_{HB} = k_a k_{ОДН} \varepsilon I_{KMAX}^{(3)} + \Delta U_{121} I_{KMAX}^{(3)} = (1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 1600 = 352 \text{ A};$$

- при к.з. на стороне 121 кВ

$$I_{HB} = k_a k_{ОДН} \varepsilon I_{KMAX}^{(3)} + \Delta U_{121} I_{KMAX}^{(3)} = (1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 3220 = 708,4 \text{ A};$$

- при к.з. на стороне 11 кВ

$$I_{HB} = k_a k_{ОДН} \varepsilon I_{KMAX}^{(3)} + \Delta U_{121} I_{KMAX}^{(3)} = (1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1) \cdot 1320 = 237,6 \text{ A}$$

7) Наибольший ток небаланса возникает при к.з. на стороне 121кВ. Место установки тормозной обмотки определим, исходя из величины тока небаланса, найденного в режиме к.з. на стороне низшего напряжения при отключенной стороне, на которой находится тормозная обмотка.

При установке тормозной обмотки на стороне среднего напряжения $I_{HB} = k_a k_{ОДН} \varepsilon I_{KMAX}^{(3)} = 1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 \cdot 440 = 44 \text{ A};$

При установке тормозной обмотки на стороне высшего напряжения $I_{HB} = k_a k_{ОДН} \varepsilon I_{KMAX}^{(3)} + \Delta U_{121} I_{KMAX}^{(3)} = (1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 720 = 193,6 \text{ A};$

Тормозную обмотку целесообразно установить со стороны среднего напряжения, так как в этом случае обеспечивается наименьший ток небаланса.

8) Находим ток срабатывания защиты по условию отстройки от меньшего тока небаланса $I_{C3MIN} = k_{ОТС} I_{HB\text{ РАСЧ}} = 1,5 \cdot 44 = 66 \text{ A};$

9) от броска намагничивания $I_{C3MIN} = k_{ОТС} k_{ВЫГ} I_{НОМ} = 1,5 \cdot 0,47 \cdot 251 = 177 \text{ A}.$

Параметры обмоток НТТ определяем по большему току срабатывания $I_{C3MIN} = 177 \text{ A}.$ В качестве основной выбираем сторону низшего напряжения

$$\omega_{OCH\ PACH} = \omega_{11\ PACH} = \frac{F_{CP}}{I_{CPOCH}} = \frac{F_{CP}}{I_{C33MI} \cdot \frac{1}{K_{TT11}} \cdot K_T} = \frac{100}{177 \cdot \left(\frac{5}{5000}\right) \cdot \frac{230}{11}} = 27,02;$$

$\omega_{11} = 27$ виткам.

Число витков неосновных сторон

$$\omega_{121\ PACH} = \left(\frac{I_{B11}}{I_{B121}}\right) \omega_{11} = \left(\frac{5,25}{4,13}\right) 27 = 34,3;$$

$$\omega_{121} = \omega_{1YP} + \omega_P = 34 \text{ виткам};$$

$$\omega_{230\ PACH} = \left(\frac{I_{B11}}{I_{B230}}\right) \omega_{11} = \left(\frac{5,25}{4,35}\right) 27 = 32,6;$$

$$\omega_{230} = \omega_{2YP} + \omega_P = 33 \text{ виткам};$$

10) Ток срабатывания защиты, исходя из выбранного числа витков

$$I_{C3\ MIN} = \frac{100}{27} \frac{5000}{5} \frac{11}{230} = 177,1 \text{ A}.$$

11) Ток небаланса, обусловленный округлением числа витков стороны 230 кВ при к.з., на стороне низшего напряжения и отключенной стороне 121кВ.

$$I_{HB}''' = \left| \frac{\omega_{230\ PACH} - \omega_{230}}{\omega_{230\ PACH}} I_{K\ MAX}^{(3)} \right| = \left| \left(\frac{32,6 - 33}{32,6} \right) \cdot 440 \right| = 5,4 \text{ A};$$

12) Результирующий ток небаланса в расчетном режиме

$$I_{HB\ PACH} = I_{HB} + I_{HB}''' = 44 + 5,4 = 49,4 \text{ A};$$

13) Определим отстроенность защиты от полученного тока небаланса

$$k_{OTC} = \frac{177,1}{49,9} = 3,5 > 1,5.$$

14) Коэффициент отстройки больше требуемого, следовательно, необходимости заглублять защиту нет.

15) Количество витков тормозной обмотки определим, исходя из максимального тока небаланса при к.з. на стороне среднего напряжения:

$$I_{HB\ PACH} = k_a k_{ОДН} \varepsilon I_{K\ MAX}^{(3)} + \Delta U_{121} I_{K\ MAX}^{(3)} + \left| \frac{\omega_{121\ PACH} - \omega_{121}}{\omega_{121\ PACH}} - \frac{\omega_{230\ PACH} - \omega_{230}}{\omega_{230\ PACH}} \right| \cdot I_{K\ MAX}^{(3)} =$$

$$= 708,4 + \left| \frac{34,4 - 34}{34,4} - \frac{32,6 - 33}{32,6} \right| \cdot 3220 = 785,4 \text{ A};$$

$$\omega_{ТОРМ\ PACH} = \frac{k_{OTC} I_{HB\ PACH} \omega_{121\ PACH}}{I_{ТОРМ} \operatorname{tg} \alpha} = \frac{1,5 \cdot 785,4 \cdot 34,4}{3220 \cdot 0,75} = 16,7;$$

$$\omega_{ТОРМ} = 17 \text{ виткам.}$$

16) Схема включения реле с указанием числа использованных витков обмоток НТТ приведена на рис.4.4.

17) Определяем чувствительность защиты при к.з. в защищаемой зоне и отсутствии торможения: при двухфазном к.з. на стороне низшего напряжения и пуске со стороны 230 кВ

$$k_q = \frac{I_{КЗ\text{МИН}}}{I_{СЗ}} = \frac{950}{177,1} = 5,4 > 2,$$

при однофазном к.з. на землю на стороне 121 кВ и пуске со стороны 230 кВ:

$$k_q = \frac{I_{КЗ\text{МИН}}}{I_{СЗ}} = \frac{1120}{177,1} = 6,3 > 2,$$

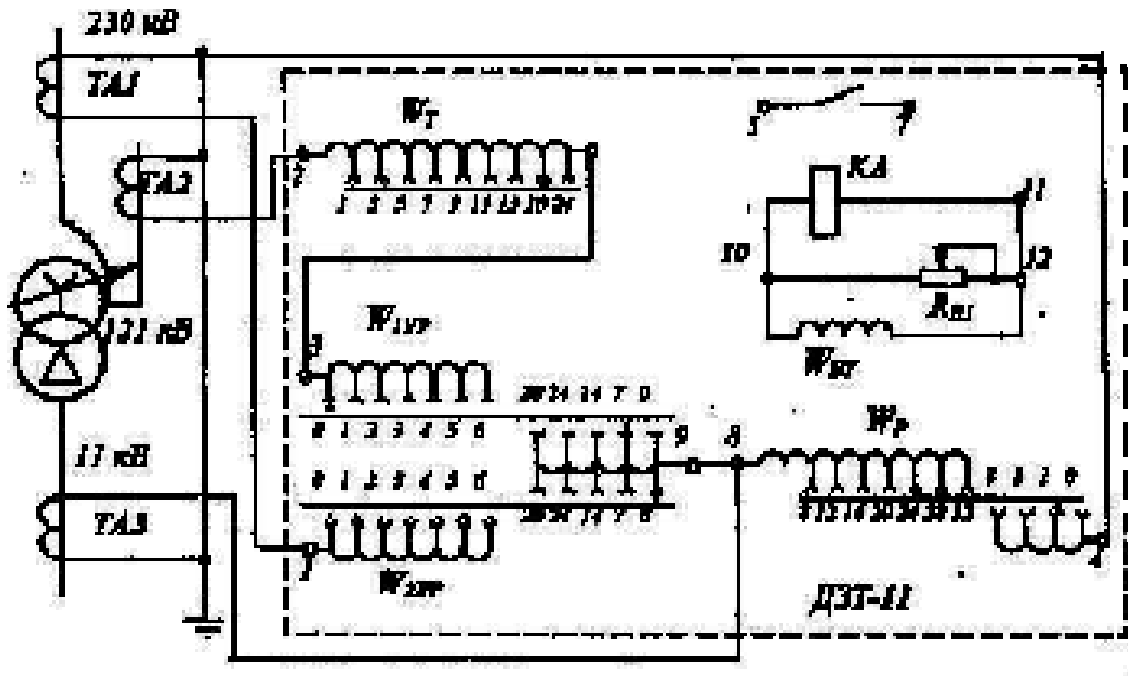


Рис. 4.5. Схема включения реле ДЗТ-11

Чувствительность защиты в режимах, когда есть торможение, при однофазном к.з. на стороне 230 кВ в режиме пуска со стороны 121 кВ:

$$I_{РАБ121В} = \frac{I_{КЗ\text{МИН}}^{(1)} \sqrt{3} U_{ВН}}{K_{T121} U_{СН}} = \frac{720 \sqrt{3} 230}{800/5 121} = 5,93 \text{ A};$$

$$F_{РАБ} = I_{РАБ121В} \cdot \omega_{121} = 5,93 \cdot 34 = 201,62 \text{ A};$$

$$F_{СР} = 105 \text{ A};$$

$$k_q = \frac{F_{РАБ}}{F_{СР}} = \frac{201,62}{105} = 1,92 > 1,5;$$

при двухфазном к.з. на стороне 11 кВ

$$I_{PAB121B} = \frac{I_{K3\text{ МИН}}^{(1)} \sqrt{3} U_{BH}}{K_{T121} U_{CH}} = \frac{762,1\sqrt{3} \cdot 230}{800/5 \cdot 121} = 15,68 \text{ A}$$

$$I_{PAB230B} = \frac{I_{K3\text{ МИН}}^{(1)} \sqrt{3}}{K_{T121}} = \frac{970\sqrt{3}}{500/5} = 16,8 \text{ A}$$

$$F_{PAB} = 15,68 \cdot 34 + 16,8 \cdot 33 = 1088 \text{ A};$$

$$F_{ТОРМ} = 15,68 \cdot 17 = 266,5 \text{ A};$$

$$F_{CP} = 150 \text{ A};$$

$$k_q = \frac{F_{PAB}}{F_{CP}} = \frac{1088}{150} = 7,2 > 2.$$

4.6.3. Расчет защит трехобмоточного трансформатора ТДЦТН-63000/220

1) **Исходные предпосылки и расчет т.к.з.** Требуется рассчитать защиту трехобмоточного понижающего трансформатора ТДЦТН-63000/220 ($230 \pm 12\% / 38,5 \pm 5\% / 11 \text{ кВ}$, $\lambda/\lambda/\Delta - 11$, $U_{KBH-CH} = 12,5\%$, $U_{KBH-HH} = 24\%$) ($U_{KCH-HH} = 10,5\%$) питающегося от энергосистемы с параметрами $X_{C\text{ MAX}} = 12 \text{ Ом}$, $X_{C\text{ MIN}} = 18 \text{ Ом}$ (сопротивления проведены к $U_{C.PH.} = 230 \text{ кВ}$).

Для составления схемы замещения вычисляются сопротивления сторон трансформатора

$$X_B = \frac{U_{KBH}}{100\%} \frac{U_{C.P.H.}^2}{S_T} = \frac{13}{100} \frac{230^2}{63} = 109 \text{ Ом};$$

$$X_C = 0;$$

$$X_H = \frac{U_{KHH}}{100\%} \frac{U_{C.P.H.}^2}{S_T} = \frac{11}{100} \frac{230^2}{63} = 92,4 \text{ Ом}, \text{ где}$$

$$U_{KBH} = 0,5(U_{KBH-CH} + U_{KBH-HH} - U_{KCH-HH}) = 0,5(12,5 + 24 - 10,5) = 13\%;$$

$$U_{KCH} = 0,5(U_{KBH-CH} + U_{KCH-HH} - U_{KBH-HH}) = 0,5(12,5 + 10,5 - 24) \approx 0;$$

$$U_{KHH} = 0,5(U_{KBH-HH} + U_{KCH-HH} - U_{KBH-CH}) = 0,5(10,5 + 24 - 12,5) = 11\%;$$

При расчетах т.к.з. для защит трансформаторов с **РПН** следует учесть изменение сопротивления за счет регулирования напряжения. Для трансформаторов 220 кВ приближенно можно принять:

$$x_{T\text{ MIN}} = x_{T\text{ HOM}}(1 - \Delta U)^2;$$

$$x_{T MAX} = x_{T HOM} (1 + \Delta U)^2;$$

отсюда

$$x_{B MIN} = 109(1 - 0,12)^2 = 84,4 \text{ Ом};$$

$$x_{B MAX} = 137 \text{ Ом};$$

$$x_{H MIN} = 71,6 \text{ Ом};$$

$$x_{H MAX} = 116 \text{ Ом}.$$

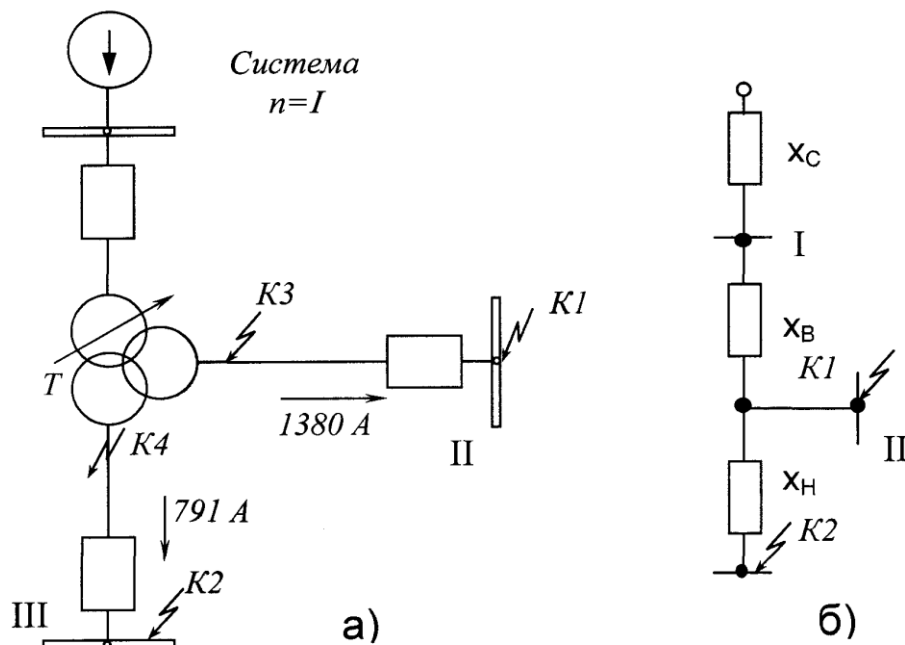


Рис. 4.6. Поясняющая схема и схема замещения к примеру расчета защиты понижающего трансформатора.

Ток к.з. на шинах СН (точка K1 рисунок 4.5, а)

$$I_{K3 MAX}^{(3)} = \frac{U_{C.P.H.}}{\sqrt{3}(x_{C MAX} + x_{B MIN})} = \frac{230}{\sqrt{3}(12 + 84,4)} = 1,38 \text{ кА};$$

$$I_{K3 MIN}^{(2)} = \frac{U_{C.P.H.}}{2(x_{C MIN} + x_{B MAX})} = \frac{230}{2(12 + 137)} = 0,742 \text{ кА}.$$

Ток к.з. на шинах НН (точка K2 рисунок 4.5 а)

$$I_{K3 MAX}^{(3)} = \frac{U_{C.P.H.}}{\sqrt{3}(x_{C MAX} + x_{T MIN})} = \frac{230}{\sqrt{3}(12 + 84,4 + 71,6)} = 0,791 \text{ кА};$$

$$I_{K3 MIN}^{(2)} = \frac{U_{C.P.H.}}{2(x_{C MIN} + x_{T MAX})} = \frac{230}{2(12 + 137 + 116)} = 0,424 \text{ кА}.$$

Токи к.з. приведены к ступени напряжения 230 кВ.

2) **Предварительный расчет дифференциальной** защиты и выбор типа реле. Ток срабатывания защиты с реле РНТ определяется по большему из двух расчетных условий:

а) Отстройка от броска тока намагничивания

$$I_{сз} = 1,3 \cdot 158 = 205 \text{ А},$$

$$\text{где } I_{НОМ} = \frac{S_T}{\sqrt{3}U_{C.P.H.}} = \frac{63}{(\sqrt{3} \cdot 230)} = 0,158 \text{ кА}.$$

б) Отстройка от тока небаланса

$$I_{сз} = 1,3(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05) \cdot 1380 = 484 \text{ А}.$$

Принимается $I_{сз} = 484 \text{ А}$.

в) Предварительная проверка чувствительности производится по первичным токам при двухфазном к.з. на стороне НН (точка К4 рисунок 4.5)

$$K_{\text{ч}} = 424 / 484 = 0,875 < 2.$$

Поскольку защита с реле РНТ не обеспечивает чувствительности, необходимо применить реле ДЗТ.

г) Ток срабатывания защиты с реле ДЗТ при отстройке от броска намагничивающего тока $I_{сз} = 1,5 \cdot 158 = 237 \text{ А}$.

д) Ток срабатывания защиты с реле ДЗТ при отстройке от тока небаланса при к.з. на СН

$$I_{сз} = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 1380 = 560 \text{ А}.$$

е) Ток срабатывания защиты с реле ДЗТ при отстройке от тока небаланса при к.з. на НН

$$I_{сз} = 1,5 \cdot (1,0 \cdot 0,1 + 0,12) \cdot 791 = 261 \text{ А}.$$

Принимаем реле ДЗТ-11 с установкой тормозной обмотки со стороны СН. Тогда отстройка по пункту д) будет обеспечена за счет торможения, а ток срабатывания защиты примем $I_{сз} = 261 \text{ А}$.

ж) Чувствительность защиты при к.з. на стороне НН при минимальном регулировании

$$K_{\text{ч}} = 424 / 261 = 1,63,$$

несколько меньше нормируемой ($K_{\text{ч}} = 2$), однако уже при номинальном коэффициенте трансформации

$$I_{K3 MIN}^{(2)} = \frac{230}{2(18 + 109 + 92,4)} = 524 \text{ A};$$

$$K_{\eta} = 524 / 261 = 2,01$$

Поэтому для упрощения защиты может быть применено реле ДЗТ–11, а не ДЗТ–13.

3) Выбор уставок реле ДЗТ

а) Первичные и вторичные токи сторон трансформатора. Данные расчета приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1.

Обозначение параметров	I-BH-230 кВ	II-CH-38,5 кВ	III-HH-11 кВ
$I_{нНОМ}, A$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 945$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3310$
$n_{ТТн}$	400/5	2000/5	4000/5
Соединение ТТ	ТРЕУГОЛЬНИК	ТРЕУГОЛЬНИК	ЗВЕЗДА
$I_{нВН}, A$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 158}{400/5} = 3,42$	$\frac{\sqrt{3} \cdot 945}{2000/5} = 4,09$	$\frac{3310}{4000/5} = 3,42$

Из таб. 4.1 следует, что в качестве основной следует взять сторону **НН** (11 кВ).

б) Ток срабатывания реле для основной стороны определяется так:

$$I_{CPOCH} = \frac{261 \cdot (230/11)}{4000/5} = 6,82 \text{ A}.$$

в) Расчетное число витков рабочей обмотки для основной стороны

$$\omega_{POCH PACH} = \frac{100}{6,82} = 14,65 \text{ ВИТКОВ}.$$

Принимается $\omega_{POCH PACH} = 14$ витков, что соответствует

$$I_{CPOCH} = 100/14 = 7,14 \text{ A}.$$

г) Расчетные числа витков для других сторон трансформатора:

- для стороны 220 кВ

$$\omega_{PI PACH} = 14 \left(\frac{4,13}{3,42} \right) = 16,9.$$

Принимается $\omega_{PI PACH} = 17$ витков.

- для стороны 35 кВ

$$\omega_{PII PACЧ} = 14 \left(\frac{4,13}{4,09} \right) = 14,1.$$

Принимается $\omega_{PII PACЧ} = 14$ витков.

д) Ток срабатывания защиты с учетом погрешности выравнивания находится по выражениям (4.2), (4.2), (4.4), (4,5) и (4.6):

$$I_{CЗ} = 1,5(1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,006) \cdot 791 = 268 \text{ A},$$

где

$$\Delta\omega_1 = \left| \frac{16,9 - 17}{19,6} \right| = 0,006.$$

е) Уточненный расчетный ток срабатывания реле

$$I_{CP OCH} = 268 \frac{230/11}{4000/5} = 7 \text{ A} (7,14 \text{ A}).$$

Поскольку расчетный ток срабатывания реле (7А) меньше фактического (7,14А), то выбор рабочих витков закончен.

ж) Расчетный ток небаланса защиты при к.з. на стороне 35 кВ с учетом погрешности выравнивания:

$$I_{HБ PACЧ} = (1,0 \cdot 0,1 + 0,12 + 0,05 + 0,007) \cdot 1380 = 382 \text{ A},$$

где

$$\Delta\omega_{II} = \left| \frac{14,1 - 14}{14,1} \right| = 0,007.$$

з) Число витков тормозной обмотки, находится по выражению (4.16)

$$\omega_{T II} = \frac{1,5 \cdot 382 \cdot 14}{1380 \cdot 0,87} = 6,67.$$

Таким образом, к установке на реле принимаются следующие витки:

$$\omega_{PI} = 17, \omega_{PII} = 14, \omega_{PIII} = 14 \text{ и } \omega_I = 7.$$

и) Чувствительность защиты определим приближенно по первичным токам при расчетном к.з. на стороне 11 кВ для случаев минимального и нормального регулирования трансформатора

$$K_{\eta} = \frac{424}{273} = 1,56 \text{ и } K_{\eta} = \frac{524}{273} = 1,92,$$

где $I_{CЗ} = 273 \text{ A}$ – фактический ток срабатывания защиты, определяем из выражения (4.10) по $I_{CP} = 7,14 \text{ A}$.

Поскольку коэффициент чувствительности защиты примерно соответствует

2, то защита рекомендуется к установке. Заметим, что проверка чувствительности при наличии торможения не производится, так как в данном примере этот режим отсутствует.

4) **МТЗ** (с комбинированным пуском по напряжению)

Для трехобмоточных трансформаторов с односторонним питанием в качестве резервной защиты рекомендуется установка на стороне питания **МТЗ** с пуском или без пуска по напряжению:

а) Первоначально определяется ток срабатывания **МТЗ** без пуска по напряжению в соответствии с выражением (4.19)

$$I_{CЗ} = \left(1,2 / 0,9\right) \cdot 2,5 \cdot 158 = 527 \text{ A}.$$

б) Чувствительность защиты проверим при к.з. на шинах **СН** и **НН** в минимальных расчетных режимах

$$K_{\text{ч}} = \frac{742}{527} = 1,37 \text{ и } K_{\text{ч}} = \frac{424}{527} < 1.$$

в) Поскольку чувствительность **МТЗ** без пуска по напряжению оказалась недостаточной, применим блокировку по напряжению с приемных сторон трансформатора. В этом случае ток срабатывания защиты, определенный по уравнению (4.6), равен

$$I_{CЗ} = \left(1,2 / 0,9\right) \cdot 1,0 \cdot 158 = 211 \text{ A},$$

а чувствительность защиты в тех же расчетных точках составит

$$K_{\text{ч}} = \frac{742}{211} = 3,52 \text{ и } K_{\text{ч}} = \frac{424}{211} = 2,01.$$

г) Напряжение срабатывания органа блокировки при симметричных к.з. определим по выражению (4.20)

$$U_{CЗ} = 0,6 \cdot 0,9 \cdot 220 = 119 \text{ кВ}.$$

д) Напряжение срабатывания органа блокировки при несимметричных к.з.

$$U_{2CЗ} = 0,06 \cdot U_{НОМ} = 0,06 \cdot 230 = 13,8 \text{ кВ}.$$

е) Чувствительность блокирующих органов проверяется при к.з. на приемных сторонах трансформатора, куда и подключены блокирующие реле, т.е. $U_{КЗ\text{ ЗАЩ}}^{(3)} = 0$

$$U_{2КЗ\text{ ЗАЩ}} = U_{\phi} / 2 = 230 / (2\sqrt{3}) = 66,5 \text{ кВ}.$$

Тогда

$$K_{q.H} = \frac{U_{c3}}{U_{K3 MAX}} = \frac{119}{0} > 1,5;$$

$$K_{q.H} = \frac{66,5}{13,8} = 4,82 > 1,5.$$

Поскольку при к.з. на приемных сторонах трансформатора $K_q > 1,5$, то дифференциальные защиты шин на этих сторонах можно не устанавливать.

4.6.4. Пример защиты повышающего трансформатора связи

Рассматриваются защиты повышающего трансформатора связи, работающего через один выключатель на двойную систему шин 110-220 кВ с обходной и через один выключатель на секцию шин генераторного напряжения, мощностью 40-80 МВа (рисунок 4.6).

1) Основные защиты:

- От всех видов КЗ в обмотках трансформатора и на выводах, включая витковые замыкания в обмотках, – продольная дифференциальная токовая защита с реле **РНТ–560** (*KAT1–KAT3*).

От замыканий внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газа, – газовая защита с *KSG*.

2) Резервные и другие защиты:

От внешних несимметричных к.з. – одноступенчатая токовая защита обратной последовательности с реле типа РТФ–7/1 (*KAZ1, K2*) и реле времени (*КТ1*).

От внешних однофазных к.з. на землю в сети с заземленными нейтралями при работе трансформатора с заземленной нейтралью – одноступенчатая токовая защита нулевой последовательности с независимой выдержкой времени с реле типа **РТ–40** и реле времени (*КТ3*).

От внешних однофазных КЗ на землю в сети с заземленными нейтралями при работе трансформатора с изолированной нейтралью – одноступенчатая максимальная защита напряжения нулевой последовательности с независимой выдержкой времени с реле типа РНН–57 (*KVZ1*) и реле времени (*КТ4*) или токовая защита обратной последовательности, реализуемая с помощью сигнального органа реле РТФ–7/1 (*KAZ1, K1*) и реле времени (*КТ4*).

От внешних симметричных к.з. – максимальная токовая защита с пуском на напряжения с независимой выдержкой времени с реле тока типа РТ–40 (*КАЗ*), двумя реле напряжения типа РН–54/160 (*KV1* и *KV2*) и реле времени (*КТ2*).

От симметричных перегрузок максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени с реле тока типа РТ–40 (КА2) и реле времени (*KT5*).

3) Указания по выполнению защит:

Схема дифференциальной защиты трансформатора предполагает установку на **ВН** масляных выключателей и выполнение защиты с реле **РНТ–560**.

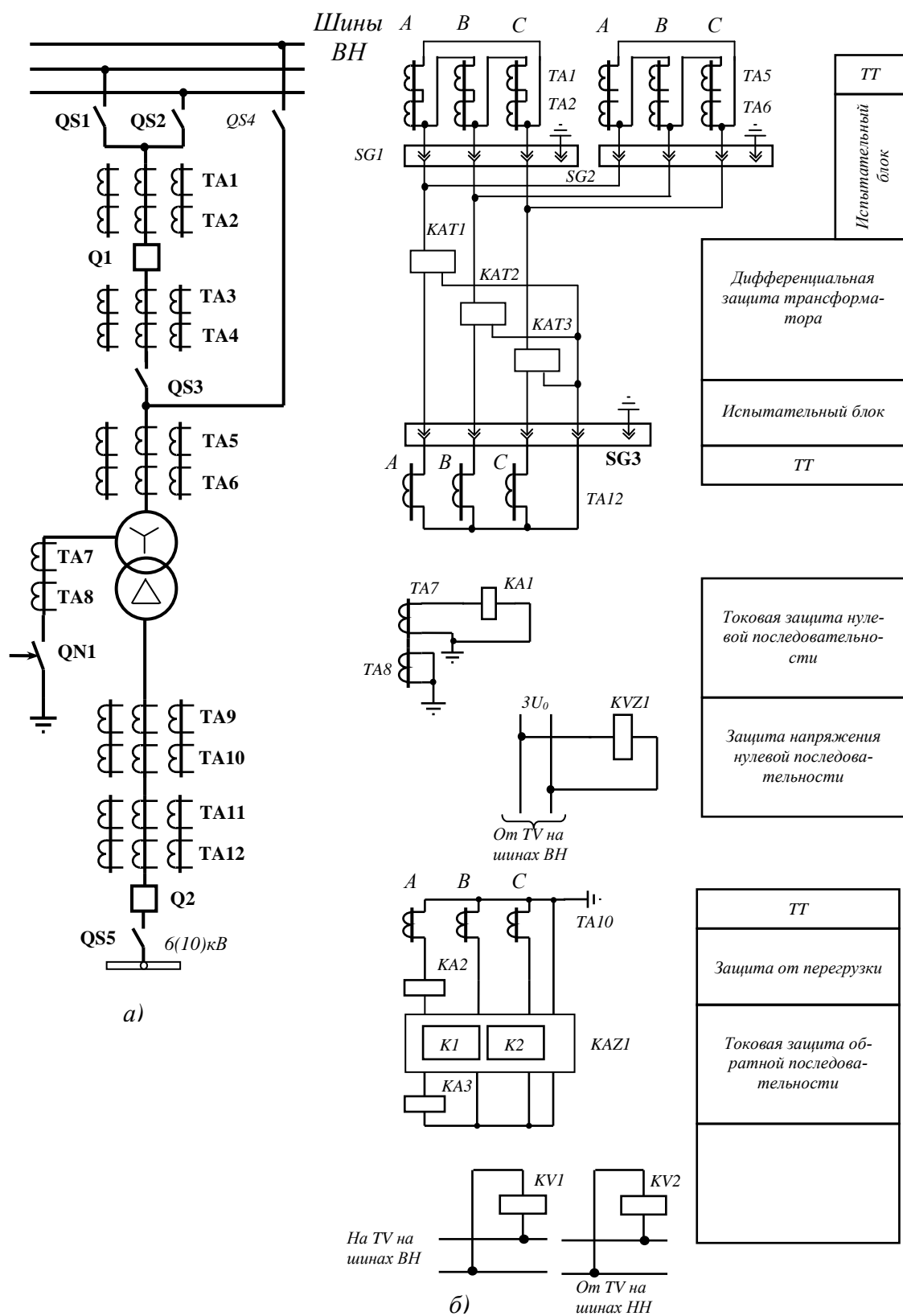
Газовая защита предусматривается с двумя степенями действия – на отключение трансформатора и на сигнал.

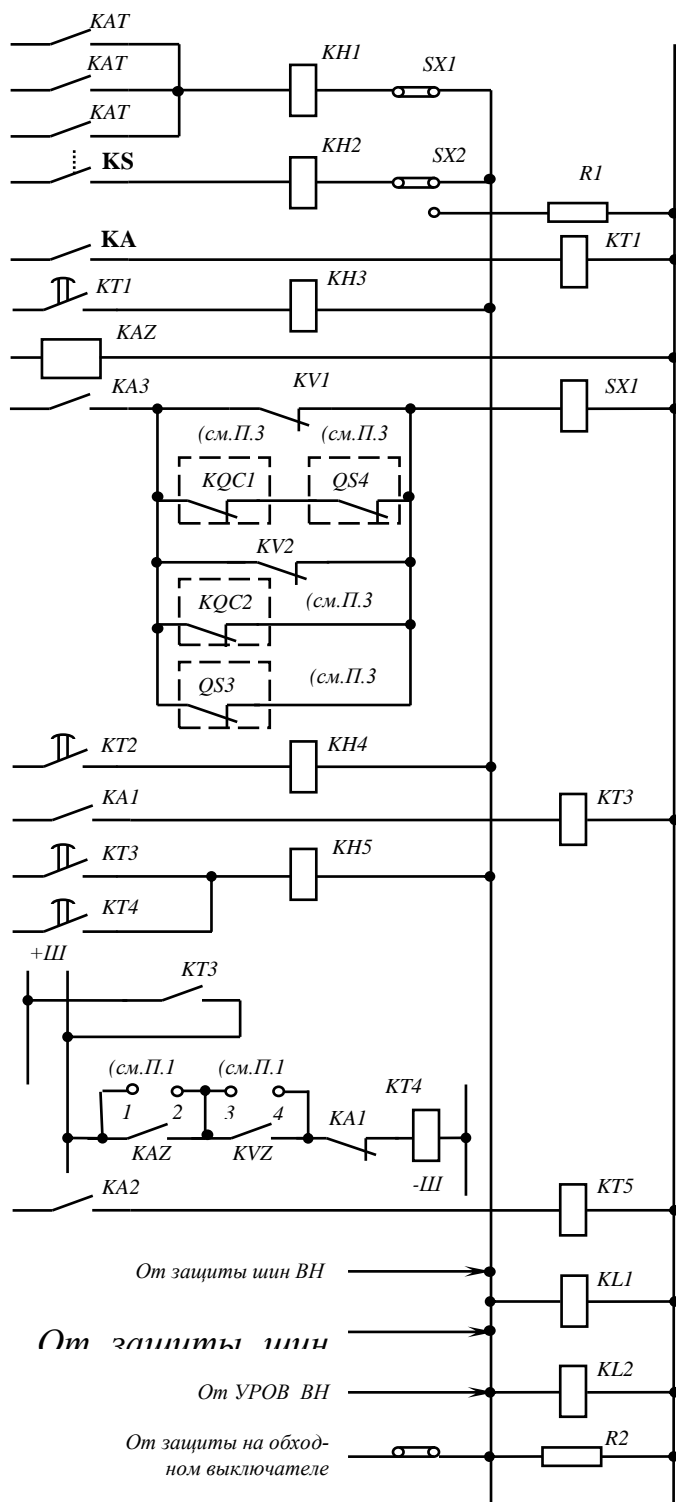
Для защиты от внешних несимметричных к.з. предполагается использование фильтр – реле тока типа РТФ-7/1, имеющего два выходных реле К1 и К2, что позволяет применять сигнальное реле К1 для защиты трансформатора от внешних однофазных к.з. в сети ВН при его работе с изолированной нейтралью.

Варианты защит трансформатора реализуются установкой перемычек.

Для шунтирования контактов пускового органа напряжения в защите используются контакты реле положения "включено" соответствующих выключателей и вспомогательные контакты разъединителей.

4) **Воздействие защит:** Все защиты действуют на выходные промежуточные реле (*KL1 и KL2*), осуществляющие отключение соответствующих выключателей.





6)

Дифференциальная защита трансформатора	
Газовая защита	
Защита от внешних несимметричных КЗ	
Защита от внешних симметричных КЗ	
Защита от внешних КЗ на землю	Нейтраль трансформатора заземлена
	Нейтраль трансформатора не заземлена
Защита от симметричных перегрузок	

Рисунок 4.7. Продолжение.

5. ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНЫЕ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ НА РЕЛЕ ТИПА ДЗТ-21 (ДЗТ-23)

5.1. Введение

Стремление увеличить чувствительность, уменьшить потребляемую релейной защитой мощность в цепях переменного и постоянного токов, а также повысить быстродействие и чувствительность реле типа **РНТ-560** и **ДЗТ-11** объективно обусловило переход на полупроводниковую элементарную базу, которая реализовалась, в конечном счете, в дифференциальных защитах типа **ДЗТ-20 (21,23)**.

Особенно целесообразным и объективным оказалось применение реле нового поколения для защиты мощных, дорогостоящих трансформаторов и автотрансформаторов, хотя они могут успешно применяться в качестве основных защит для блоков **генератор-трансформатор** и **генератор-автотрансформатор** при всех видах к.з.

Исполнение защиты – трехфазное, с общим выходом трех фаз у ДЗТ-21 и пофазным выходом у ДЗТ-23, что позволяет использовать ее в качестве основной защиты группы однофазных силовых трансформаторов или автотрансформаторов.

5.1.1. Общие принципы и характеристики реле типа ДЗТ-20

Отстройка от броска тока намагничивания в случае включения трансформатора (автотрансформатора) с холостого хода под напряжение и от переходных токов небаланса при внешних к.з. в защитах типа ДЗТ-20 используется время - импульсный принцип блокирования защиты, если в кривой дифференциального тока появляются паузы, по длительности превышающие заданную, в сочетании с торможением от второй гармоники.

Для улучшения отстройки от «трансформированных» однополярных бросков намагничивающего тока используется принцип коррекции формы кривой вторичного тока. Для отстройки от установившихся и переходных токов небаланса используется **торможение от токов плеч защиты**.

Реле обеспечивает торможение от **арифметической полусуммы фазных токов** двух групп трансформаторов тока. В случае трех или четырех групп трансформаторов тока для обеспечения торможения используются трехфазные приставки дополнительного торможения **ПТ-1**.

Для обеспечения надежности с одновременным уменьшением действия реле при больших кратностях токов к.з. в защищаемой зоне, при которых может наступить насыщение трансформаторов тока (особенно при появлении апериодиче-

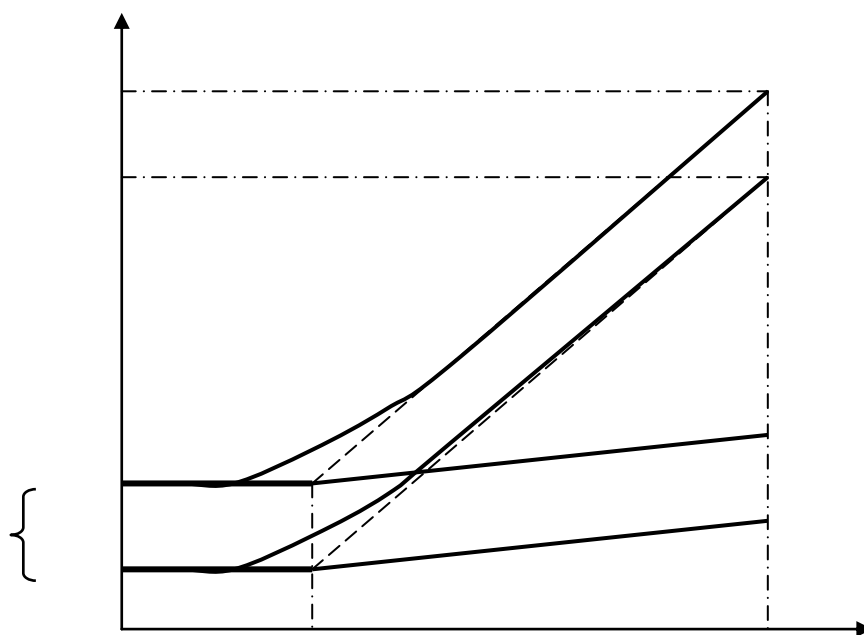
ской слагающей), а во вторичном токе обнаруживаются длительные паузы, предусмотрена дифференциальная токовая отсечка.

Одной из особенностей реле нового типа является специфическая тормозная характеристика (рис.6.1), которая состоит из горизонтального и наклонного участков, наличие которых улучшает чувствительность защиты к к.з. в защищаемой зоне при прохождении сквозного тока нагрузки. На рис. 6.1 значения по осям приведены в относительных единицах:

$$I_{*Д} = \frac{I_{Д}}{I_{НОМ.ОТВТАВ}};$$

$$I_{*ТОРМ} = \frac{I_{ТОРМ.В}}{I_{НОМ.ОТВТА}};$$

Минимальный ток срабатывания реле при отсутствии торможения $I_{СП.МІN}$ (в зоне горизонтального участка) регулируется плавно от 0,3 до 0,7 номинального тока принятого ответвления $I_{НОМ.ОТВТАВ}$ трансреактора ТАВ (рис 5.1.)



Длина горизонтального участка характеристики $I_{ТОРМ.НАЧ.}$ регулируется ступенчато на два положения (0,6 и 1,0) номинального тока принятого ответвления промежуточного трансформатора ТА (рис. 5.1.) цепи торможения реле и приставок дополнительного торможения.

Коэффициент торможения реле, который равен тангенсу угла наклона характеристики, регулируется плавно в пределах $0,3 \div 0,9$, и определяется по выражению:

$$K_{ТОРМ} = \frac{\Delta I_{*Д}}{\Delta 0,5 \sum I_{*ТОРМ.В}},$$

где $\Delta I_{*Д}$ - приращение относительного дифференциального тока,

$\Delta 0,5 \sum I_{*ТОРМ.В}$ - приращение арифметической полусуммы относительных вторичных токов.

Реле выполнено на вторичный номинальный ток, равный 5А, подключение же к трансформаторам тока с вторичным током 1А производится через автотрансформаторы тока типа АТ-31. Для подключения плеч защиты с номинальным вторичным током большим 5 А используется автотрансформаторы тока типа АТ-32.

Таблица 5.1.

Номер ответвления трансреактора ТАУ рабочей цепи.	1	2	3	4	5	6
$I_{НОМ.ОТВТАУ}$, А.	5,0	4,6	4,25	3,63	3,0	2,5

Таблица 5.2.

Номер ответвления трансформаторов тока ТА1 и ТА2 тормозной цепи.	1	2	3	4
$I_{НОМ.ОТВТА}$, А.	5,0	3,75	3,0	2,5

Таблица 5.3.

Номинальный ток рассматриваемого включения, А $I_{НОМ.ОТВАТТ}$	Номера используемых ответвлений АТ-31, к которым подводятся вторичные токи в плечах защит.	Максимальный ток включения, А.	Номера используемых ответвлений АТ-31, к которым подключается реле.	Номинальный ток используемого ответвления реле, А.
1	2	3	4	5
0,34	1-2	1,20	1-11	2,50
0,37	1-2	1,20	1-10	2,50
0,40	1-2	1,20	1-9	2,50
0,41	1-2	1,20	1-11	3,00
0,43	1-2	1,20	1-8	2,50
0,44	1-3	1,32	1-11	2,50

Номинальный ток рассматриваемого включения, А $I_{НОМ.ОТВЕТВЛ}$	Номера используемых ответвлений АТ-31, к которым подводятся вторичные токи в плечах защит.	Максимальный ток включения, А.	Номера используемых ответвлений АТ-31, к которым подключается реле.	Номинальный ток используемого ответвления реле, А.
0,48	1-2	1,20	1-9	3,00
0,49	1-2	1,20	1-11	3,63
0,52	1-2	1,20	1-8	3,00
0,53	1-3	1,32	1-11	3,63
0,54	1-2	1,20	1-10	3,00
0,56	1-3	1,32	1-8	3,00
0,58	1-3	1,32	1-10	2,50
0,58	1-2	1,20	1-9	3,00
0,60	1-4	1,80	1-11	3,63
0,63	1-2	1,20	1-8	2,50
0,63	1-3	1,32	1-9	3,00
0,64	1-3	1,32	1-11	3,63
0,65	1-4	1,80	1-101	2,50
0,68	1-2	1,20	1-11	5,00
0,70	1-2	1,20	1-7	3,00
0,71	1-4	1,80	1-9	2,50
0,72	1-4	1,80	1-11	3,00
0,74	1-2	1,20	1-8	4,25
0,74	1-2	1,20	1-10	5,00
0,74	1-2	1,20	1-9	4,60
0,75	1-3	1,32	1-11	4,25
0,76	1-4	1,80	1-8	2,50
0,76	1-2	1,20	1-6	2,50
0,78	1-4	1,80	1-10	3,00
0,80	1-2	1,20	1-9	5,00
0,81	1-5	2,43	1-11	2,50
0,82	1-3	1,32	1-10	4,25
0,82	1-3	1,32	1-11	4,60
0,85	1-4	1,80	1-9	3,00
0,87	1-4	1,80	1-11	3,63
0,88	1-5	2,43	1-10	2,50
0,89	1-3	1,32	1-10	5,00
0,89	1-3	1,32	1-11	4,60
0,92	1-3	1,32	1-7	3,00
0,95	1-4	1,80	1-10	3,63
0,97	1-3	1,32	1-10	5,00

Номинальный ток рассматриваемого включения, А $I_{НОМ.ОТВЕТВЛ}$	Номера используемых ответвлений АТ-31, к которым подводятся вторичные токи в плечах защит.	Максимальный ток включения, А.	Номера используемых ответвлений АТ-31, к которым подключается реле.	Номинальный ток используемого ответвления реле, А.
0,97	1-5	2,43	1-11	3,00
1,03	1-5	2,43	1-	2,50
1,06	1-5	2,43	1-10	3,00
1,10	1-6	3,30	1-11	2,50
1,11	1-4	1,80	1-8	3,63
1,12	1-6	3,30	1-11	2,50
1,20	1-6	3,30	1-10	2,50
1,22	1-4	1,80	1-11	5,00
1,23	1-5	2,43	1-8	3,00
1,24	1-4	1,80	1-7	3,00
1,26	1-2	1,20	1-5	2,50
1,28	1-5	2,43	1-10	3,63
1,29	1-4	1,80	-8	4,25
1,30	1-6	3,30	1-9	2,50
1,34	1-6	3,30	1-11	3,00
1,38	1-5	2,43	1-11	4,25
1,39	1-6	3,30	1-8	2,50
1,45	1-7	4,35	1-11	2,50
1,49	1-5	2,43	1-11	4,60
1,50	1-5	2,43	1-10	2,50
1,50	1-5	2,43	1-8	3,63
1,56	1-6	3,30	1-9	3,00
1,58	1-7	4,35	1-10	2,50
1,62	1-5	2,43	1-10	4,60
1,62	1-5	2,43	1-11	5,00
1,71	1-7	4,35	1-9	2,50
1,74	1-6	3,30	1-10	3,63
1,75	1-5	2,43	1-8	4,25
1,76	1-5	2,43	1-9	4,60
1,84	1-7	4,35	1-8	2,50
1,93	1-6	3,30	1-9	3,63
1,97	1-8	5,91	1-11	2,50
2,02	1-6	3,30	1-11	4,60
2,04	1-6	3,30	1-10	4,60
2,05	1-7	4,35	1-9	3,00
2,10	1-7	4,35	1-11	3,63

Номинальный ток рассматриваемого включения, А $I_{НОМ.ОТВЕТВЛ.}$	Номера используемых ответвлений АТ-31, к которым подводятся вторичные токи в плечах защит.	Максимальный ток включения, А.	Номера используемых ответвлений АТ-31, к которым подключается реле.	Номинальный ток используемого ответвления реле, А.
2,14	1-8	5,91	1-10	2,50
2,21	1-6	3,30	1-9	4,25
2,21	1-6	3,30	1-10	4,60
2,21	1-7	4,35	1-8	3,00
2,21	1-6	3,30	1-11	5,00
2,28	1-6	3,30	1-7	3,00
2,31	1-9	7,50	1-10	2,50
2,32	1-8	5,91	1-9	2,50
2,36	1-8	5,91	1-11	3,00
2,39	1-6	3,30	1-9	4,60
2,49	1-7	4,35	1-9	3,63
2,57	1-8	5,91	1-10	3,00
2,66	1-7	4,35	1-11	4,60
2,68	1-7	4,35	1-10	4,25
2,75	1-10	7,50	1-11	4,25
2,77	1-7	4,35	1-8	3,63
2,77	1-9	7,50	1-10	3,00
2,78	1-8	5,91	1-9	3,00
2,80	1-6	3,30	1-8	5,00
2,84	1-8	5,91	1-11	3,63
2,90	1-7	4,35	1-10	4,60
2,90	1-7	4,35	1-11	5,00
3,07	1-9	7,50	1-11	3,63
3,12	1-8	5,91	1-11	3,63
3,14	1-7	4,35	1-8	4,25
3,15	1-7	4,35	1-9	4,60
3,16	1-7	4,35	1-10	5,00
3,33	1-10	7,50	1-11	3,63
3,35	1-9	7,50	1-10	3,63
3,38	1-8	5,91	1-9	3,63
3,60	1-9	7,50	1-11	4,25
3,64	1-8	5,91	1-10	4,25
3,89	1-10	7,50	1-11	4,25
3,92	1-9	7,50	1-10	4,25
3,94	1-8	5,91	1-10	4,60
3,94	1-8	5,91	1-11	5,00

Номинальный ток рассматриваемого включения, А $I_{НОМ.ОТВАТТ}$	Номера используемых ответвлений АТ-31, к которым подводятся вторичные токи в плечах защит.	Максимальный ток включения, А.	Номера используемых ответвлений АТ-31, к которым подключается реле.	Номинальный ток используемого ответвления реле, А.
3,95	1-8	5,91	1-9	4,25
4,25	1-9	7,50	1-10	4,60
4,27	1-8	5,91	1-9	4,60
4,29	1-8	5,91	1-10	5,00

Таблица 5.4.

Номинальный ток рассматриваемого включения, А $I_{НОМ.ОТВАТТ}$	Номера используемых ответвлений АТ-32, к которым подводятся вторичные токи в плечах защит.	Номера используемых ответвлений АТ-32, к которым подключается реле.	Номинальный ток используемого ответвления реле, А. ТАВ
1	2	4	5
5,06	1-5	1-3	3,63
5,13	1-10	1-7	2,50
5,15	1-8	1-5	2,50
5,18	1-7	1-4	2,50
5,20	1-9	1-6	2,50
5,31	1-10	1-9	4,25
5,31	1-11	1-10	4,25
5,31	1-6	1-3	3,00
5,39	1-6	1-5	4,25
5,39	1-7	1-6	4,25
5,41	1-4	1-2	4,60
5,41	1-4	1-3	5,00
5,44	1-3	1-2	5,00
5,47	1-5	1-4	4,25
5,50	1-5	1-2	3,63
5,61	1-7	1-3	2,50
5,75	1-10	1-9	4,60
5,75	1-11	1-10	4,60
5,77	1-6	1-2	3,00
5,81	1-10	1-8	3,63
5,84	1-6	1-5	4,60
5,84	1-7	1-6	4,60
5,84	1-7	1-5	3,63
5,88	1-4	1-2	5,00

Номинальный ток рассматриваемого включения, А $I_{НОМ.ОТВАТТ}$	Номера используемых ответвлений АТ-32, к которым подводятся вторичные токи в плечах защит.	Номера используемых ответвлений АТ-32, к которым подключается реле.	Номинальный ток используемого ответвления реле, А. ТАV
5,89	1-8	1-7	4,60
5,89	1-9	1-8	4,60
5,90	1-8	1-6	3,63
5,93	1-5	1-3	4,25
5,93	1-5	1-4	4,60
5,93	1-6	1-4	3,63
5,95	1-9	1-7	3,63
6,00	1-11	1-8	3,00
6,10	1-7	1-2	2,50
6,15	1-10	1-7	3,00
6,19	1-8	1-5	3,00
6,22	1-7	1-4	3,00
6,25	1-9	1-6	3,00
6,35	1-6	1-5	5,00
6,40	1-8	1-7	5,00
6,41	1-5	1-3	4,60
6,44	1-5	1-2	4,25
6,50	1-10	1-6	2,50
6,60	1-9	1-5	2,50
6,74	1-7	1-3	3,00
6,80	1-10	1-8	4,25
6,88	1-8	1-6	4,25
6,98	1-9	1-7	4,25
7,17	1-8	1-3	2,50
7,26	1-11	1-8	3,63
7,36	1-11	1-8	4,60
7,44	1-10	1-7	3,63
7,49	1-8	1-5	3,63
7,55	1-9	1-7	4,60
7,69	1-11	1-7	3,00
7,82	1-8	1-2	2,50
7,92	1-9	1-5	3,00
8,00	1-10	1-8	5,00
8,13	1-8	1-6	5,00
8,20	1-9	1-7	5,00
8,50	1-11	1-8	4,25
8,63	1-8	1-6	3,00

Номинальный ток рассматриваемого включения, А $I_{НОМ.ОТВАТТ}$	Номера используемых ответвлений АТ-32, к которым подводятся вторичные токи в плечах защит.	Номера используемых ответвлений АТ-32, к которым подключается реле.	Номинальный ток используемого ответвления реле, А. ТАV
8,71	1-10	1-7	4,25
8,81	1-7	1-4	4,25
9,20	1-9	1-3	2,50
9,30	1-11	1-7	3,63
9,38	1-8	1-2	3,00
9,44	1-10	1-7	4,60
9,53	1-7	1-3	4,25
9,57	1-7	1-6	4,60
9,64	1-8	1-4	3,63
9,75	1-11	1-6	3,00
9,90	1-10	15	3,00
10,00	1-9	1-2	2,50
10,20	1-9	1-4	3,00
10,25	1-10	1-7	5,00
10,30	1-11	1-5	2,50
10,32	1-7	1-3	4,60
10,38	1-8	1-4	5,00
10,40	1-9	1-6	5,00
10,62	1-10	1-4	2,50
10,92	1-11	1-7	4,25
11,05	1-10	1-6	4,25
11,20	1-7	1-3	5,00
11,30	1-8	1-4	4,25
11,40	1-8	1-2	3,63
11,50	1-10	1-3	2,50
11,80	1-11	1-7	4,60
11,85	1-11	1-6	3,63
11,95	1-10	1-6	4,60
12,05	1-10	1-5	3,63

5.2. Выбор уставок дифференциальной токовой защиты с реле ДЗТ-20.

Дифференциальные токовые защиты, с реле типа ДЗТ-20 (ДЗТ-23, ДЗТ-21), используются в качестве основных защит трансформаторов и автотрансформаторов, блоков «генератор-трансформатор».

Защита выполняется в трехфазном трехлинейном исполнении, с общим выходом трех фаз у реле ДЗТ-21 и пофазным выходом у реле ДЗТ-23 для защиты группы однофазных трансформаторов и автотрансформаторов.

У реле ДЗТ-20 применен времяимпульсный способ распознавания форм дифференциального тока и торможения от второй гармоники, что обеспечивает повышенную отстройку от бросков тока намагничивания трансформаторов и переходных токов небаланса и позволяет снизить ток срабатывания защиты до $0,3I_{ном}$. Кроме того, в ДЗТ-20 для повышения быстродействия предусмотрена токовая отсечка, а его чувствительный орган имеет торможение от тока плеч, что обеспечивает отстройку от токов небаланса от установившегося к.з. с большим его значением. Реле обеспечивает торможение, более точно, от токов двух плеч. В общем случае, защиту можно выполнить с любым количеством тормозных обмоток, применяя выносные трехфазные приставки ПТ-1.

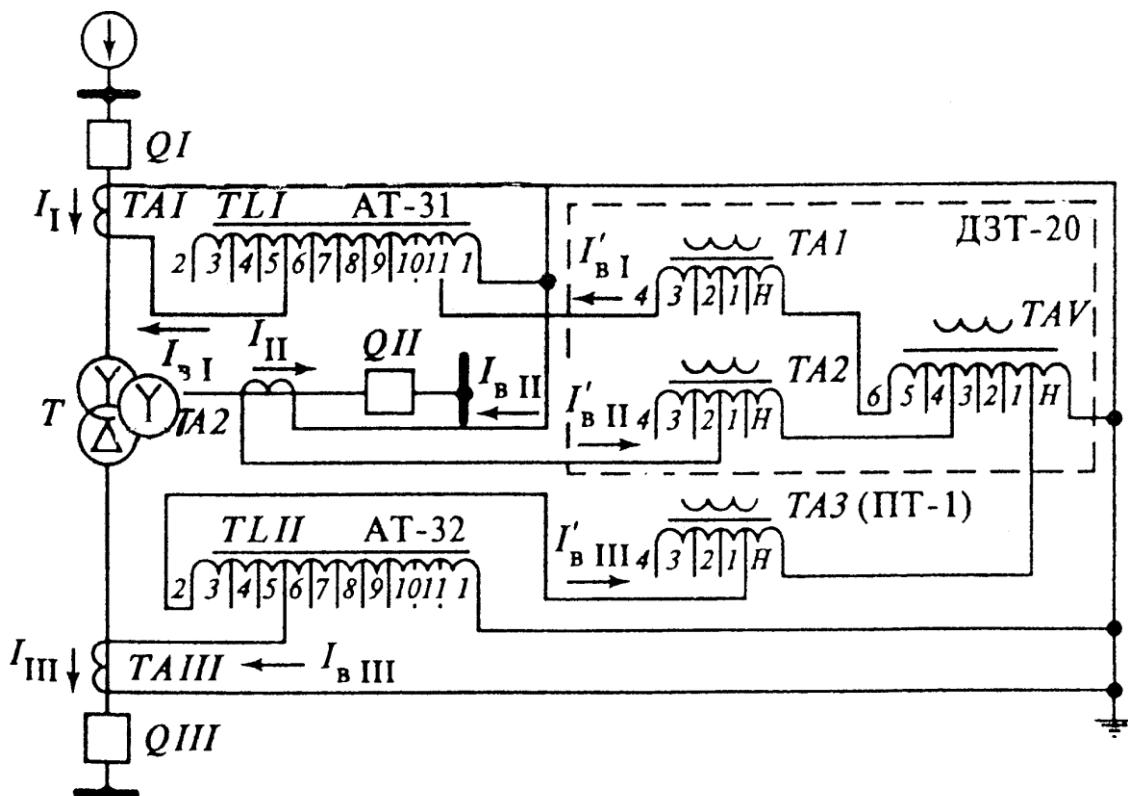


Рис.5.2. Поясняющая схема включения токовых цепей дифференциальной защиты

5.2.1. Алгоритм расчета уставок защит с реле ДЗТ-20.

В общем виде расчет уставок предполагает выполнение 3-х этапов:

1-й этап – сборка токовых цепей защиты:

1. Определение первичных токов сторон трансформатора при номинальной мощности.
2. Выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока и вторичных токов плеч дифференциальной защиты.
3. Выбор регулировочных автотрансформаторов АТ-31, АТ-32 неосновных сторон и рабочих ответвлений от них.
4. Выбор рабочих ответвлений трансформатора тока дифференциальной цепи ТАВ
5. Выбор схемы включения промежуточных трансформаторов тока и их рабочих ответвлений цепи торможения ТА1, ТА2, ПТ-1 по схеме рис 5.2).

2-й этап – выбор уставок защиты:

1. Выбор уставки тока срабатывания и коэффициента торможения чувствительного элемента защиты.
2. Выбор уставки отсечки.

3-й этап – проверка чувствительности защиты:

5.2.2. Сборка токовых цепей защиты.

Сборка токовых цепей защиты выполняется в следующей последовательности:

1. Определяются первичные токи $I_{НОМ.i}$ для всех сторон защищаемого трансформатора (автотрансформатора), соответствующие его номинальной мощности (проходной мощности для автотрансформатора).
2. Определяются вторичные токи в плечах защиты

$$I_{н.вт.}^{пл} = \frac{I_{н.п.}}{k_{ТТ}} \cdot k_{сх} \quad (5.2)$$

где $k_{ТТ}$ – коэффициент трансформации трансформаторов тока;

$k_{сх.}$ – коэффициент схемы, величина которого зависит от схемы соединений обмоток трансформатора тока; при схеме соединений в «звезду» $k_{сх.}=1$, а при схеме соединений в «треугольник» $k_{сх.}=\sqrt{3}$.

3. Реле ДЗТ-20 выполняются на номинальный ток, равный 5А. Защиту можно настроить только в том случае, если величина токов плеч при номинальной нагрузке трансформатора находится в диапазоне (2,5-5,0)А. В тех случаях, когда значение тока находится вне диапазона, необходимо устанавливать регулировочные автотрансформаторы тока.

При этом, в качестве повышающего автотрансформатора тока используется АТ-31, который позволяет минимальный ток 0,34 А и максимальный ток 4,29 А преобразовать до значений, находящихся в диапазоне (2,5-5,0)А.

В качестве понижающего автотрансформатора используется АТ-32, который позволяет токи с значениями от 5,06А до 20,0А преобразовать в токи, находящиеся в диапазоне (2,5-5,0)А.

Схема подключения автотрансформаторов тока приведена на рис. 5.2, а варианты подбора рабочих ответвлений приведены в таблице 5.4.

После этого собираются дифференциальные цепи.

4. Определяем основную сторону защиты, руководствуясь следующими соображениями:

- В качестве основной стороны защиты необходимо принимать одну из сторон, в которой не требуется установка автотрансформатора тока АТ, т.е. то плечо, в котором номинальный ток находится в диапазоне (2,5-5,0)А. Если таких сторон несколько, то за основную рекомендуется принять сторону основного питания.

- Если ни один из токов плеч не находится в диапазоне (2,5-5,0)А, то автотрансформаторы тока устанавливаются на всех сторонах. В этом случае за основную принимают сторону основного питания.

5. Выбираем ответвление трансреактора ТАВ для основной стороны с током $I_{н.осн.}$ по данным табл. 5.1. В результате определим ток $I_{отв.н.}$, значение которого минимально отличается от $I_{н.осн.}$.

Как правило, ток основной стороны не совпадает с током ни одного из ответвлений ТАВ, хотя для упрощения расчетов желательно, чтобы они совпадали.

Чтобы это условие выполнялось, можно ввести понятие «корректирующего коэффициента», основанное на том, что настройку защиты можно производить при «расчетной» мощности, незначительно отличающейся от номинальной, т.е.

$$k_{кр} = \frac{I_{отв.осн.}^{TAV}}{I_{н.вт.осн.}} \quad (5.3)$$

Таким образом, расчет дифференциальной защиты будет вестись по расчётной мощности, значение которой

$$S_{расч.} = k_{кр} \cdot S_{ном.} \quad (5.4)$$

Тогда скорректированный ток i -го плеча (в т.ч. и основного)

$$I_{кр.i} = k_{кр} \cdot I_{к.вт} \quad (5.5)$$

Необходимо отметить, что в этом случае ток основного плеча будет совпадать с током одного из ответвлений ТАУ.

6. По значениям скорректированных токов плеч неосновных сторон из табл. 5.3 выбираем схемы включения регулировочных АТ-31 или АТ-32.

7. Находим расчетные токи неосновных плеч.

$$I_{расч.i}^{пл.} = \frac{I_{кр.i}^{пл.}}{k_{АТ}} \quad (5.6)$$

Необходимо отметить, что включение регулировочных АТ осуществляется по таблице 5.3, данные которой составлены таким образом, что дают минимальную погрешность

$$\left| I_{расч.i}^{пл.} - I_{отв.неосн.}^{ТАУ} \right| \rightarrow \min \quad (5.7)$$

8. Введем понятие коэффициента совпадения i -го тока дифференциальной цепи

$$k_{сдц.i} = \frac{I_{отв.i}^{ТАУ}}{I_{расч.i}^{пл.}} \quad (5.8)$$

значение которого будет использовано в дальнейших расчетах.

9. Коэффициент трансформации регулировочного автотрансформатора определяется по данным таблиц 5.3 и 5.4:

$$k_{АТ i} = \frac{I_{отв.i}^{ТАУ}}{I_{кр.i}^{пл.}} \quad (5.9)$$

5.2.3. Сборка тормозных цепей

Как правило, торможение необходимо осуществлять от токов всех сторон трансформатора (автотрансформатора). Торможение токами плеч осуществляется двумя встроенными трансформаторами тока (ТА1, ТА2) в реле и необходимым количеством выносных приставок дополнительного торможения (ПТ1). Далее выполняем последовательно следующие шаги расчета.

- 1) По расчетному значению токов плеч $I_{расч.i}$ выбираем такое ответвление ТА (ПТ1), которое по своему значению наиболее близко к расчетному, т.е.

$$\left| I_{расч.i}^{пл.} - I_{отв.т.ном.}^{TAV} \right| \rightarrow \min \quad (5.10)$$

- 2) Для каждой стороны находим коэффициент совпадения тормозной цепи

$$k_{стц.i} = \frac{I_{отв.ном.}^{TA}}{I_{расч.i}^{пл.}} \quad (5.11)$$

Отметим, что тормозные характеристики реле построены исходя из равенства $k_{стц.i} = 1$. В случае его отличия от единицы ($k_{стц.i} \neq 1$) изменение его торможения компенсируется выбором соответствующего значения коэффициента торможения.

Этот шаг завершает процесс сборки токовых цепей дифференциальной защиты.

5.2.4. Выбор уставок защиты

Определение уставок защиты предполагает выполнение следующих шагов:

- 1) Определение начального тока торможения.

Уставка «начала торможения» $I_{*ТОРМ.НАЧ} = 1,0$ выполняется на реле, если торможение осуществляется от токов всех плеч защиты трансформатора (автотрансформатора). В случае, когда торможение производится не от всех токов плеч защиты $I_{*ТОРМ.НАЧ} = 0,6$, то такой выбор уставки «начала торможения» обеспечивает отсутствие торможения при первичных токах, которые по значению меньше величины

$$I_{т.нач.н.} \leq 0,5 I_{ном} \sum_{i=1}^n k_{ток i} \cdot k_{стц.i} = 0,5 I_{ном} (k_{ток 1} \cdot k_{стц.1i} + \dots + k_{ток n} \cdot k_{стц.ni}) \quad (5.12)$$

где $k_{ток i}$ – коэффициент токораспределения для i -го плеча в расчетном режиме сквозного КЗ.

В выражении (5.12) для плеч, в которых отсутствует торможение, т.е. в этом плече нет ТА, коэффициент совпадения тормозной цепи принимается равным нулю, т.е. $k_{стц.i} = 0$.

Для уставки «начала торможения» равной $I_{*т.нач} = 1$, первичный ток начала торможения при $k_{стц.i} = 1,0$ в соответствии с (5.12) равен

$$I_{т.нач.н.} = 0,5 I_{ном} \sum k_{ток i} \cdot k_{стц.i} \quad (5.13)$$

так как $\sum_{i=1}^n k_{ток i} = 2,0$, то

$$I_{т.нач.п.} = I_{ном} \quad (5.14)$$

В случае уставки, равной $I_{т.нач.} = 0,6$, первичный ток начала торможения

$$I_{т.нач.п.} = 0,6 I_{ном} \sum k_{ток i} \cdot k_{стц. i} \quad (5.15)$$

При аналогичных первому случаю условиях получаем

$$I_{т.нач.п.} = 1,2 I_{ном} \quad (5.16)$$

При расчете защиты необходимо учитывать, что в действительности $k_{стц. i} \neq 1$, поэтому первичный тормозной ток начала торможения как в (5.14), так и в (5.16) будет не равняться правым частям равенства.

2) Определение тока небаланса в режиме «начала торможения»

Известно, что ток небаланса в начале торможения определяется как

$$I_{неб.т.нач.} = I'_{неб.т.нач.} + I''_{неб.т.нач.} + I'''_{неб.т.нач.} \quad (5.17)$$

Составляющие тока небаланса определяются по следующим выражениям:

$$I'_{неб.т.нач.} = K_{пер.} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{т.нач.п.},$$

$$I''_{неб.т.нач.} = I_{т.нач.п.} \cdot \sum_{ток i} \Delta U_i, \quad (5.18)$$

$$I'''_{неб.т.нач.} = \left| \frac{I_{расч.отв.АТ1} - I_{ном.отв.АТ1}}{I_{расч.отв.АТ1}} - \frac{I_{расч.отв.АТ2} - I_{ном.отв.АТ2}}{I_{расч.отв.АТ2}} \right| \cdot I_{т.нач.п.}$$

3) Определение минимального тока срабатывания защиты.

Минимальный ток срабатывания защиты (ее чувствительного органа)

$I_{С.З.МІN}$ при отсутствии торможения выбирается по следующим условиям:

а) отстройка от расчетного первичного тока небаланса в режиме внешнего к.з., соответствующем началу торможения:

$$I_{С.З.мін} \geq k_{отс} \cdot I_{неб.нач.т.} \quad (5.19)$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, $k_{отс} = 1,5$.

в) отстройка от броска намагничивающего тока при включении ненагруженного трансформатора (автотрансформатора) под напряжение:

$$I_{С.З.МІN} \geq k \cdot k_{ВЫГ} \cdot I_{НОМ} \quad (5.20)$$

где k - коэффициент отстройки защиты от броска намагничивающего тока, $k = 0,3$;

$k_{БЫГ}$ - коэффициент выгоды, представляющий собой отношение электромагнитной мощности автотрансформатора к его проходной мощности, для трансформатора $k_{БЫГ} = 1,0$;

$I_{НОМ}$ - номинальный ток, соответствующий номинальному напряжению среднего ответвления РПН и номинальной мощности трансформатора.

с) обеспечения недействия защиты от тока небаланса переходного режима внешнего к.з. Условие соблюдается при

$$I_{С.З.МІN} \geq 0,3 \cdot I_{НОМ} \quad (5.21)$$

где $I_{НОМ}$ - то же, что в (5.20).

Указанное условие определяется тем, что недействие рассматриваемой защиты в переходном режиме внешнего к.з. обеспечивается совокупностью ряда фактов, действующих на торможение (форма кривой тока небаланса, торможение от второй гармоники, наличие торможения от фазного тока в плечах защиты), дающих гарантированный эффект при минимальном токе срабатывания защиты, удовлетворяющем (5.21). Расчетным принимается большее из значений, полученных по условиям (5.19), (5.20) и (5.21).

д) определяется относительный минимальный ток срабатывания реле при отсутствии торможения:

$$I_{с.з.мин*і} = \frac{I_{с.з.мин} \cdot K_{СХ.і}}{K_{Іі} \cdot I_{ном.отв.ТАVнеосн.} \cdot K_{АТнеосн.}} \cdot \frac{U_{ном.ВН}}{U_{ном.неосн.і}} \quad (5.22)$$

где $K_{Іі}$ и $K_{СХ.і}$ - коэффициент трансформации тока и коэффициент схемы для расчетной стороны;

$K_{АТ.НЕОСН.і}$ - коэффициент автотрансформатора тока, установленного на неосновной стороне.

Все величины в (5.22) должны приниматься для неосновной стороны, обуславливающей наибольшее заглубление защиты. Такой стороной считается та неосновная сторона, для которой ток принятого ответвления ТАВ больше других отличается от расчетного.

Рассчитанные по (5.22) значения выставляются на реле и должны удовлетворять условию

$$0,3 \leq I_{с.з.мин*} \leq 0,7 \quad (5.23)$$

4) Определение расчетного максимального тока небаланса при внешнем к.з.

Расчетное значение максимального тока небаланса при внешнем к.з. определяется аналогично (5.17) при замене в нем обозначений $I_{неб.нач.т}$ на $I_{к.з.мах}$. Определяется значение максимального тока небаланса

$$I_{неб.расч.мах} = I_{*неб.Σ} \cdot I_{к.з.мах} \quad (5.24)$$

5) Определение коэффициента торможения защиты.

Коэффициент торможения определяется по выражению, составленному исходя из тормозной характеристики реле (см. рисунок 5.1.):

$$K_{торм.} = \frac{\Delta I_{*Д}}{\Delta 0,5 \sum I_{*торм.}} = \frac{k_{отс} \cdot I_{*неб.расч.в} - I_{*с.р.МІN}}{0,5 \sum I_{*торм.расч.в} - I_{*торм.нач.}} \quad (5.25)$$

где $I_{*НБ.РАСЧ.В}$ - относительный максимальный вторичный ток небаланса, подводимый к ответвлению трансреактора ТАУ или автотрансформатора тока при расчетном внешнем к.з., от которого защита должна быть отстроена соответствующим выбором коэффициента торможения $K_{торм}$;

$I_{*С.Р.МІN}$ - относительный ток срабатывания реле при отсутствии торможения (уставка минимального тока срабатывания), определяемый по формуле (5.14);

$0,5 \sum I_{*торм.расч.в}$ - полусумма относительных вторичных токов, подводимых к ответвлениям промежуточных трансформаторов тока ТА цепи торможения реле и приставок дополнительного торможения, при расчетном к.з.;

$I_{*торм.нач.}$ - относительный вторичный ток начала торможения;

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки, $k_{отс} = 1,5$.

Первичный ток срабатывания отсечки определяется в соответствии со следующими условиями:

- Отстройка от броска намагничивающего тока, которая для трансформатора, а тем более для автотрансформатора, надежно обеспечивается уже при минимальной уставке на реле по току срабатывания отсечки ($6 \cdot I_{НОМ.ОТБТАУ}$), если ответвления рабочей цепи реле выбраны примерно равными вторичным токам в соответствующих плечах защиты; при выборе ответвлений рабочей цепи с номинальным током ответвления значительно меньше вторичных токов в плечах защиты, в защите трансформатора должна приниматься большая уставка ($9 \cdot I_{НОМ.ОТБТАУ}$).
- Отстройка от максимального первичного тока небаланса $I_{НБ.РАСЧ}$ при переходном режиме расчетного внешнего к.з. по (5.19). Значение тока небаланса

$I_{НБ.РАСЧ}$, входящего в выражение (5.19), и его составляющих $I'_{НБ.РАСЧ}$, $I''_{НБ.РАСЧ}$ и $I'''_{НБ.РАСЧ}$ могут быть соответственно определены по (5.18), составленному для расчетного внешнего металлического к.з.

При этом, учитывая, что отсечка реагирует на среднее значение напряжения на вторичной обмотке трансреактора ТАВ и не реагирует на импульс тока небаланса в первый период от возникновения к.з. (поскольку постоянная времени ее цепи около 30 мс), значение коэффициента в (5.7), учитывающего переходный режим, следует принимать:

$k_{пер} = 1,5 \div 2,5$ - при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора (автотрансформатора) односторонних трансформаторов тока (только встроенных или только выносных);

$k_{пер} = 12,0 \div 3,0$ - при использовании на разных сторонах защищаемого трансформатора (автотрансформатора) разносторонних трансформаторов тока.

При этом меньшее значение $k_{пер}$ принимается при одинаковой схеме соединения трансформаторов тока на разных сторонах (например, в «звезду»), а большее значение – при разных схемах соединения трансформаторов тока защиты (на одной из сторон - в «звезду», на других - в «треугольник»).

Уставка отсечки:

$$I_{с.отс} = 6 \cdot I_{ном.отвТАВ.осн} \cdot \frac{K_{I.осн} \cdot K_{АТ.осн}}{K_{СХ.осн}} \cdot \frac{U_{ном.ВН}}{U_{ном.осн}} \quad (5.16)$$

где $I_{ном.отвТАВ.осн}$ - номинальный ток ответвления ТАВ основной стороны;

$K_{I.осн}$ - коэффициент трансформации трансформатора тока основной стороны;

$K_{АТ.осн}$ - коэффициент трансформации автотрансформатора трансформатора тока основной стороны;

$K_{СХ.осн}$ - коэффициент схемы соединения трансформаторов тока основной стороны.

5.2.5. Проверка чувствительности защиты

Чувствительность защиты (ее чувствительного органа) - при металлическом к.з. на выводах защищаемого трансформатора (автотрансформатора) при работе его на расчетном ответвлении.

Коэффициент чувствительности рассчитывается, исходя из первичных токов рассматриваемого вида (m) к.з. $I_{K.MIN}^{(m)}$ и минимального тока срабатывания защиты $I_{C.3.MIN}$ по (5.19):

$$K_q^{(m)} = \frac{I_{K.MIN}^{(m)} \cdot K_{CX.i}^{(m)}}{I_{C.3.MIN} \cdot K_{CX.i}^{(3)}} \quad (5.27)$$

где $I_{K.MIN}^{(m)}$ - минимальное значение периодической составляющей суммарного тока к.з. рассматриваемого вида (m) в защищаемой зоне;

$I_{C.3.MIN}$ - ток срабатывания защиты, приведенный к стороне основного питания;

$K_{CX.i}^{(m)}$ - коэффициент схемы; определяется видом повреждения (m), схемой соединения трансформатора тока защиты на рассматриваемой стороне (i) и схемой соединения обмоток защищаемого трансформатора (автотрансформатора).

В (5.27) минимальный ток срабатывания защиты при отсутствии торможения $I_{C.3.MIN}$ используется в связи с тем, что тормозная характеристика защиты имеет горизонтальную часть, которая и определяет ток срабатывания на грани срабатывания, например, при к.з. через соответствующее переходное сопротивление. Фактически защита несколько загрубляется из-за торможения от тока нагрузки.

Если $K_q < 2$, т.е. чувствительность не обеспечивается, увеличиваем уставку относительного минимального тока срабатывания реле, пересчитываем коэффициент торможения $K_{торм}$, определяем коэффициент чувствительности K_q .

Чувствительность дифференциальной токовой отсечки не определяется, так как она является вспомогательным элементом. Ее назначение – предотвращение недопустимого замедления или отказа срабатывания защиты при больших кратностях тока, когда чувствительный орган может сработать с большим замедлением, или не сработать из-за искажения формы кривой вторичного тока в переходном режиме к.з. (например, при значительном насыщении трансформаторов тока). И торможение, вследствие этого, чувствительного органа токами второй и более высоких гармоник.

5.3. Пример расчета

Ниже даны основные указания по расчету чувствительной дифференциальной защиты, выполненной с реле типа ДЗТ-21 (ДЗТ-23), применительно к трансформаторам и автотрансформаторам.

Расчет удобно осуществлять в два этапа:

1 этап. Необходимо осуществить оптимальный выбор трансформаторов тока, автотрансформаторов тока, трансформаторов цепи торможения таким образом, чтобы обеспечить минимальную погрешность.

2 этап. Основываясь на выбранных параметрах защиты, производим расчет, необходимый для выбора уставок:

- начального торможения;
- минимального тока срабатывания защиты;
- коэффициента торможения;
- токовой отсечки.

Для определения необходимо найти токораспределение в режиме, когда первичный ток не превышает номинального тока, соответствующего максимальному току небаланса.

Для определения необходимо найти максимальный ток небаланса в трансформаторе, которому соответствует максимальный ток, проходящий через защищаемый трансформатор при внешнем к.з.

Основываясь на максимальном токе к.з., необходимо выбрать уставку токовой отсечки.

Задание: Рассчитать защиту АТДЦТН-63000-230/121±10*1,21/10,5, выполненную на реле типа ДЗТ-21.

1. Определим сопротивление АТ при всех трех положениях РПН. Результаты – в таблице 5.5.
2. Определим номинальный ток защищаемого АТ, соответствующий его проходной мощности. Результаты – в таблице 5.6.
3. Выбор трансформаторов тока.

Токи во вторичной цепи не должны превышать 5 А.

Номинальный первичный ток трансформаторов тока (ТТ):

$I_{ТТ.n} = 1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 250; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1000; 1200; 1500; 2000; 3000; 4000; 5000; 6000; 8000; 10000 \text{ А.}$

Номинальный вторичный ток ТТ $I_{ТТ.г} = 5 \text{ А}$.

Выбор ТТ для каждой стороны АТ имеет свои особенности. В данном примере

$$I_{НОМ.Н} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Н}} = 3464 \text{ А}, \text{ а в действительности через низкую сторону АТ}$$

можно передать мощность, равную:

$$S_{ТИП} = k_{ВЫГ} \cdot S_{НОМ} = 0,474 \cdot 63 = 29,856 \text{ МВА};$$

$$\text{где } k_{ВЫГ} = 1 - \frac{U_{НОМ.С}}{U_{НОМ.В}} = 1 - \frac{121}{230} = 0,474;$$

$$I_{НОМ.ТИП.Н} = \frac{S_{ТИП}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.Н}} = \frac{29856}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1642 \text{ А}.$$

Следовательно, выбираем $I_{ТТ.н} = 2000 \text{ А}$.

Трансформаторы тока выбираются из условия, что вторичный ток не должен превышать 5 А.

4. Схема присоединения трансформаторов тока.

Для выравнивания токов по фазе, необходимо на стороне силового трансформатора с соединением обмоток в «звезду» обмотки ТТ соединить по схеме «треугольник», а на стороне силового трансформатора с соединением обмотки в «треугольник» обмотки ТТ соединить по схеме «звезда».

5. Определяем вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности АТ $I_{НОМ.В.г}$. Результаты п.п.5-19 размещены в таблице 5.7.

$$I_{НОМ.ТИП.В.Н} = \frac{I_{НОМ.ТИП.П.Н} \cdot K_{СХ.Н}}{K_{Л.Н}} = \frac{1642 \cdot 1}{2000/5} = 4,105 \text{ А}$$

6. Выбор основной стороны и ответвления трансреактора ТАВ на основной стороне.

За основную сторону следует принимать сторону, на которой осуществляется регулирование напряжения трансформатора (автотрансформатора).

Если вторичный ток основной стороны $I_{НОМ.В.ОСН}$ не находится в диапазоне от 2,5 до 5 А, то выбирается номинальный ток ответвления автотрансформатора тока (АТТ) $I_{НОМ.ОТВ.ОСН}$ (АТТ устанавливают с целью максимального совпадения вторичного тока в плече с номинальным током ответвления трансреактора ТАВ).

Если вторичный ток основной стороны $I_{НОМ.В.ОСН}$ находится в диапазоне от 2,5 до 5 А, то установки АТТ не требуется, и выбор номинального тока ответвления осуществляется непосредственно для трансреактора ТАВ.

За основную принята сторона среднего напряжения.

$I_{НОМ.В.ОСН} = I_{НОМ.В.С} = 4,345 \in [2,5 \div 5]$ А, следовательно, АТТ устанавливать не нужно.

Принимаем $I_{НОМ.ОТВТАВ.ОСН} = 4,25$ А.

7. Определение вторичных расчетных токов в неосновных плечах защиты $I_{РАСЧ.ОТВТАВ.НЕОСН}$, соответствующих расчетной мощности.

Если номинальный вторичный ток основной стороны не равен току $I_{НОМ.ОТВТАВ.ОСН}$, то целесообразно изменить проходящую мощность таким образом, чтобы ток в плече $I_{НОМ.В.ОСН}$ был равен $I_{НОМ.ОТВТАВ.ОСН}$. Это позволяет максимально снизить погрешность, вызванную несовпадением номинальных токов плеч и номинальных токов отпайки.

$$I_{РАСЧ.ОТВТАВ.НЕОСН} = I_{НОМ.ОТВТАВ.НЕОСН} \cdot \frac{I_{НОМ.ОТВТАВ.ОСН}}{I_{НОМ.В.ОСН}}.$$

8. Выбор АТТ, включаемых в плечи защиты.

Для максимального совпадения с током отпайки ТАВ необходима установка АТТ типа АТ-31 (если ток в плече от 0,354 до 4,29 А) или типа АТ-32 (если ток в плече от 5,06 до 12,05 А) по условию:

$$I_{НОМ.ОТВТАВ.НЕОСН} \leq I_{РАСЧ.ОТВТАВ.НЕОСН}.$$

9. Номинальный ток ответвления АТТ, к которому подводится вторичный ток.

10. Номер используемого ответвления АТТ, к которому подводится вторичный ток в плече защиты.

11. Номер используемого ответвления АТТ, к которому подключается реле.

12. Номинальный ток используемого ответвления АТТ, к которому подключается реле.

13. Номинальный ток принятого ответвления на неосновной стороне.

14. Коэффициент трансформации АТТ:

$$K_{АТ} = \frac{I_{НОМ.ОТВТАВ.НЕОСН}}{I_{НОМ.ОТВТАВ.ОСН}};$$

$$K_{АТ.В} = \frac{2,21}{4,25} = 0,52; K_{АТ.Н} = \frac{8,25}{2,5} = 3,3.$$

15. Определим стороны, на которых необходимо использовать торможение.

Торможение осуществляется во всех плечах защиты, если питание может быть подано более, чем с одной стороны.

16. Выбор уставки «начала торможения» $I_{*ТОРМ.НАЧ}$.

Принимаем уставку «начала торможения» $I_{*ТОРМ.НАЧ} = 1,0$.

$$I_{ТОРМ.НАЧ.П} = I_{НОМ} = 158 \text{ А.}$$

17. Расчетный ток ответвления промежуточных ТА цепи торможения реле, соответствующий номинальной проходной мощности.

$$I_{РАСЧ.ОТВТАi} = \frac{I_{НОМ.Вi}}{K_{ТАi}}.$$

18. Выбор ответвлений промежуточных ТА цепи торможения реле и приставки торможения.

Выбор производится по условию:

$$I_{НОМ.ОТВТАi} \leq I_{РАСЧ.ОТВТАi}.$$

В том случае, когда разница между расчетным током $I_{РАСЧ.ОТВТАi}$ и ближайшим меньшим номинальным током $I_{НОМ.ОТВТАi}$ значительно больше, чем между расчетным током и ближайшим большим номинальным током ответвления, целесообразно принимать к использованию ближайшее большее значение. Связанное с этим уменьшение торможения компенсируется в дальнейшем с увеличением значения коэффициента торможения.

19. Номер используемого ответвления трансформаторов тока ТА тормозной цепи.

20. Определим составляющую тока небаланса, обусловленную погрешностью трансформаторов тока - $I'_{НБ.ТОРМ.НАЧ}$:

$$I'_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = k_{ПЕР} k_{ОДН} \epsilon I_{ТОРМ.НАЧ.П} = 1 \cdot 1 \cdot 0,05 \cdot 158 = 7,9 \text{ А.}$$

21. Определяем составляющую тока небаланса, обусловленную регулированием напряжения защищаемого трансформатора и соответствующую началу торможения - $I''_{НБ.ТОРМ.НАЧ}$:

$$I''_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = I_{ТОРМ.НАЧ.П} \cdot \sum_{i=1}^n K_{ТОКи} \cdot \Delta U_i = 18,96 \text{ А.}$$

22. Выбор трансформаторов тока, автотрансформаторов тока, трансформаторов цепи торможения выполнен, необходимо оценить оптимальность выбора.

Оптимальность выбора можно оценить по двум коэффициентам:

$K_{СДЦ}$ - коэффициент совпадения дифференциальной цепи;

$K_{СТЦ}$ - коэффициент совпадения тормозной цепи;

$$K_{СДЦi} = \frac{I_{НОМ.ОТВТАVi} \cdot K_{АТi}}{I_{РАСЧ.Bi}},$$

где $I_{НОМ.ОТВТАV}$ - номинальный ток отпайки трансформатора;

$I_{РАСЧ.B}$ - вторичный ток (п.7);

$K_{АТ}$ - коэффициент трансформации АТТ (п.14);

$K_{СДЦ}$ - величина, характеризующая совпадение номинального тока ответвления ТА_V ($I_{НОМ.ОТВТАV}$) с подводимым к нему током ($I_{РАСЧ.B} / K_{АТ}$);

$$K_{СТЦi} = \frac{I_{НОМ.ОТВТАi}}{I_{РАСЧ.ОТВТАi}},$$

где $I_{НОМ.ОТВТАi}$ - номинальный ток ответвления промежуточного ТА цепи торможения реле;

$I_{РАСЧ.ОТВТАi}$ - расчетный ток ответвления промежуточного ТА цепи торможения реле.

$K_{СТЦ}$ - величина, характеризующая совпадение номинального тока ответвления ТА тормозной цепи ($I_{НОМ.ОТВТА}$) с подводимым к нему вторичным током ($I_{РАСЧ.ОТВТА}$).

$$K_{СДЦ.B} = \frac{4,25 \cdot 0,52}{2,231} = 0,991;$$

$$K_{СДЦ.C} = \frac{4,25 \cdot 1}{4,25} = 1,000;$$

$$K_{СДЦ.H} = \frac{2,5 \cdot 3,3}{8,471} = 0,974;$$

$$K_{СТЦ.B} = \frac{3,75}{4,387} = 0,855;$$

$$K_{СТЦ.C} = \frac{3,75}{4,345} = 0,863;$$

$$K_{СТЦ.H} = \frac{2,5}{2,624} = 0,953.$$

23. Определяем составляющую, обусловленную несовпадением расчетных токов и номинальных токов используемых ответвлений, соответствующих началу торможения, $I'''_{НБ.ТОРМ.НАЧ}$.

$$I'''_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = \left| \left(1 - \frac{1}{K_{СДЦi}} \right) \cdot K_{ТОКi} - \left(1 - \frac{1}{K_{СДЦj}} \right) \cdot K_{ТОКj} \right| \cdot I_{ТОРМ.НАЧ.П}$$

где $K_{СДЦi}$ и $K_{СДЦj}$ -коэффициенты совпадения дифференциальной цепи для i и j неосновной стороны;

$K_{ТОКi}$ и $K_{ТОКj}$ - коэффициенты токораспределения в плечах неосновных сторон.

$$I'''_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = \left| \left(1 - \frac{1}{0,991} \right) \cdot 1 - \left(1 - \frac{1}{0,974} \right) \cdot 1 \right| \cdot 158 = 2,796 A.$$

24 Определение тока небаланса, соответствующего «началу торможения»:

$$I_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = I'_{НБ.ТОРМ.НАЧ} + I''_{НБ.ТОРМ.НАЧ} + I'''_{НБ.ТОРМ.НАЧ} = \\ = 7,9 + 18,96 + 2,796 = 26,86 A$$

25. Определим первичный минимальный ток срабатывания защиты при отстройке от расчетного первичного тока небаланса $I_{С.З.МІN}$.

$$I_{С.З.МІN} \geq k_{ОТС} \cdot I_{НБ.ТОРМ.НАЧ};$$

где $k_{ОТС}$ - коэффициент отстройки, $k_{ОТС} = 1,5$.

$$I_{С.З.МІN} = 1,5 \cdot 26,86 = 40,29 A.$$

26. Отстройка от тока небаланса переходного режима внешнего к.з.

$$I_{С.З.МІN} \geq 0,3 \cdot I_{НОМ}$$

$$I_{С.З.МІN} = 0,3 \cdot 158 = 47,4 A.$$

27. За расчетное значение $I_{С.З.МІN}$ принимаем наибольшее из полученных в п.п. 25 – 26:

$$I_{С.З.МІN} = 47,4 A.$$

Если в п. 25 $I_{С.З.МІN}$ оказалось больше, чем в п. 26, то чувствительность можно обеспечить при $0,3 \cdot I_{НОМ}$.

Для этого необходимо пересчитать пункты 22-25, заменив в них $I_{НОМ}$ на $I_{ТОРМ.НАЧ.П} \cdot I_{ТОРМ.НАЧ.П}$ определяется:

для уставки $I_{*ТОРМ.НАЧ} = 1,0$:

$$I_{ТОРМ.НАЧ.П} = 0,5 \cdot I_{НОМ} \cdot \left[\frac{K_{ТОК.В}}{K_{СТЦ.В}} + \frac{K_{ТОК.С}}{K_{СТЦ.С}} + \frac{K_{ТОК.Н}}{K_{СТЦ.Н}} \right];$$

для уставки $I_{*ТОРМ.НАЧ} = 0,6$:

$$I_{ТОРМ.НАЧ.П} = 1,2 \cdot I_{НОМ} \cdot \left[\frac{K_{ТОК.С}}{K_{СТЦ.С}} + \frac{K_{ТОК.Н}}{K_{СТЦ.Н}} \right].$$

Если $I_{ТОРМ.НАЧ.П} < I_{НОМ}$, то требуется пересчитать пункты 21-25 и определить $I_{С.З.МІN}$ - значение должно быть меньше чем в п.26.

Если же неравенство опять не выполняется, то в п.22 нужно взять наименьшее значение $K_{СТЦ}$ и поставить в выражение для определения $I_{ТОРМ.НАЧ.П}$.

28. Определяем относительный минимальный ток срабатывания реле при отсутствии торможения (6.14):

$$I_{*С.Р.МІN} = \frac{I_{С.З.МІN} \cdot K_{СХ}}{K_I \cdot I_{НОМ.ОТВТАВ.НЕОСН} \cdot K_{АТ.НЕОСН}} \cdot \frac{U_{НОМ.ВН}}{U_{НОМ.НЕОСН}}$$

Все величины должны приниматься для стороны, обуславливающей наибольшее заглубление защиты. Такой стороной считается та неосновная сторона, для которой ток принятого ответвления ТАВ больше других отличается от расчетного. В данном случае это сторона низшего напряжения.

$I_{С.З.МІN}$ по п.27; $K_{СХ}$ по п.4;

$K_{СХ}$ по п.4; K_I по 3;

$I_{НОМ.ОТВТАВ.НЕОСН}$ по п.7;

$K_{АТ.НЕОСН}$ по п. 14.

$$I_{*С.Р.МІN} = \frac{47,4 \cdot 1}{(2000/5) \cdot 2,5 \cdot 3,3} \cdot \frac{230}{10,5} = 0,317$$

29. Определяется первичный максимальный ток, проходящий через защищаемый трансформатор при внешнем к.з.

Необходимо определить токи при всех возможных вариантах внешнего к.з., исходя из срабатывания защиты при минимальном и максимальном положениях РПН и выбрать максимальный ток (при внешнем трехфазном к.з.).

$$I_{К.МАХ} = 1030 \text{ А}.$$

30. Определяем составляющую тока небаланса, обусловленную погрешностью трансформаторов тока, соответствующую максимальному току, проходящему через защищаемый трансформатор (автотрансформатор)- $I'_{НБ.РАСЧ}$:

$$I'_{НБ.РАСЧ} = k_{ПЕР} k_{ОДН} \mathcal{E} I_{К.МАХ} = 2 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1030 = 206 \text{ А.}$$

31. Определяем составляющую $I''_{НБ.РАСЧ}$, соответствующую $I_{К.МАХ}$:

$$I''_{НБ.РАСЧ} = \Delta U_i K_{ТОК.i} \cdot I_{К.МАХ} = 0,12 \cdot 1 \cdot 1030 = 123,6 \text{ А}$$

32. Определим составляющую $I'''_{НБ.РАСЧ}$, соответствующую $I_{К.МАХ}$:

$$I'''_{НБ.РАСЧ} = \left| \left(1 - \frac{1}{0,991} \right) \cdot 1 - \left(1 - \frac{1}{0,974} \right) \cdot 1 \right| \cdot 1030 = 18,225 \text{ А.}$$

33. Определим составляющую $I_{НБ.РАСЧ}$, соответствующую $I_{К.МАХ}$:

$$I_{НБ.РАСЧ} = 206 + 123,6 + 18,225 = 347,825 \text{ А}$$

34. Определим коэффициент торможения защиты

$$K_{ТОРМ} = \frac{K_{ОТС} \cdot \frac{I_{НБ.РАСЧ}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{I_{НОМ.В.ОСН}}{I_{НОМ.ОТВТАВ.ОСН} \cdot K_{АТ.ОСН}} - \frac{I_{С.Р.МІН}}{I_{НОМ}}}{0,5 \cdot \sum_{i=1}^n \frac{I_{К.МАХ}}{I_{НОМ}} \cdot \frac{K_{ТОК.i}}{K_{СТЦ.i}} - I_{*ТОРМ.НАЧ}};$$

$$K_{ТОРМ} = \frac{1,5 \cdot \frac{347,825}{158} \cdot \frac{4,347}{4,25 \cdot 1} - 0,319}{0,5 \cdot \frac{1030}{158} \cdot \left(\frac{1}{0,991} + \frac{1}{0,974} \right) - 1} = 0,639.$$

35. Определяем первичный ток срабатывания отсечки по условию отстройки от максимального первичного тока небаланса $I_{НБ.РАСЧ}$, соответствующего $I_{К.МАХ}$:

$$I'_{НБ.РАСЧ} = k_{ПЕР} k_{ОДН} \mathcal{E} I_{К.МАХ} = 3 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 1030 = 309 \text{ А.}$$

$$I_{НБ.РАСЧ} = 309 + 123,6 + 18,225 = 450,825 \text{ А.}$$

$$I_{С.З.ОТС.РАСЧ} = k_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ} = 1,5 \cdot 450,825 = 676,238 \text{ А.}$$

36. Выбираем уставку токовой отсечки $I_{С.З.ОТС}$:

$$I_{С.З.ОТС} = 6 \cdot I_{НОМ.ОТВТАВ.В} \cdot \frac{K_{І.В}}{K_{СХ.В}} = 6 \cdot 4,25 \cdot \frac{600/5}{\sqrt{3}} = 1767 \text{ А.}$$

$$I_{С.З.ОТС} > I_{С.З.ОТС.РАСЧ}$$

Уставка принимается равной $I_{С.З.ОТС} = 1767 \text{ А.}$

37. Определяем коэффициент чувствительности защиты (ее чувствительного органа) $K_{\text{ч}}$.

Из расчета токов в программе ТКЗ и дополнительных расчетов следует, что чувствительность защиты обеспечивается с большим запасом. Указанное подтверждает то обстоятельство, что расчет чувствительности дифференциальной защиты, выполненный с реле типа ДЗТ-21, как правило, производить не требуется.

Таблица 5.5

Формулы	Значения для АТ при трех положениях РПН		
$U_{\text{кi}}, \%$	мин.	средн.	макс.
$U_{\text{KB}}=0,5 \cdot (U_{\text{КВН}}+U_{\text{КВС}}-U_{\text{КСН}})$	$0,5(35+7-25)=8,5$	$0,5(35+11-22)=12$	$0,5(35+21-24,5)=15,75$
$U_{\text{КС}}=0,5 \cdot (U_{\text{КВС}}+U_{\text{КСН}}-U_{\text{КВН}})$	$0,5(25+7-35)=-1,5$	$0,5(11+22-35)=-1$	$0,5(24,5+21-35)=5,25$
$U_{\text{КН}}=0,5 \cdot (U_{\text{КВН}}-U_{\text{КВС}}+U_{\text{КСН}})$	$0,5(35-7+25)=26,5$	$0,5(35+22-11)=23$	$0,5(35+24,5-21)=19,25$
$X_{\text{i}}, \text{ Ом}$			
$X_{\text{B}} = \frac{U_{\text{KB}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном.В}}^2}{S_{\text{ном}}}$	$\frac{8,5}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 71,37$	$\frac{12}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 100,76$	$\frac{15,75}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 132,25$
$X_{\text{C}} = \frac{U_{\text{КС}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном.В}}^2}{S_{\text{ном}}}$	$\frac{-1,5}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = -12,6$	$\frac{-1}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = -8,4$	$\frac{5,25}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 44,08$
$X_{\text{H}} = \frac{U_{\text{КН}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном.В}}^2}{S_{\text{ном}}}$	$\frac{26,5}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 222,52$	$\frac{23}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 193,13$	$\frac{19,25}{100} \cdot \frac{230^2}{63} = 161,64$

Таблица 5.6

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для сторон		
		220 кВ	110 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого автотрансформатора, соответствующий его проходной мощности, А	$I = \frac{S_{\text{ном.прох}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}}$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 230} = 158$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 121} = 301$	$\frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 11} = 3464$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока	K_{i}	600/5	600/5	2000/5
Схема соединения трансформаторов тока	-	Δ	Δ	Y
Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий проходной мощности защищаемого автотрансфор-	$I_{\text{ном.В}} = \frac{I_{\text{ном.КСХ}}}{K_{\text{I}}}$	$\frac{158 \cdot \sqrt{3}}{600/5} = 2.281$	$\frac{301 \cdot \sqrt{3}}{600/5} = 4.345$	$\frac{3463597 \cdot 1}{2000/5} = 8.66$

матора, А				
-----------	--	--	--	--

Таблица 5.7

№ п/п	Наименование величины	Обозначение и метод опре- деления	Числовое значение для сторон		
			220 кВ	110 кВ	10 кВ
1.	Номинальный ток принятого от- ветвления трансреактора реле на основной стороне, А	$I_{\text{ном отв ATV осн}} \leq I_{\text{ном во}}$ по 5.1	-	4,25	-
2.	Расчетный ток ответвления транс- форматоров тока на неосновных сторонах, А (по 6.2)	по 5.2	2,231	-	8,741
3.	Тип автотрансформаторов тока, ко- торые включаются в плечи защиты	По таб.5.3, 5.4	АТ-31	-	АТ-32
4.	Номинальный ток используемого ответвления автотрансформаторов тока, к которому подводятся вто- ричные токи в плече защиты, А		2,21	-	8,25
5.	Номер используемого ответвления автотрансформаторов тока, к кото- рому подводятся вторичные токи в плече защиты		1-6	-	1-10
6.	Номер используемого ответвления автотрансформаторов тока, к кото- рому подключается реле		1-9	-	1-5
7.	Номинальный ток используемого ответвления автотрансформаторов тока, к которому подключаются ре- ле		4,25	-	4,25
8.	Номинальный ток принятого от- ветвления трансреактора реле на неосновных сторонах		4,25	-	4,25
9.	Номер используемого ответвления трансреактора реле на неосновных сторонах		3	-	6
10.	Расчетный ток ответвления проме- жуточных трансформаторов тока цепи торможения реле, А	$I_{\text{расч отв ATV торм}} =$ $I_{\text{ном}}/K_{\text{АТ}}$	2,281/0,52= 4,387	4,345	8,66/3,3= 2,624
11.	Номинальный ток принятого от- ветвления приставки и промежу- точных трансформаторов реле, А	$I_{\text{ном отв ТА торм}}$	3,75	3,75	2,5
12.	Номер используемого ответвления приставки и промежуточных транс- форматоров реле	По таб.5.2	2	2	4

6. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА БЛОКОВ «ГЕНЕРАТОР – ТРАНСФОРМАТОР»

В соответствии с ПУЭ и другими нормативно-директивными материалами на блоках «генератор – трансформатор» мощностью 160–300 МВт предусматриваются защиты от повреждений и ненормальных режимов работы, приведенные в таблице 6.1

Таблица 6.1

№	Типы повреждений и ненормальных режимов работы.	Вид защиты.
1	От многофазного к.з. в обмотке статора генератора и на его выводах.	Продольная дифференциальная защита.
2	От к.з. между витками одной фазы в обмотке статора генератора.	Односистемная поперечная дифференциальная токовая защита.
3	От замыканий на землю в обмотке статора генератора.	Защита напряжения первой и третьей гармоник, не имеющая зоны чувствительности.
4	От асинхронных режимов при потере возбуждения генератора.	Защита на реле сопротивления.
5	От всех видов к.з. в обмотках трансформатора и на ошиновке при внешнем напряжении 110 – 220 кВ.	Дифференциальная защита трансформатора.
6	От всех видов к.з. со стороны выводов ОВН 330 – 500 кВ трансформатора и на ошиновке ВН.	Дифференциальная защита ошиновки.
7	От замыканий внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла.	Газовая защита.
8	Для контроля состояния изоляции высоковольтных вводов напряжением 500 кВ с бумажно-масляной изоляцией трансформаторов блока в процессе их эксплуатации для отключения их перед полным пробоем.	Устройство контроля изоляции вводов (КИВ).

9	От всех видов к.з. на ошиновке ВН 110 – 500 кВ, в обмотках трансформатора и на его выводах, а также от многофазных к.з. в обмотке статора генератора и на его выводах для резервирования основных защит блока.	Резервная дифференциальная защита.
10	От симметричных к.з. и перегрузок.	Блок защиты БЭ 1103
11	От внешних несимметричных к.з. и перегрузок.	Защита обратной последовательности на блоках реле БЭ 1101.
12	От повышения напряжения на турбо-генераторах и трансформаторах при работе блока на холостом ходу.	Защита от повышения напряжения.
13	От внешних к.з. на землю в сети с большим током замыкания на землю:	
13.1	Для трансформаторов, работающих с заземленной нейтралью.	Токовая ступенчатая защита нулевой последовательности.
13.2	Для трансформаторов, допускающих работу с разземленной нейтралью.	В виде двух защит: токовая защита нулевой последовательности, предназначенная для случая работы трансформатора с заземленной нейтралью; специальной защиты, действующей при работе трансформатора с незаземленной нейтралью.

6.1. Релейная защита блоков «генератор – трансформатор» мощностью 160 – 300 МВт на ТЭС

В унифицированных проектных решениях защит блоков «генератор – трансформатор» учтены требования, обусловленные специфическими особенностями атомных электростанций и тепловых электростанций на органическом топливе.

На блоках ТЭС обычно устанавливается резервная дифференциальная защита для улучшения ближнего резервирования. Наличие быстродействующего ближнего резервирования позволило отказаться от ступенчатого действия других резервных защит блока, действующих при внешних симметричных и несиммет-

ричных к.з., а также исключить оперативное ускорение резервных защит при выводе из действия основных защит блока.

Резервная дифференциальная защита выполняется на реле ДЗТ-21 или реле РТН-565, РТН-566.

Резервные защиты блока от внешних симметричных и несимметричных к.з. включены на трансформаторы тока, встроенные в линейные вводы генератора, а не на трансформаторы тока нулевых выводов, как это было ранее. Это целесообразно в связи с наличием ближнего резервирования.

Защита ротора генератора от перегрузок током возбуждения с интегрально-зависимой выдержкой времени предусматривается как при работе на рабочем, так и на резервном возбуждении. Защита выполняется на блок-реле БЭ-1102.

В схемах защиты блоков предусматривается применение более совершенной релейной аппаратуры, чем для отдельных элементов, а для мощных блоков - датчики для выдачи информации в информационно-вычислительную систему АСУ для регистрации аварийных ситуаций.

Системы релейной защиты блоков выполняются при следующих условиях:

- отсутствует РПН трансформаторов блоков;
- трансформаторы напряжения устанавливаются со стороны линейных выводов и в нейтрали генератора, и со стороны низкого напряжения трансформатора;
- используется в качестве основной тиристорная система независимого возбуждения, а в качестве резервной – электромашинная система возбуждения;
- от замыканий на землю на стороне низшего напряжения трансформатора блока, имеющего выключатель в цепи генератора, применяется контроль изоляции;
- от симметричных перегрузок генератора используется максимальная токовая защита (МТЗ) с интегрально-зависимой выдержкой времени;
- от перегрузки ротора генератора током возбуждения применяется токовая защита с интегрально-зависимой выдержкой времени;
- от замыканий на землю в одной точке цепи ротора генератора используется защита с наложением переменного напряжения частотой 25 Гц (блок реле БЭ 1104 и БЭ 1105).

Системой защиты блока предусматривается также:

- а) ускоренная ликвидация неполнофазного подключения блока к распределительному устройству (РУ) высшего напряжения, которое может возникнуть

при оперативных переключениях или при действии защит, обеспечивающих дальнейшее резервирование;

- б) ликвидация повреждений в генераторе при неотключении генераторного выключателя от действия защит генератора;
- с) пуск устройства гашения пожара трансформатора (необходимость в которой отпадает с внедрением в эксплуатацию специальных датчиков пожаротушения, устанавливаемых на трансформаторах).

6.2. Действие защит

На блоках «генератор – трансформатор» предусматриваются следующие действия защит:

1. Продольная и поперечная дифференциальная защита генератора и защита от замыканий на землю в обмотке статора генератора действуют:

- а) в обмотках без выключателя в цепи генератора:
 - на отключение выключателей блока, обеспечивающих отсоединение поврежденного генератора от системы и от собственных нужд;
 - на гашение поля генератора и возбудителя;
 - в схему технологических защит на останов блока;
 - в блок релейной форсировки регулирования;
 - в схему УРОВ 110 – 220 кВ;
 - на запрет АПВ выключателя с линией на блок 330 – 500 кВ, подключенных к системе по схеме 3/2, 4/3 или многоугольника.

б) в обмотках с выключателем в цепи генератора:

- на отключение выключателя поврежденного генератора;
- на пуск УРОВ этого выключателя;
- на гашение поля генератора и возбудителя;
- в схему технологических защит на останов блока;
- в блок релейной форсировки турбины.

2. Защита от асинхронных режимов при потере возбуждения генератора и при допустимости асинхронного режима действует:

- на отключение выключателей, обеспечивающих отсоединение собственных нужд от блока;
- на гашение поля генератора и возбудителя;
- на включение шунтирующего контура в системе возбуждения;

- в систему технологических защит на разгрузку блока по активной мощности;
- в блок релейной форсировки регулирования турбины.

При недопустимости асинхронного режима защита действует в тех же направлениях, что и дифференциальная защита генератора за исключением останова турбины.

3. Дифференциальная защита трансформатора, дифференциальная защита ошиновки высшего напряжения, газовая защита, устройство КИВ вводов 500 кВ трансформатора действуют:

- аналогично дифференциальным защитами генератора в блоках без выключателя в цепи генератора;
- в схему пуска устройства тушения пожара трансформатора блока и трансформатора собственных нужд (ТСН), если последнее предусмотрено на ТСН (за исключением КИВ).

Газовая защита выполняется с возможностью перевода ее действия на сигнал.

4. Резервная дифференциальная защита блока действует на отключение и останов поврежденного блока аналогично основной дифференциальной защите трансформатора, кроме воздействия на пуск устройства тушения пожара.

5. Защита от внешних симметричных к.з. действует:

- сигнальный орган – на сигнал;
- с 1-ой выдержкой времени на деление шин высшего напряжения блока;
- с 2-ой выдержкой времени на отключение выключателя высшего напряжения блока и в схему УРОВ 110 – 500 кВ;
- на запрет АПВ выключателя 330 – 500 кВ общего с линией;
- на включение короткозамыкателя 110 – 220 кВ;
- в блок релейной форсировки турбины.

6. Защита от внешних несимметричных к.з. и несимметричных перегрузок генератора с интегрально-зависимой выдержкой времени действует:

- сигнальный орган – на сигнал с независимой от тока выдержкой времени;
- интегральный орган – на отключение блока от сети, в которой находится причина недопустимой перегрузки генератора;
- орган “отсечка” – аналогично защите от внешних симметричных к.з.

7. Защита от внешних к.з. на землю в сети с большими токами замыкания на землю действует:

- при работе грубого органа ТЗНП на трансформаторах блоков с заземленной нейтралью – аналогично 2-ой ступени защиты от внешних симметричных к.з.;
 - при работе чувствительного органа защиты на трансформаторах с заземленной нейтралью обеспечивается действием на деление шин высшего напряжения блока и ускорении защиты при неполнофазном отключении выключателя 110 – 500 кВ;
 - при работе специальной защиты нулевой последовательности на трансформаторах блоков 110 – 220 кВ с незаземленной нейтралью – аналогично 2-й ступени защиты от внешних симметричных к.з.
8. Защита от симметричных перегрузок генератора действует на сигнал с выдержкой времени.
 9. Защита от повышения напряжения на генераторе и трансформаторе действует на гашение поля генератора и возбuditеля.
 10. Защита ротора генератора от перегрузки с интегрально-зависимой выдержкой времени действует:
 - сигнальный орган – на сигнал с независимой выдержкой времени;
 - интегральный орган – двумя ступенями и интегрально-зависимой выдержкой времени при работе блока как с основным, так и с резервным возбуждением:
 - с 1-й выдержкой времени – на развозбуждение генератора;
 - со 2-й выдержкой времени – аналогично дифференциальной защите генератора за исключением останова турбины.
 11. Защита от замыканий на землю в одной точке цепи ротора генератора действует на сигнал с выдержкой времени.
 12. Защита от замыканий на землю на стороне низшего напряжения трансформатора блока, имеющего выключатель в цепи генератора, и контроль изоляции действует на сигнал с выдержкой времени.
- Предусматривается включение короткозамыкателя в нейтрали трансформатора блока с высшим напряжением 110 – 220 кВ при действии на отключение выключателей высшего напряжения (для обеспечения готовности блока с пониженной изоляцией нейтрали трансформатора к последующему отключению).
13. На электростанциях с подключением элементов к двойной системе шин 110 – 220 кВ УРОВ выключателей должен действовать:

- при к.з. в блоке «генератор – трансформатор» в зоне действия основных защит блока с отказом выключателей блока на стороне 110 – 220 кВ – на выходные реле защит шин;
- при к.з. на шинах с отказом выключателя блока – на выходные реле защиты блока, осуществляющие полный останов блока по цепям электрических и технологических защит.

14. На электростанциях с подключением элементов на стороне высшего напряжения 330 – 500 кВ по схемам 3/2, 4/3 и многоугольника устанавливаются индивидуальные УРОВ на каждой линии и на каждом выключателе, не связанном с линией.

Для блоков, имеющих генераторный выключатель, предусматривается УРОВ, который при к.з. в генераторе и на его выводах в зоне действия основных защит генератора, а также при перегрузке ротора и при повреждениях технологической части блока и отказе генераторного выключателя, действует на отключение блока по цепям электрических защит и в блок релейной форсировки регулирования турбины.

6.3. Особенности защит генераторов блока

Основные положения выбора и расчета защит генераторов приведены в разделе 4. Здесь же будут приведены особенности выбора и расчета защит генераторов, обусловленных их работой в блоке генератор – трансформатор.

6.3.1. Продольная дифференциальная защита генератора

Защита осуществляется в трехфазном, трехрелейном исполнении для возможности быстрого отключения двойных замыканий на землю, одно из которых находится в генераторе.

В соответствии с ПУЭ дифференциальная защита выполняется с током срабатывания меньше номинального, при этом контроль исправности вторичных цепей ТТ не предусматривается. С целью обеспечения высокой чувствительности защиты она осуществляется с торможением.

В схемах используется реле ДЗТ-11/5, специально предназначенное для дифференциальной защиты генератора и применимое как для генераторов с равными токами в плечах защиты, так и различающимися между собой в два раза.

Включение тормозной обмотки реле со стороны линейных выводов генератора обеспечивает отстройку защиты от токов небаланса при переходном режиме

внешнего к.з. или при асинхронном ходе, благодаря чему ток срабатывания защиты при отсутствии торможения устанавливается минимально возможным на данном реле (порядка $0,2 \cdot I_{\text{ном.ген}}$).

6.3.2. Поперечная дифференциальная защита генератора

Защита предназначена для ликвидации к.з. между витками одной фазы в обмотке статора генератора с двумя параллельными ветвями. Защита присоединяется к трансформатору тока, установленному в перемычке между нейтралями параллельных ветвей обмотки статора.

Выполняется в односистемном исполнении с помощью реле тока РТ-40/ф, которое в целях повышения надежности действия, присоединено к трансформатору тока через фильтр, не пропускающий в реле тока высших гармоник. Иногда защита может работать при замыканиях на землю в двух точках цепи возбуждения из-за возникновения при этом искажения результирующего магнитного потока, обуславливающего неравенство токов в параллельных ветвях обмотки статора.

Защита выполняется без выдержки времени.

6.3.3. Защита обмотки статора генератора от замыканий на землю БРЭ 1301

БРЭ 1301 – это блок защиты, предназначенный для защиты от замыканий на землю генераторов, работающих в блоке с трансформатором.

Защита является стопроцентной защитой обмотки статора, т.е. не имеет зоны нечувствительности и выполняется на базе интегральных микросхем. Существует два варианта выполнения защиты:

- 1) БРЭ 1301.01 требует установки в нейтраль генератора однофазного трансформатора напряжения с вторичным напряжением 100В.
- 2) БРЭ 1301.02 применяется в схемах защиты генераторов, у которых нейтраль обмотки статора изолирована.

Эти варианты исполнения блоков защиты БРЭ 1301 отличаются только блоками третьей гармоники (БТГ), принципы действия которых различны.

Схема подключения БРЭ 1301.01 к цепям напряжения к цепям генератора приведена на рис. 6.1, а БРЭ 1301.02 – на рис. 6.2. Их структурные схемы приведены соответственно на рис. 6.3 и рис. 6.4.

Защиту большей части обмотки статора, начиная от линейных вводов, примерно 70 – 80 % обеспечивает блок, реагирующий на напряжение нулевой после-

довательности частоты 50 Гц (блок БОС), защиту нейтрали и примыкающей к ней части обмотки статора (около 30 – 40 %) обеспечивает блок БТГ.

Принцип работы БТГ 1301.01 основан на использовании комбинации напряжений третьих гармоник, измеренных на линейных выводах $U_{3\Delta}$ и нейтрали обмотки U_{3N} . Защита реагирует на соотношение модулей $\frac{|U_{3N}|}{|U_{3N} + U_{3\Delta}|}$, характеризующее переходное сопротивление в месте замыкания, что позволяет получать высокую чувствительность и надежную отстройку от режимов нагрузки.

Принцип работы БТГ 1301.02 основан на использовании производной по времени амплитуды напряжения 3-ей гармоники, измеренной на линейных выводах генератора. Защита реагирует на быстрое увеличение напряжения $U_{3\Delta}$ (постоянная времени не более 0,1 с), что позволяет осуществлять эффективную защиту обмотки статора без установки трансформатора напряжения в нейтрали генератора.

В соответствии со структурной схемой защита содержит следующие основные функциональные блоки:

1. Блок питания – служит для преобразования трехфазного напряжения 100 В в постоянное напряжение ± 15 В для питания микросхем защиты.

2. Блок основной составляющей (БОС) – представляет собой реле максимального напряжения нулевой последовательности 50 Гц. Это напряжение через разделительный трансформатор и резистор, соответствующий уставке срабатывания подается на полосовой фильтр, пропускающий только основную гармонику.

После выпрямления напряжение подается на регулирующий орган. Кнопка «Контр» позволяет производить проверку исправности БОС за счет подачи на вход напряжения, заведомо превышающего максимальную уставку срабатывания

3. Орган блокировки по напряжению обратной последовательности U_2 (ОБН) – конструктивно входит БОС и представляет собой реле максимального напряжения обратной последовательности. После ФНОП напряжение обратной последовательности подается на полосовой фильтр, пропускающий только 50 Гц, далее выпрямленное напряжение подается на реагирующий орган. Для проверки исправности блокировки нажатием кнопки «Контр» шунтируется обрыв фазы.

4. БТГ для БРЭ 1301.01 – представляет собой реле сопротивления, реагирующее при замыкании на землю на относительное результирующее сопротивление обмотки статора со стороны нейтрали по отношению к земле, измеряемое с

Рис. 6.1. Схема подключения блока защиты БРЭ 1301.01 к цепям напряжения генератора энергоблока.

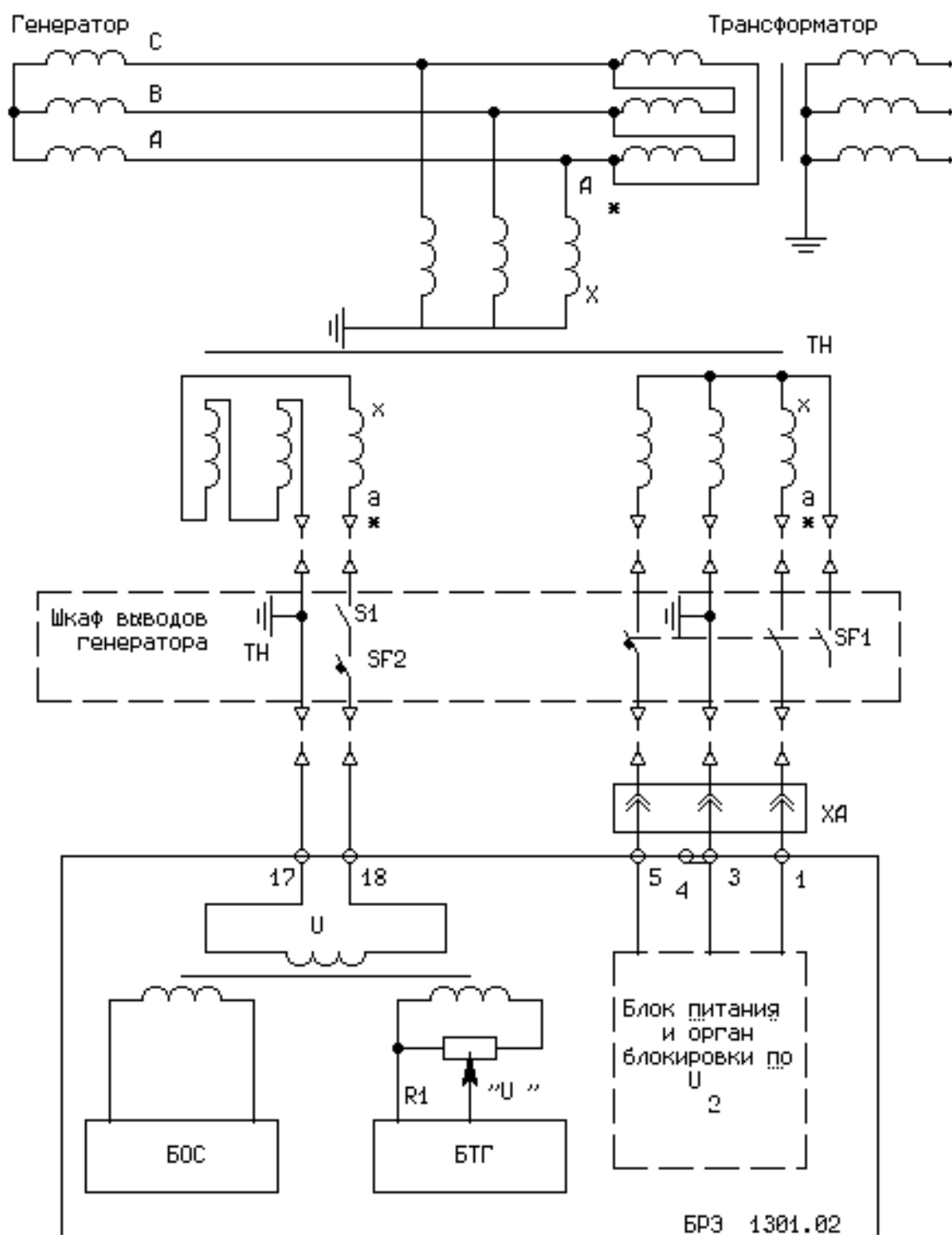


Рис. 6.2. Схема подключения блока защиты БРЭ 1301.02

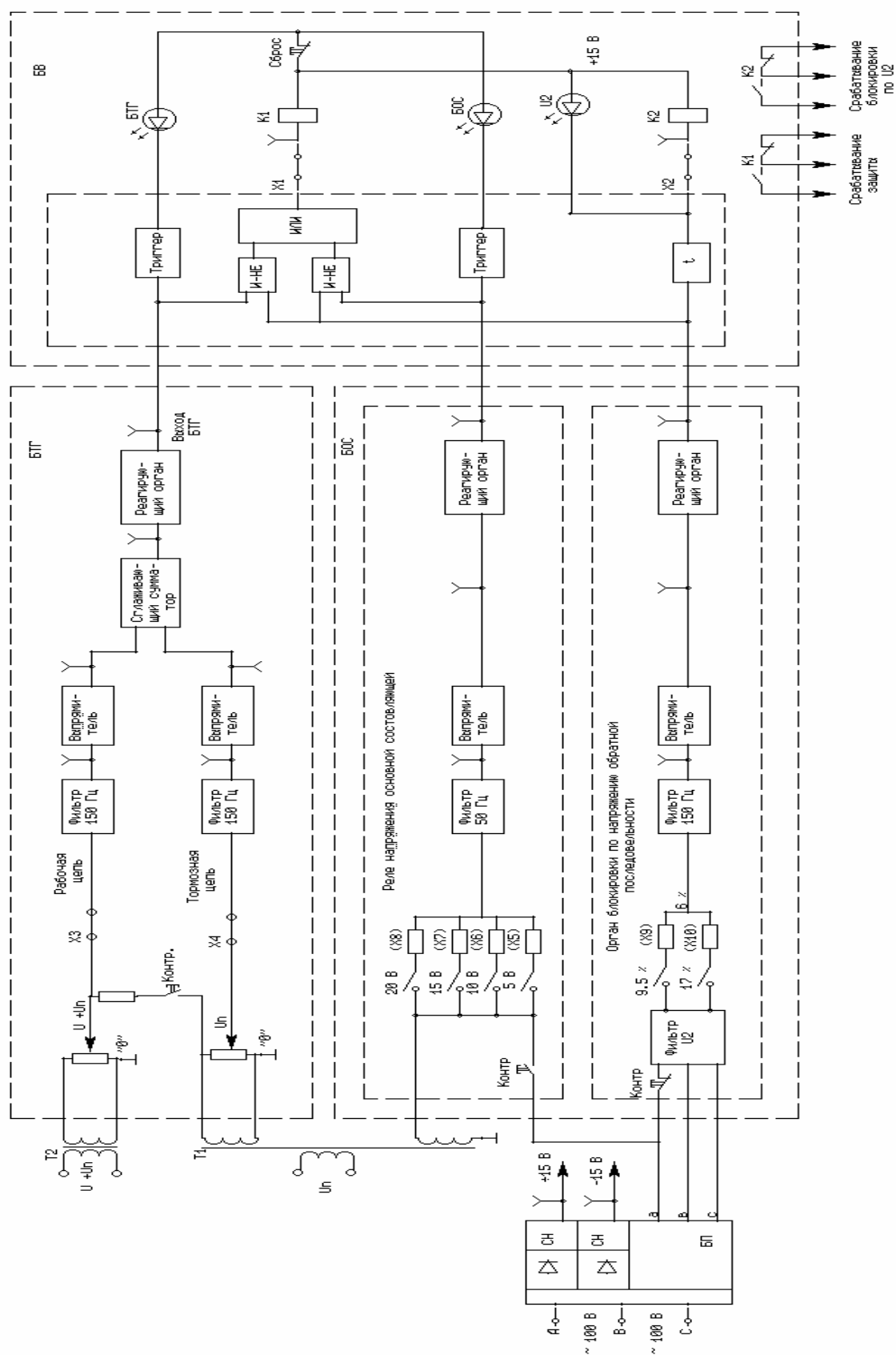


Рис 6.3. Структурная схема блока защиты обмотки статора генераторов
БРЭ 1301.01.

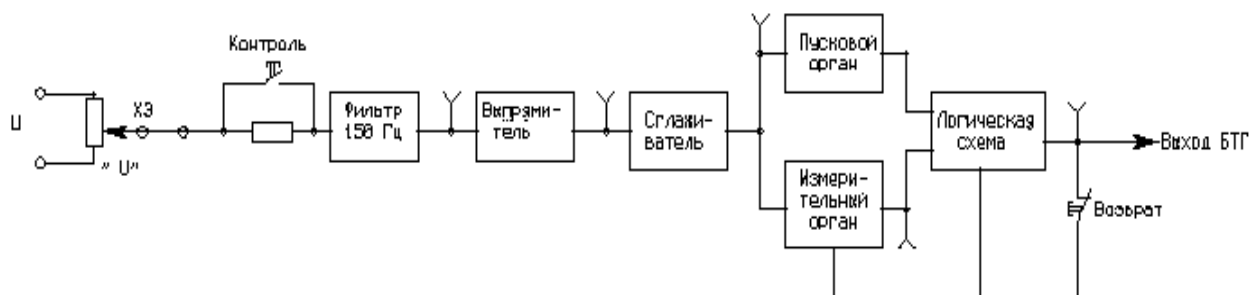


Рис. 6.4. Структурная схема БТГ блока защиты БРЭ 1301.02.

Третья и кратные ей гармоники существуют и в нормальном режиме во всех трех фазах и представляют из себя систему нулевой последовательности. Преобладающей из них является третья гармоника.

Эквивалентная схема замещения сети генераторного напряжения блока для третьей гармоники приведена на рисунке 7.5, для нормального режима и для случая металлического замыкания на землю нейтрали генератора.

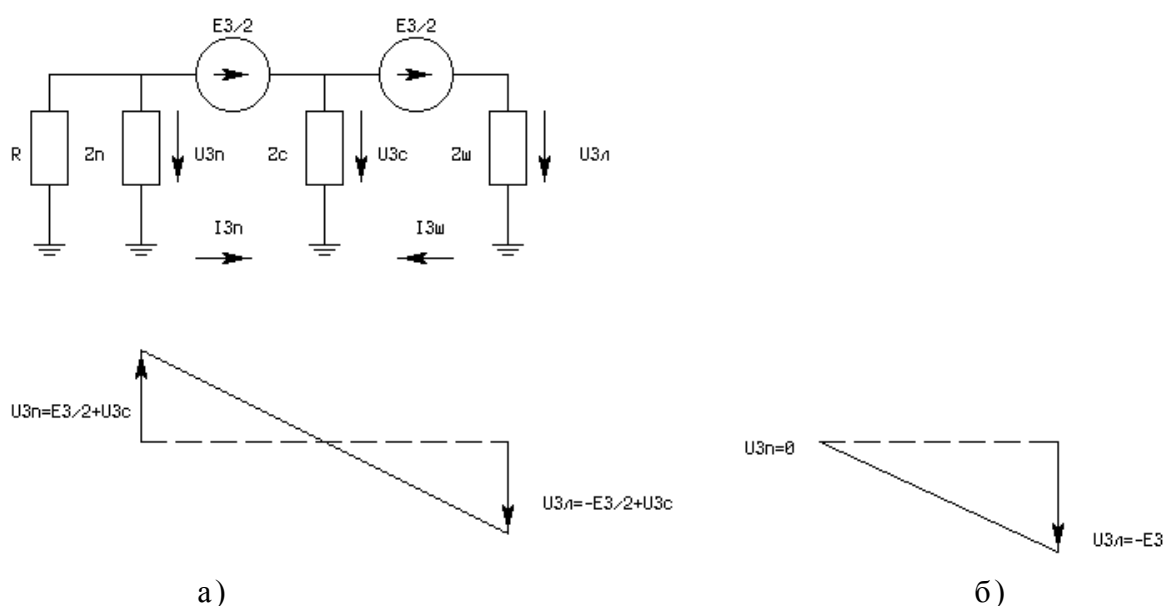


Рис. 6.5. Эквивалентная схема замещения сети генераторного напряжения блока «генератор-трансформатор» для составляющих третьей гармоники:

а – распределение напряжения третьей гармоник вдоль обмотки статора генератора в нормальном режиме;

б – то же при замыкании на землю нейтрали обмотки статора генератора;

R – переходное сопротивление в месте замыкания;

E3- третья гармоника ЭДС фазы генератора;

Z_c - сопротивление на землю трех фаз обмотки статора генератора, определяемое емкостью трех фаз обмотки и активным сопротивлением изоляции;

Z_n - сопротивление компенсирующей катушки или однофазного трансформатора напряжения;

$Z_{ш}$ - сопротивление на землю трех фаз трансформатора энергоблока, ошиновки и трансформатора собственных нужд, определяемое их суммарной емкостью на землю и активным сопротивлением изоляции;

$U_{3л}, U_{3н}$ - напряжение третьей гармоники на линейных выводах и в нейтрали обмотки статора генератора;

$U_{3с}$ - напряжение третьей гармоники на сопротивлении Z_c .

Результирующее сопротивление нейтрали определяется как

$$Z = \frac{U_{3N}}{I_{3N}} \quad (6.1)$$

Так как емкость на землю ошиновки трансформатора блока и трансформатора собственных нужд существенно меньше емкости обмотки статора, то можно считать

$$I_{3N} \approx \frac{\dot{U}_{3C}}{Z_C} \quad (6.2)$$

Напряжение статора U_{3C} на сопротивлении Z_c определяется из системы уравнений

$$\dot{U}_{3C} = \frac{\dot{E}_3}{2} + \dot{U}_{3\Delta};$$

$$\dot{U}_{3C} = -\frac{\dot{E}_3}{2} + \dot{U}_{3N};$$

суммируя которые, получим

$$\dot{U}_{3C} = 0,5 \cdot (\dot{U}_{3N} + \dot{U}_{3\Delta}).$$

С учетом выражений (6.1) и (6.2) получаем

$$Z = \frac{\dot{U}_{3N}}{\dot{I}_{3N}} \approx \frac{2Z_C \dot{U}_{3N}}{(\dot{U}_{3N} + \dot{U}_{3\Delta})}; \quad (6.3)$$

$$Z_* = \frac{Z}{2Z_C} \approx \frac{\dot{U}_{3N}}{(\dot{U}_{3N} + \dot{U}_{3\Delta})}.$$

Известно, что сопротивление Z_C при замыкании на землю остается неизменным по величине. Таким образом, БТГ реагирует на величину Z_* и срабатывает при выполнении условия $\left| \dot{U}_{3N} + \dot{U}_{3\Delta} \right| > \left| \dot{U}_{3N} \right|$, обладая при этом направленностью.

В реле значение $\left| \dot{U}_{3N} \right|$ является тормозной величиной, а значение $\left| \dot{U}_{3N} + \dot{U}_{3\Delta} \right|$ - рабочей. Уставка БТГ выбирается из условия отстройки от $Z_{*\infty}$ - сопротивления нейтрали обмотки статора в нормальном режиме без замыкания на землю с коэффициентом отстройки K_H :

$$Z_{CP} = \frac{Z_{*\infty}}{K_H}.$$

Величина $Z_{*\infty}$ определяется опытным путем по размеру отношения напряжения на выходе фильтров 3-ей гармоники в нейтрали и на выводах (без замыкания на землю):

$$Z_{*\infty} = \frac{U'_N}{U'_\Delta},$$

где знак « ' » означает, что измерения произведены на выводах фильтров 3-ей гармоники, а не на трансформаторах напряжения.

Значение K_H выбирается, исходя из двух условий:

- обеспечения коэффициента чувствительности $K_H=2$ в точке, равной чувствительности БОС и БТГ при замыкании на землю на расстоянии α , где α - относительное значение обмотки статора от нейтрали до места замыкания;
- защита не должна срабатывать при к.з. на землю на стороне высшего напряжения блока.

Если второе условие не выполняется, то вводится блокировка, которая запрещает работу БОС и БТГ на время существования к.з. на землю за трансформатором блока.

Надежная отстройка БТГ в нормальном режиме работы генератора обеспечивается при значениях $K_H \geq 3$.

6.3.4. Методика выбора уставок БОС

Выбор уставок срабатывания БОС производится после выбора уставок:

- блока основной составляющей;
- органа блокировки по напряжению обратной последовательности.

Реагирующий орган БОС выполнен в виде реле максимального напряжения $3U_0$. Для БРЭ 1301.01 значение $3U_0$ измеряется в нейтрали генератора, а для БРЭ 1301.02 – на выводах генератора.

Выбор уставки срабатывания производится по условию отстройки от напряжения нулевой последовательности на выводах генератора $U_{0Г}$ при к.з. на землю за трансформатором блока.

Расчетным является режим, при котором достигается максимальное напряжение нулевой последовательности U_0 на стороне высшего напряжения трансформатора. При расчетном к.з. к сети генераторного напряжения прикладывается доля напряжения U_0^{\max} , которая определяется значением коэффициента деления k_0 емкостного делителя блока «генератор – трансформатор».

Схема для расчета U_0^{\max} проведена на рисунке 6.6.

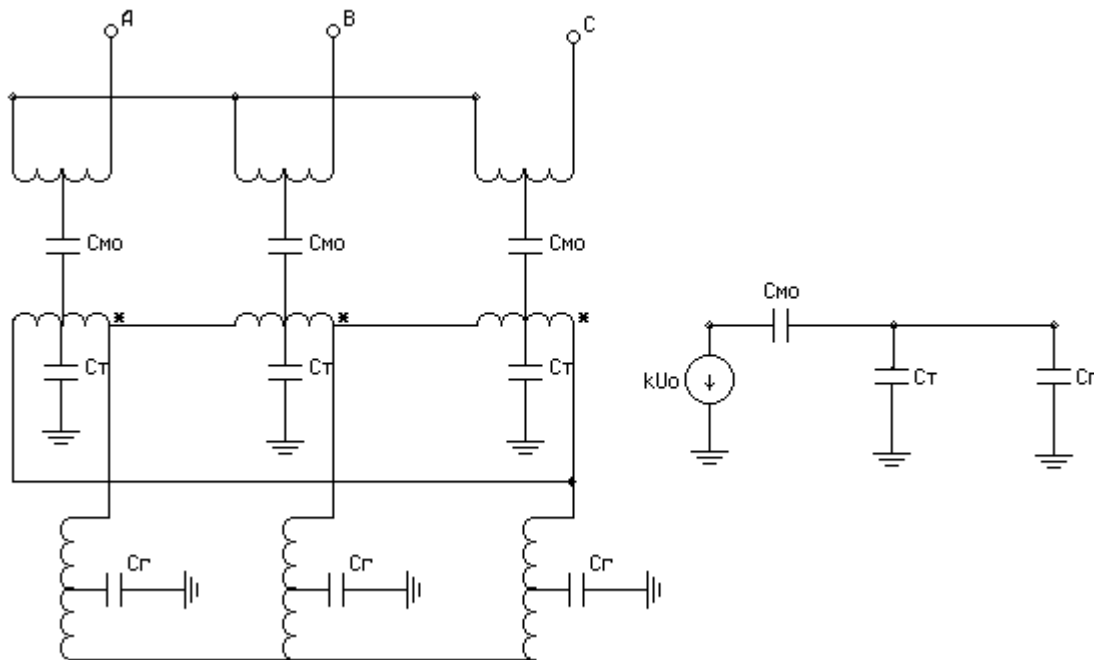


Рис. 6.6. Схема для расчета U_0 на выводах генератора при к.з. на стороне ВН трансформатора.

Максимальное напряжение $U_{0Г}^{\max}$ на выводах генератора равно:

$$U_{0Г}^{\max} = \kappa \cdot C_{M0} / (C_{M0} + C_T + C_G) \cdot U_0^{\max} = \kappa \cdot \kappa_\partial \cdot U_0^{\max}, \quad (6.5)$$

где κ_∂ - коэффициент деления емкостного делителя блока «генератор – трансформатор» определяется опытным путем.

κ - коэффициент, учитывающий распределение напряжения нулевой последовательности на обмотке ВН трансформатора блока. При изолированной нейтрали трансформатора блока принимается $\kappa = 1.0$, при заземленной - $\kappa = 0.5$.

C_{M0} - емкость между обмотками ВН и НН одной фазы трансформатора блока.

C_T - емкость обмотки НН одной фазы трансформатора блока на землю. Так как $C_T \ll C_{M0}$, то можно принять $C_T \approx 0$.

C_G - емкость одной фазы обмотки статора генератора на землю. Значение принимается по паспортным данным генератора.

С некоторым запасом U_0^{\max} можно приближенно определить из выражения:

$$U_0^{\max} \approx \frac{U_{ВН.НОМ}}{3 \cdot \sqrt{3}} \quad (6.6)$$

Напряжение срабатывания БОС, определяется из выражения:

$$U_{БОСср} = \frac{\kappa_H \cdot 3U_{0Г}^{\max}}{\kappa_{ТН}}, \quad (6.7)$$

где κ_H - коэффициент надежности, принимаемый равным $\kappa_H = 1.3 - 1.5$.

$\kappa_{ТН}$ - коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

При малых уставках на реле напряжения чувствительность БОС, может оказаться чрезмерно высокой, что может привести к излишним срабатываниям защиты (например, при увлажнении изоляторов в токопроводах, не представляющими непосредственной опасности для генератора). Поэтому устанавливать уставку менее 10В не рекомендуется.

Если уставка, рассчитанная по (6.7), превышает 20В, то вводится в работу блокировка (запрет) на срабатывание БОС и уставка срабатывания БОС принимается равной 10В. При этом уставка срабатывания реле напряжения блокировки выбирается из условия обеспечения коэффициента чувствительности блокировки не ниже 1,5 при к.з. на землю за трансформатором блока:

$$U_{2CP}^{БЛ} = \frac{U_{2Г}^{\min}}{\kappa_Ч}, \quad (6.8)$$

где $U_{2Г}^{\min}$ - минимальное напряжение обратной последовательности на выводах генератора при однофазном или двухфазном к.з. на землю за трансформатором блока.

6.3.5. Устройство защиты от замыканий на землю и контроля сопротивления цепей статора работающего генератора относительно земли

1) Назначение устройства.

Устройство предназначено для генераторов любой мощности, работающих в блоке с трансформатором. Устройство вырабатывает логические сигналы при снижении эквивалентного сопротивления цепей статора относительно земли до любого регулируемого уровня (ступени) и непрерывный сигнал, пропорциональный этому сопротивлению.

Грубая ступень, срабатывание которой происходит при значительном снижении сопротивления, может использоваться как защита генератора при однофазном замыкании в любой точке, гальванически связанной с обмоткой статора генератора, включая нейтраль обмотки статора (защита без зоны нечувствительности).

Чувствительная ступень (или ступени) используются для подачи сигнала при снижении сопротивления ниже заданного уровня. Сигнал, пропорциональный сопротивлению цепей статора относительно земли, используется для непрерывной индикации значения этого сопротивления с помощью какого – либо указывающего прибора, устанавливаемого в удобном для обслуживающего персонала месте. Возможно также автоматическое ведение протокола по этому параметру на базе стандартных технических средств АСУ блока.

2) Подключение устройства РЗГ – 100 М к цепям генератора и принцип его действия.

Для подключения устройства нейтрали всех трансформаторов напряжения объединяются и заземляются через разделительный конденсатор, входящий в состав устройства (рисунок 6.7). При наличии трансформатора напряжения в нейтрали генератора он также заземляется через разделительный конденсатор.

Между элементами, связанными с первичными и вторичными цепями, предусмотрена изоляция с электрической прочностью, соответствующей нормам для нормального напряжения генератора, и эти элементы помещены в бачок с маслом

(рисунок 6.7). Поэтому правила монтажа и эксплуатации разделительных элементов аналогичны этим правилам для трансформаторов напряжения.

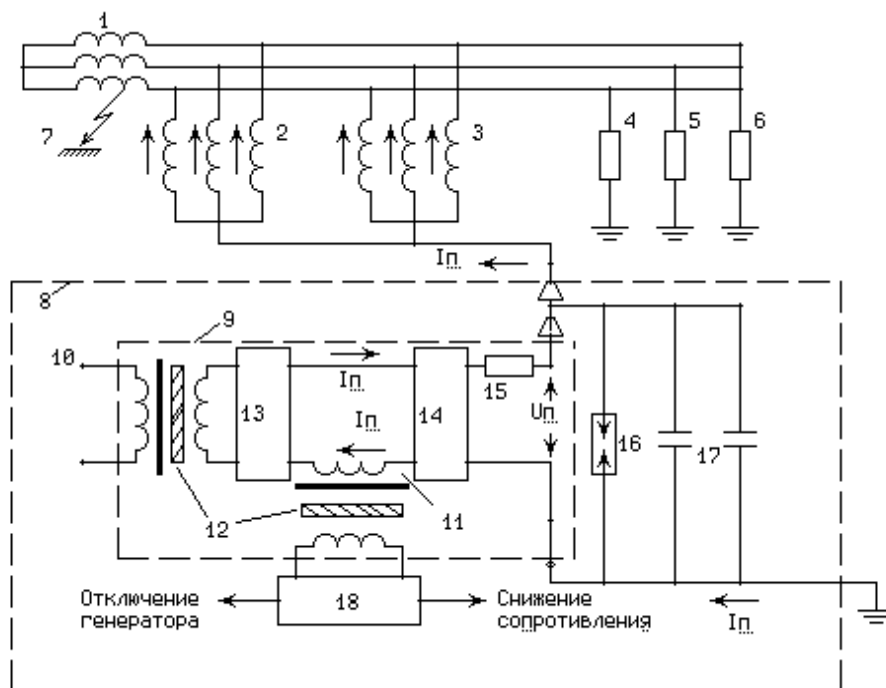


Рис. 6.7. Схема подключения устройства РЗГ-100М к цепям напряжения.

Питание устройств РЗГ – 100 М осуществляется от сети переменного тока частотой 50 Гц, напряжением 220 В или 100 В.

На выходе защиты имеет место стабилизированное выпрямленное напряжение $U_{п}$, которое через трансформаторы напряжения накладывается на сеть генераторного напряжения. Под действием $U_{п}$ протекает постоянный ток $I_{п}$, который через трансформаторы напряжения подтекает к генераторным шинам и далее через сопротивления 4, 5, 6 попадает в землю, а затем в защиту. Величина $I_{п}$ однозначно зависит от сопротивления сети генераторного напряжения относительно земли, что лежит в основе принципа действия устройства. При замыкании на землю $I_{п}$ увеличивается и обуславливает срабатывание отключающей ступени.

3) Параметры устройства.

Уставка грубой отключающей ступени выполняется регулируемой в пределах $2 \div 10$ кОм.

Уставка чувствительной ступени выполняется также регулируемой и выбирается в зависимости от минимального значения сопротивления, допустимого при длительной эксплуатации генератора. Диапазон контролируемого сопротивления составляет $10 \div 3000$ кОм.

4) Конструктивное выполнение устройства.

Устройство выполняется в виде отдельного шкафа (678×546×565), в котором помещаются все элементы, необходимые для наложения на первичные цепи постоянного тока и электронный блок. Электронный блок может иметь два исполнения:

1 вырабатывает сигнал отключения и 2 сигнала о снижении сопротивления, один из которых логический, другой – непрерывный. Логический сигнал используется для оповещения персонала о снижении сопротивления изоляции, непрерывный – для измерительного прибора, который размещается в месте, удобном для наблюдения;

2. вырабатывает унифицированный сигнал постоянного тока, пропорциональный сопротивлению сети генераторного напряжения относительно земли, который передается к месту установки генераторных защит для реализации функций рассматриваемого устройства с помощью специализированной, в том числе микропроцессорной аппаратуры.

5) Контроль исправности.

Устройство снабжается встроенными элементами для тестовой проверки. Может быть также выполнен автоматический периодический контроль исправности.

6.3.6. Защита типа БЭ 2106

Защита БЭ 2106 предназначена для применения в качестве селективной защиты от замыкания на землю обмотки статора, включая генераторы, работающие на сборные шины генераторного напряжения.

Защита включается на разность токов выводов фазных обмоток генератора и реагирует на соотношение уровней высших гармоник в токах генератора. Исследования показывают, в замкнувшейся на землю фазе возрастают токи высших гармоник.

Защита срабатывает при условии, что ток гармоник частоты 150 Гц и более в одной из фаз превышает токи двух других фаз в 1.4 и более раз. Защита содержит два действующих по схеме “или” пусковых органа, один из которых реагирует на основную гармоническую составляющую в напряжении $3U_0$, а второй – на третью гармоническую в этом же напряжении.

Схема подключения токовых цепей и цепей напряжения защиты к генератору приведена на рис. 6.8.

Пусковой блок третьей гармоники реагирует на скорость нарастания напряжения и срабатывает при положительной производной огибающей входного напряжения третьей гармоники. Постоянная времени огибающей экспоненты не более 0,3 с и кратности увеличения $1,25 \pm 0,125$ и более.

Диапазон уставок срабатывания пускового органа по $3U_0$ находится в пределах от 5 до 20 В. Время срабатывания защиты $\leq 0,15$ с.

Токовые цепи БЭ 2106 выполняются общими с цепями дифференциальной защиты генератора. По цепям напряжения к защите подводится напряжение $3U_0$ от разомкнутого треугольника трансформатора напряжения, включенного на выводе генератора.

В нормальном режиме на токовый блок подается разность токов, содержащих в своем составе основную и высшие гармоники, на которые реагирует защита. Как только уровень гармоник в одной из фаз по величине превысит в 1.4 раза уровень гармоник в других фазах, защита срабатывает. Работоспособность защиты сохраняется при изменении величины высших гармоник в широком диапазоне, что дает возможность применять эту защиту на генераторах различной мощности и имеющих различные уровни токов замыкания на землю.

Для исключения излишнего срабатывания защиты при подаче напряжения питания (“клевков”) в схеме предусматривается задержка подачи напряжения питания на входное реле.

Работоспособность блока защиты проверяется при помощи системы ручного тестового контроля. Для этого тумблер на одной из плат реле необходимо перевести в положение “Проверка” и поочередным кратковременным (1 – 2 с.) нажатием кнопок “А”, “В” и “С” убедиться, что срабатывает устройство по соответствующим каналам. После этого нажимается кнопка “Сброс”.

6.3.7. Защита от асинхронного режима при потере возбуждения генератора

Асинхронный режим характеризуется потреблением большой реактивной мощности из сети, необходимой для возбуждения генератора, а также колебаниями тока в цепи статора с удвоенной частотой скольжения ротора относительно статора при увеличении числа оборотов ротора в указанном режиме. При этом возможно снижение напряжения на собственных нуждах электростанции.

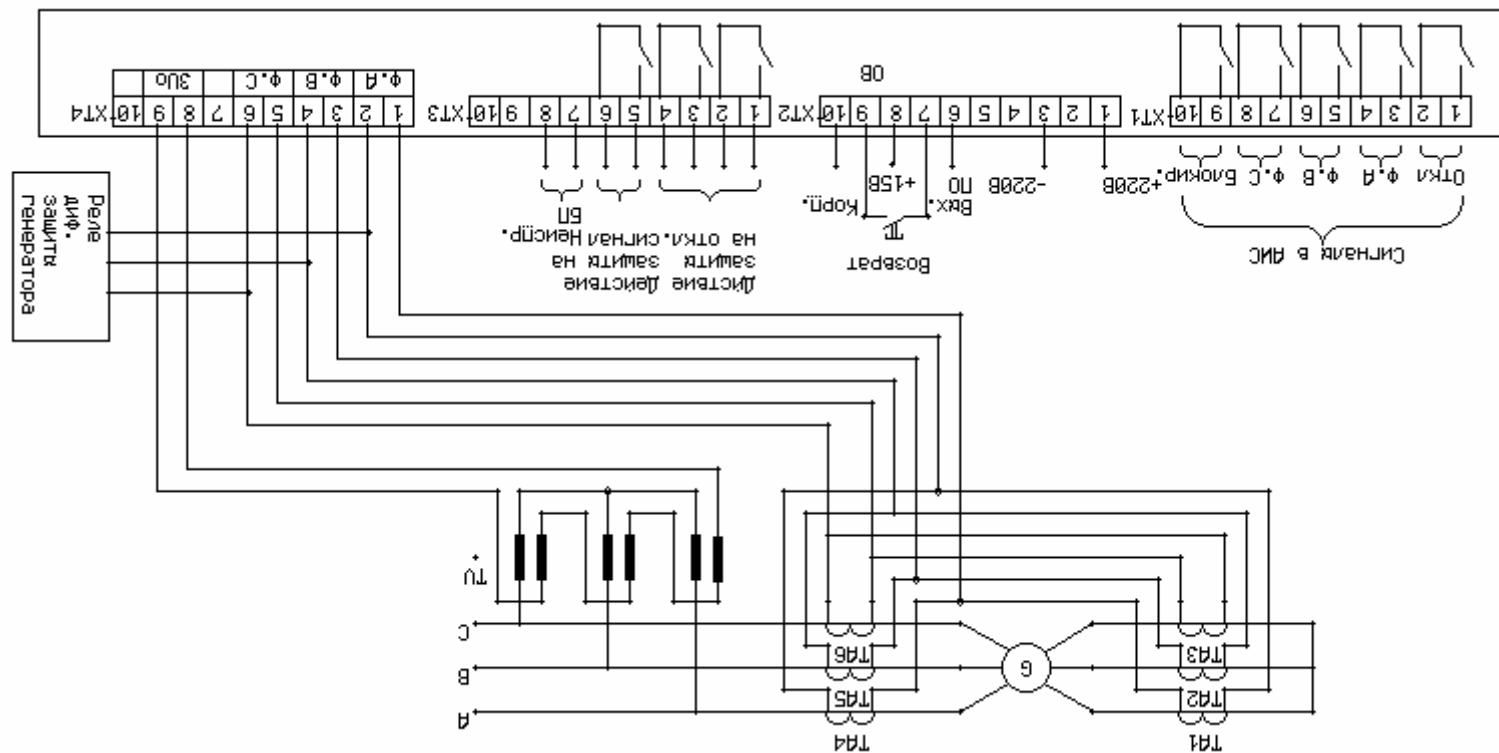


Рис. 6.8. Схема подключения блока защиты БЭ 2106 (обмотки генератора соединены по схеме “звезда”)

В указанном режиме значительно нагреваются крайние пакеты активной стали статора из-за резкого увеличения индукции магнитных полей рассеяния в зоне лобовых частей обмоток. Требуется, возможно, быстрое снижение активной нагрузки (до 40% номинальной), что может быть обеспечено автоматикой разгрузки.

Защита от асинхронных режимов осуществляется с помощью направленного реле сопротивления, изменяющего полное сопротивление в сторону генератора, что основано на изменении направления вектора тока нагрузки при переходе блока из нормального в асинхронный режим при том же направлении вектора напряжения в цепи генератора (сопротивление, подведенное к реле в нормальном нагрузочном режиме, лежит в 1 квадрате комплексной плоскости, а при асинхронном режиме – в 4 квадрате).

Характеристика срабатывания реле сопротивления должна представлять собой окружность, расположенную в 3-4 квадратах комплексной плоскости сопротивлений, не охватывающую начало координат. Угол максимальной чувствительности реле равен $\varphi_{MЧ} = 260^\circ$.

Защита должна быть отстроена по уставке от режима недовозбуждения генератора при избытке реактивной мощности на данном участке сети, когда положение векторов тока и напряжения аналогично режиму потери возбуждения. Согласно решению Главтехуправления в качестве защиты от асинхронного режима используется одно реле сопротивления (2РС) блок-реле типа КРС–2 (еще одно реле сопротивления 1РС этого же блок-реле КРС–2 может использоваться в качестве защиты от внешних симметричных к.з.).

КРС – 2 включается:

- по цепям переменного тока – на трансформаторах тока, установленные со стороны линейных выводов генератора;
- по цепям напряжения – на трансформатор напряжения, установленный со стороны линейных выводов генератора.

Защита выполняется с выдержкой времени, отстроенной от качаний и асинхронного хода в системе. Во избежание отключения блока в режиме самосинхронизации генератора защита от потери возбуждения автоматически вводится в действие после появления тока в цепи статора генератора с небольшим замедлением.

Для предотвращения ложных действий защиты от потери возбуждения при внешних несимметричных к. з. она блокируется при срабатывании чувствитель-

ного органа токовой защиты обратной последовательности (пускового органа БЭ 1101).

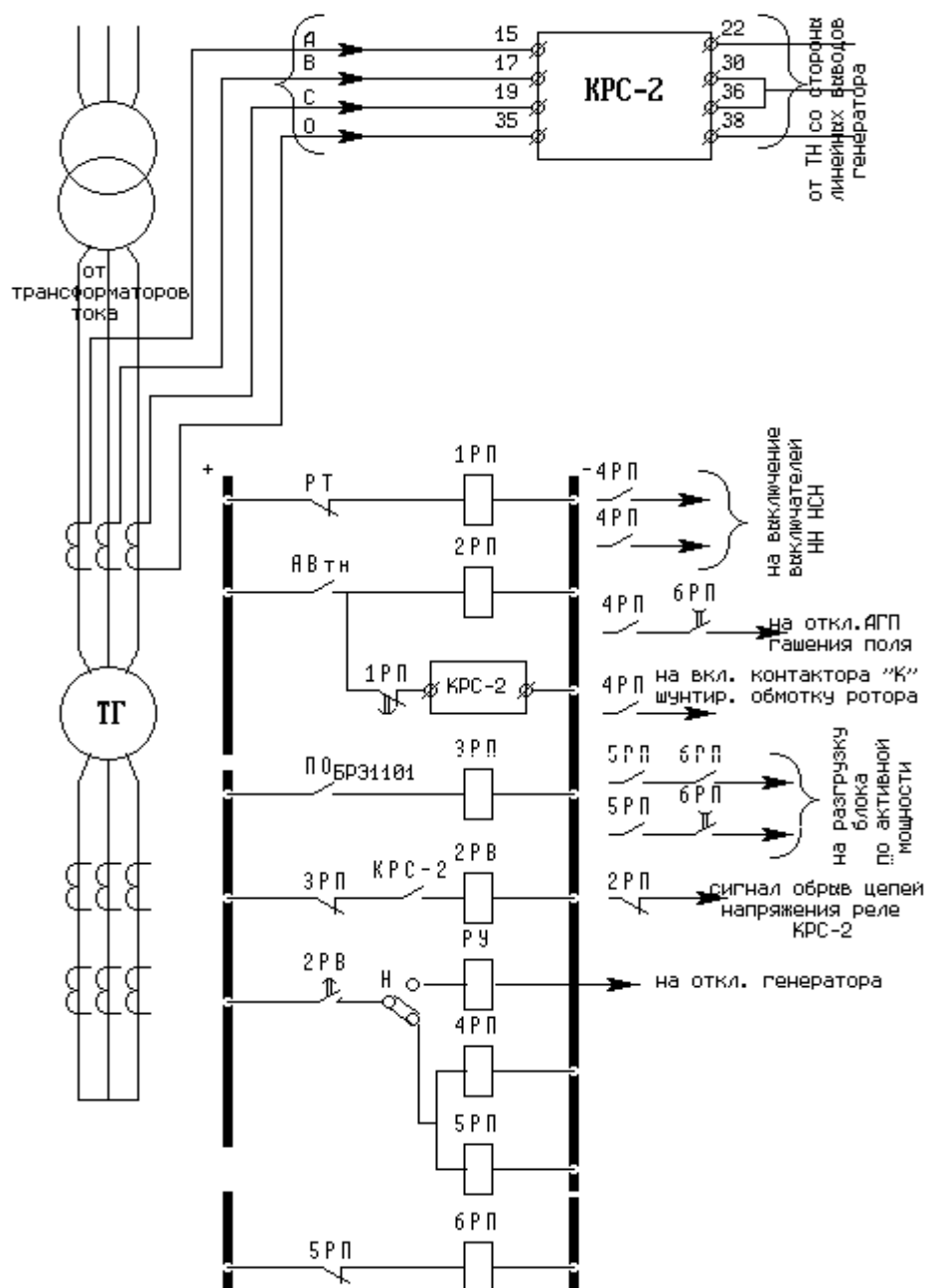


Рисунок 6.9. Схема защиты КРС-2.

Действие защиты:

- отключение выключателей, обеспечивающих отсоединение собственных нужд от блока для ускорения АВР по переводу собственных нужд на резервный

источник, т.к. на рабочем трансформаторе собственных нужд (ТСН) блока возможно снижение напряжения ниже $0.7U_H$ в режиме потери генератором возбуждения;

- отключение АГП или инвертирование позволяют исключить шунтирование ротора возбудителем, т.е. ликвидировать режим с большими колебаниями тока статора.

Схема защиты приведена на рис. 6.9:

АВ - блок – контакты автомата трансформатора напряжения;

ПО блок контакты пускового органа защиты от несимметричных перегрузок; реле 4РП, 5РП и 6РП – обеспечивают импульсное воздействие на разгрузку блока и инвертирование;

РУ – указательное реле;

реле 1РП – обеспечивает автоматический ввод защиты в действие только после появления тока в цепи генератора (1 с) во избежание отключения энергоблока в режиме самосинхронизации.

Включение шунтирующего контактора “К” к системе возбуждения ускоряет процесс шунтирования ротора гасительным сопротивлением, предотвращающем опасное повышение напряжения на обмотке ротора генератора при потере им возбуждения.

Шунтирование ротора контактором происходит приблизительно за 1 сек., а с помощью АГП и инвертирования – за $3 \div 4$ сек.

6.3.8. Защита от несимметричных перегрузок генератора с интегрально - зависимой характеристикой выдержки времени

Защита предназначена для предотвращения повреждения мощных синхронных генераторов при перегрузках токами обратной последовательности, вызванных несимметричной нагрузкой в нормальном режиме или ненормальными режимами работы системы (обрыв фазы, недоотключение одной – двух фаз выключателя и т.п.), либо внешним к.з.

Функционально защита выполняется как защита генератора от термического действия токов двойной частоты в роторе (зубцах, металлических клиньях, в успокоительной обмотке) при несимметрии токов фаз статора. Эту защиту называют защитой от перегрузки током обратной последовательности. Выполняется

защита с помощью интегрального и сигнального органов блок–реле БЭ 1101, структурная схема которого приведена на рисунке 6.10

Структурная схема блока БЭ 1101 включает в себя:

ВП – входной преобразователь, выделяющий из входного тока составляющие обратной последовательности I_2 . Основной узел входного преобразователя – фильтр токов обратной последовательности.

СО – сигнальный орган, срабатывающий с фиксированной выдержкой времени при увеличении тока I_{2*} выше величины, определяемой уставкой, и срабатывает при увеличении тока I_{2*} сверх длительно допустимого.

ПО – пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении тока I_{2*} выше длительно допустимой его величины, определяемой уставкой, и осуществляющей пуск интегрального органа

ИО – интегральный орган, срабатывающий с выдержкой времени, определяемой выражением:

$$t_{cp} = \frac{A}{I_{2*}^2}; \quad I_{2*} = \frac{I_2}{I_{ном.ген.}} \quad (7.9)$$

где I_2 – ток обратной последовательности в первичной цепи генератора;

A – постоянная генератора, численно равная допустимой длительности несимметричного режима для данного типа генератора при $I_{2*}=1$ в секциях.

Интегральный орган учитывает накопление тепла в обмотке ротора в процессе перегрузки и охлаждения ротора после устранения перегрузки. Орган реализует зависимую выдержку времени на срабатывание от значения тока обратной последовательности и выполняет функции ближнего и дальнего резервирования.

Интегральный орган воздействует на отключение блока от сети, в которой находится причина недопустимой перегрузки генератора токами обратной последовательности. При этом, собственные нужды продолжают питаться от генератора.

ОТО – орган токовой отсечки, срабатывающий с фиксированной выдержкой времени при увеличении тока I_{2*} выше величины, определяемой уставкой. ОТО осуществляет функции резервирования защит, смежных с генератором элементов.

БК – блок контроля, осуществляющей функциональный и тестовый контроль блока защиты.

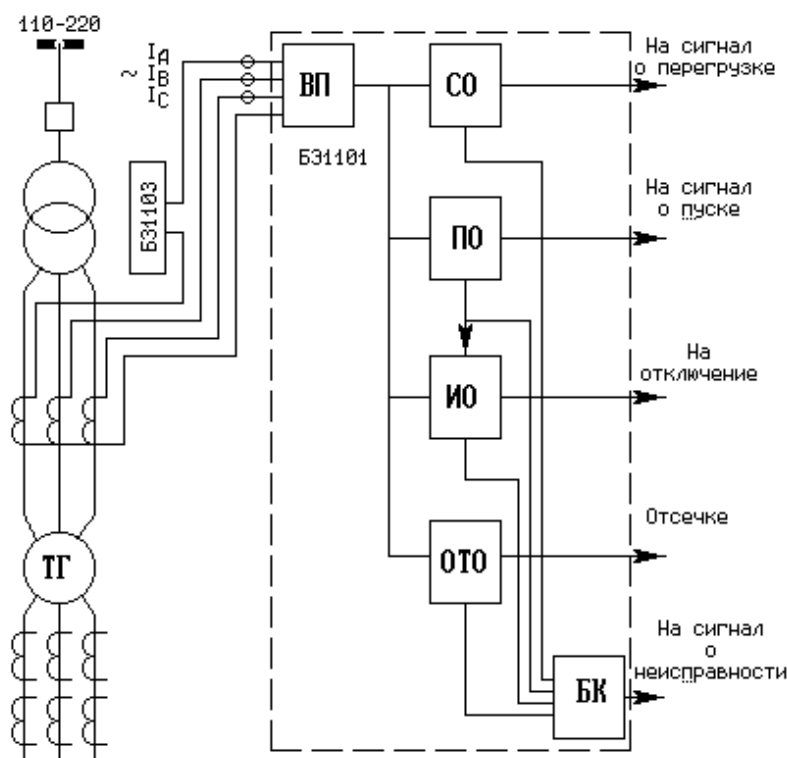


Рис. 6.10. Структурная схема блока БЭ 1101.

Блок защиты БЭ 1101 включается во вторичные цепи фаз А, В и С трансформаторов тока, установленных со стороны нейтрали или фазных выводов генератора. Величины допустимых токов I_{2*} для разных генераторов приводятся в заводской документации и в ПУЭ.

Орган $I_{2\text{сигн}}$ БЭ1101 имеет уставку срабатывания по току I_{2*} , регулирующую дискретно в диапазоне $0.05 \div 0.35$ с минимальной степенью регулирования не более 0.025.

Орган $I_{2\text{пуск}}$ БЭ1101 имеет уставку срабатывания по току I_{2*} , регулирующую дискретно в диапазоне $0.08 \div 0.53$ с минимальной степенью регулирования не более 0.035.

Орган $I_{2\text{отс}}$ БЭ1101 имеет уставку срабатывания по току I_{2*} , регулирующую дискретно с минимальной степенью регулирования не более 0.12:

- от 0.4 до 1.6 – для типоразмеров блока защиты, имеющих диапазон уставок по постоянной “А” – $(5 \div 10)$;
- от 0.4 до 1.9 – для типоразмеров БЭ1101 .

Коэффициент возврата органов $I_{2\text{сигн}}$ и $I_{2\text{пуск}}$ не ниже 0.95.

Уставка выдержки времени органов $I_{2\text{сигн}}$ и $I_{2\text{отс}}$ регулируется дискретно в диапазоне $(0.4 \div 12.8)$ сек. с минимальной степенью регулирования не более 0.25 сек.

Интегральный орган БЭ1101 имеет уставку по постоянной “А” (таблица 6.2), регулирующую дискретно с минимальной степенью регулирования не более 12% от максимальной уставки.

Таблица 6.2

Диапазон уставки по постоянной "А"	5 ÷ 10	10 ÷ 20	20 ÷ 40
Диапазон изменения тока I_{2*}	0.091 ÷ 0.25	0.129 ÷ 0.35	0.182 ÷ 0.5

При появлении несимметрии токов статора на входе фильтра токов обратной последовательности (ФТОП) на выходе фильтра выделяется напряжение пропорциональное току I_2 , которое проходит фильтр с полосой пропускания 50Гц и поступает на пороговые элементы реагирующих органов (пусковой орган, сигнальный элемент, отсечка).

При срабатывании сигнального органа и “отсечки” запускаются каналы блока независимых выдержек времени. При достижении определенной выдержки времени происходит срабатывание соответствующей ступени.

6.3.9. Защита ротора генератора от перегрузок током возбуждения с интегрально–зависимой характеристикой выдержки времени

Защита предназначена для действия (на сигнал, на ограничение тока возбуждения генератора и на отключение генератора) при недопустимой длительности перегрузки обмотки ротора током возбуждения. Защита, ранее выполняемая на реле РЗР –1М, в современных схемах выполняется на блоке защиты БЭ1102

Блок защиты БЭ1102 на микроэлектронной базе предназначен для защиты генераторов мощностью 63 – 1000 МВт с непосредственным охлаждением проводников обмоток от перегрузки обмотки ротора при длительных форсировках возбуждения в случаях аварийного снижения напряжения в энергосистеме или при неисправностях в системе возбуждения.

Блок защиты может включаться в одну фазу вторичных цепей трансформаторов тока, установленных на выпрямительном трансформаторе или вспомогательном генераторе системы возбуждения, а также к датчикам тока ротора различного типа с выходным переменным током значением 5 мА .

Характеристика интегрального органа должна согласоваться с характеристикой блока ограничения перегрузки автоматического регулирования возбуждения. Структурная схема блока защиты БЭ 1102 приведены на рис. 6.11.

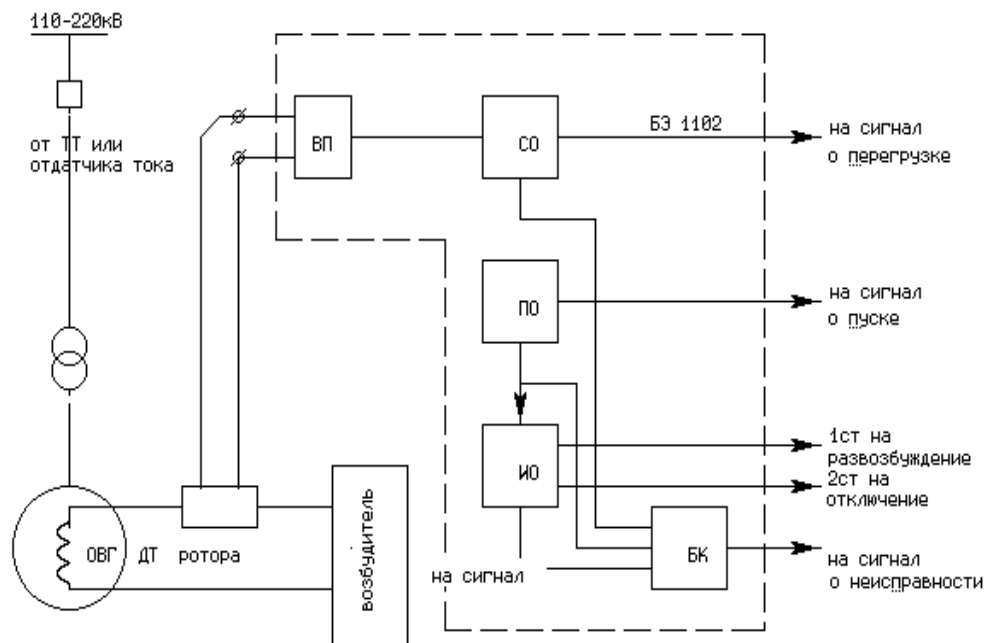


Рис. 6.11. Структурная схема блока защиты БЭ1102.

Структурная схема блока защиты БЭ1102 включает в себя:

ВП – входной преобразователь тока.

СО – сигнальный орган, срабатывающий с фиксированной выдержкой времени при увеличении относительного тока ротора выше значения уставки и осуществляющий пуск интегрального органа.

ПО – пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении относительного тока ротора выше значения уставки и осуществляющий пуск интегрального органа.

ИО – интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока ротора выдержкой времени, определяемой из выражения

$$t_{cp} = \frac{C}{(I_{p*} - B)^2}, \quad (6.10)$$

где B и C – коэффициенты, зависящие от характеристики срабатывания;

I_{p*} – относительный ток ротора, который равняется

$$I_{p*} = \frac{I_p}{I_{рот.ном.}}$$

Орган имеет две ступени срабатывания:

– 1ст – с действием на развозбуждение генератора;

- 2ст – с действием на отключение генератора и гашение поля ротора.
- БК – блок контроля, осуществляющий функциональный и тепловой контроль блока защиты.

Блок защиты БЭ1102 может подключаться к датчику тока ротора с номинальным значением выходного переменного тока частоты 50 (60) Гц , равным 5мА или 2.5А, средне выпрямленное значение которого пропорционально току ротора. Органы $I_{\text{сигн}}$ и $I_{\text{пуск}}$ БЭ1102 имеют уставки срабатывания по току I_{p*} , регулируемое дискретно в диапазоне 1.0÷1.35, с минимальной степенью регулирования не более 0.06. Коэффициент возврата органов $I_{\text{сигн}}$ и $I_{\text{пуск}}$ не ниже 0.98 .

Уставка выдержки органа $I_{\text{сигн}}$ и второй ступени интегрального органа (с действием на отключение) регулируется дискретно в диапазоне (0.4÷12.8)сек с минимальной степенью регулирования не более 0.25сек.

Интегральный орган БЭ1102 имеет плавную регулировку коэффициента “В” в диапазоне 0.8÷1.0 и плавно ступенчатую регулировку коэффициента “С” в диапазоне 3÷40. В заводской поставке БЭ1102 настраивается на значение коэффициентов В=0.9, С=19.4, что соответствует следующей характеристике срабатывания (таблица 6.3).

Таблица 6.3

Относительный ток ротора , I_{p*}	1.1	1.2	2.0
Время срабатывания на развозбуждение, сек	455	215	16

Интегральный орган имитирует процесс охлаждения генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом, промежуток времени, за который перегрев обмотки ротора генератора снижается от максимально допустимой величины до 0.135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» и равен (600 ± 90) сек или (1200 ± 180) сек. В состоянии поставки с завода эта величина равна (600 ± 90) сек.

В блоке защиты предусмотрен отдельный контактный вход для запрета повторной форсировки возбуждения генератора после действия защиты на развозбуждение на время «полного охлаждения».

6.3.10. Защита от симметричных перегрузок генератора

В современных схемах применяется блок защиты БЭ1103 для защиты генераторов от симметричных нагрузок. Блок защиты БЭ1103 включается в одну из фаз вторичных цепей трансформаторов тока нулевых или фазных выводов гене-

ратора. Характеристика интегрального органа БЭ1103 соответствует перегрузочным характеристикам обмотки статора генератора. Структурная схема блока защиты БЭ1103 приведена на рис. 6.12. Структурная схема БЭ1103 включает в себя:

ВП – входной преобразователь тока.

СО – сигнальный орган, срабатывающий с фиксированной выдержкой времени при увеличении относительного тока статора выше значения уставки срабатывания органа.

ПО – пусковой орган, срабатывающий без выдержки времени при увеличении относительного тока статора выше значения уставки срабатывания органа и осуществляющего пуск интегрального органа.

ИО – интегральный орган, срабатывающий с зависимой от тока статора выдержкой времени, определяемой из выражения

$$t_{cp} = \frac{C}{(I_* - B)^2} \quad (6.11)$$

где В и С – коэффициенты, зависящие от характеристики срабатывания ;

I_* - относительный ток статора, определяемый как

$$I_* = \frac{I_{cm}}{I_{ген.ном.}}$$

БК – блок контроля, осуществляющий функциональный и тестовый контроль блока защиты.

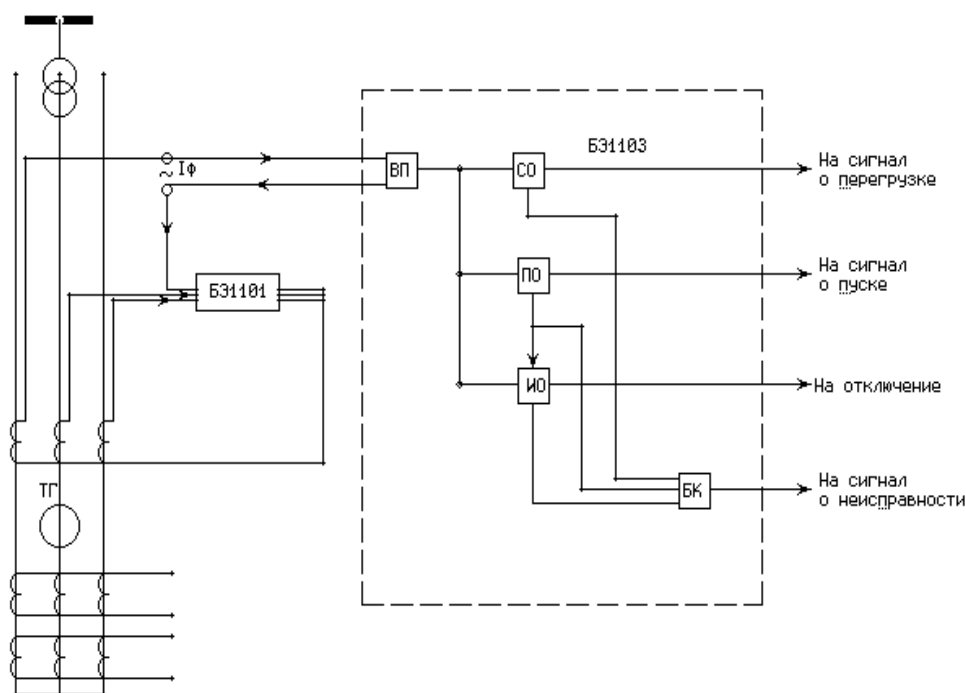


Рис. 6.12. Структурная схема блока защиты БЭ1103.

Органы $I_{сигн}$ и $I_{пуск}$ блока защиты имеют уставки срабатывания по току I_* , регулируемые дискретно в диапазоне $1 \div 1,35$ с минимальной степенью регулирования не более 0,06. Коэффициент возврата органов $I_{сигн}$ и $I_{пуск}$ не ниже 0,98. Уставка выдержки времени $I_{сигн}$ регулируется дискретно в диапазоне $(0,4 \div 12,8)$ сек. с минимальной степенью регулирования не более 0,25 сек.

Интегральный орган блока защиты имеет плавную регулировку коэффициента “В” в диапазоне от 0,8 до 1,0 и плавно ступенчатую регулировку коэффициента “С” в диапазоне от 3 до 50. В состоянии поставки блок защиты настраивается на значения коэффициентов $B=0,91$ и $C=19,2$, что соответствует характеристике срабатываний, приведенной в таблице 6.4

Таблица 6.4

Относительный ток статора I_*	1.15	1.2.	1.3.	1.4	1.5
Время срабатывания, сек.	333	228	126	80	55

Интегральный орган БЭ 1103, имитирующий процесс охлаждения генератора после устранения перегрузки по экспоненциальному закону. При этом, промежуток времени за который перегрев обмотки статора снижается от максимально допустимой величины до 0,135 от этой величины, условно называется временем «полного охлаждения» $t_{откл}$ и равняется (600 ± 90) сек.

Расчет коэффициентов «В» и «С» характеристик блоков защит БЭ 1102 и БЭ 1103 по заданной заводом изготовителем перегрузочной способности генератора производится с помощью метода итерации и приведен в «Методических указаниях по обслуживанию защит от перегрузки токами прямой и обратной последовательностей (БЭ 1103, БЭ1101), защиты от перегрузки обмотки ротора генератора (БЭ1102)». – М.: ОРГРЭС, 1993.

6.3.11. Защита от повышения напряжения

Защита предназначена для предотвращения недопустимых повышений напряжения на генераторе, а также и на трансформаторе в режиме холостого хода блока. Она должна действовать без выдержки времени при начальном возбуждении (при его включении) и вводится в действие с выдержкой времени при отключении генератора от сети.

Функция подготовки защиты к действию в режиме холостого хода блока и блокирования защиты при работе блока на сеть возлагается на токовые реле РТ – 40/Р, включаемые следующим образом:

- на блоках без выключателя в цепи генератора – один токовый контроль в цепи высшего напряжения блока. Включение токового контроля в цепь генератора не допустимо т. к. при этом защита может оказаться выведенной из действия из-за возрастания тока намагничивания трансформатора блока.
- на блоках с выключателем в цепи генератора – два токовых контроля: один – в цепи высшего напряжения, второй – в цепи генератора, т. к. на таких блоках режим холостого хода генератора может возникнуть не только при отключении блока от сети высшего напряжения, но и при отключении выключателя генератора, и один токовый контроль со стороны любого из напряжений блока мог бы заблокировать защиту в режиме холостого хода.

В режиме подъема напряжения с нуля, при пуске блока контроль тока со стороны генератора необходим при питании собственных нужд от сети высшего напряжения через трансформатор блока и включении генератора своим выключателем, а контроль тока со стороны высшего напряжения нужен при включении блока выключателем высшего напряжения.

Пусковой орган, контролирующий напряжение генератора – реле напряжения РН–58/200 с высоким K_v – включается на междуфазное напряжение трансформатора напряжения, установленного в цепи генератора.

Схема защиты трансформатора блока от повышения напряжения приведена на рис. 6.13

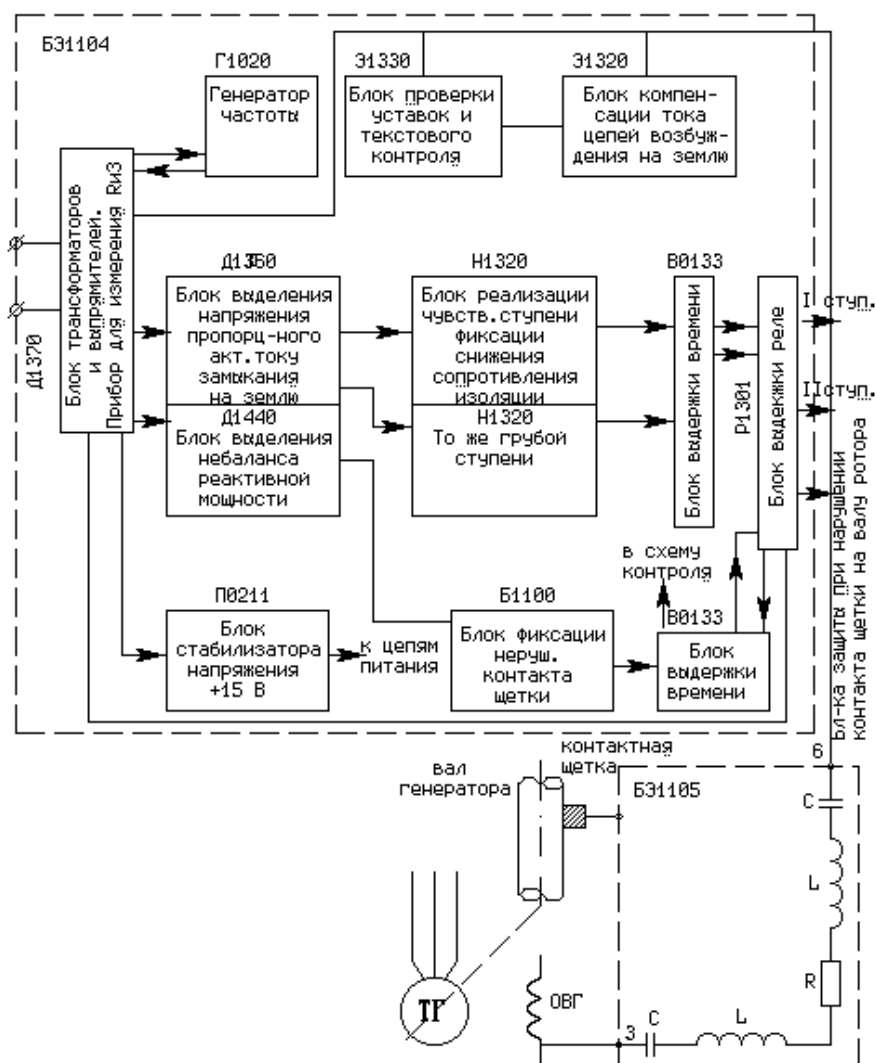


Рис.6.14. Структурные схемы защит БЭ1104 и БЭ1105.

Блок БЭ1105 содержит последовательно соединенные дроссель и конденсатор фильтра, настроенные в резонанс частоты наложенного напряжения, а также устройство ограничения напряжения поступающего из ротора в блок БЭ1104.

Защита имеет две ступени срабатывания по снижению изоляции с диапазоном регулирования уставок ($0,5 \div 15$) кОм. В каждой ступени защиты могут быть выставлены независимые уставки срабатывания для рабочей и двух резервных систем возбуждения.

Диапазон регулирования времени срабатывания равен ($1 \div 10$) сек. Диапазон емкостей, при которых обеспечиваются уставки по сопротивлению срабатывания, равен ($0,2 \div 5$) мкФ.

Имеется возможность ручного периодического измерения сопротивления изоляции цепи возбуждения с помощью встроенного прибора в диапазоне ($0,5 \div 80$) кОм.

Устройство блокировки реагирует на нарушение контакта щетка–вал при емкости внешней системы возбуждения относительно земли не менее 0.2 мкФ.

6.4. Защита трансформаторов

6.4.1. Дифференциальная защита трансформатора от внутренних повреждений

Назначение этой защиты – предохранение обмотки и выводов трансформатора блока от всех видов к.з., включая витковые замыкания в обмотках. Так как при витковых замыканиях токи в плечах защиты мало отличаются от токов нагрузки, для обеспечения чувствительности защиты при витковых замыканиях ток срабатывания должен быть меньше номинального.

Выполняется защита на реле ДЗТ – 21, в котором необходимая отстройка дифференциальной защиты от броска тока намагничивания осуществляется время - импульсным принципом работы реле, при котором учитывается то обстоятельство, что характер изменения токов при броске намагничивающего тока и переходных токах небаланса отличается от характера изменения установившегося тока к.з.

При этом отстройка от бросков намагничивающего тока и переходных токов небаланса достигается путем выделения пауз тока в дифференциальной и сравнение их длительности с заданным временем. В реле ДЗТ-21 используется торможение от токов плеч защиты, благодаря которому, обеспечивается отстройка защиты от токов небаланса при установившихся токах внешних к.з.

Реле имеет такую тормозную характеристику, при которой чувствительность остается такой же, как при отсутствии торможения, и определяется минимальным током срабатывания $0,3I_{НОМ}$ трансформатора (при таком токе срабатывания обеспечивается надежная отстройка защиты от броска тока намагничивания). Поэтому защита обладает чувствительностью к повреждениям при к.з. через переходное сопротивление и при витковых замыканиях, сопровождающихся протеканием токов нагрузки.

Чтобы не загроублять $I_{ср.защиты}$ отстройкой от тока к.з за трансформатором собственных нужд (ТСН), питание ТСН подключается к рабочей цепи защиты. Это подключение производится через промежуточные трансформаторы тока ТК-120 с целью разделения цепей дифференциальной защиты трансформатора блока и цепей максимальной защиты ТСН.

Тормозные цепи предусматриваются в защите со стороны высшего и низшего напряжений трансформатора. На блоках с высшим напряжением 110-220 кВ дифференциальная защита трансформатора, для сохранения ее в действии при замене выключателя блока обходным, переключается на трансформаторы тока, установленные в цепи заменяемого выключателя, соединенные в треугольник.

6.4.2. Газовая защита трансформатора

Защита предназначена для действия при внутренних повреждениях в обмотках трансформатора, сопровождающихся газообразованием, и при понижении уровня масла. Газовая защита осуществляется с помощью одного реле на трехфазном трансформаторе, встроенного в маслопровод к расширителю. Реле имеет сигнальный и отключающий контакты. Срабатывание того или иного контакта определяется степенью газообразования или понижением уровня масла. Предусматривается возможность перевода отключающего контакта защиты на сигнал, но в этом случае обеспечивается подача разных сигналов при срабатывании сигнального и отключающего контактов защиты. Для защиты применяются реле часечного типа РГ43-60 или поплавковые реле Бухгольца.

6.4.3. Устройство контроля изоляции вводов 500 кВ трансформатора

Устройство типа КИВ-500Р предназначено для контроля изоляции высоковольтных вводов 500кВ и выше силовых трансформаторов с бумажно-масляной изоляцией в процессе их эксплуатации и для отключения блока перед полным пробоем или повреждением трансформатора.

Устройство состоит из блок-реле, специального согласующего трансформатора, разрядников и токового реле блокировки. Принцип действия устройства КИВ-500Р основан на измерении суммы емкостных токов трехфазной системы, протекающих под воздействием рабочего напряжения через изоляцию вводов трех фаз.

При пробое части изоляции ввода или при активных утечек во время развития пробоя ввода в предварительно сбалансированной сумме токов появляется ток небаланса, на который реагирует устройство. Из двух элементов устройства КИВ-500Р, сигнального и отключающего, основным является сигнальный элемент.

Действие отключающего элемента разрешается только после срабатывания сигнального элемента, указывающего на начавшееся прогрессирующее повреждение высоковольтного ввода.



ТАС – согласующий трансформатор с отпайками для подстройки и уменьшения $I_{нб}$.

ТА2 – трансформатор тока сигнального элемента.

КТ 1 – реагирующий орган сигнального элемента, I_{cp} . сигн. эл. $\sim(5-7)\%$ номинального емкостного тока.

ТАЗ - трансформатор тока отключающего элемента.

C5, C6, R7 – фильтр высших гармоник отключающего эл – та.

КТ 2 – реагирующий орган отключающего элемента, $I_{\text{срп2}} \sim (20\text{--}25)\%$ номинального емкостного тока ввода.

КТ – внешнее токовое реле для блокировки отключающего при повреждениях в соединениях ТТС и выводов ПИН, $I_{срт} = (60 - 70)\%$ номинального емкостного тока ввода.

ПИН – отбор напряжения от вводов.

6.4.4. Контроль изоляции трансформатора на стороне низшего напряжения

Устанавливается на блоках с выключателем в цепи генераторного напряжения и предназначен для сигнализации замыкания на землю в режиме работы с отключенным выключателем в цепи генератора.

Указанный контроль изоляции выполняется в виде защиты напряжения нулевой последовательности. Защита осуществляется с использованием реле напряжения РН –53/60Д, подключённого к разомкнутому треугольнику вторичной обмотки трансформатора напряжения, установленного на стороне низшего напряжения трансформатора блока.

Устройство контроля изоляции действует на сигнал с выдержкой времени (рис. 6.13).

6.5. Защита ошиновки высшего напряжения блока

На блоках с высшим напряжением 110 –220 кВ ошиновка высшего напряжения блока входит в зону дифференциальной защиты трансформатора блока.

На блоках с высшим напряжением 330–500 кВ, т.е. в схемах распределительного устройства высшего напряжения с установкой более одного выключателя на присоединение, предусматривается отдельная дифференциальная токовая защита ошиновки, предназначенная для защиты от всех видов к.з. на ошиновке.

Выполнение отдельной дифференциальной защиты ошиновки со своими выходными реле и питания цепей этой защиты оперативным током через отдельные автоматы позволяют сохранить в работе высоковольтные выключатели блока в режиме выведения из работы блока и его схемы защиты для возможности её ревизии.

Дифференциальная защита ошиновки выполняется с помощью дифференциального реле РНТ. Выполнение дифференциальной защиты ошиновки на реле без торможения обусловлено тем, что общая резервная дифференциальная защита блока, охватывающая ошиновку, выполнено на дифференциальном реле с торможением (защита типа ДЗТ-21).

6.6. Резервная дифференциальная защита блока

Схема защиты блока приведена на рис. 6.17.

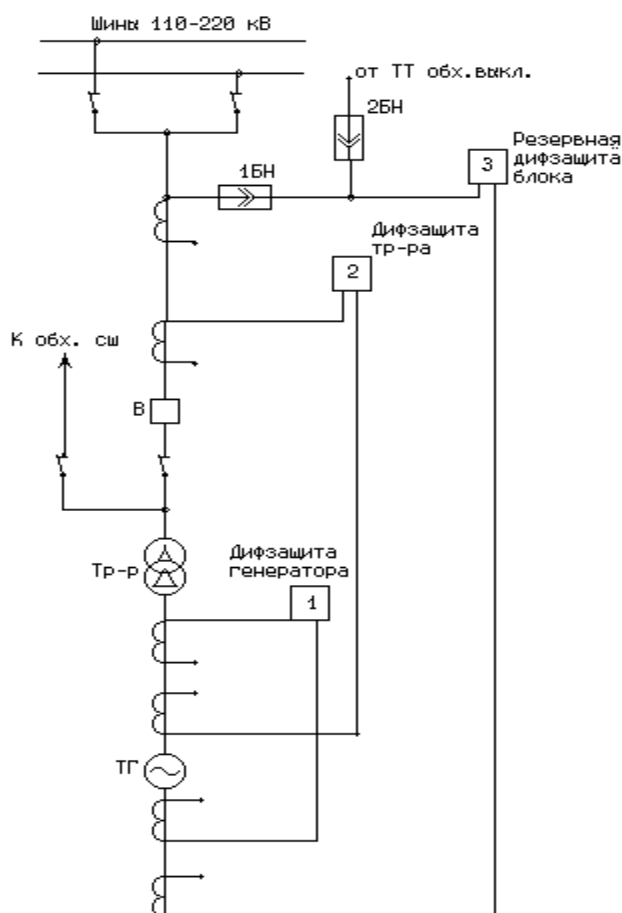


Рис. 6.17. Схема подключения дифференциальной защиты блока

Назначение защиты – быстросрабатывающее резервирование основных защит блока (генератора, трансформатора, ошиновки высшего напряжения).

В соответствии со своим назначением защита выполняется с выдержкой времени 0,5сек на блоках с выключателями в цепи генератора для обеспечения селективности работы с продольно дифференциальной защитой генератора во избежание погашения собственных нужд блока при повреждении генератора.

Обеспечение требуемой чувствительности защиты при отстройке её от максимальных токов небаланса при внешних к.з. достигается использованием в защите:

- дифференциальных реле без торможения (типа РНТ) - при подключении блока к распределительному устройству 110 - 220 кВ, имеющему схему двойной системы шин с обходной;

- дифференциальное реле с торможением (ДЗТ-21) – при подключении блока к распределительному устройству 330 - 500 кВ, имеющие схему 3/2, 4/3 или многоугольника.

Поскольку к резервной дифференциальной защите не предъявляется требований чувствительности к витковым замыканиям в трансформаторе, отпайка к трансформатору собственных нужд не подключается к реле ДЗТ-21 резервной защиты блока (в отличие от основной дифференциальной защиты трансформатора). Тормозные цепи предусматриваются в защите со стороны высшего и нижнего напряжения блока.

На блоках с высшим напряжением 110-220 кВ резервная дифференциальная защита блока для сохранения её в действии при замене выключателя блока обходным, переключается как и дифференциальная защита трансформатора на трансформаторы тока в цепи обходного выключателя, соединённые в треугольник.

На блоках генератор–трансформатор с выключателями в цепи генератора при отсутствии резервной дифференциальной защиты блока должна предусматриваться МТЗ со стороны высшего напряжения блока для резервирования основных защит трансформатора блока при работе с отключенными генераторами.

6.7. Защиты, обеспечивающие дальнейшее резервирование

Эти защиты должны резервировать защиты линий, отходящих от распределительного устройства высшего напряжения блока, при всех видах к.з. в сети. В соответствии со своим назначением защиты имеют двухступенчатые действия:

- с первой выдержкой времени – на деление шин высшего напряжения блока. Эта выдержка времени выбирается из условий согласования с наибольшим временем действия резервных защит линий от соответствующих к.з.;
- со второй выдержкой времени – на отключение выключателя высшего напряжения блока.

Следует отметить, что защита на деление шин осуществляется помимо выходных промежуточных реле защит, установленных на этих выключателях. Это необходимо, чтобы исключить запуск УРОВ при действии на деление.

Для обеспечения дальнего резервирования при симметричных к.з. в сети на блоке предусматривается либо дистанционная защита, выполняемая на одном из реле сопротивлений 1 РС (блок–реле КРС-2), либо на блоке защиты БЭ1101. В связи с тем, что эта защита имеет большую выдержку времени, в её цепи не пре-

дусматривается блокировка при качаниях. В целях улучшения дальнего резервирования целесообразно выполнение характеристики реле сопротивления в виде эллипса.

Для обеспечения дальнего резервирования при несимметричных к.з. предусматривается орган – отсечка с выдержкой времени.

Для обеспечения дальнего резервирования при однофазных к.з. в сети на блоке предусматривается защита от внешних однофазных к.з.. Защита имеет два варианта исполнения:

- для блоков с высшим напряжением 330 – 500 кВ, имеющих глухое заземление нейтрали трансформатора защиты, выполняется двумя токовыми реле с разными уставками, подключенными к трансформаторам тока встроенными в нейтраль трансформатора блока. Дальнее резервирование осуществляется реле с более грубой уставкой, а деление шин – реле с более чувствительной уставкой.
- для блоков с высшим напряжением 110 – 220 кВ, нейтрали трансформаторов которых могут разземляться, защита выполняется в виде двух комплектов защит: токовой защиты нулевой последовательности, предназначенной для работы при заземлённой нейтрали, и специальной защиты, предназначенной для работы при разземленной нейтрали.

Специальная защита должна действовать на отключение блока от сети с временем на ступень селективности меньшим времени действия токовых защит нулевой последовательности блоков с заземлёнными нейтралью трансформаторов. Это необходимо для исключения возможности режима работы блоков, нейтрали трансформаторов которых разземлены, на сеть с изолированной нейтралью при наличии в этой сети однофазного замыкания на землю. Специальная защита, в свою очередь, выполняется в двух вариантах:

- в виде защиты напряжений нулевой последовательности с использованием реле РНН-57, подключенной к обмотке трансформатора напряжений шин, соединенной в разомкнутый треугольник;
- в виде токовой защиты обратной последовательности с использованием промежуточного реле–повторителя, срабатывание сигнального органа фильтр-реле тока обратной последовательности.

6.8. Взаимодействие электрических и технологических защит

Останов блока технологическими защитами при работе электрических защит осуществляется при возникновении повреждения основного электрического

оборудования блока, т.е. при повреждении в генераторе, трансформаторе блока, ТСН и на ошиновки высшего напряжения. Таким образом, останов блока осуществляется при действии:

- основных защит генератора, трансформатора блока, ТСН;
- резервных защит – дифференциальной защиты блока, резервной защиты ТСН, цепи ускорения защит от внешних КЗ на землю при неполнофазном включении выключателя высшего напряжения;
- дифференциальной защиты ошиновки – на блоках с двумя выключателями на стороне высшего напряжения.

Перевод блока на холостой ход технологическими защитами при работе электрических защит производится в следующих случаях:

- при повреждении в зоне, являющейся внешней по отношению к выключателям высшего напряжения блока;
- при нарушениях нормального режима блока (генератора) и неисправностях в электрической части;
- в случаях действия защиты ротора от перегрузки и защиты от потери возбуждения, когда блок не переводится в асинхронный режим;
- при ошибочных или самопроизвольных отключениях выключателей, отключающих блок (генератор) от сети.

Перевод блока на холостой ход осуществляется от блок–контактов выключателя высшего напряжения блока или генераторного выключателя, если он есть. В схемах при переводе блока в асинхронный режим в случаях действия защиты от потери возбуждения осуществляется также воздействие в схему технологических защит на автоматическую разгрузку блока по активной мощности в предположении, что автоматическая разгрузка на блоке предусмотрена.

При повреждении в технологической части блока, сопровождающихся действием технологических защит на его останов, осуществляется также действия технологических защит в схему защиты электрической связи блока. При этом, выходное реле технологических защит в схеме защиты электрической части действует на отключение генераторного выключателя или выключателя высшего напряжения блока. Если генераторного выключателя нет - на отключение выключателей трансформатора собственных нужд, на гашение поля генератора и возбуждения.

6.9. Выходные цепи устройств защит

Основные из принципов построения выходных цепей следующие:

1) Все выходные реле схемы разделены на отдельные группы с учётом распределения по ним действия защит, осуществляющих по принципу своего действия резервирование или взаимное резервирование:

- на блоках без генераторного выключателя – две группы: основных защит трансформатора и резервных защит блока;
- на блоках с генераторными выключателями – три группы: защиты генератора, основных защит трансформатора и резервных защит блока;
- на спаренных блоках – четыре группы: по одной на каждом генераторе и две общие группы, одна из которых для основных, а другая - для резервных защит обоих блоков.

2) Для улучшения ближнего резервирования предусмотрено отдельное питание оперативным током через отдельные автоматические выключатели каждой из групп выходных реле защиты.

3) Для возможности защиты ошиновки высшего напряжения в режиме, когда блок с его схемой защиты выведены из работы, а выключатели высшего напряжения блока включены, предусматривается отдельная группа выходных реле дифференциальной защиты ошиновки, питаемых оперативным током через отдельные автоматы.

4) Для формирования разного объёма действий от разных защит генератора и от разных резервных защит блока при минимальном количестве промежуточных реле в этих группах. Выходные реле разных направлений действия разделены диодами.

5) Предусмотрено дублирование действия выходных реле группы основных защит трансформатора на отключение блока от системы. При этом дублирование действия на отключение блока от системы 330 – 500 кВ осуществляется от УРОВ высшего напряжения по цепи автоматической исправности выключателя с учётом того, что отключение выключателей высшего напряжения и пуск УРОВ высшего напряжения осуществляется от различных выходных реле группы основных защит трансформатора.

6) Действия на отключение выключателей связи с системой на напряжение 330 кВ и выше осуществляется от быстродействующих промежуточных реле.

7) Предусмотрено дублирование действий выходных реле защит генератора

на отключение выключателя генератора,
для повышения надёжности питания трансформатора собственных нужд
на гашение поля генератора и рабочего возбuditеля.

8) Предусмотрено действие на гашение поля генератора авертированием (в случае основного возбуждения) и на отключение АГП (в случае резервного возбуждения) от различных промежуточных реле группы выходных реле.

9) При повреждении технологической части блока, сопровождающейся действием технологических защит на его останов, осуществляется действие технологических защит на электрический останов блока воздействием через отдельное промежуточное реле в схему защиты электрической части блока.

6.10. Некоторые особенности выполнения релейной защиты блоков генератор – автотрансформатор

Определяющим при выполнении схем защиты блоков генератор – автотрансформатор является обеспечение всех возможных режимов блока:

- режим трансформатора блока;
- режим автотрансформаторной связи между распределительными устройствами высшего и среднего напряжения с отключением генераторного выключателя;
- режим трансформатора блока с отключением высшего или среднего напряжения.

Помимо указанных защит для блоков с обычными трансформатором в блоках с автотрансформаторами устанавливаются:

- на сторонах высшего и среднего напряжений блока дистанционная **защита от многофазных к.з.**;
- со стороны выводов обмотки среднего напряжения и на ошиновке среднего напряжения в схеме с подключением блока к двойной системе шин среднего напряжения двумя выключателями от всех видов к.з. – дифференциальная **защита ошиновки среднего напряжения**.

Дальнее резервирование защит линий, отходящих от распределительных устройств высшего и среднего напряжений на сторонах высшего и среднего напряжений автотрансформатора предусматривает направленную в сторону сети дистанционную защиту от многофазных к.з. и токовую защиту нулевой последо-

вательности от однофазных к.з., а также дистанционная защита, устанавливаемая на генераторе и отсечка токовой защиты обратной последовательности.

- **Защита от симметричных перегрузок** автотрансформатора предназначена для сигнализации появления токов недопустимой перегрузки в обмотках автотрансформатора. Так как все обмотки автотрансформатора из-за специфики его работы выполняются на номинальные токи, то защита от перегрузки должна предусматриваться для каждой из его обмоток в отдельности.

На стороне низшего напряжения не требуется установка защиты от перегрузки автотрансформатора при номинальном наличии защиты от симметричных перегрузок генератора.

7. ОСНОВЫ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ НА МИКРОПРОЦЕССОРАХ

7.1. Структурная схема устройства защиты

Цифровые устройства защиты различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны представленной на рис. 7.1. Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ (Электронная Вычислительная Машина), которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микро-ЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т.д. Следует отметить, что в реальном устройстве защиты может использоваться несколько микропроцессоров, каждый из которых занят решением отдельного фрагмента общей задачи с целью обеспечения высокого быстродействия. Например, в сложных защитах высоковольтных линий используется до 7...10 микропроцессоров, работающих параллельно.

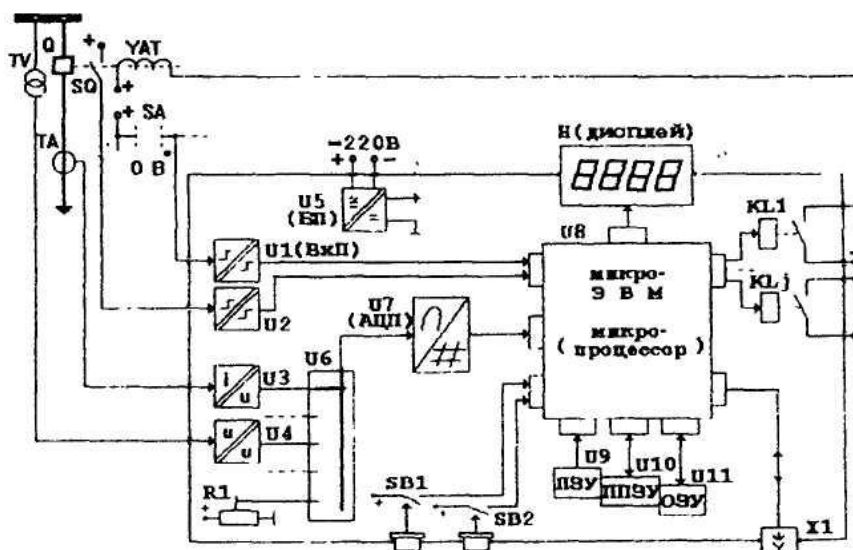


Рис. 7.1. Структурная схема цифрового устройства защиты.

Непеременными узлами любого цифрового устройства РЗА являются: входные ($U1 \dots U4$) и выходные ($KL1 \dots KL2$) преобразователи сигналов, тракт аналого-цифрового преобразования ($U6, U7$), кнопки управления и ввода информации от оператора ($SB1, SB2$), дисплей (H) для отображения информации и блок питания ($U5$). Современные цифровые устройства, как правило, оснащаются и коммуникационным портом ($X1$) для связи с другими цифровыми устройствами.

7.2. Входные преобразователи дискретных сигналов

Преобразователи обеспечивают гальваническую развязку внешних цепей от внутренних цепей устройства. Одновременно, входные преобразователи осуществляют приведение контролируемых сигналов к единому виду и нормированному уровню.

Информация о повреждении подается от трансформаторов тока и напряжения с традиционными уровнями $5A$, $1A$ и $100V$. Такие уровни сигналов обеспечивают необходимую помехозащищенность, но совершенно неприемлемы для обработки в электронных схемах. Использование же датчиков с выходными сигналами, согласованными с требованиями электроники, наталкивается на необходимость либо резко ограничивать длину линий связи, размещая устройства вблизи датчиков информации, либо применять дополнительные меры по их защите от помех, таких как, экранирование, хотя это 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 выполняют на базе обычных электромагнитных трансформаторов с ферромагнитным сердечником.

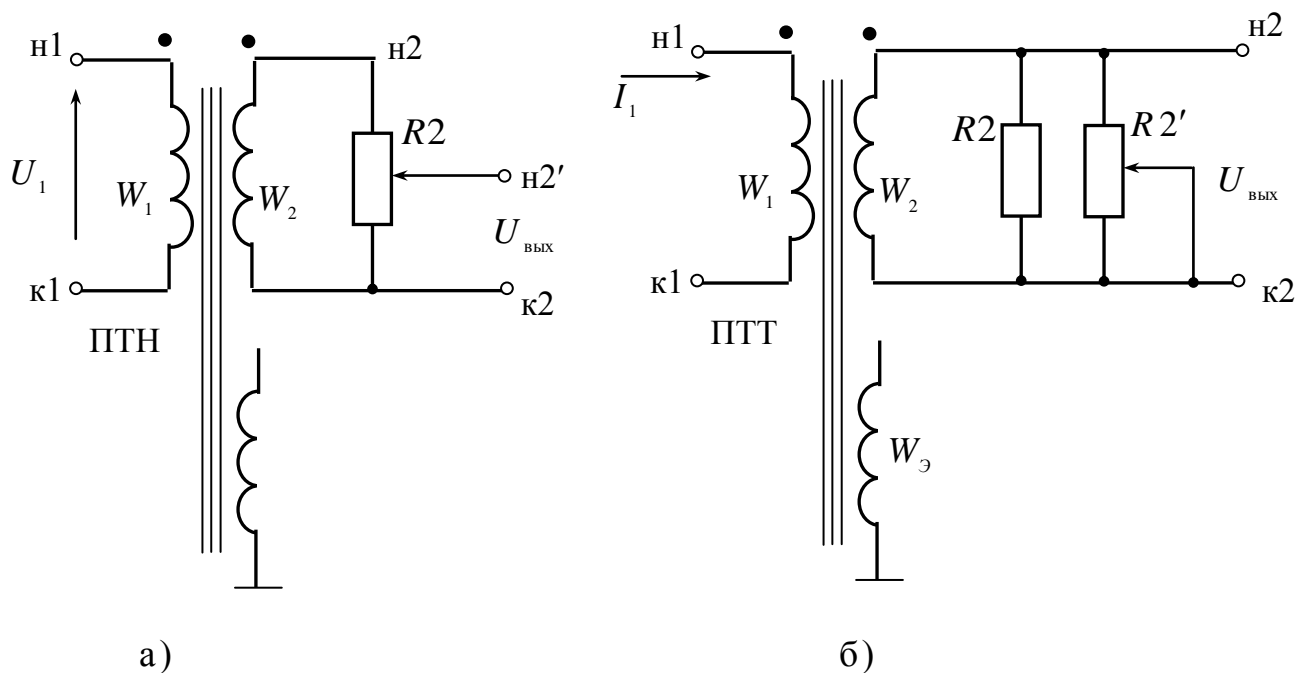


Рис.7.2. Принципиальные схемы:

а) - преобразователя напряжения; б) - преобразователя тока

Измерительные преобразователи переменного напряжения (ИППН) обычно выполняются пассивными в виде однофазных электромагнитных промежуточных трансформаторов напряжения (ПТН). Принципиальная схема такого преобразователя показана на рис. 7.2,а.

ПТН имеет первичную и вторичную обмотки W_1 , W_2 , а также экранированную обмотку W_3 , размещенную между ними. Первичная обмотка W_1 ПТН рассчитана на непосредственное подключение ко вторичной обмотке трансформатора напряжения (ТН), имеющего стандартное выходное номинальное напряжение, равное $100/\sqrt{3}$ В. Номинальное напряжение вторичной обмотки W_2 ПТН определяется входным номинальным напряжением используемых аналоговых входов АЦП и имеет порядок единиц вольт. Для плавной подстройки и точной установки номинального значения выходного напряжения $U_{\text{вых}}$ ИППН обычно используют делитель напряжения, выполненный в виде переменного резистора $R2$, подклю-

ченного ко вторичной обмотке W_2 ПТН. Экранируемая обмотка W_3 выполняет функции электростатического экрана, который позволяет существенно снизить паразитную проходную емкость между первичной W_1 и вторичной W_2 обмотками ПТН, что способствует обеспечению необходимой электромагнитной совместимости.

Применение в качестве магнитопровода ПТН ферритового сердечника по сравнению с магнитопроводом из электротехнической стали позволяет существенно расширить частотный диапазон ИППН, улучшить линейность характеристики преобразования $U_{\text{вых}} = f_1(U_{\text{вх}})$ и получить не только достаточно малое, но и стабильное в широком диапазоне изменения контролируемого напряжения переменного тока значение угловой погрешности γ ИППН.

На рис. 7.3 а приведены характеристики $U_{\text{вых}} = f_1(U_{\text{вх}})$ и $\gamma = f_2(U_{\text{вх}})$ ИППН, в котором в качестве ПТН применен ферритовый сердечник.

Характеристика $U_{\text{вых}} = f_1(U_{\text{вх}})$ сохраняет высокую линейность вплоть до значения кратности контролируемого напряжения переменного тока, равного 1,5. Отклонение от линейности обычно не превышает 1,5%.

Как видно из рис. 7.3 а, угловая погрешность $\gamma = f_2(U_{\text{вх}})$ на большей части того же диапазона изменения контролируемого напряжения не превышает 1° и почти постоянна во всем диапазоне. Это дает возможность повысить точность регистрации путем учета указанной угловой погрешности γ (или большей ее части) программными средствами.

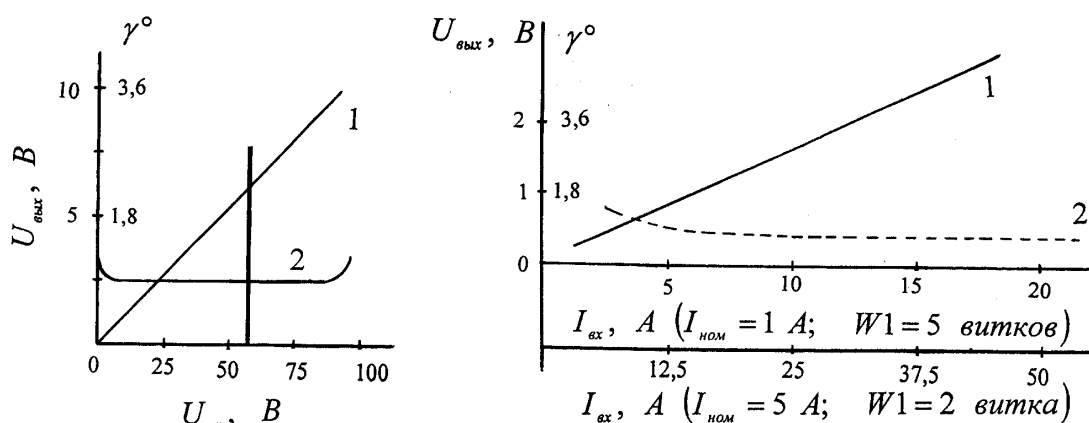


Рис.7.3. Характеристики:

а) - преобразователя напряжения; б) - преобразователя тока.

Измерительные преобразователи переменного тока (ИППТ) также обычно выполняются пассивными. ИППТ, принципиальная схема которого изображена на

рис. 7.2 б, представляет собой однофазный электромагнитный промежуточный трансформатор тока (ПТТ), имеющий, как ПТН, первичную обмотку W_1 , экранирующую обмотку W_3 , выполняющую аналогичные функции с экранирующей обмоткой ПТН, и вторичную обмотку W_2 , нагруженную на резисторы $R2$ и $R2'$, преобразующие протекающий через них ток вторичной обмотки W_2 в выходное напряжение $U_{\text{вых}}$ ИППТ.

Первичная обмотка W_1 ПТТ рассчитана на непосредственное включение в цепь вторичного тока ТТ, имеющего стандартное номинальное значение выходного вторичного тока 1 или 5 А. Переменный резистор $R2'$, включенный параллельно с резистором $R2$, предназначен для плавного регулирования и точной установки номинального значения выходного напряжения $U_{\text{вых}}$ ИППТ, соответствующего номинальному значению тока I_1 в первичной обмотке W_1 ПТТ. Номинальное значение выходного напряжения $U_{\text{вых}}$ ИППТ имеет порядок десятых долей вольта, а наибольшее значение, соответствующее максимальной кратности контролируемого тока, ограничивается диапазоном входных напряжений аналоговых входов АЦП.

Использование в ПТТ ферритового сердечника позволяет аналогично ИППН расширить частотный диапазон ИППТ, уменьшить отклонение от линейности его характеристики преобразования $U_{\text{вых}} = f_1(I_{\text{ex}})$, а также получить относительно небольшое и достаточно стабильное в широком диапазоне измерения контролируемого переменного тока - значение угловой погрешности γ ИППТ.

На рис. 7.3 б приведены характеристики $U_{\text{вых}} = f_1(I_{\text{ex}})$ и $\gamma = f_2(I_{\text{ex}})$ ИППТ, в котором в качестве ПТТ применен ферритовый сердечник. Характеристика $U_{\text{вых}} = f_1(I_{\text{ex}})$ имеет достаточную линейность до значений $I_{\text{ex}} = 20$ А (для $I_{\text{ном}} = 1$ А) ПТТ, что соответствует кратности контролируемого первичного переменного тока, превышающей 20, и $I_{\text{ex}} = 50$ А (для $I_{\text{ном}} = 5$ А), что соответствует кратности, превышающей 10. Отклонение от линейности характеристики ИППТ обычно не превышает 1,5%.

Угловая погрешность $\gamma = f_2(I_{\text{ex}})$ во всем диапазоне изменения контролируемого переменного тока практически лежит ниже 1° и достаточно мало изменя-

ется, что позволяет большую ее часть, как и в ИППН, учесть программными средствами и за счет этого повысить точность регистрации.

7.3. Фильтрация входных сигналов

7.3.1. Общие сведения

Устройства релейной защиты (РЗ) и измерений получают информацию о защищаемой (анализируемой) сети в виде токов и напряжений. Эти токи и напряжения обычно бывают искажены. Возможно появление апериодической составляющей в переходных режимах, появление гармонических составляющих в нормальных режимах и т.д.

Для правильной работы большинства устройств РЗ и электроизмерений необходимо, чтобы на них подавались синусоидальные токи и напряжения основной (промышленной) частоты 50 Гц, либо, к примеру, для измерения токов третьей гармоники, необходимо, чтобы на устройство измерения был подан синусоидальный ток частоты 150 Гц. Но в любом случае, мы не можем подавать на устройства РЗ и электроизмерений токи и напряжения «как есть», сначала мы должны выделить составляющую необходимой частоты, а прочие составляющие удалить или ослабить.

Составляющую необходимой частоты можно назвать «полезным сигналом», а все прочие составляющие – «помехами».

Фильтром называют устройство, выполняющее задачу отделения полезного сигнала от помехи.

Идеальный фильтр - это устройство, проходя через которое полезный сигнал остается неизменным, а помехи полностью ликвидируются. Идеальный фильтр является математической абстракцией. На самом деле в реальных фильтрах происходит увеличение соотношения “полезный сигнал”/ “помеха”, то есть, ослабление помехи относительно полезного сигнала, либо усиление полезного сигнала относительно помехи, либо и то и другое вместе.

Классификация фильтров может быть проведена по различным признакам. Мы будем использовать при разделении фильтров по группам четыре различных признака, указанных ниже.

Первый признак – вид входного и выходного сигнала фильтра. Если эти сигналы аналоговые, то фильтр называется аналоговым, если же сигналы представлены цифровым кодом, то фильтр называется цифровым. Возможны и промежуточные варианты:

аналого-цифровой фильтр (вход аналоговый, выход цифровой) и цифроаналоговый (вход цифровой, выход аналоговый).

Второй признак – вид частотной характеристики. По этому признаку фильтры делятся на следующие группы: фильтры нижних частот (ФНЧ) - пропускают низкочастотные составляющие спектра и задерживают высокочастотные; фильтры верхних частот (ФВЧ) - пропускают только высокочастотные составляющие; фильтры полосно-пропускающие (ФПП) - пропускают составляющие сигнала только в определенной полосе частот; фильтры полосно-заграждающие (ФПЗ) - пропускают все составляющие сигнала, за исключением тех, частоты которых входят в определенную полосу; фильтры всепропускающие (ФВП) - пропускают все без исключения составляющие сигнала, но изменяют фазовые соотношения между ними.

Графики частотных характеристик (ЧХ) упомянутых видов фильтров показаны на рис. 7.4. а, б, в, г, д. Кроме перечисленных основных по этому признаку групп, есть и другие разновидности. Например, резонансный фильтр представляет собой частный случай полосно-пропускающего фильтра, но с очень узкой полосой пропускания (штриховая АЧХ на рис. 7.4 в). Фильтр-пробка на определенную частоту – это ФПЗ с узкой полосой заграждения (штриховая АЧХ на рис. 7.4. г).

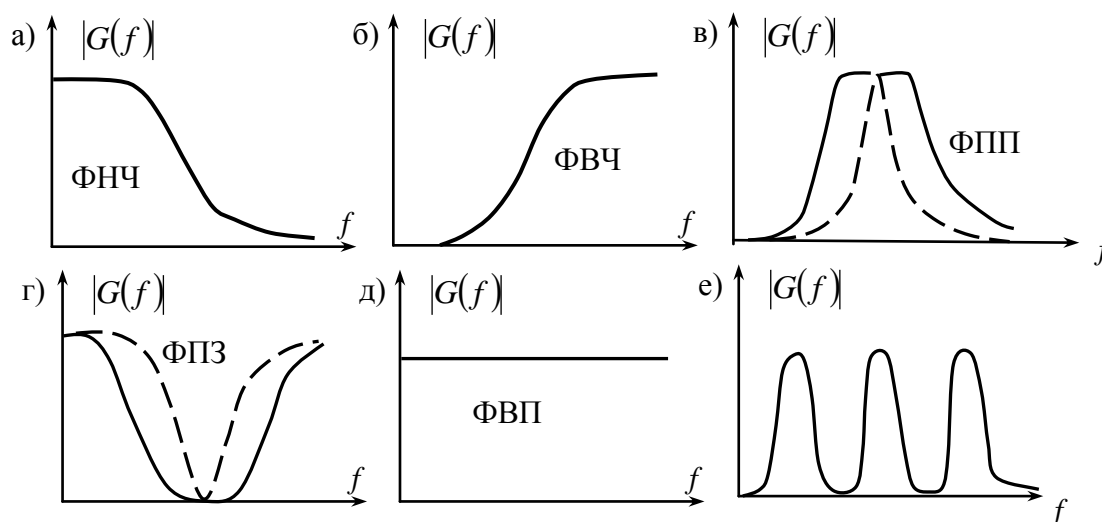


Рис. 7.4. Амплитудно-частотные характеристики различных фильтров

Гребенчатый фильтр – это такой фильтр, который имеет несколько полос пропускания (рис. 7.4, е). В название фильтра входит обычно та частотная полоса, которую фильтр пропускает. Так, фильтр нижних частот – это фильтр, пропускающий нижние частоты сигнала. Поэтому не совсем корректны встречающиеся

иногда словосочетания типа «фильтрация помех». Фильтруется, т.е. проходит через фильтр, полезный сигнал, а помеха задерживается, не пропускается.

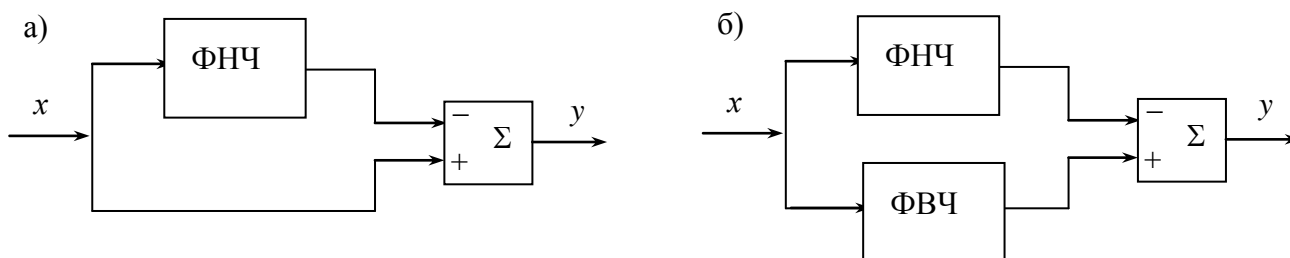


Рис. 7.5. Возможные структуры фильтра верхних частот (а) и полосно-заграждающего фильтра (б)

Отметим, что в качестве базового при анализе и синтезе фильтров обычно принимается фильтр нижних частот. Именно ФНЧ, как правило, рассматривается в различных публикациях, для него разрабатываются методики синтеза. Остальные же виды фильтров могут быть построены на основе ФНЧ. Так, если из полного сигнала вычесть выходной сигнал ФНЧ, то в итоге мы получим ФВЧ (рис. 7.5. а). ФПЗ можно построить, если включить параллельно ФНЧ и ФВЧ с разными частотами среза (рис. 7.5. б). Для построения ФПП достаточно соединить последовательно соответствующим образом рассчитанные ФНЧ и ФВЧ.

Третий признак, по которому различают разные типы фильтров, - это вид их импульсных характеристик (ИХ). Непрерывный фильтр – это фильтр с непрерывной ИХ, дискретный фильтр – это фильтр, ИХ которого представлена набором δ -импульсов. Наконец, импульсный фильтр имеет ИХ, состоящую из последовательности одинаковых по форме импульсов конечной длительности разной амплитуды. Возможны фильтры, при классификации которых по данному признаку возникают некоторые затруднения, но такие фильтры на практике встречаются редко.

Четвертый признак, по которому мы будем классифицировать фильтры, - это протяженность импульсной характеристики. Если ИХ финитна, т.е. ограничена во времени, то такие фильтры называют фильтрами с конечной импульсной характеристикой или коротко КИХ-фильтрами. Если ИХ, хотя и затухает со временем, но имеет теоретически не ограниченную во времени протяженность, то соответствующий фильтр называют БИХ-фильтром, т.е. фильтром с бесконечной импульсной характеристикой.

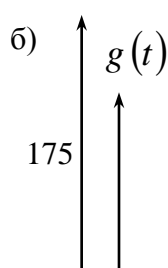
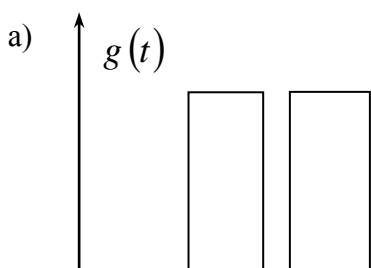


Рис. 7.6. Примеры импульсных характеристик импульсного (а) и дискретного (б) фильтров

На рис. 7.6. в качестве примера показаны ИХ двух видов фильтров: импульсного КИХ-фильтра (рис. 7.6. а) и дискретного БИХ-фильтра (рис. 7.6. б). Фильтр может быть “пассивным” либо “активным”. Пассивный фильтр не имеет внешних источников энергии, активный - имеет. Блок-схема пассивного и активного фильтров представлена на рис. 7.7.

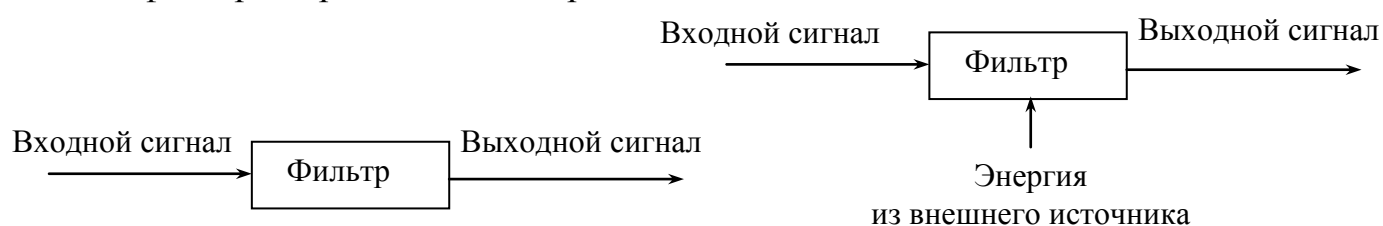


Рис. 7.7. а) пассивный фильтр

б) активный фильтр

В теории фильтров существует две различных классических задачи. Первая задача – задача анализа фильтра, когда требуется рассмотреть действие какого-либо существующего фильтра. Вторая – задача синтеза фильтра, когда по требуемым характеристикам необходимо создать новый фильтр.

В данной работе выполняется только анализ фильтров.

7.3.2. Аналоговая фильтрация

Пассивные аналоговые фильтры в устройствах на микросхемах не находят применения из-за большого потребления. Как правило, применяются активные фильтры.

Как уже указывалось, в качестве базового фильтра при анализе обычно используют фильтр нижних частот. Идеальный фильтр нижних частот имеет постоянный конечный коэффициент передачи в полосе частот от нуля до частоты среза f_c и равный нулю коэффициент передачи при частотах, лежащих выше частоты среза. Однако идеальный фильтр физически нереализуем.

Передаточные функции активных фильтров представляют собой в общем случае отношение двух операторных полиномов. Аппроксимация характеристик активных фильтров сводится к выбору таких коэффициентов этих полиномов, ко-

которые обеспечивают наилучшее в том или ином смысле приближение к желаемым амплитудно-частотной (АЧХ) или фазо-частотной (ФЧХ) характеристикам фильтра.

Наиболее широко применяются следующие типы активных фильтров, отличие которых друг от друга обусловлено различным подходом к нахождению наилучшей аппроксимации: фильтры Баттерворта, Чебышева, инверсный Чебышева, Кауэра (эллиптический), Бесселя.

Фильтр Баттерворта имеет АЧХ, квадрат которой определяется простым соотношением

$$|G(\bar{f})|^2 = \frac{1}{\bar{f}^{2n} + 1}, (7.1)$$

где $\bar{f} = \frac{f}{f_c}$ относительная частота;

f_c - частота среза;

n - порядок фильтра.

Все производные функции (7.1) по частоте \bar{f} от первой до $(2n-1)$ -й включительно в точке $\bar{f} = 0$ равны нулю. Поэтому фильтр Баттерворта называют фильтром с максимально плоской (или максимально гладкой) АЧХ.

Фильтр Чебышева имеет АЧХ, которая в полосе пропускания характеризуется пульсациями одинаковой амплитуды, поэтому его часто называют фильтром равноволновых пульсаций. За пределами полосы пропускания АЧХ этого фильтра монотонно уменьшается, причем крутизна спада АЧХ в этой области у фильтра Чебышева больше, чем у фильтра Баттерворта такого же порядка.

На рис.7.8. приведена схема одного из простейших активных RC-фильтров низких частот первого порядка. Считая, что у ОУ бесконечно большое входное сопротивление и равное нулю выходное сопротивление (режим холостого хода), составим передаточную функцию по напряжению.

Для ОУ по определению

$$\dot{U}_{вых} = k_{\phi} (\dot{\phi}_+ - \dot{\phi}_-), (7.2)$$

где k_{ϕ} - внутренний коэффициент усиления ОУ (без учета обратной связи через сопротивление R_{OC}).

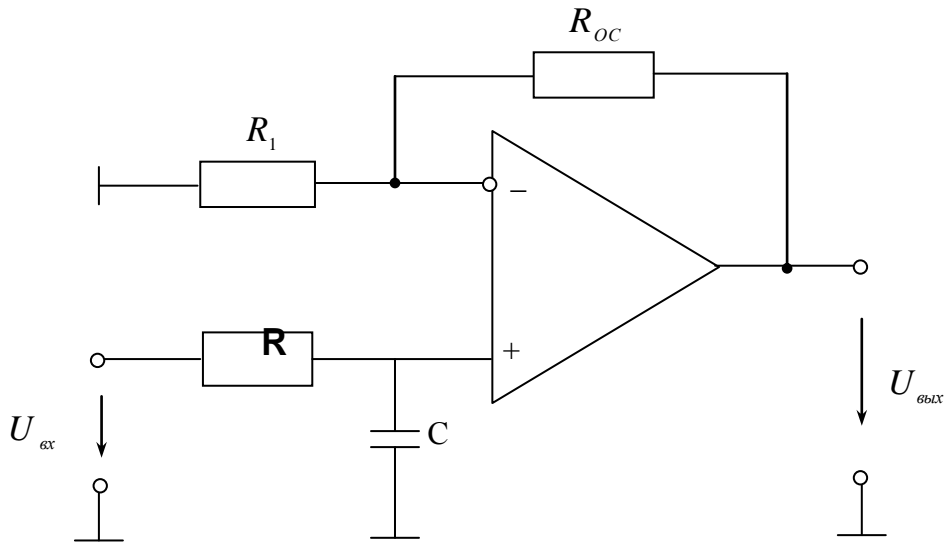


Рис. 7.8. Фильтр низких частот первого порядка

Так как входной ток ОУ равен 0, то ток в сопротивлениях R_1 и R_{OC} одинаков и из уравнения по внешнему контуру

$$R_{OC} \dot{I} + R_1 \dot{I} - \dot{U}_{вых} = 0$$

с учетом $\dot{\phi}_- = R_1 \dot{I}$ получаем $\dot{\phi}_- = \beta \dot{U}_{вых}$, где $\beta = R_1 / (R_1 + R_{OC})$.

Для входной (интегрирующей) RC -цепи

$$R \dot{I}_1 + \frac{1}{j\omega C} \dot{I}_1 - \dot{U}_{вх} = 0$$

и с учетом равенства $\dot{\phi}_+ = \frac{1}{j\omega C} \dot{I}_1$ получаем $\dot{\phi}_+ = \frac{\dot{U}_{вх}}{(1 + j\omega RC)}$.

После подстановки $\dot{\phi}_+$ и $\dot{\phi}_-$ в (7.2.) находим, что

$$\dot{U}_{вых} = \frac{k_{\epsilon}}{1 + j\omega RC} \dot{U}_{вх} - \beta k_{\epsilon} \dot{U}_{вых}$$

и

$$K(j\omega) = \frac{k_{\epsilon} / (1 + \beta k_{\epsilon})}{1 + j\omega RC} = \frac{K_0}{1 + j\omega \tau}, \quad (7.3)$$

где $\tau = RC$ – постоянная времени интегрирующей цепи.

Амплитудно-частотная характеристика равна модулю передаточной функции

$$A(\omega) = |K(j\omega)|.$$

Если считать граничной частотой $\omega_c = \frac{1}{RC}$ и находить амплитудно-частотную характеристику как зависимость от относительной частоты ω_* , получим, что

$$A(\omega_*) = \frac{K_0}{\sqrt{1 + \omega_*^2}}. \quad (7.4)$$

Такой фильтр называется фильтром Баттерворта первого порядка.

Рассмотрим без подробного вывода несколько более сложных активных фильтров.

Фильтр низких частот.

Считая $p = s + j\omega$, при $s = 0$ получим

$$K(p) = \frac{R_3 + R_4}{R_3} * \frac{1 + R_2(C_1 + C_2)p}{1 + R_2(C_1 + C_2)p + R_1C_1p(1 - \frac{R_3 + R_4}{R_3}) + R_1R_2C_1C_2p^2}. \quad (7.5)$$

Фильтр высоких частот

Все структуры фильтров высоких частот могут быть получены из структур фильтров низких частот путем простой перестановки сопротивлений и емкостей.

$$K(p) = K_V \frac{R_1R_2C_1C_2p^2}{1 + R_1(C_1 + C_2)p + R_2C_2p(1 - K_V) + R_1R_2C_1C_2p^2}. \quad (7.6.)$$

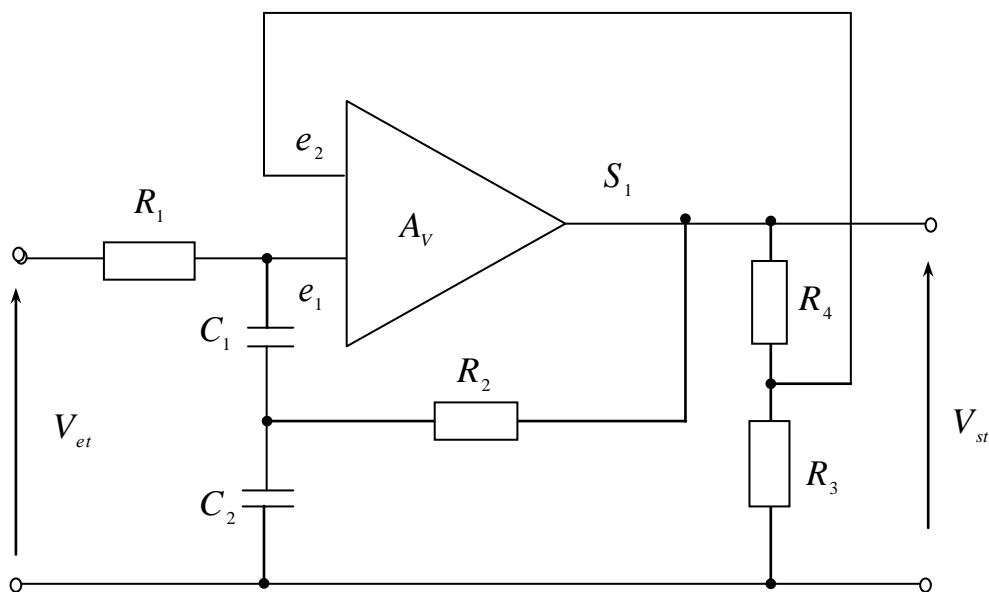


Рис.7.9. Фильтр низких частот

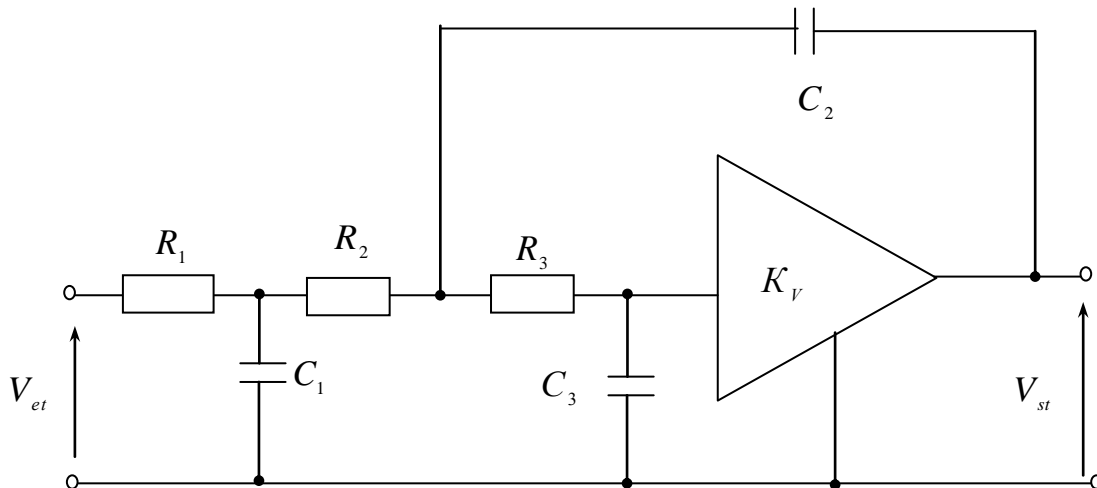


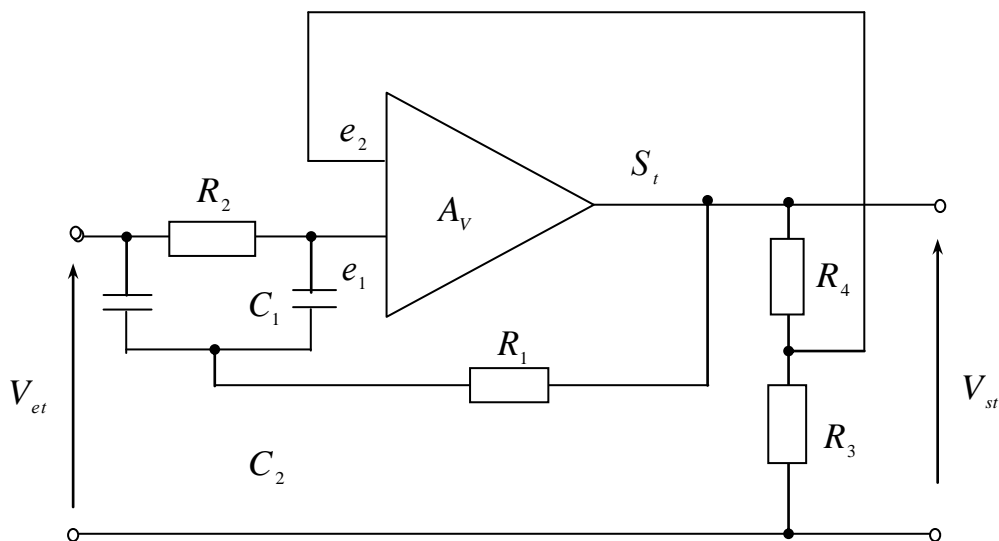
Рис.7.10. Фильтр высоких частот

Полосовой фильтр

Для реализации полосового фильтра, у которого отношение ширины полосы пропускания к центральной частоте достаточно велико, можно использовать каскадное включение фильтра нижних и фильтра верхних частот. При этом, если желательно иметь одинаковое ослабление на 1 Гц на низких и высоких частотах, то порядок фильтра верхних частот должен быть более высоким, чем порядок фильтра нижних частот. В общем случае для полосовых фильтров применяются структуры второго порядка в каскадном включении.

Т-образный мост (рис.7.11.) позволяет получить в зависимости от величины $K_V = (R_3 + R_4) / R_3$ полосовой или заграждающий фильтры. Передаточная функция

$$K(p) = K_V \frac{1 + 2R_1Cp + R_1R_2C^2p^2}{1 + 2R_1Cp + R_2Cp(1 - K_V) + R_1R_2C^2p^2}. \quad (7.7)$$



7.3.3. Цифровая фильтрация

Цифровые фильтры, как и аналоговые, предназначены для преобразования сигналов из одной формы в другую, более благоприятную с точки зрения передачи полезного сигнала.

По техническим причинам вместо сигнала $u(t)$ обычно регистрируются равномерно распределенные отсчеты u_n функции $u(t)$. Отсчеты регистрируются с бесконечной точностью, а округляются или урезаются до сравнительно небольшого количества цифр. Эта процедура называется *квантованием* отсчетов. Именно квантованные отсчеты подвергаются дальнейшей обработке. Цель обработки – связь функции u_n с наблюдаемыми отсчетами и понимание цифровых фильтров как главного инструмента обработки информации.

Необходимо подчеркнуть, что отсчеты предполагаются равномерно распределенными. В замерах u_n содержатся ошибки или помехи. В большинстве случаев это предположение приблизительно выполняется.

Предположим, что последовательность чисел $\{u_n\}$ является именно таким множеством равномерно распределенных измерений некоторой величины $u(t)$, причем n - целое, а t - непрерывная переменная. Как правило, через t обозначается время, но это не обязательно. Используем запись вида $u_n = u(n)$.

Практические возможности цифровых фильтров в настоящее время значительно превосходят круг задач, которые возникают в электротехнике. Поэтому необходимо пересмотреть и снять те из ограничений, которые были естественными в электротехнике того времени, когда цифровые фильтры возникали из классических электрических аналоговых фильтров. Обратим внимание на следующее обстоятельство. Иногда мы даем определения, отличные от встречающихся в трудах по электротехнике. Это неизбежно, так как мы располагаем более широкой областью применения цифровых фильтров, включающей численный анализ, математическую статистику и др.

Изучение фильтров базируется на: 1) рядах Фурье, дискретных и непрерывных; 2) использовании интеграла Фурье.

Дискретные преобразования Фурье

Пусть $x(nT)$ — периодическая последовательность с периодом NT (период $-N$ отсчетов), т. е. $x(nT) = x\{nT + mNT\}$, m - целое. Дискретным преобразованием Фурье (ДПФ) называют пару взаимно-однозначных преобразований:

$$X(k) = X(k\Omega) = \sum_{n=0}^{N-1} x(nT) \cdot e^{-jkn\Omega T}, \quad k = 0, 1 \dots N-1; \quad (7.8)$$

$$x(n) = x(nT) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X(k\Omega) \cdot e^{-jkn\Omega T}, \quad n = 0, 1 \dots N-1, \quad (7.9)$$

где $\Omega = 2\pi/(NT)$ — основная частота преобразования, причем (7.8) называют *прямым ДПФ*, а (7.9) — *обратным ДПФ*. Вводя обозначение для так называемого *поворачивающего множителя*

$$e^{-j\Omega T} = e^{-j2\pi/N} = W_N,$$

записывают ДПФ и ОДПФ в форме

$$X(k) = \sum_{n=0}^{N-1} x(n) \cdot W_N^{kn}, \quad k = 0, 1 \dots N-1;$$

$$x(n) = \frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} X(k) \cdot W_N^{-kn}, \quad n = 0, 1 \dots N-1$$

Дискретное преобразование Фурье $X(k)$, как и сама последовательность $x(n)$, является *периодической* функцией по аргументу k с периодом N , так как $W_N^{kn} = W_N^{(k+mN)n}$, где m - целое. Дискретное преобразование Фурье может быть использовано и для представления последовательности $x(nT)$ *конечной* длины N , определенной при $n=0, 1, 2, \dots, N-1$ и равной нулю вне интервала $[0, N-1]$.

Прямое Z-преобразование

В задачах анализа и синтеза линейных дискретных систем широко применяются методы Z-преобразования. Одностороннее Z-преобразование последовательности $x(nT)$, $n=0, 1, 2, \dots$, определяется рядом

$$X(z) = Z\{x(nT)\} = \sum_{n=0}^{\infty} x(nT) z^{-n}, \quad (7.10)$$

где $z = r \cdot e^{j\varphi}$ - комплексная переменная. Множество значений z , где ряд (7.10) сходится, называется областью сходимости; для равномерной сходимости ряда достаточно, чтобы $\sum_{n=0}^{\infty} |x(nT) \cdot z^{-n}| = \sum_{n=0}^{\infty} |x(nT)| \cdot r^{-n} < \infty$. Область сходимости определяется кругом радиуса R в Z-плоскости, вне которого ряд (7.10) сходится.

Свойства Z-преобразования

Ниже приводится ряд важных и широко используемых свойств и теорем Z-преобразования, непосредственно вытекающих из определения (7.10) или легко доказываемых.

Линейность. Если последовательности $x_1(nT)$ и $x_2(nT)$ имеют соответственно Z-преобразования $X_1(z)$ и $X_2(z)$, a_1, a_2 - постоянные, не зависящие от n коэффициенты, то $y(nT) = a_1 x_1(nT) + a_2 x_2(nT)$ имеет изображение (Z-преобразование) $Y(z) = a_1 X_1(z) + a_2 X_2(z)$.

Сдвиг последовательности. Если $Z\{x(nT)\} = X(z)$ и $x(nT) = 0$ при $n < 0$, то $y(nT) = x(nT - mT)$ имеет Z-преобразование $Y(z) = Z\{x(nT - mT)\} = z^{-m} X(z)$.

Свертка последовательностей. Пусть $X_1(z) = Z\{x_1(nT)\}$, $X_2(z) = Z\{x_2(nT)\}$. Свертка последовательностей $x_1(nT)$ и $x_2(nT)$

$$y(nT) = \sum_{m=0}^n x_1(mT) x_2(nT - mT) = \sum_{m=0}^n x_1(nT - mT) x_2(mT)$$

имеет Z-преобразование $Y(z)$, равное произведению $X_1(z)$ и $X_2(z)$:

$$Y(z) = X_1(z) X_2(z).$$

Перемножение последовательностей. Если $X_1(z) = Z\{x_1(nT)\}$ и $X_2(z) = Z\{x_2(nT)\}$, то последовательность $y(nT) = x_1(nT) x_2(nT)$ имеет Z-преобразование

$$Y(z) = \frac{1}{2\pi j} \oint_c X_1(v) X_2\left(\frac{z}{v}\right) \frac{dv}{v},$$

где контур c лежит внутри пересекающихся областей сходимости $X_1(v)$ и $X_2(z/v)$.

Обратное Z-преобразование

Обратное Z-преобразование ставит в соответствие функции комплексной переменной $X(z)$ решетчатую функцию (последовательность) $x(nT) = Z^{-1}\{X(z)\}$, определяемую по формуле:

$$x(nT) = \frac{1}{2\pi j} \oint_c X(z) z^{n-1} dz,$$

где c - контур, расположенный в области сходимости $X(z)z^{n-1}$ и охватывающий начало координат в Z-плоскости.

Связь между Z-преобразованием и Фурье-преобразованием дискретных сигналов

Из сравнения Z-преобразования и Фурье-преобразования дискретных сигналов $x(nT)$, $n=0, 1, 2, \dots$, видно, что при условии сходимости соответствующих рядов спектр дискретного сигнала может быть получен путем подстановки $z = e$

$j\omega T$ в Z -образ этого сигнала. Уравнению $z = e^{j\omega T}$ соответствуют точки, расположенные на окружности радиусом $r = 1$ (единичная окружность) в комплексной z -плоскости (рис. 7.12). Поэтому можно сказать, что спектр сигнала - это Z -образ, рассматриваемый на единичной окружности в z -плоскости, т.е.

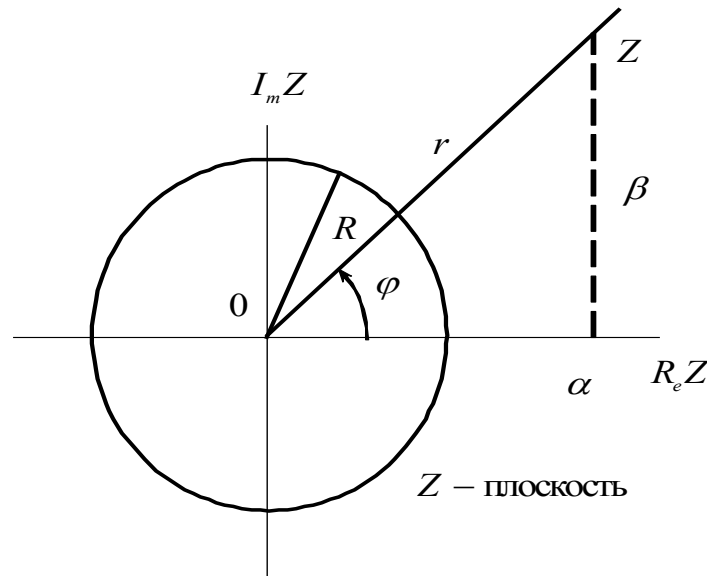
$$X(e^{j\omega T}) = X(z)|_{z=e^{j\omega T}}$$


Рис.7.12. Z -плоскость

Передаточной функцией линейной дискретной системы фильтра $H(z)$ называют отношение

$$H(z) = Y(z)/X(z),$$

где $X(z)$ — Z -изображение входной последовательности $x(nT)$ системы, а $Y(z)$ — Z -изображение выходной последовательности $y(nT)$ системы при нулевых начальных условиях.

Цифровой фильтр

Цифровой фильтр представляет собой линейную комбинацию входных $x(t)$ и выходных $y(t)$ сигналов. Линейный дискретный фильтр описывается уравнением

$$\sum_{m=0}^{M-1} a_m y(nT - mT) = \sum_{k=0}^{N-1} b_k x(nT - kT), \quad (7.11)$$

где N, M — постоянные вещественные числа;

$$n = 0, 1, 2 \dots a_m;$$

b_k – вещественные и комплексные коэффициенты, не зависящие от входного и выходного сигналов.

Полагая $a_0 = 1$, из (7.11) получаем

$$y(nT) = -\sum_{m=1}^{M-1} a_m y(nT - mT) + \sum_{k=0}^{N-1} b_k x(nT - kT) \quad (7.12)$$

Если хотя бы один коэффициент зависит от переменной n , то (7.12) описывает «параметрический» фильтр, т.е. фильтр с переменными параметрами. В устройствах РЗА используют, как правило, фильтры с постоянными коэффициентами (a_m , b_k не зависят от n). Фильтры, описываемые (7.12), называют рекурсивными, т.е. выходная последовательность зависит от входной и выходной последовательностей. В частном случае $a_m = 0$, $m = 1, 2 \dots$ из (7.12) получаем

$$y(nT) = \sum_{k=0}^{N-1} b_k x(nT - kT) \quad (7.13)$$

т. е. значение выходной последовательности в любой момент времени определяется лишь значениями входной последовательности. Фильтры, рассчитанные по (7.13.) называются *нерекурсивными*.

Реальным ЦФ свойственны нелинейные эффекты квантования по уровню и округления результатов. На этапе аппроксимации фильтры принимаются дискретными линейными устройствами и характеризуются передаточной функцией

$$H(j\omega) = \frac{A_0 + A_1 e^{-j\omega T} + A_2 e^{-j\omega 2T} + A_3 e^{-j\omega 3T} + \dots + A_N e^{-j\omega NT}}{B_0 + B_1 e^{-j\omega T} + B_2 e^{-j\omega 2T} + B_3 e^{-j\omega 3T} + \dots + B_N e^{-j\omega NT}} \quad (7.14)$$

Выполнив преобразование $Z = e^{j\omega T}$, получим

$$H(z) = \frac{A_0 + A_1 z^{-1} + A_2 z^{-2} + A_3 z^{-3} + \dots + A_N z^{-N}}{B_0 + B_1 z^{-1} + B_2 z^{-2} + B_3 z^{-3} + \dots + B_N z^{-N}} \quad (7.15)$$

Для ЦФ коэффициент передачи представляет собой отношения Z -преобразования $y(z)$ дискретного сигнала $y(kT)$ на выходе ЦФ к Z -преобразованию $x(z)$ дискретного сигнала $x(kT)$ на входе, где k – номер выборки, T – интервал дискретизации входного сигнала.

Модуль выражения (7.14) является АЧХ для ЦФ, основная особенность которой, заключается в ее периодичности, обусловленной периодичностью функции $e^{j\omega T}$.

Простейший вид фильтров - нерекурсивные фильтры, определяемые формулой:

$$y_n = \sum_{k=-\infty}^{\infty} c_k u_{n-k}, \quad (7.16)$$

где C_k - постоянные фильтра;

U_{n-k} - входные данные;

y_n - выходные сигналы.

На рис. 7.13 поясняется техника вычислений нерекурсивного фильтра по формуле (7.16). Представьте себе две полоски бумаги. На одной полоске находятся значения данных u_{n-k} , записанные одно под другим. На второй полоске находятся коэффициенты фильтра c_k , записанные в *обратном порядке*, т. е. снизу вверх. Значение с нулевым индексом находится напротив значения с индексом n . Результат является суммой произведений вида $C_k U_{n-k}$. Вычислив одно значение, передвинем одну из полосок, например, полоску с коэффициентами, на клеточку вниз и вычислим новый набор произведений, сумма которых даст новое значение на выходе фильтра y_{n+1} . Каждое выходное значение - это результат сложения всех произведений, образующихся после надлежащего смещения двух членов с нулевыми индексами. В ЭВМ именно данные передвигаются относительно совокупности коэффициентов $\{c_k\}$.

Описанный процесс является основным и называется *сверткой* наблюдаемой последовательности с коэффициентами. Неважно, какая из полосок будет записана в обратном порядке, результат окажется тем же самым. Следовательно, свертка u_n с коэффициентами c_k равнозначна свертке коэффициентов c_n с последовательностью данных.

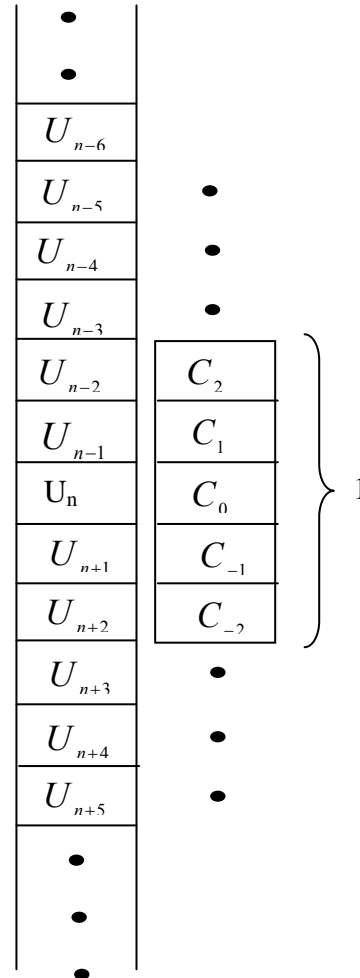


Рис. 7.13.
Нерекурсивный цифровой фильтр;
1 - сумма произведений

На практике число произведений, с которыми приходится иметь дело, должно быть конечным. Обычно предполагается, что длина ряда ненулевых коэффициентов c_k короче длины ряда данных y_n . Иногда полезно считать коэффициенты c_k частью бесконечного ряда, содержащего множество нулевых коэффициентов. Обычно же более предпочтительно считать множество $\{c_k\}$ конечным и не принимать в расчет нулевые члены, находящиеся за его пределами. Тогда уравнение (7.16) примет вид

$$y_n = \sum_{k=-N}^N c_k u_{n-k} . \quad (7.17)$$

Итак, вторая полоска на рис. 1.2, состоящая из коэффициентов C_k , короче первой, состоящей из данных наблюдений u_n .

Часто встречаются различные варианты этой формулы, которые должны быть знакомы большинству читателей. Подобных формул настолько много, что их простой перечень составил бы целую книгу. В случае пяти ненулевых коэффициентов C_k с одинаковыми значениями имеем 5-точечную сглаживающую формулу

$$y_n = \frac{1}{5}(u_{n-2} + u_{n-1} + u_n + u_{n+1} + u_{n+2}) .$$

Нерекурсивные фильтры встречаются во многих областях и в результате получили различные названия, например, фильтр с конечной импульсной реакцией, поперечный фильтр, фильтр с ответвленной линией задержки, фильтр скользящих средних.

Будем пользоваться названием нерекурсивные фильтры, так как оно самое простое для понимания и противопоставляется названию рекурсивный фильтр, которое мы вскоре введем.

Если для вычисления выходных значений y_n используются не только значения исходных данных, но и выходные значения, то получаем формулу вида

$$y_n = \sum_{-\infty}^{\infty} c_k u_{n-k} + \sum_{-\infty}^{\infty} d_k y_{n-k} , \quad (7.18)$$

где c_k и d_k - константы.

В этом случае принято ограничивать диапазон ненулевых коэффициентов текущими и прошлыми значениями исходных данных u_n и только прошлыми выходными значениями y_n . Кроме того, число практически вычисляемых коэффициентов должно быть конечным. Поэтому формула обычно имеет вид

$$y_n = \sum_0^N c_k u_{n-k} + \sum_1^M d_k y_{n-k} . \quad (7.19)$$

Некоторые из коэффициентов в этой формуле могут равняться нулю. Такие фильтры называются *рекурсивными* (рис. 7.12). К ним относятся: фильтр с бесконечной импульсной реакцией; лестничный фильтр; решетчатый фильтр; волновой цифровой фильтр; авторегрессивный фильтр скользящих средних; авторегрессивный фильтр интеграла скользящих средних.

Очевидно, что рекурсивный фильтр может запоминать все прошлые данные, так как значение y_{n-1} в правой части уравнения участвует в вычислении нового значения y_n и, следовательно, в вычислении значений y_{n+1} , y_{n+2} и т. д. Таким путем начальное условие интегрирования хранится в течение всего процесса вычисления интеграла.

Нами не рассмотрены рекурсивные фильтры, использующие будущие значения, т. е. значения, которые наступят позже вычисляемого значения. Если бы мы захотели использовать будущие значения, существующие позже текущего y_n , пришлось бы решать систему линейных алгебраических уравнений, а это связано с большим объемом вычислений. Иногда затрачиваемые усилия оправданы, но чаще мы располагаем только вычисленными в прошлом значениями и текущим значением данных. Такие фильтры называются *причинными*, так как если время - независимая переменная, то они реагируют только на прошлые события (причины) и не реагируют на будущие.

Однако следует заметить, что все чаще сведения, касающиеся какого-либо эксперимента, записываются на магнитную ленту или другое средство хранения до начала их обработки.

В подобных ситуациях ограничиваться причинными фильтрами неразумно. Будущие значения налицо. Конечно, существует много ситуаций, когда поступающие данные должны сразу же преобразовываться и использоваться, и в таких случаях естественно ограничиваться причинными фильтрами.

Необходимо еще раз сказать, что коэффициенты фильтра c_k и d_k предполагаются постоянными в течение большей части времени. Такие фильтры называются *фильтрами, инвариантными во времени*. Они наиболее широко применимы на практике. Иногда оказываются полезными переменные во времени фильтры, далее мы кратко коснемся их.

Наконец, нужно ясно понимать, что все вычисления должны проводиться с числами конечной длины. Процесс квантования влияет не только на входные числа, он может повлиять на все внутренние (по отношению к фильтру) арифметические действия. Следовательно, в окончательных выходных числах y_n содержатся ошибки округления. Обычно удобно считать, что арифметические операции выполняются с бесконечной точностью, и направлять усилия на совершенствование входных данных u_n . Более того, тонкости организации арифметических операций могут снизить точность выходных чисел.

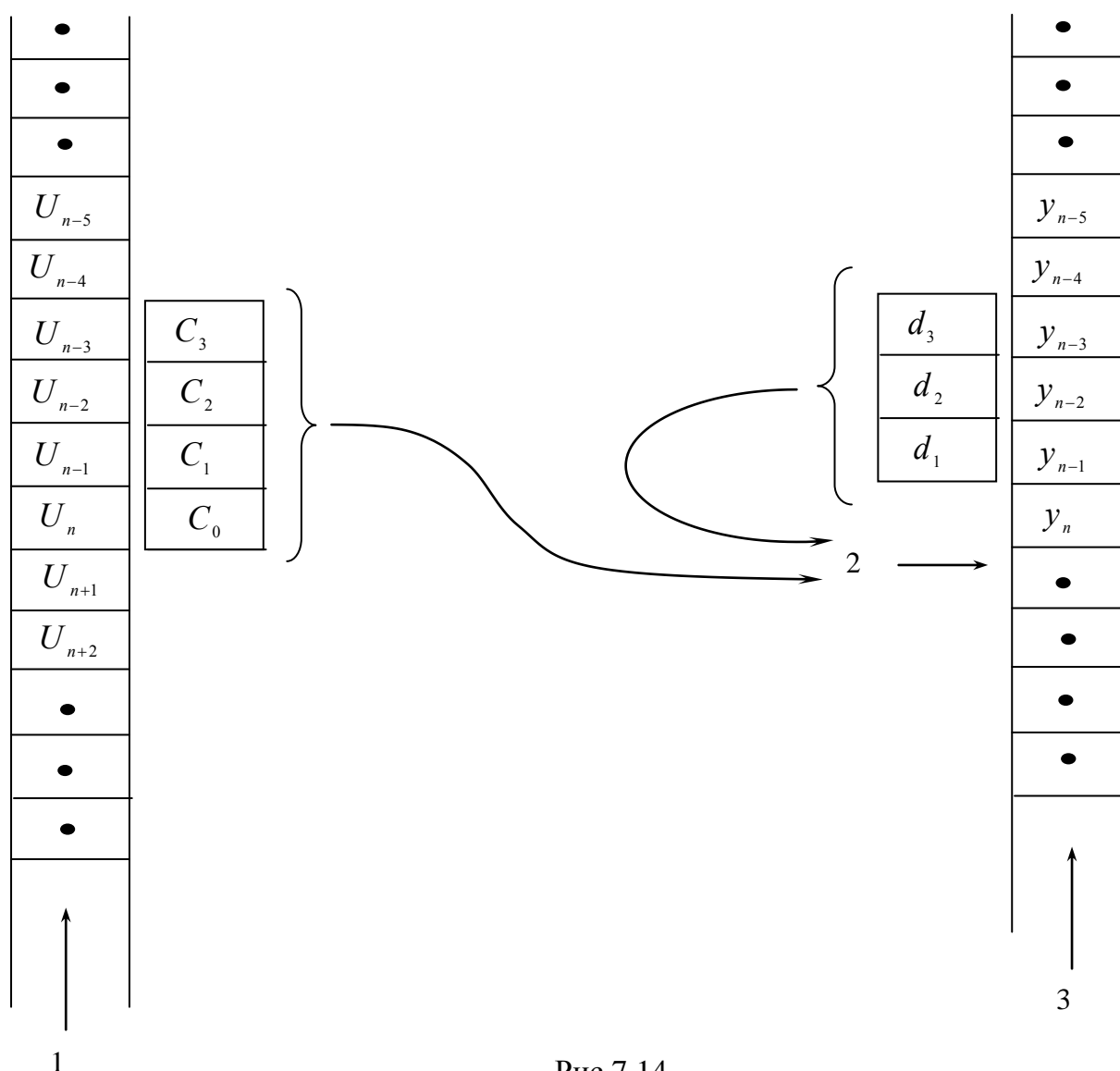


Рис 7.14.
Рекурсивный цифровой фильтр:
1 – вход; 2 – суммирование; 3 – выход

Передаточная характеристика рекурсивного фильтра равна

$$H(z) = \frac{y(z)}{X(z)} = \frac{\sum_{k=0}^{N-1} b_k z^{-k}}{1 + \sum_{m=0}^{M-1} a_m z^{-m}}. \quad (7.20)$$

Передаточная характеристика нерекурсивного фильтра имеет вид

$$H(z) = \sum_{k=0}^{N-1} b_k z^{-k}. \quad (7.21)$$

В соответствии с выражениями (7.20) и (7.21) может быть составлена структурная схема фильтра. Структурная схема может содержать элементы логики: сложение сигналов, умножение сигналов, задержка сигналов.

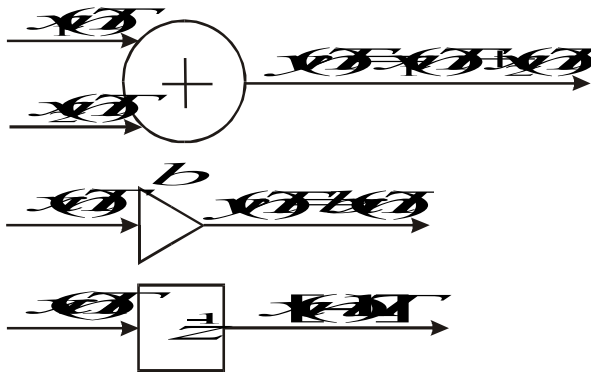


Рис.7.15. Элементы логики

В структурной схеме фильтра указывают, в какой последовательности и какие операции в нем производятся. На рис. 7.16 приведена структурная схема нерекурсивного фильтра.

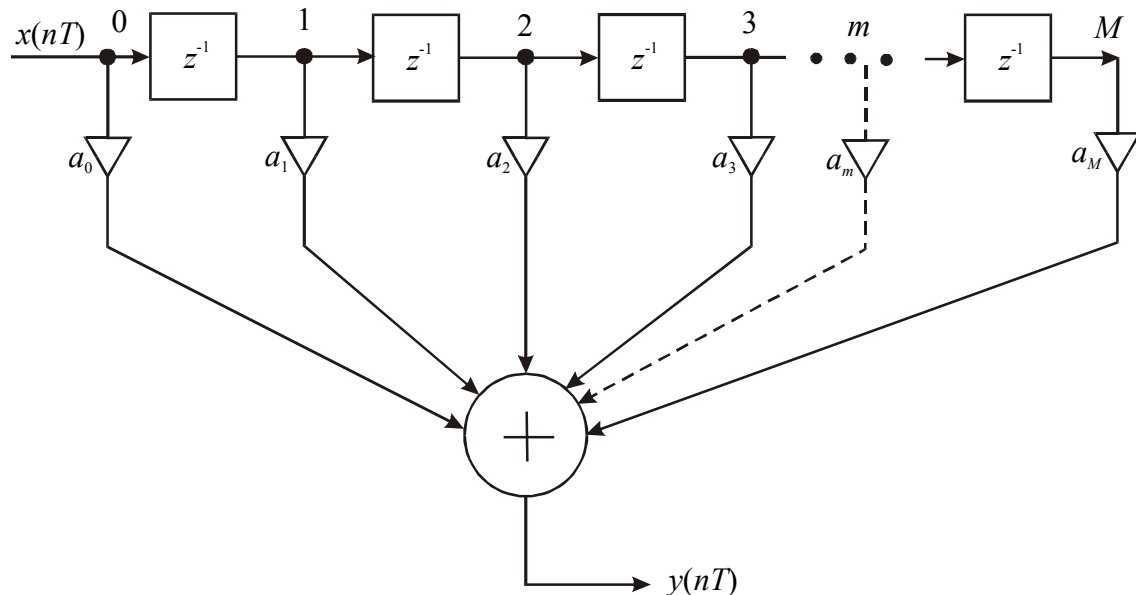


Рис. 7.16. Структурная схема нерекурсивного фильтра

Важнейшей временной характеристикой ЦФ является его импульсная характеристика, под которой понимают реакцию системы $h(nT)$ на единичный импульс $\delta(nT)$ при нулевых начальных условиях. Единичный импульс $\delta(nT)$ является одной из последовательностей, играющих важную роль в теории цифровой обработки сигналов. Он определяется как последовательность со значением:

$$\delta(nT) = \begin{cases} 0, & nT \neq 0 \\ 1, & nT = 0 \end{cases}$$

Единичный импульс, сдвинутый во времени на mT , т. е. на m циклов дискретизации описывается соотношениями

$$\delta(nT - mT) = \begin{cases} 0, & nT \neq mT \\ 1, & nT = mT \end{cases}.$$

Импульсной характеристикой цифровой системы $h(nT)$ является выходная последовательность $y(nT)$, возникающая при входной последовательности в виде единичного импульса $\delta(nT)$. Цифровые фильтры принадлежат к классу линейных инвариантных к сдвигу цифровых систем, для которых справедлив принцип суперпозиции. Инвариантность систем к сдвигу характеризуется следующим свойством: если $y(nT)$ – реакция на $x(nT)$, то $y(nT - mT)$ – реакция на $x(nT - mT)$. Для указанных систем связь между входной и выходной последовательностями определяется формулами свертки

$$y(nT) = \sum_{m=-\infty}^{\infty} x(mT) \cdot h(nT - mT)$$

или

$$y(nT) = \sum_{m=-\infty}^{\infty} h(mT) \cdot x(nT - mT).$$

7.4. Аналогово-цифровые преобразователи

Практически все реально существующие физические явления и процессы описываются аналоговыми сигналами, непрерывно изменяющимися по величине во времени. Дискретный (цифровой) сигнал, в отличие от аналогового, имеет постоянное по величине значение для определенного промежутка времени.

Аналого-цифровые преобразователи (АЦП) осуществляют преобразование аналоговой величины в цифровой код. В связи с тем, что АЦП имеют ограниченный допустимый диапазон изменения напряжения, необходимо дополнительное

преобразование измеряемых аналоговых величин с помощью промежуточных преобразователей тока (ППТ) и промежуточных преобразователей напряжения (ППН).

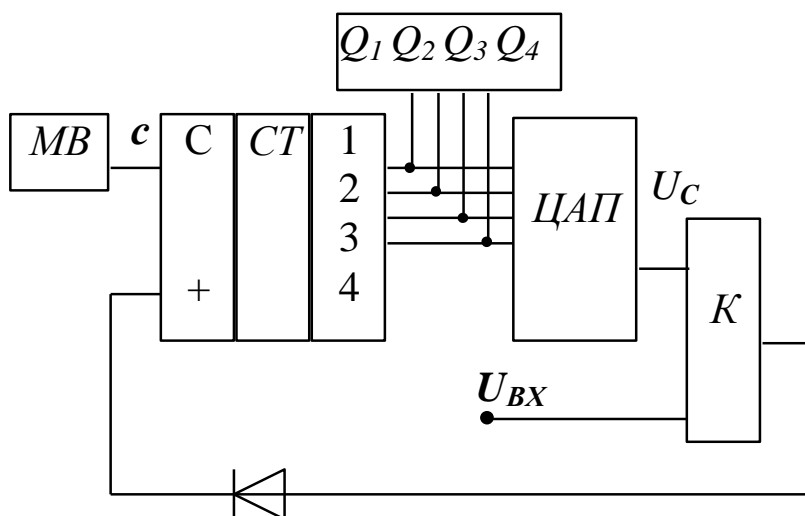


Рис.7.17. Структурная схема АЦП.

АЦП преобразует аналоговую величину, обычно напряжение u_{BX} , в цифровой двоичный код. Рассмотрим в упрощенном виде наиболее распространенный способ построения АЦП. Структурная схема представлена на рис.7.17. АЦП состоит из мультивибратора (MB), генерирующего тактовые импульсы C , реверсивного счетчика (Q_i), подсчитывающего тактовые импульсы, цифро-аналогового преобразователя (ЦАП) и компаратора K .

На первый вход компаратора подан входной аналоговый сигнал — напряжение u_{BX} (см. рис.7.17). В момент t_1 схема включена в работу, исходное состояние счетчика $Q_1 = Q_2 = Q_3 = Q_4 = 0$. На выходе ЦАП $u_c = 0$ — аналоговый эквивалент кода, записанного в счетчике, т.е. нулевой сигнал. При $u_{BX} - u_c > 0$ сигнал компаратора положительный, т.е. равный логической единице, этот сигнал подается на вход «+» счетчика, который работает на сложение. С каждым импульсом C при наличии на входе «+» логической единицы код счетчика начинает увеличиваться, пока сигнал ЦАП u_c не превысит u_{BX} , после чего компаратор переключится, на вход «+» счетчика будет подаваться логический ноль, и счетчик перейдет в режим работы на вычитание. Очередной импульс C при наличии на входе «+» логического нуля уменьшает код счетчика, уменьшается сигнал u_c , компаратор снова переключится и так далее. При этом значение напряжения на

выходе ЦАП колеблется около значения u_{BX} . Напряжение u_C на выходе ЦАП однозначно связано с двоичным кодом счетчика Q_i , в идеальном случае соответствует u_{BX} . Выходной сигнал АЦП снимается с разрядов реверсивного счетчика.

Каждый разряд двоичного кода имеет определенный “вес”; вес $i - 20$ разряда вдвое больше, чем вес $(i - 1) - 20$. Работу ЦАП можно описать следующей формулой:

$$u_C = e(Q_1 \cdot 2^0 + Q_2 \cdot 2^1 + Q_3 \cdot 2^2 + Q_4 \cdot 2^3 + \dots + Q_i \cdot 2^i),$$

где e – опорное напряжение, соответствующее весу младшего разряда;

Q_i – значение $i - 20$ разряда двоичного кода (0 или 1). Максимальное значение i определяет разрядность АЦП, в данном случае приведен пример четырехразрядного АЦП. Например, числу 1001 в двоичной системе счисления соответствует выходное напряжение:

$$u_C = e(1 \cdot 1 + 0 \cdot 2 + 0 \cdot 4 + 1 \cdot 8) = 9e.$$

Одними из основных показателей АЦП являются шаг дискретизации (квантования сигнала) Δh_K по уровню и интервал дискретизации Δt_D по времени. Первый определяет точность представления в двоичном коде измеряемой величины, второй характеризует время обработки входного сигнала.

Процесс перехода от аналогового сигнала к дискретному называется дискретизацией или квантованием сигнала. Переход от непрерывного сигнала к дискретному всегда происходит с потерей некоторого количества информации. Рассмотрим влияние шага дискретизации и квантования на точность преобразования аналоговой величины – напряжения рис.7.15. Шаг квантования в данном случае равен величине опорного напряжения $\Delta h_K = e$.

На рис. 7.18 показан пример преобразования аналогового сигнала в цифровой код. На рис. 7.18 б преобразование производится четырехразрядным АЦП, на рис. 7.18 в - пятиразрядным АЦП, у которого шаг квантования уменьшен в два раза, а частота выборок увеличена в два раза по сравнению с четырехразрядным. В результате уменьшения в два раза шага дискретизации и интервала дискретизации преобразование аналогового сигнала на рис. 7.18 в увеличивается.

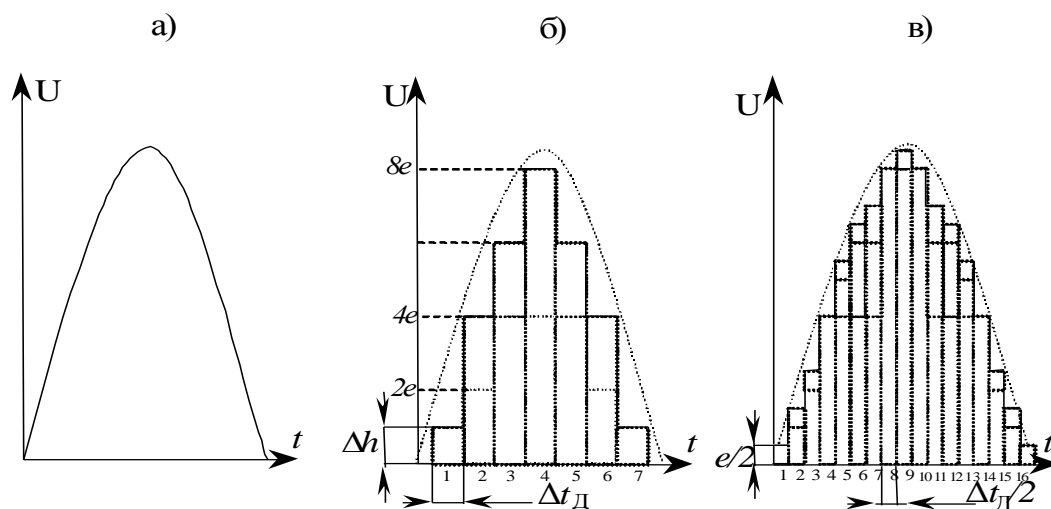


Рис 7.18. Пример преобразования аналогового сигнала:

а) - аналоговый сигнал, б) - преобразование сигнала четырех разрядным АЦП и интервалом дискретизации Δt_d , в) - преобразование сигнала пятиразрядным АЦП и интервалом дискретизации $\Delta t_d/2$

АЦП, преобразующие аналоговый сигнал в цифровой последовательно, начиная с младшего значащего разряда до цифрового кода на выходе, соответствующего уровню входного аналогового сигнала, относятся к АЦП последовательного приближения со счетчиком. На многоразрядный счетчик поступает тактовая частота от генератора, который запускается в момент выборки входного аналогового сигнала. Выход счетчика управляет схемой ЦАП, вырабатывающей ступенчато нарастающее напряжение. В момент, когда выходное напряжение схемы ЦАП будет равно входному напряжению, компаратор остановит счетчик, содержимое которого будет соответствовать входному аналоговому сигналу. Наибольшее время преобразования здесь $T_{пр} = q2^N$, где q – время элементарной ступени (интервал дискретизации), N – число разрядов.

Основные характеристики

Основными характеристиками АЦП являются: разрешающая способность, точность, быстродействие. Разрешающая способность e (шаг квантования) определяет точность представления в двоичном коде входной аналоговой величины, задавая длину разрядной сетки АЦП. Точность – абсолютная погрешность, нелинейность и дифференциальная нелинейность входного напряжения. Быстродейст-

вие (шаг дискретизации Δt_d) характеризует темп поступления информации в микропроцессор (МП), т.е. время преобразования – время, прошедшее от момента появления заданного изменения сигнала на входе до момента появления устойчивого сигнала на выходе.

При выборе шага дискретизации учитывают частотный спектр входной величины. При этом основополагающей является теорема Котельникова (теорема выборки), согласно которой шаг дискретизации не должен превышать значения $\Delta t_d = 1/(2f_{\max})$, где f_{\max} – значение максимальной частоты гармонической составляющей, учитываемой во входной величине. Составляющая с частотой выше f_{\max} будет воспринята как гармоническая составляющая с частотой ниже f_{\max} – имеет место эффект “маскировки” высшей частоты под низшую, т.е. составляющие с частотой $f_{\max} + \Delta f$ и с частотой $f_{\max} - \Delta f$ имеют в моменты $k\Delta t_d$ равные значения. Поэтому величины спектра с частотой $f = f_{\max}$ зеркально отражаются относительно точки f_{\max} , налагаются на истинный спектр, искажая его. Следовательно, при аналого-цифровом преобразовании должны быть исключены все гармоники с частотой, более высокой, чем частота дискретизации. В противном случае, при восстановлении сигнала появляется разностная составляющая низкой частоты, поэтому на входе АЦП всегда устанавливают аналоговый фильтр нижних частот.

Между шагом квантования (разрядностью) и точностью измерения аналоговой величины формируемого двоичного кода существует однозначная связь. Например, на рис. 7.18 б - четырехразрядное АЦП, на рис. 7.15 в - пятиразрядное АЦП, которое более точно повторяет форму входного сигнала. В энергетике из всех величин в наиболее широком диапазоне изменяется ток. В нормальном режиме работы электроустановки ток находится в пределах $(0 \div 1)I_{\text{НОМ}}$, а в аварийных достигает $(10 \div 30)I_{\text{НОМ}}$. В таблице 7.1 приведена абсолютная погрешность измерения разных значений тока 8, 10, 12-разрядными АЦП.

Таблица 7.1

Измеряемый ток, А	Погрешность АЦП		
	8-разрядное (256)	10-разрядное (1024)	12-разрядное (4096)

100	$\frac{100 - \left(\frac{100}{256}\right)^{256}}{100} 100\%$	$\frac{100 - \left(\frac{100}{1024}\right)^{1024}}{100} 100\%$	$\frac{100 - \left(\frac{100}{4096}\right)^{4096}}{100} 100\%$
5	$\frac{5 - \left(\frac{100}{256}\right)^{12}}{5} 100\% =$	$\frac{5 - \left(\frac{100}{1024}\right)^{51}}{5} 100\% =$	$\frac{5 - \left(\frac{100}{4096}\right)^{204}}{5} 100\% =$
1	$\frac{1 - \left(\frac{100}{256}\right)^2}{1} 100\% =$	$\frac{1 - \left(\frac{100}{1024}\right)^{10}}{1} 100\% = 2$	$\frac{1 - \left(\frac{100}{4096}\right)^{40}}{1} 100\% = 2$
0,5	$\frac{0,5 - \left(\frac{100}{256}\right)^1}{0,5} 100\%$	$\frac{0,5 - \left(\frac{100}{1024}\right)^5}{0,5} 100\% =$	$\frac{0,5 - \left(\frac{100}{4096}\right)^{20}}{0,5} 100\% =$

В устройствах РЗА применяют АЦП с частотой выборок от 600 до 2000 Гц, для обеспечения необходимой погрешности (2...5%) частота выборки должна быть 2000–4000 Гц.

Методы преобразования аналоговых сигналов

Существует несколько методов преобразования аналоговых сигналов: метод последовательного приближения, метод параллельного преобразования и метод двукратного интегрирования.

Первый метод обеспечивает удовлетворительное сочетание точности и быстродействия, второй - возможность достижения высокого быстродействия, третий – точность.

Метод последовательного приближения

Упрощенная структура АЦП последовательного приближения представлена рис.7.19.

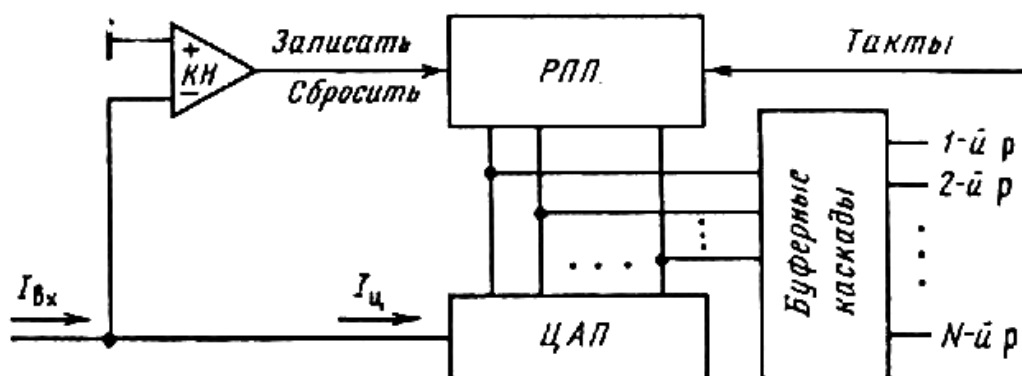


Рис. 7.19. Схема АЦП последовательно приближения

Получив команду на выполнение преобразования от генератора тактовых импульсов, регистратор последовательного приближения (РПП) устанавливает напряжение логической единицы в первом разряде ЦАП. Если при этом $I_{BX} > I_{Ц}$, то компаратор напряжения (КН) выдает в РПП команду оставить напряжение логической единицы в первом разряде ЦАП и подать пропорциональное напряжение на второй разряд ЦАП. Если после этого $I_{BX} > I_{Ц}$, то КН выдает в РПП команду оставить напряжение логической единицы во втором разряде ЦАП и подать напряжение логической единицы на третий разряд. Если же оказалось $I_{BX} < I_{Ц}$, то КН выдает в РПП команду установить во втором разряде логической ноль, а на третий разряд подать напряжение логической единицы. Затем описанный выше алгоритм работы блоков АЦП повторится, и так далее до N -го разряда ЦАП. Работа АЦП синхронизируется тактовым генератором. После N тактов сравнения I_{BX} с $I_{Ц}$ на входе ЦАП получается N -разрядный двоичный код, который является цифровым эквивалентом входного аналогового сигнала.

Метод параллельного преобразования

Упрощенная структура АЦП параллельного преобразования приведена на рис.7.20. Основными элементами N -разрядного АЦП являются $2^N - 1$ компараторы напряжения. На один из двух дифференциальных входов каждого компаратора подается индивидуальное опорное напряжение. Такое опорное напряжение для каждого компаратора формируется внутренним резисторным делителем. Разность между напряжениями двух ближайших компараторов равна $U_{оп}/2^N$. На другие входы компаратора подается входной сигнал. На выходах компараторов устанавливаются напряжения лог.0 и лог.1, соответствующие сигналам на входах в момент прихода фронта тактового импульса. Длительность импульса лежит в пределах $0,1 \dots 1$ нс.

После окончания импульса опроса с помощью триггера-защелки хранится мгновенное значение аналогового входного сигнала, представление на выходах компараторов в виде $(2^N - 1)$ -разрядного цифрового слова. Дешифратор представляет это слово в виде двоичного N -разрядного кода, а затем по команде дешифрированное слово записывается в выходной регистр. Поскольку каждая из $(2^N - 1)$ градаций входного сигнала кодируется отдельным компаратором, то вре-

мя преобразования в таком АЦП определяется временем переключения компаратора и задержкой дешифратора и, следовательно, сравнительно невелико. Однако высокое быстродействие достигается ценой значительных аппаратных затрат и большой потребляемой мощностью. Например, для 8-разрядного параллельного АЦП требуется 255 компараторов, а всего около $3 \cdot 10^4$ активных элементов. Потребляемая мощность около 3Вт.

В АЦП последовательного приближения и аналогичных им по быстродействию (следающих или использующих ступенчатое приращение напряжения) существенное влияние на точность работы оказывает постоянство входного аналогового сигнала за время его преобразования в цифровой код. Чем длительнее время преобразования, тем большее влияние на его точность могут оказать изменения напряжения питания, помехи и шумы. Источником их является, в первую очередь, устройство выборки и хранения информации (УВХ), практически всегда используемое на входе АЦП указанных типов. В режиме выборки УВХ выполняют функцию буферного повторителя, исключаяющего влияние выходного сопротивления источника аналогового сигнала. По команде цифрового сигнала УВХ переходит в режим хранения, и на выходе сохраняется значение входного напряжения, достигнутое в момент подачи команды. Изменение этого напряжения из-за нестабильности напряжения питания УВХ, помех, вызванных переключением цифровых схем в приборе, и из-за шумов в УВХ приводит к тому, что реальная точность преобразования выпускаемых серийно АЦП указанных типов не превышает 12 разрядов.

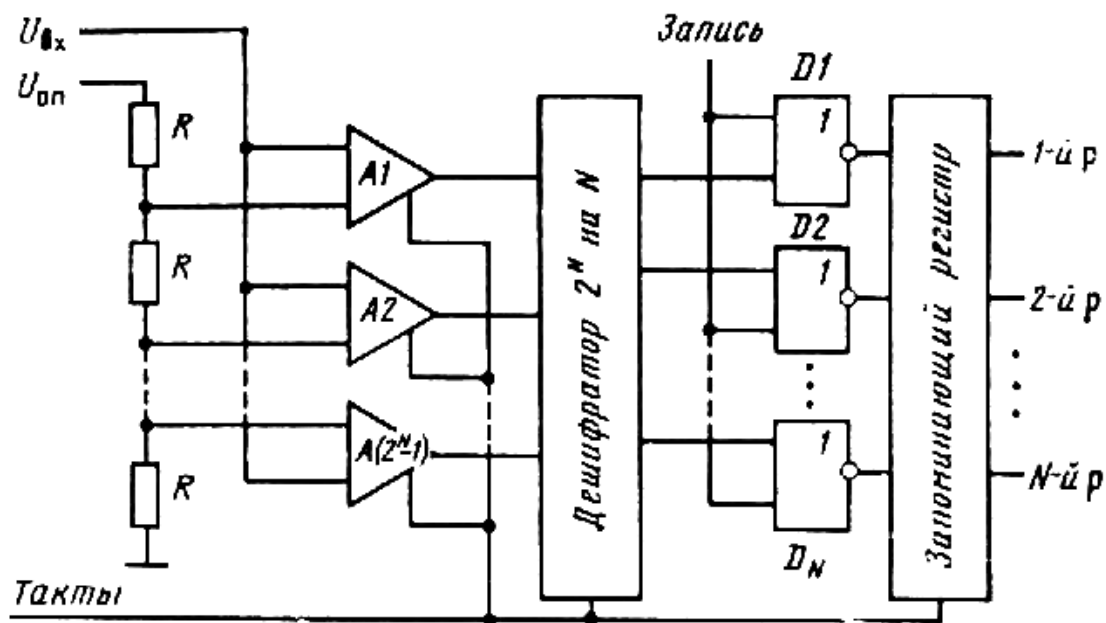


Рис. 7.20. Схема параллельного АЦП

Метод двукратного интегрирования

Существенно большую точность преобразования обеспечивают АЦП, у которых выходной цифровой код определяется интегральным или средним значением аналогового сигнала в течение некоторого интервала времени. Такие АЦП, содержащие на входе интегратор, обеспечивают высокую точность преобразования при обработке аналоговых сигналов в присутствии высокочастотных помех с частотой $f_{\text{ш}} > 1/T_{\text{ш}}$, где $T_{\text{ш}}$ – период интегрирования. Если значение $T_{\text{ш}}$ кратно периоду изменений переменной составляющей напряжения питания АЦП, то исключается влияние нестабильности питания на точность преобразования. Это объясняется тем, что значение интеграла от синусоидального сигнала равно нулю, если интегрирование осуществляется во временном интервале, кратном периоду изменения синусоиды.

Обеспечивая более высокую точность, чем рассмотренные выше АЦП, а также имея сравнительно простую структуру, интегрирующие АЦП оказались приемлемыми для изготовления в виде полупроводниковых БИС. Их главным недостатком является большое время преобразования (1...100 мс). В современных полупроводниковых АЦП этого типа используется обычно метод двухтактного интегрирования и его модификация с нелинейной обратной связью.

Упрощенная структура АЦП с двухтактным интегрированием представлена на рис.7.18. Преобразование осуществляется в два этапа. Сначала к входу инте-

гратора А1 подключается преобразуемое входное напряжение. Если в течение заданного времени интегрирования $T_{\text{и}}$ напряжения $U_{\text{вх}}$ его величина остается постоянной, то напряжение $U_{\text{и}}$ линейно уменьшается (при $U_{\text{вх}} > 0$) от нуля до некоторой величины. Для этого перед первым этапом преобразования интегратор сбрасывают, т.е. устанавливают на ноль его входное напряжение $U_{\text{и}}$.

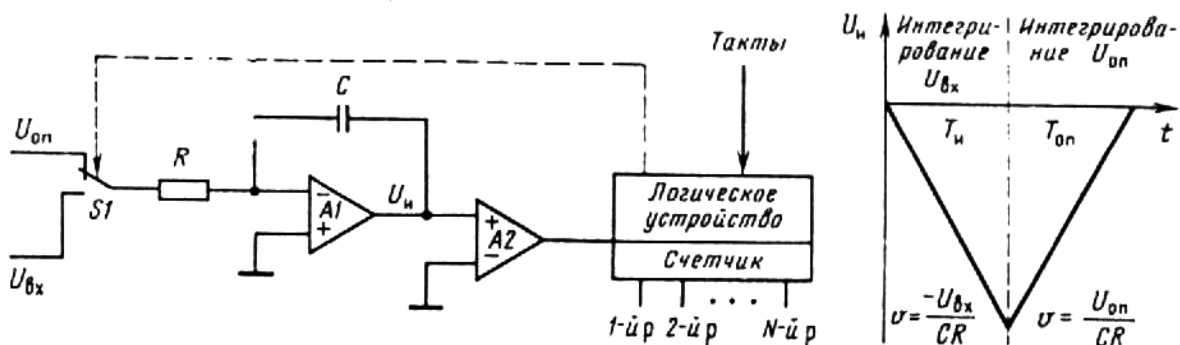


Рис. 7.21. Схема АЦП с двукратным интегрированием

Затем вместо аналогового сигнала к входу интегратора подключается опорное напряжение $U_{\text{оп}}$. Полярность опорного напряжения должна быть противоположной полярности преобразуемого аналогового сигнала. Состоянием переключателя S1 управляет логическое устройство. После подключения $U_{\text{оп}}$ к входу интегратора напряжение $U_{\text{и}}$, изменяясь линейно, стремится к нулю. По истечении времени $T_{\text{оп}}$ достигается напряжение $U_{\text{и}} = 0$, что фиксируется переключением выходного напряжения компаратора А2, управляющего работой логического устройства. Время $T_{\text{оп}}$ прямо пропорционально среднему значению преобразуемого аналогового сигнала за период $T_{\text{и}}$. Длительность интервала $T_{\text{и}} = N_{\text{и}} t_{\gamma}$ определяется числом тактовых импульсов $N_{\text{и}}$ с периодом t_{γ} . Аналогично длительность интервала $T_{\text{оп}} = N_{\text{оп}} t_{\gamma}$ определяется числом тактовых импульсов $N_{\text{оп}}$. В общем виде описанное изменение выходного напряжения интегратора в течение времени $T_{\text{и}} + T_{\text{оп}}$ можно записать следующим образом:

$$U_{\text{и}}(t) = \frac{1}{RC} \int_0^{T_{\text{и}}} U_{\text{вх}} dt - \frac{1}{RC} \int_0^{T_{\text{оп}}} U_{\text{оп}} dt = 0.$$

Подставив в это выражение указанные выше величины $T_{\text{и}}$ и $T_{\text{оп}}$, получим

$$N_{ОП} = \frac{N_{И}}{U_{ОП}} \frac{\int_0^{N_{И}} U_{BX} dt}{N_{И} t_{\gamma}} = \frac{N_{И} \bar{U}_{BX}}{U_{ОП}}.$$

Преобразование аналоговых величин с большой амплитудой изменения. Структуру, обеспечивающую преобразование контролируемых аналоговых величин в цифровые и ввод их в вычислительное устройство, определяют, в первую очередь, такие факторы, как диапазон измерения мгновенных значений аналоговых сигналов и требуемое время цифровой обработки. С учетом большого диапазона сигналов разрядность АЦП часто не обеспечивает требуемой точности преобразования мгновенных значений сигналов. Одним из возможных решений является расширение диапазона измерений путем нормализации сигнала перед обработкой его в АЦП.

Весь диапазон входного сигнала e_{BX} делится измерителем уровня *ИУ* на определенное число уровней, например, фиксируется увеличение модуля $|e_{BX}|$ более чем в 2, 4, 8, 16 раз относительно установленного значения. Для этого *ИУ* содержит двухполярные компараторы по числу уровней, обеспечивающие сравнение $|e_{BX}|$ с установленными опорными напряжениями. Выход каждого из компараторов *ИУ* подводится к одному из входов *ДШ*, в результате чего на выходе *ДШ* имеется в двоичном коде сигнал, соответствующий одному из уровней e_{BX} для данного момента времени. Этот сигнал подводится к управляющим входам коммутатора *К*, который в зависимости от уровня контролируемого сигнала изменяет коэффициент передачи масштабного усилителя *МУ*. Например, если сигналом на выходе *ДШ* фиксируется, что $|e_{BX}|$ возросло более чем в 4 раза по отношению к заданной величине, то замыкается ключ коммутатора *К*, обеспечивающий уменьшение коэффициента усиления *МУ* в 4 раза, и одновременно в вычислительное устройство *ВУ* поступает с выхода *ДШ* код, дающий информацию о необходимости умножения выходного числа АЦП на 4.

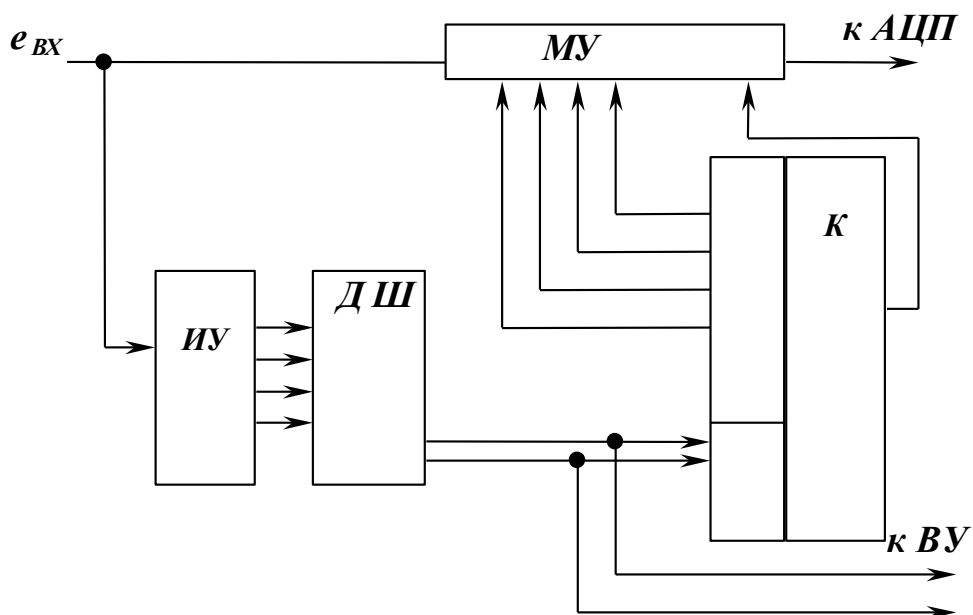


Рис.7.22. Вариант расширения диапазона цифрового преобразования

7.5. Выходные релейные преобразователи.

Воздействие реле на объект защиты традиционно осуществляются в виде дискретных сигналов управления. При этом входные цепи устройства защиты выполняют так, чтобы обеспечить гальваническую развязку коммутируемых цепей как между собой, так и относительно внутренних цепей устройства защиты. Входные преобразователи должны обладать соответствующей коммутационной способностью и, в общем случае, обеспечивать видимый разрыв коммутируемой цепи.

Блок питания (БП) обеспечивает стабилизированным напряжением все узлы рассматриваемого устройства, независимого от возможных изменений напряжения в питающей сети. БП многих современных реле могут работать и с сетью переменного и с сетью постоянного тока. Как правило, в БП формируется и ряд дополнительных сигналов, исключающих неправильную работу ЭВМ и некоторых других электронных узлов устройства в момент появления и исчезновения напряжения питания.

Дисплей и клавиатура. Они являются неперенными атрибутами любого цифрового устройства, позволяя оператору получать информацию от устройства, изменять режим его работы, вводить новую информацию. Надо отметить, что дисплей (Н) и клавиатура (SB1, SB2) в цифровых реле, как правило, реализуются в максимально упрощенном виде: дисплей - несколько кнопок.

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

Наряду с вышеперечисленными в цифровых устройствах, в общем случае, могут встретиться и другие узлы. Например, цифро-аналоговые преобразователи при формировании аналоговых сигналов управления и регулирования. Поскольку непосредственно в устройствах релейной защиты они не применяются, в настоящем пособии не рассматриваются. 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 напряжения) и объективные законы, по которым должна вестись обработка информации. Рассмотрим возможные варианты использования узлов цифрового устройства защиты.

7.6. ПРИНЦИПЫ ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ НА ЦИФРОВЫХ ЭЛЕМЕНТАХ

7.6.1. Измерение тока и напряжения

Разложением в ряд Фурье

Токи и напряжения при коротком замыкании представляют собой периодические функции с периодом $T = \frac{1}{f} = 20 \text{ мс}$. Любая периодическая функция может быть представлена в виде

$$f(t) = A_0 + \sum_{\nu=1}^{\infty} [a_{\nu} \cos \nu \omega t + b_{\nu} \sin \nu \omega t], \quad (7.22)$$

где $A_0 = \frac{1}{T} \int_0^T f(t) dt$ - среднее значение функции;

$a_{\nu} = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(t) \cos \nu \omega t d\omega$ - амплитуда косинусной составляющей членов ряда;

да;

$b_v = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(t) \sin v \omega t d\omega$ - амплитуда синусной составляющей членов ряда;

$\varphi_v = \arctg \frac{b_v}{a_v}$ - начальная фаза v -ой гармоники;

$A_{mv} = \sqrt{a_v^2 + b_v^2}$ - амплитудное значение гармоники v .

Эти формулы базируются на свойстве ортогональности семейства функций $\sin v \omega t$; $\cos v \omega t$. Таким образом, по выражениям (7.22), получаем синусную b_v , косинусную a_v и амплитуду $A_{mv} = \sqrt{a_v^2 + b_v^2}$ каждой гармоники, в том числе, и основной. После этого величину A_{mv} можно считать полностью идентифицированной.

Недостатком алгоритма является медленная работа, ограниченность класса функций, подлежащих обработке, а также то, что непериодические функции не могут быть разложены в дискретный ряд Фурье. Для целей РЗА этот недостаток не является существенным, так как при КЗ измеряемые величины носят периодический характер.

По мгновенным значениям.

Ток и напряжение для ОМП поступают на цифровые запоминающие устройства после прохождения фильтров и потому можно считать их синусоидальными величинами. Идентификация синусоидального входного сигнала $f(t) = Fm \sin(\omega t)$ может быть почти мгновенной. Действительно, измерив $f(t_1)$ и фазу $\omega t_1 = \varphi_1$ для момента времени t_1 , можем считать амплитуду идентифицированной, равной $Fm = \frac{f(t_1)}{\sin \omega t_1}$.

Действующее значение величины

$$F = \frac{Fm}{\sqrt{2}} \quad (7.23)$$

Среднее значение величины

$$F_{cp} = \frac{2}{\pi} Fm \approx 0,637 Fm \quad (7.24)$$

По интегральным значениям

Здесь действующее и среднее значения получаются не в результате обработки мгновенных значений за период T , а при измерении синусоиды в одной

точке. В этой связи, данные показания уместно назвать прогнозируемыми значениями величины $f(t)$. Расчет прогнозируемого действующего значения приводит к повышенной погрешности при появлении случайной помехи в момент измерения сигнала. Поэтому в тех случаях, когда большого быстродействия не требуется, предпочтительным считается интегральный способ измерения синусоидальных величин.

Интегральные действующее и среднее значение величины определяется по известным выражениям:

$$\text{для действующего значения} \quad F = \sqrt{\frac{1}{T} \int_a^{a+T} f(t) dt}; \quad (7.25)$$

$$\text{для среднего значения} \quad F_{\text{cp}} = \int_a^{\frac{T}{2}} f(t) dt \quad (7.26)$$

Амплитуду синусоидального сигнала можно получить через действующее или среднее значение величин, определенных по выражениям (7.23) и (7.24).

По сравнению абсолютных значений.

Измерение амплитуды при дискретной обработке сигнала можно проводить сравнением абсолютных значений смежных выборок сигнала $F(t) \left| f_i \right|$ и $\left| f_{i+1} \right|$. Как только $\left| f_{i+1} \right| < \left| f_i \right|$, значение $\left| f_i \right| \approx Fm$ представляет собой максимальное значение, его следует запомнить. Далее по формулам (7.23), (7.24) определяем действительное и среднее значения величин.

По мгновенному значению и производной

Пусть ток имеет синусоидальную форму частоты ω

$$i = Im \sin(\omega t + \varphi) \quad (7.27)$$

Вычислим производную от тока

$$\frac{di}{dt} = \frac{Im}{\omega} \cos(\omega t + \varphi) \quad (7.28)$$

Возведя (7.27) и (7.28) в квадрат и сложив, получим

$$\begin{aligned} i^2 &= Im^2 \sin^2(\omega t + \varphi), \\ \left(\frac{di}{dt} \right)^2 &= \frac{Im^2}{\omega^2} \cos^2(\omega t + \varphi), \end{aligned} \quad (7.29)$$

$$\text{откуда } Im^2 = i^2 + \omega^2 \left(\frac{di}{dt} \right)^2. \quad (7.30)$$

Поделим (7.27) на (7.28), получим $\frac{i\omega}{\frac{di}{dt}} = \operatorname{tg}(\omega t + \varphi)$, откуда

$$(\omega t + \varphi) = \operatorname{arctg} \frac{i\omega}{\frac{di}{dt}} \quad \text{или} \quad \varphi = \operatorname{arctg} \frac{i\omega}{\frac{di}{dt}} - \omega t. \quad (7.31)$$

Таким образом, имея первую производную и мгновенное значение синусоидальной величины в момент времени t , находим амплитуду и начальную фазу измеряемой величины.

Определение величины первой производной осуществляется по интерполяционным формулам. Для этого берется два значения величины в момент времени t и $(t + \Delta t)$, тогда

$$\frac{di}{dt} \approx \frac{1}{\Delta t} (i_{t+\Delta t} - i_t).$$

При $\Delta t = 0,5 \text{ мс}$, $f = 50 \text{ Гц}$ погрешность вычисления производной не превышает 0,15%. Такой принцип позволяет осуществлять замер за время, равное примерно двум-трем интервалам квантования.

7.6.2. Измерение сопротивления

По действующим значениям тока и напряжения

Для измерения сопротивления при КЗ можно воспользоваться традиционным способом, когда измеряются действующие значения соответствующих напряжения $U_{\text{кз}}$ и тока $I_{\text{кз}}$. Тогда сопротивление до места повреждения

$$Z_{\text{кз}} = \frac{U_{\text{кз}}}{I_{\text{кз}}}. \quad (7.32)$$

Расстояние до места повреждения равно

$$l_{\text{к}} = \frac{Z_{\text{кз}}}{Z_{\text{уд}}}, \quad (7.33)$$

где $Z_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление линии.

По мгновенным значениям тока и напряжения

Кроме традиционного способа определения $I_{кз}$, цифровая техника позволяет применять и другие алгоритмы. В упрощенных схемах замещения линия представляется последовательно включенными R_K и L_K .

При КЗ на такой линии падение напряжения на петле КЗ определяется как

$$U = iR_K + L_K \frac{di}{dt} \quad (7.34)$$

Перепишем уравнение (2.36):

$$U = iR_K + L_K \frac{\Delta i}{\Delta t}, \quad (7.35)$$

где Δt – интервал дискретизации при цифровой обработке сигнала.

В уравнении (7.35) две неизвестные величины - R_K , L_K . Величины U и Δi вычисляются на каждом шаге дискретизации.

Для момента времени t , когда ток $i=0$, можно записать

$$U_1 = L_K \frac{\Delta i_1}{\Delta t}, \quad (7.36)$$

откуда

$$L_K = \frac{U_1}{\frac{\Delta i_1}{\Delta t}}. \quad (7.37)$$

Аналогично для момента времени t_2 , когда $\frac{\Delta i_2}{\Delta t} = 0$, имеем

$$U_2 = i_2 R_K,$$

откуда

$$R_K = \frac{U_2}{i_2}. \quad (7.38)$$

Расстояние до места повреждения

$$l = \frac{L_K}{L_{уд}}, \quad (7.39)$$

$$l = \frac{R_K}{R_{уд}}. \quad (7.40)$$

где $L_{уд}$, $R_{уд}$ - удельные параметры линии.

Для РЗА достаточно одного выражения. Как правило, используется только (7.39), т.к. R_K сильно зависит от переходного сопротивления в месте КЗ.

Используя выражение (7.35), параметры R_K , L_K , можно определить значительно быстрее, выполнив два замера для t_K и t_m :

$$\left. \begin{aligned} U_K &= i_K R_K + L_K \frac{\Delta i_K}{\Delta t} \\ U_m &= i_m R_m + L_m \frac{\Delta i_m}{\Delta t} \end{aligned} \right\} \quad (7.41)$$

Решение системы (7.41) дает

$$L_K = \frac{U_m \cdot i_K - U_K \cdot i_m}{i_m \frac{\Delta i_K}{\Delta t} - i_K \frac{\Delta i_m}{\Delta t}}; \quad (7.42)$$

$$R_K = \frac{U_m \frac{\Delta i_K}{\Delta t} - U_K \frac{\Delta i_m}{\Delta t}}{i_m \frac{\Delta i_K}{\Delta t} - i_K \frac{\Delta i_m}{\Delta t}}. \quad (7.43)$$

Измерение расстояния до места повреждения по мгновенным значениям тока и напряжения по выражениям (7.42), (7.43) осуществляется правильно без методической погрешности при любой форме токов и напряжений. Поэтому алгоритм можно использовать при отсутствии фильтрации входных сигналов. Изменение частоты в сети в момент измерения также не вносит погрешности, что, безусловно, является достоинством алгоритма.

По ортогональным составляющим

В процессе цифрового преобразования токов и напряжений измеряются их ортогональные составляющие – синусоидальная F_S и косинусоидальная F_C . Если синусоидальную величину направить по оси действительных величин, а косинусоидальную - по оси мнимых величин, то $\vec{F} = F_S + jF_C$, где

$$F_S = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(t) \cdot \sin \omega t \, d\omega;$$

$$F_C = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} f(t) \cdot \cos \omega t \, d\omega.$$

Применительно для токов и напряжений

$$\begin{aligned} I_S &= \operatorname{Re}(I), \quad U_S = \operatorname{Re}(\dot{U}), \\ I_C &= \operatorname{Im}(I), \quad U_C = \operatorname{Im}(\dot{U}). \end{aligned}$$

При КЗ на линии для петли КЗ можно записать:

$$\dot{U} = R_{\kappa} i + L_{\kappa} \frac{\Delta i}{\Delta t}. \quad (7.44)$$

В (7.44) напряжение и ток выразим через ортогональные составляющие

$$\left. \begin{aligned} \dot{U} &= U_S + jU_C \\ i &= i_S + ji_C \\ \Delta i &= \Delta i_S + j\Delta i_C \end{aligned} \right\} \quad (7.45)$$

Тогда уравнение (7.43) с учетом (7.44) разбивается на два уравнения

$$\left. \begin{aligned} \operatorname{Re}(\dot{U}) &= R_{\kappa} \cdot \operatorname{Re}(I) + \frac{L_{\kappa}}{\Delta t} \Delta \operatorname{Re}(I) \\ \operatorname{Im}(\dot{U}) &= R_{\kappa} \cdot \operatorname{Im}(I) + \frac{L_{\kappa}}{\Delta t} \Delta \operatorname{Im}(I) \end{aligned} \right\}. \quad (7.46)$$

В системе (7.45) домножим первое уравнение на $\Delta \operatorname{Im}(I)$, второе - на $\Delta \operatorname{Re}(I)$

и из второго вычтем первое, получим:

$$\operatorname{Im}(\dot{U}) \cdot \Delta \operatorname{Re}(I) - \operatorname{Re}(\dot{U}) \cdot \Delta \operatorname{Im}(I) = R_{\kappa} \cdot (\operatorname{Im}(I) \cdot \Delta \operatorname{Re}(I) - \operatorname{Re}(I) \cdot \Delta \operatorname{Im}(I)),$$

откуда

$$R_{\kappa} = \frac{\operatorname{Im}(\dot{U}) \cdot \Delta \operatorname{Re}(I) - \operatorname{Re}(\dot{U}) \cdot \Delta \operatorname{Im}(I)}{\operatorname{Im}(I) \cdot \Delta \operatorname{Re}(I) - \operatorname{Re}(I) \cdot \Delta \operatorname{Im}(I)}. \quad (7.47)$$

В системе (7.45) домножим первое уравнение на $\operatorname{Im}(I)$, второе – на $\operatorname{Re}(I)$ и

из второго вычтем первое, получим:

$$\operatorname{Im}(\dot{U}) \cdot \operatorname{Re}(I) - \operatorname{Re}(\dot{U}) \cdot \operatorname{Im}(I) = \frac{L_{\kappa}}{2} \cdot (\operatorname{Re}(I) \cdot \Delta \operatorname{Im}(I) - \operatorname{Im}(I) \cdot \Delta \operatorname{Re}(I)),$$

откуда

$$X_{\kappa} = \omega L_{\kappa} = \frac{\operatorname{Im}(\dot{U}) \cdot \operatorname{Re}(I) - \operatorname{Re}(\dot{U}) \cdot \operatorname{Im}(I)}{\operatorname{Re}(I) \cdot \Delta \operatorname{Im}(I) - \operatorname{Im}(I) \cdot \Delta \operatorname{Re}(I)}. \quad (7.48)$$

По фиксации времени замера тока и напряжения

Измерительная система защиты фиксирует мгновенное значение напряжения $u_{i1}(u'_{i1})$ в момент прохождения тока i_1 через нуль. Затем через четверть периода $T/4$ вновь измеряются мгновенные значения напряжения $u_{i2}(u'_{i2})$ и тока $i_{i1}(i'_{i1})$. Эти значения могут измеряться непосредственно или же осуществляется их выборка

из серии всех мгновенных значений, измеренных в течение периода T . Полученные мгновенные значения напряжения u_{i1}, u_{i2}, i_{i2} или $u'_{i1}, u'_{i2}, i'_{i2}$ после вычислений позволяют получить активную и реактивную составляющие сопротивления. Выразим напряжение и ток в виде

$$u(t) = U_{mi} \sin \omega t. \quad i(t) = I_{mi} \sin(\omega t - \varphi).$$

В момент прохождения тока через нуль имеем

$$i(t) = I_{mi} \sin(\omega t - \varphi) = 0,$$

откуда следует, что в момент времени $\omega t = \varphi$. Если в этот момент времени измерить величину напряжения u_{i1} , то очевидно $u_{i1} = U_{mi} \sin \varphi$. Далее измеряются ток $i(t) = i_{i2}$ и напряжение $u(t) = u_{i2}$ ровно через четверть периода ($T/4$) после первого измерения.

Поскольку $\omega = 2\pi f$, а $T = 1/f$, то этому моменту времени соответствует угол $\omega t = \varphi + \pi/2$. Следовательно, для этого момента времени имеем:

$$i(t) = i_{i2} = I_{mi} \sin(\varphi + \pi/2 - \varphi) = I_{mi},$$

$$u(t) = u_{i2} = U_{mi} \sin(\varphi + \pi/2) = U_{mi} \cos \varphi.$$

Через полпериода измерения повторяются.

На основании полученных значений u_{i1}, u_{i2}, i_{i2} (или через полпериода $u'_{i1}, u'_{i2}, i'_{i2}$) вычисляют:

$$\frac{u_{i2}}{i_{i2}} + j \frac{u_{i1}}{i_{i2}} = \frac{U_{mi} \cos \varphi}{I_{mi}} + j \frac{U_{mi} \sin \varphi}{I_{mi}} = r + jX = \underline{Z},$$

где R, X, Z – активное, индивидуальное и полное сопротивление цепи короткого замыкания, измеряемой защитой.

7.7. Программное обеспечение микропроцессорной защиты

Для микропроцессорной (цифровой) РЗ первостепенное значение имеет программа ее функционирования. Эта программа разрабатывается на основе алгоритмов действия данного вида РЗ и ее отдельных частей. Алгоритмы ИО микропроцессорных устройств РЗ существенно отличаются от алгоритмов аналоговых устройств РЗ на электромеханической и полупроводниковой элементной базах. Если в аналоговых устройствах алгоритмы ИО основаны на том, что фиксируется факт нахождения измеряемой величины в зоне срабатывания РЗ, независимо от значения этой величины (например, ток больше тока срабатывания, напряжение меньше напряжения срабатывания и т.д.), то в микропроцессорном устройстве сначала вычисляется значение измеряемой величины, а затем уже происходит его

сравнение с уставкой или характеристикой срабатывания устройства, имеющейся в памяти МП-системы.

После подачи питания на МП-систему в регистр адрес МП загружается первая команда, по которой управление передается управляющей команде. Последняя сначала тестирует МП, память, внешние устройства, затем переписывает основную программу в ОЗУ и передает ей управление. После этого начинается непрерывное выполнение функций РЗ или работа основной программы в режиме реального времени (РВ).

Основная программа в режиме РВ производит непрерывно следующие действия:

- вводит в оперативную память МП-системы мгновенные значения входных токов и напряжений, преобразованные в цифровую форму с помощью АЦП;
- производит арифметические и логические операции над введенными в ОЗУ числами в соответствии с принятыми алгоритмами РЗ;
- осуществляет сравнение преобразованных чисел с уставкой пускового органа (ПО), если он предусмотрен; если сравнение показывает, что ПО сработал, программа переходит к выполнению алгоритма измерительного органа (ИО), иначе говоря, все действия программы начинаются сначала, и она производит необходимые арифметические и логические операции в соответствии с алгоритмом;
- в программе ИО также производятся необходимые арифметические и логические операции в соответствии с его алгоритмом;
- осуществляется сравнение преобразованных чисел с уставкой ИО;
- если сравнение показывает, что ИО сработал, программа запускает орган выдержки времени (ОВВ), если он предусмотрен, или выдает с помощью устройства УДВВ сигнал срабатывания РЗ; иначе все действия программы начинаются сначала;
- после запуска ОВВ проверяется не вернулся ли ПО. Если ПО вернулся, накопленная выдержка времени сбрасывается, и все действия программы начинаются с начала;
- осуществляется сравнение выдержки времени с уставкой, и, если ПО и ИО не вернулись, а истекшее время превышает или равно уставке, программа формирует сигнал срабатывания РЗ, как указано выше.

Перечисленные действия выполняются циклически непрерывно до тех пор, пока не возникает необходимость отключить РЗ (или перевести на сигнал) либо изменить ее уставки. В этом случае нажимаем комбинации клавиш на клавиатуре, МП-система переводится в один из этих режимов. Если, например, требуется изменение уставок, то нажатие определенной комбинации клавиш с помощью управляющей программы вызывает программу ввода (модификации) уставок, которая с помощью дисплея контролирует правильность вводимых уставок, а затем и правильность введенных данных.

Если происходит сбой системы по любой причине (кратковременное исчезновение напряжения питания, «зацикливание» программы и т.д.), то производится рестарт (перезапуск) системы, т.е. автоматический перевод МП на выполнение программы с нулевого адреса, т.е. выполнение всех начальных операций, которые были описаны выше (тестирование всех устройств МП-системы, перезапись основной программы в ОЗУ и т.д.).

В отличие от схем РЗ на электромеханической или микроэлементной базе в МП-системах информация о токах и напряжениях защищаемого присоединения должна вводиться в виде последовательности чисел (выборок), соответствующих мгновенным значением токов и напряжений в моменты выборок.

8. ЛИТЕРАТУРА

8.1. Основная литература

1. Правила устройства электроустановок. М. Энергоатомиздат, 1987-646 с.
2. Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенераторов, трансформаторов. М.: Энергоиздат, 1982-254 с.
3. Руководящие указания по релейной защите: Защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов. М.: Госэнергоиздат, 1962-120 с.
4. Электротехнический справочник, т 3, книга 1. М.: Энергоиздат, 1982-656 с.
5. Овчинников В.В. Реле РНТ в схемах диф. защит. М.: Энергия, 1973-96 с.
6. Ванин В.К. Павлов Г.Н. Релейная защита на элементах аналоговой вычислительной техники. Л.: Энергоатомиздат, 1983-206 с.
7. Фабрикант В.Л. Фильтры симметричных составляющих. - М. : Госэнергоиздат, 1962-424 с.
8. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. - М.: Высшая школа. 1991-496 с.
9. Галапцев Е.Б., Молчанов В.В. Дифференциальные защиты трансформаторов с реле типа ДЗТ-21 (23). - М.: Энергоатомиздат, 1990-86 с.

8.2. Дополнительная литература

1. Беркович А.М., Молчанов В.В. Семенов В.А. Основы техники релейной защиты. М.: Энергоатомиздат, 1984-376 с.
2. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1984-520 с.
3. Авербух А.М. Релейная защита в задачах с решениями и примерами. Л.: Энергия, 1975-416 с.
4. Королев Е.П. Либерзон Э.М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. М.: Энергия, 1980-208 с.
5. Реле защиты (Алексеев В.С. и др.). М.: Энергия, 1976-464 с.
6. Чернобровов Н.В. Релейная защита. М.: Энергия, 1974-680 с.