

В.Ф. Надеин  
С.В. Пастухов  
В.В. Радюшин



# РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА



Учебное пособие



**В.Ф. Надеин**  
**С.В. Петухов**  
**В.В. Радюшин**

# **РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА**

Учебное пособие

Архангельск  
2017

**УДК 621.316.925.1**

**Рецензент:**

**Наволочный А.В.** канд. техн. наук, доцент

**Надеин В.Ф.**

**Релейная защита и автоматика:** учебное пособие. / Надеин В.Ф., Петухов С.В., Радюшин В.В. – Архангельск: Издательство САФУ, 2017 – 98 с.

В учебном пособии приведены теоретические сведения об устройствах релейной защиты и электроавтоматики по курсу «Релейная защита и автоматика систем электроснабжения». Для обеспечения нормальных условий работы электрических сетей и предупреждения развития аварий необходимо быстро реагировать на изменение режима работы электрической сети, незамедлительно отделить повреждённое оборудование от исправного и при необходимости включить резервный источник питания потребителей. Эти функции и выполняют устройства релейной защиты и автоматики.

Учебное пособие предназначено для студентов очной и заочной форм обучения по направлению подготовки «Электроснабжение», профиль «Энергообеспечение предприятий» и «Электроэнергетика и электротехника», профиль «Менеджмент в электроэнергетике и электротехнике».

## Оглавление.

Введение.	4
Глава 1. Основные понятия релейной защиты.	5
Виды повреждений в электрических сетях	
Глава 2. Классификация реле	10
Глава 3. Работа трансформаторов тока и напряжения с устройствами релейной защиты	14
Глава 4. Токовые защиты с применением электро механических реле в устройствах релейной защиты	21
Глава 5. Расчет уставок срабатывания токовых защит ВЛ (КЛ) 6 – 35 кВ	27
Глава 6. Принципы реализации простых токовых защит и методы проверки	34
Глава 7. Принципы работы электронных (статических) реле	46
Глава 8. Релейная защита силовых трансформаторов напряжением 6-110 кВ	51
Глава 9. Однофазные короткие замыкания в сети 6-35 кВ	68
Глава 10. Применение цифровых технологий в устройствах релейной защиты	74
Глава 11. Защита от повреждений в ячейках комплектных распределительных устройств 6-35 кВ («дуговые» защиты)	89
Глава 12. Назначение устройств частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ) на энергообъектах	93
Библиографический список	98

## Введение.

В трёхфазных электрических сетях при работе систем электроснабжения возможны повреждения электрооборудования и сложные режимы работы. Повреждения, связанные с нарушением изоляции, разрывом проводов и кабелей линий электропередачи, ошибками персонала при переключениях, приводят к короткому замыканию фаз между собой или на «землю». При коротком замыкании в замкнутом контуре появляется большой ток, увеличивается падение напряжения на элементах оборудования, что ведёт к общему понижению напряжения во всех точках сети и нарушению работы потребителей.

Сложные режимы работы электрических сетей возникают, как правило, в результате аварий или после аварийных отключений оборудования, при последующих перегрузках и отклонениях напряжения от номинальных значений. И хотя эти режимы в течение некоторого времени считаются допустимыми, они создают предпосылки для различного рода повреждений и расстройств в работе электросетей.

Для обеспечения нормальных условий работы электрических сетей и предупреждения развития аварий необходимо быстро реагировать на изменение режима работы электрической сети, незамедлительно отделить повреждённое оборудование от исправного и при необходимости включить резервный источник питания потребителей. Эти функции и выполняют устройства релейной защиты и автоматики.

В учебном пособии приведены теоретические сведения об устройствах релейной защиты и электроавтоматики по курсу «Релейная защита и автоматика систем энергообеспечения», вопросы для самопроверки. Учебное пособие предназначено для студентов очной и заочной форм обучения по направлению подготовки «Теплоэнергетика и теплотехника».

## Глава 1.

### Основные понятия релейной защиты.

#### Виды повреждений в электрических сетях.

Электроустановки должны быть оборудованы устройствами релейной защиты, предназначенными для [1]:

1. Автоматического отключения поврежденного элемента от остальной, неповрежденной части электрической системы с помощью выключателей. Если повреждение непосредственно не нарушает работы энергосистемы (замыкание на «землю» в сетях с изолированной нейтралью), допускается действие релейной защиты только на «сигнал»;

2. Реагирование на опасные, ненормальные режимы работы элементов электрической системы (перегрузка, повышение напряжения и т.д.); в зависимости от режима работы и условий эксплуатации электроустановки релейная защита должны быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление в работе которых может привести к возникновению повреждения.

#### Виды повреждений и ненормальных (анормальных) режимов в электрических сетях.

К опасным (аварийным) режимам работы электросети относятся:

1. короткие замыкания между фазами;
2. короткие замыкания на «землю» в сетях с заземленной нейтралью;
3. короткие замыкания с одновременным обрывом одной или двух фаз;

Короткие замыкания могут возникнуть между тремя фазами, тремя фазами на «землю», между двумя фазами, двумя фазами на «землю», одной

фазой на «землю». Особыми видами повреждения являются двойные замыкания на «землю».

К ненормальным (анормальным) режимам работы электрической сети относят:

1. сверхтоки, вызванные перегрузкой оборудования или внешними короткими замыканиями;
2. качания в энергосистеме;
3. повышение напряжения сверх допустимого значения;
4. однофазные замыкания на «землю» в сетях с изолированной нейтралью;

#### Основные требования к релейной защите.

Основные требования к устройствам релейной защиты [2]:

1. *Селективность.* Это свойство релейной защиты, избирать поврежденный участок электрической сети, отключать его, воздействуя на высоковольтный коммутационный аппарат (выключатель);
2. *Чувствительность.* Следует иметь в виду, что нет четкой границы между повреждением и отсутствием повреждения электрооборудования. Короткое замыкание между фазами может быть металлическим, а может быть через переходное сопротивление (например – электрическую дугу). Абсолютно чувствительной защиты нет. Поэтому для оценки эффективности работы релейной защиты при различных видах повреждения вводят понятие чувствительности защиты, которая определяется коэффициентом чувствительности [1]. Коэффициент чувствительности нормируется для каждого конкретного вида защиты в зависимости от ее назначения и вида повреждения в электрической сети.
3. *Быстродействие.* Быстродействие необходимо:

- для предотвращения нарушения параллельной работы электростанций и предотвращения выхода из синхронизма различных частей электрической сети;
- для снижения влияния коротких замыканий на работу потребителей, сопровождающихся резким снижением напряжения;
- для предотвращения повреждения изоляции электрооборудования токами короткого замыкания.

4. *Надежность.* Под надежностью устройств релейной защиты принято понимать способность выполнять все функции, заложенные ее производителем при нормальных условиях эксплуатации.

### Принципы работы устройств релейной защиты.

1. *Токовые защиты.* Короткие замыкания сопровождаются резким увеличением тока сверх значения заранее определенного расчетом, что позволяет выполнить простые устройства релейной защиты, которые контролируют величину значения тока. Подразделяют максимальные токовые защиты (*МТЗ*), действующее на отключение поврежденного элемента сети с выдержкой времени и токовые отсечки (*ТО*), действующие без выдержки времени. Отличие между ними состоит в выборе способа обеспечения селективности. Токи, которые контролирует устройство релейной защиты могут измеряться в фазах (через трансформаторы тока), либо измеряться отдельные составляющие фазных токов (токи прямой, обратной и нулевой последовательностей. В основу данного способа положен метод симметричных составляющих [4]). Токовые защиты подразделяют с контролем направления мощности (направленные) и без контроля (ненаправленные). Токовая защита по своему принципу работает не только при повреждениях на своем защищаемом элементе сети, но и на



смежных. Поэтому токовые защиты относят к защитам с относительной селективностью.

2. *Дифференциальные защиты.* В основу принципа дифференциальных защит положено сравнение однородных, мгновенных величин по концам защищаемого элемента сети (трансформатор, секции шин, генератора, ВЛ). Обычно сравнивают токи по величине и фазе. Дифференциальная защита по своему принципу работает только при повреждениях на защищаемом элементе сети, поэтому ее выполняют без выдержки времени и дифференциальную защиту называют защитой с абсолютной селективностью.

3. *Дистанционные защиты.* При возникновении коротких замыканий в электрической сети происходит не только скачкообразное повышение тока, но и резкое снижение напряжения, т.е. уменьшение сопротивления. Достоинством устройств релейной защиты, основанным на данном принципе, является то, что сопротивление до места повреждения не зависит от величин тока и напряжения, а только от их соотношения. Это позволяет выполнить защиты при токах короткого замыкания меньше номинальных для электрооборудования. Сопротивление от места установки защиты до места повреждения  $Z$  прямо пропорционально длине  $l$  до места повреждения и называется дистанционным:

$$Z = \frac{U_{к.з.}^{(3)}}{I_{к.з.}^{(3)}} = z_{1 \text{ уд.}} * l.$$

Существуют и другие принципы работы устройств релейной защиты, но на промышленных предприятиях используются редко, поэтому рассматриваться не будут.

#### Контрольные вопросы

1. Каковы основные виды повреждений элементов электрических сетей ?

2. Каковы основные элементы и функциональные части устройств релейной защиты и автоматики ?
3. Каковы основные требования к устройствам релейной защиты и автоматики ?
4. Назовите основные принципы работы устройств релейной защиты и автоматики.

## Глава 2.

### Классификация реле.

Под термином *«реле»* принято понимать автоматически действующий аппарат, предназначенный при заданном значении воздействующей величины, характеризующей определенное внешнее явление, производить скачкообразные изменения в управляемых системах [5].

Воздействующей (входной) величиной называется величина, на которую должно реагировать реле. Входных величин может быть несколько, подведенных к разным входам реле. Если входная величина электрическая, то реле называется *электрическим* реле.

Реле подразделяются [6]:

1. *По способу подключения к главной электрической цепи:*
  - 1.1. *первичные*, подключаемые непосредственно к главной электрической цепи. В настоящее время реле подключаются непосредственно к главной электрической цепи только в сети напряжением до 1 кВ;
  - 1.2. *вторичные*, подключаются к главной электрической цепи через индуктивную или емкостную связь.
2. *По способу воздействия на коммутационный аппарат.*
  - 2.1. *прямого*, воздействующего напрямую на привод коммутационного аппарата;
  - 2.2. *косвенного*, воздействующего на коммутационный аппарат через промежуточный элемент.
3. *По назначению:*
  - 3.1. *Измерительные*. По виду воздействующей величины измерительные реле делятся на: *токовые, напряжения, мощности, сдвига фаз, направления мощности, сопротивления, симметричных составляющих, частоты*. Измерительные реле, срабатывание которых происходит при значениях воздействующей величины больше заданной, называются *максимальными*; при значениях

воздействующей величины меньше заданной, называются *минимальными*.

3.2. *Логические*. Изменение состояния логических реле происходит при дискретном изменении величины. К логическим реле относятся:

3.2.1. *промежуточные* реле, предназначенные для расширения функций других реле;

3.2.2. *указательные* – для указывания срабатывания других реле;

3.2.3. *реле времени*, предназначенные для срабатывания с регулируемой выдержкой времени, имеющей заданную точность;

3.2.4. *замедленные реле*, предназначенные для срабатывания или возврата со специально предусмотренным замедлением.

4. *По принципу действия реле подразделяют:*

4.1. *электромагнитные* – работа основана на воздействии магнитного поля, обтекаемой током обмотки на ферромагнитный якорь;

4.2. *поляризованное реле* – электромагнитное реле со вспомогательным поляризующим магнитным полем;

4.3. *магнитоэлектрическое реле* – работа основана на взаимодействии постоянного магнита и обтекаемой током обмотки;

4.4. *индукционные реле* – работа основана на взаимодействии магнитных полей неподвижных обмоток с магнитными полями токов, индуцируемых в подвижном элементе;

4.5. *полупроводниковые (статические) реле* – измерительные органы реле и логика работы реализована на элементах микроэлектроники без использования программных средств вычисления;

4.6. *микропроцессорные реле* – устройство, все элементы которого, реализованы с помощью программных средств;

4.7. *микропроцессорный терминал релейной защиты* - микропроцессорные реле с дополнительными функциями электроавтоматики, в зависимости от назначения терминала (контроль положения

выключателя, автоматического повторного включения выключателя (АПВ), автоматического включения резерва (АВР) и т.п.).

У реле отличают два состояния. *Начальное* – состояние при отсутствии воздействующей величины. *Конечное* – установившееся состояние, при наличии воздействующей величины больше заданной. Переход реле из начального состояния в конечное называется *срабатыванием*; наоборот – *возвратом*.

Заданное пороговое значение воздействующей величины, при котором происходит изменение состояния реле, называется *уставкой реле*.

Отношение параметра возврата реле к параметру срабатывания реле называется *коэффициентом возврата*. Для максимальных реле *коэффициент возврата* меньше единицы, для минимальных – больше единицы.

*Время срабатывания реле* – время с момента появления воздействующей величины определенной кратности по отношению к параметру срабатывания до воздействия реле на управляемую систему.

Задание для самостоятельной работы.

1. Изучить технические характеристики, схемы внутренних соединений и назначение следующих реле: РТ-40, РТ-80, РВМ-12, РП-23, РП-25, РСТ-13 [7].
2. Познакомиться с электронным справочником на кафедре «Справочник РЗА».

Контрольные вопросы

1. Что называется электрическим реле ?
2. На какие виды подразделяются электрические реле по способу подключения к главной электрической цепи ?
3. На какие виды подразделяются электрические реле по способу воздействия на коммутационный аппарат ?

4. На какие виды подразделяются электрические реле по назначению ?
5. На какие виды подразделяются электрические реле по принципу действия ?

### Глава 3.

#### Работа трансформаторов тока и напряжения с устройствами релейной защиты.

##### Трансформаторы тока в схемах релейной защиты.

Классификация трансформаторов тока (ТТ).

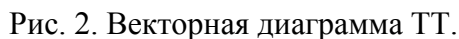
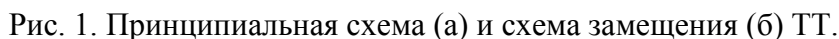
Трансформаторы переменного тока частотой тока 50 Гц, используемые в схемах релейной защиты классифицируются [8]:

1. *по роду установки.* Для установки на открытом воздухе, для работы в закрытых помещениях, встраиваемые ТТ в электрооборудование, для специальных установок (в шахтах, судах и т.п.);
2. *по способу установки.* ТТ могут быть проходными, устанавливаемые в качестве ввода в сооружение или конструкцию; опорные; встраиваемые в электрооборудование;
3. *по числу коэффициентов трансформации.* С одним коэффициентом, несколькими коэффициентами;
4. *по числу ступеней трансформации:* одноступенчатые; каскадные;
5. *по способу выполнения первичной обмотки:* одновитковые, многовитковые.

Основными параметрами ТТ являются:

1. *номинальное напряжение* – действующее значение линейного напряжения;
2. *номинальный первичный ток*, при котором предусмотрена продолжительная работа ТТ; принята следующая шкала – 1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600 и т.д.
3. *номинальный вторичный ток*, принимается 1 или 5 А;

- Все важные соотношения для ТТ вытекают из его схемы замещения и векторной диаграммы.



$I'_{\text{нам}}$  – ток намагничивания, приведенный ко вторичной обмотке ТТ;



$Z'_1$  – полное сопротивление первичной обмотки ТТ, приведенное ко вторичной обмотке;

$Z_2$  – полное сопротивление вторичной обмотки ТТ;

$Z_{нам}$  – полное сопротивление ветви намагничивания;

$\delta$  – угловая погрешность;

$\gamma$  – угол потерь в стали сердечника.

Основные погрешности ТТ зависят от наличия тока намагничивания:

1. Погрешность по току  $f$ , % -  $f = \frac{I_1 - I_2}{I_1} * 100$ , %;
2. Угловая погрешность  $\delta$ .

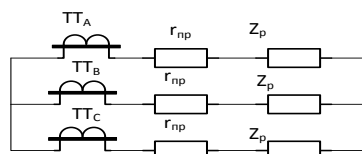
Критерием пригодности работы ТТ в устройствах релейной защиты будет работа ТТ с 10% погрешностью при максимальном токе короткого замыкания. Угловая погрешность обычно при соблюдении этого условия не превышает  $7^\circ$ .

Для уменьшения погрешности работы ТТ они должны работать с минимальной вторичной нагрузкой, т.е. в *режиме короткого замыкания*.

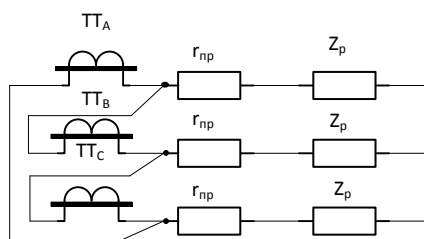
Размыкать вторичную обмотку ТТ категорически запрещается.

Основные схемы соединения трансформаторов тока [9].

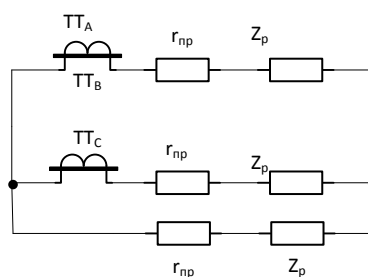
1. Полная «звезда».



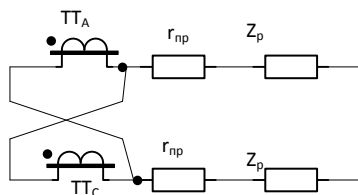
2. «Треугольник».



### 3. Неполная «звезда».



### 4. «На разность фазных токов».



## Трансформаторы напряжения в устройствах релейной защиты.

К вторичным обмоткам ТН подключены электросчетчики, киловольтметры, цепи контроля изоляции, блоки автоматики регулирования в схеме РПН, приборы обнаружения мест повреждения (ОМП), защиты ВЛ и трансформатора.

Вторичные цепи напряжения защищены автоматами «Цепи напряжения Y» и «Цепи напряжения 3U<sub>0</sub>».

Если отключены автоматы «Цепи напряжения ТН-10» или перегорели предохранители ТН, срабатывает указательное реле «Неисправность ТН».

С помощью киловольтметров КУ и переключателей ПК на панели УЗ измеряются линейные и фазные напряжения и производится контроль изоляции в сети 10 кВ.

Для удобства при отыскании «земли» в сети 10 кВ в ячейках ТН-10-1СШ и ТН-10-2СШ установлены дополнительные киловольтметры и переключатели ПИ для замера фазных напряжений на 1СШ 10 кВ и на 2СШ-10 кВ соответственно.

Для резервирования цепей напряжения устанавливаются специальные ключи или испытательные блоки БИ «Секционирование цепей ТН».

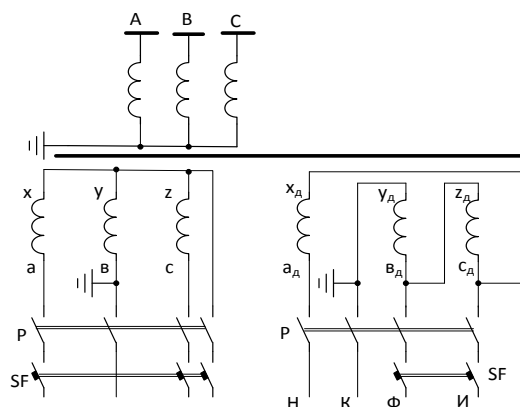


Рис. 3. Принципиальная схема вторичных цепей трансформатора напряжения (ТН)

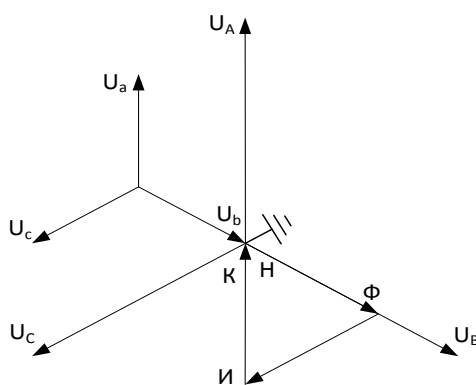


Рис. 4. Векторная диаграмма напряжения.

Задания для самостоятельной работы .

Тема: Трансформаторы тока в схемах устройств РЗА.

№ п/п	$Z_{p, a}$	$Z_{p, b}$	$Z_{p, c}$	Вид короткого замыкания	Номер схемы соединения трансформаторов тока	Первичный ток короткого замыкания, А	Коэффициент трансформации ТТ
1.	1	0,5	1	ABC	1,3	400	20/5
2.	0,9	0,6	0,9	AB	1,4	600	300/5
3.	0,5	0,5	0,5	BC	1,5	100	100/5
4.	0,7	0,8	0,7	CA	2,3	4000	200/5
5.	0,5	1	0,5	CA	2,4	60	300/5
6.	1,2	0,8	1,2	AB	2,5	1200	600/5
7.	0,6	0,6	0,6	BC	3,4	800	400/5
8.	0,8	0,7	0,5	AO	3,5	400	100/5
9.	0,5	0,7	0,8	BC	4,5	1600	200/5
10.	1,5	1,5	1,5	AB	1,2	120	300/5
11.	2,1	0,8	2,1	AB	2,3	400	400/5
12.	0,32	0,8	0,32	CA	4,5	60	600/5
13.	1,2	0,8	1,2	ABC	2,5	800	600/5
14.	0,7	0,8	0,7	BC	2,2	2000	300/5
15.	0,9	0,6	0,9	CA	1,2	700	400/5

№ п/п	Номер схемы соединения трансформаторов тока	Схема соединения трансформаторов тока и нагрузки
1.	1	Полная «звезда»
2.	2	Неполная «звезда»
3.	3	«Треугольник» ТТ и «звезда» - нагрузка
4.	4	Реле включены на разность токов двух фаз
5.	5	Два реле включены на фазные токи и одно реле включено на разность токов двух фаз.

6.	6	Последовательное включение двух трансформаторов тока
7.	7	Параллельное включение двух трансформаторов тока

Задание - Определить нагрузку на все трансформаторы тока при указанном виде короткого замыкания.

В помощь можно ознакомиться с обучающей программой «токовые цепи ТТ» на кафедре.

#### Контрольные вопросы

1. Назовите виды классификаций трансформаторов тока.
2. Назовите основные параметры трансформаторов тока.
3. Приведите принципиальную схему вторичных цепей трансформатора напряжения.

## Глава 4.

### Токовые защиты с применением электромеханических реле в устройствах релейной защиты.

В настоящее время электромеханические реле наиболее широко представлены в устройствах релейной защиты [7, 12].

В электромеханических реле используются два принципа работы реле (см. Главу 2 «Классификация реле»):

1. *электромагнитный;*
2. *индукционный.*

Принципиальная схема реле, работающего на *электромагнитном принципе* показана на рисунке 5.

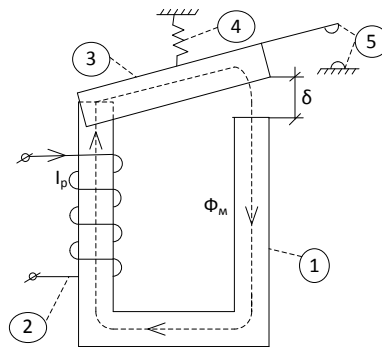


Рис. 5. Принципиальная схема электромагнитного реле:

1 – магнитопровод, 2 – обмотка, 3 – якорь, 4 – пружина, 5 – контакты.

Основные выводы, касающиеся применения электромагнитных реле в устройствах релейной защиты, определяются двумя соотношениями [10, 11]:

1. Законом Ома для магнитной цепи -  $\Phi_m = \frac{I_p * w_p}{R_m}$ , (1)

где:

$I_p$  – ток катушки реле;

$w_p$  – число витков катушки реле;

$R_m$  – магнитное сопротивление контура магнитного потока. Магнитное сопротивление контура, состоящее из магнитного сопротивления железа и

воздушного зазора, определяется в основном величиной последнего. Формулу (1) можно преобразовать к следующему виду:

$$\Phi_m = k_1 * \frac{I_p * w_p}{\delta}, (2)$$

где:

$k_1$  – коэффициент пропорциональности;

$\delta$  – величина воздушного зазора реле.

2. Электромагнитная сила пропорциональна квадрату магнитного потока

$$F_{эм} = k_2 * \Phi_m^2 = k_2 k_1^2 \frac{I_p^2 * w_p^2}{\delta^2} = k \left( \frac{I_p * w_p}{\delta} \right)^2, (3)$$

Из формулы (3) можно сделать выводы:

1. Уставку срабатывания реле можно регулировать числом витков катушки реле  $w_p$ ;
2. Порог входной величины реле, при котором происходит срабатывание и возврат реле различны, из-за разной величины воздушного зазора в этих состояниях. Отношение величины входной величины возврата реле (например – тока) к величине срабатывания называется коэффициентом возврата

$$k_v = \frac{I_{возв.р.}}{I_{ср.р.}}; (4)$$

3. Уставку срабатывания реле можно регулировать изменением противодействующей силы (пружины) реле.

*Индукционные реле.* В индукционном реле магнитные потоки, созданные токами, проходящими по катушкам, размещенным на неподвижных частях реле (сердечнике) взаимодействуют с вихревыми токами, наведенными ими, в подвижных элементах реле (алюминиевом диске или барабанчике). В результате взаимодействия магнитных потоков и вихревых токов возникает электромагнитная сила. Вращающий момент пропорционален магнитным потокам и синусу угла сдвига между ними:

$$M_{эм} = k \Phi_1 \Phi_2 * \sin \vartheta, (5)$$

Таким образом, для создания вращающего момента магнитные потоки должны быть сдвинуты по фазе и в пространстве (проекция на плоскость вращающего элемента реле).

Принципиальная схема индукционного реле показана на рисунке 6.

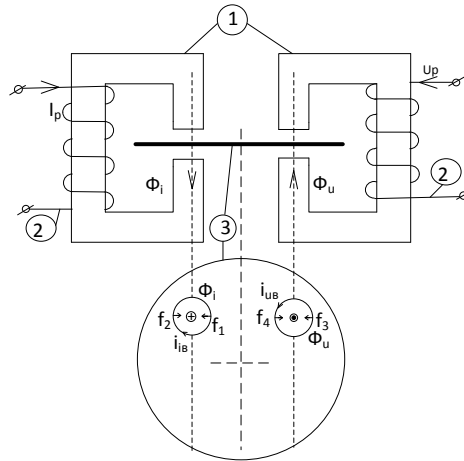


Рис. 6 принципиальная схема индукционного реле с двумя катушками:

1 - сердечники, 2 – катушки реле, 3 – алюминиевый диск

Индукционные реле с двумя входными величинами выполняются для контроля направления мощности короткого замыкания.

Широкое применение получили *индукционные токовые* реле с одной входной величиной (током).

Для получения сдвига в пространстве и по фазе необходимо магнитный поток от одной входной величины расщепить на два потока и сдвинуть их по фазе. Достигается это разрезанием концов полюсов сердечника и установкой на части разрезанного сердечника короткозамкнутых витков.

На рисунке 7 показана схематическая схема индукционного реле тока.

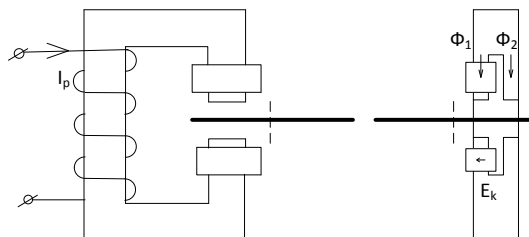


Рис.7. Принципиальная схема индукционного токового реле.



Вращающий момент такого реле будет пропорционален квадрату тока

$$M_{\text{эм}} = kI_p^2, (6)$$

Квадратичная характеристика реле аналогична характеристикам предохранителей, что значительно облегчает условия согласования уставок релейной защиты, выполненных на индукционных реле, с характеристиками предохранителей в электрической сети.

Частота вращения диска также будет пропорциональна квадрату тока:

$$\omega = k'I_p^2, (7)$$

При достижении величины тока в реле, равной уставке срабатывания, диск реле сдвинется в пространстве и войдет в зацепление с червячной передачей. Количество звеньев  $n$  червячной передачи и является вторым параметром настройки реле - выдержкой времени на задержку срабатывания:

$$t = \frac{n}{\omega} = k'' * \frac{n}{I_p^2}, (8)$$

Реле сердечника является насыщающимся элементом, т.е. величина магнитного потока при росте тока в реле не будет линейной. Поэтому характеристика реле (рисунок 8) имеет независимую часть, на которой при росте тока в реле выдержка времени изменяться не будет и будет равна выставленной по шкале реле.

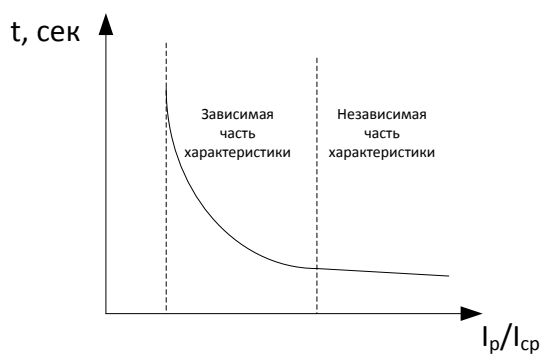


Рис.8. Характеристика срабатывания токового реле.

Конкретные величины срабатывания зависят от типа реле [7, 12].

Электромагнитные реле на переменном оперативном токе имеют ряд особенностей по сравнению с реле на постоянном токе.

Магнитный поток от переменного тока можно записать:

$$F_{\text{эм}} = \frac{\Phi_m^2}{2 \cdot \mu_0 S_{\delta}}, \quad (9)$$

где:

$S_{\delta}$  – поперечное сечение рабочего зазора реле.

Магнитный поток

$$\Phi_m = \Phi_m \sin(\omega t), \quad (10)$$

Тогда, уравнение (9) с учетом формулы (10) можно представить:

$$F_{\text{эм}}(t) = \frac{\Phi_m^2 \sin^2(\omega t)}{2 \mu_0 S_{\delta}} = \frac{\Phi_m^2 (1 - 2 \cos(2\omega t))}{4 \mu_0 S_{\delta}}, \quad (11)$$

Амплитудное значение магнитного потока  $\Phi_m$  можно представить через действующее значение  $\Phi$  при синусоидальном токе:

$$\Phi_m = \sqrt{2} \Phi, \quad (12)$$

Подставим (12) в (11) и преобразуем к виду:

$$F_{\text{эм}}(t) = \frac{\Phi^2}{2 \mu_0 S_{\delta}} - \frac{\Phi^2 \cos(2\omega t)}{2 \mu_0 S_{\delta}}, \quad (13)$$

Первая часть уравнения (13) постоянна, вторая имеет переменное значение и меняется с удвоенной частотой сети.

По сравнению с электромагнитными реле постоянного тока реле переменного тока имеют ряд существенных недостатков:

1. Тяговое усилие реле переменного тока в 2 раза меньше, чем у реле постоянного при одинаковых прочих параметрах реле. Поэтому при заданном электромагнитном усилии реле переменного тока имеет большую массу и большее собственное потребление;

2. Наличие переменной составляющей в тяговой силе приводит к вибрации подвижных частей реле;
3. Потери на вихревые токи могут приводить к нагреву реле, поэтому сердечник реле выполняют шихтованным, что усложняет технологический процесс изготовления реле.

#### Контрольные вопросы

1. Назовите основные принципы работы электромеханических реле.
2. Приведите принципиальные схемы электромагнитных реле.
3. Каковы основные недостатки электромагнитных реле переменного тока.

## Глава 5.

### Расчет уставок срабатывания токовых защит ВЛ (КЛ) 6-35 кВ.

Токовые защиты наиболее распространенный вид релейной защиты. Схемы токовых защит отличаются большим разнообразием и зависят от [13]:

1. защищаемого элемента электрической сети и его технических характеристик;
2. класса напряжения и вида конфигурации электрической сети;
3. конструктивного исполнения применяемого устройства релейной защиты;
4. типа оперативного тока на объекте, где устанавливается устройство релейной защиты.

#### Принцип работы токовых защит.

Принцип выбора зон ответственности токовых отсеков (ТО) и максимальных токовых защит (МТЗ) показана на рисунке 9.

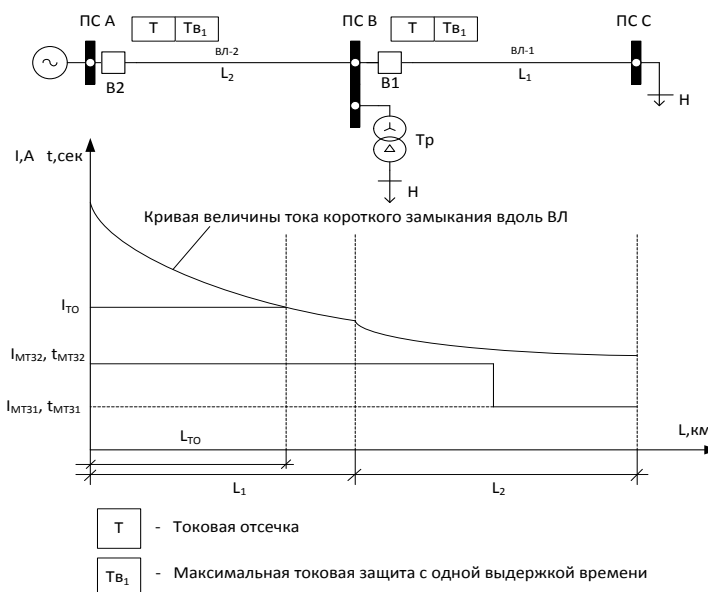


Рис.9. Зоны действия токовых защит.

Токовая отсечка (ТО) защиты, установленная на ПС А, во всех режимах энергосистемы не должна работать вне зоны ВЛ-2. Поэтому ее зону работы ограничивают примерно 85% длины  $L_2$ , что позволяет ТО выполнить с нулевой выдержкой времени на отключение выключателя В2.

Назначение МТЗ ВЛ-1 - обеспечивать отключение повреждения на ВЛ-1 во всех режимах работы энергосистемы с воздействием на выключатель В2 и она должна запускаться при повреждении на ВЛ-1 для резервирования защит ВЛ-1 в случае отказа защит ПС В или отказа в отключении выключателя В1.

Способность производить отключения МТЗ ВЛ-2 при повреждениях на ВЛ-1 называется *дальним резервированием*.

Требования *селективности* обеспечиваются выбором уставок срабатывания МТЗ ВЛ-2 по току и времени срабатывания :  $I_{MT32} > I_{MT31}$ , и  $t_{MT31} > t_{MT32}$ .

Расчет уставок релейной защиты обычно производится в первичных величинах, поэтому необходимо определить величину, которую необходимо выставить на реле:

$$i_{cp} = \frac{I_{c3} * k_{cx}^{(3)}}{K_{тт}}, (14)$$

где:

$I_{c3}$  – ток срабатывания защиты в первичных величинах;

$i_{cp}$  – ток срабатывания реле;

$k_{cx}^{(3)}$  – коэффициент схемы, показывающий, во сколько раз ток в реле больше, чем ток во вторичной обмотке трансформатора тока при нормальном симметричном режиме защищаемого элемента;

$K_{тт}$  – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Оценка эффективности работы МТЗ определяется коэффициентом чувствительности, который определяется по формуле:

$$k_{\text{ч}} = \frac{i_{\text{р.мин.}}}{i_{\text{ср}}}, (15)$$

где:

$i_{\text{р.мин.}}$  – минимально возможный ток повреждения, протекающий в реле.

При расчете минимально возможного тока в реле необходимо учитывать схему сборки токовых цепей, вид короткого замыкания и схемы соединения обмоток силовых трансформаторов [13].

Нормируемые коэффициенты чувствительности приведены [1].

### Выбор параметров срабатывания токовых защит.

#### *Токовая отсечка.*

Ток срабатывания ТО выбирается из условия отстройки от максимально возможного тока при повреждениях в конце защищаемой зоны (на рисунке 1 – шины ПС В);

$$I_{\text{ТО}} = k_{\text{н}} * I_{\text{макс}}^{(3)}, (16)$$

где:

$I_{\text{макс}}^{(3)}$  – трехфазный ток короткого замыкания в конце защищаемого участка сети;

$k_{\text{н}}$  – коэффициент надежности, зависящий от типа применяемого реле [13].

При наличии на ВЛ отпаечных ПС необходимо проверить ТО на несрабатывание от бросков тока намагничивания трансформаторов при включении ВЛ и отстроиться от коротких замыканий за трансформаторами.

#### *Максимальная токовая защита.*

Ток срабатывания МТЗ выбирается из двух условий:

1. отстройки от максимально возможного тока нагрузки с учетом самозапуска заторможенных двигателей [13]

$$I_{сз} \geq \frac{k_n k_{сзп}}{k_B} * I_{\text{раб.макс}}, \quad (17)$$

где:

$k_n$  – коэффициент надежности отстройки реле;

$k_{сзп}$  – коэффициент самозапуска;

$k_B$  – коэффициент возврата

$I_{\text{раб.макс.}}$  – максимально возможный рабочий ток с учетом параллельно работающих элементов сети.

2. по условию согласования рассчитываемой защиты (последующей – на рисунке 1 ПС А) с предыдущей (защита ПС В)

$$I_{сз} \geq k_{н.с.} (I_{сз.предыд} + \sum_1^{n-1} I_{\text{раб.макс.}(n-1)}), \quad (18)$$

где:

$k_{н.с.}$  – коэффициент надежности согласования [13], зависящий от типа реле;

$I_{сз.предыд.}$  – ток срабатывания предыдущей защиты.

Выдержка времени МТЗ для обеспечения селективности выбирается на ступень больше времени срабатывания предыдущей защиты

$$t_{сз} = t_{сз.предыд} + \Delta t, \quad (19)$$

где:

$t_{сз.предыд}$  – время срабатывания предыдущей МТЗ;

$\Delta t$  – ступень селективности, зависящая от типа реле [13].

На рисунке 10 приведен пример рассчитанных уставок МТЗ ввода трансформатора.

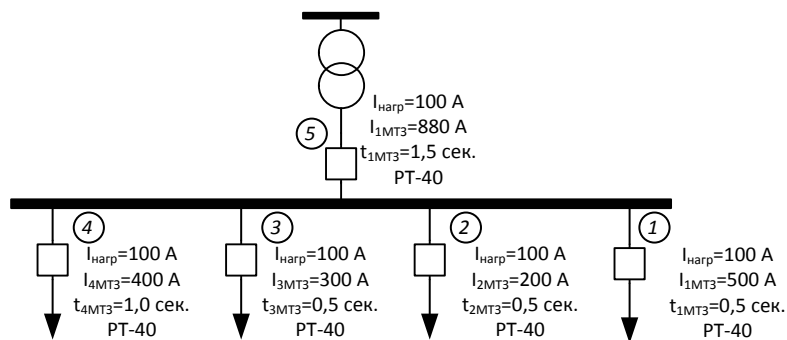


Рис.10. Таблица уставок РЗА секции шин ПС.

Определяющим условием выбора тока срабатывания МТЗ, установленной на вводе трансформатора, является условие согласования по току с МТЗ защиты 1 ( $I_{\text{сз}} = 500 \text{ A}$ ) и по времени с защитой 4 ( $t_{\text{сз}} = 1,0 \text{ сек.}$ ).

$$I_{\text{сз5}} \geq 1,1 * (500 + 3 * 100) = 880 \text{ A.}$$

$$t_{\text{сз5}} = 1,0 + 0,5 = 1,5 \text{ сек.}$$

Для реле с обратнoзависимой характеристикой для проверки правильности выбора уставок необходимо построить карту селективности (рисунок 11).

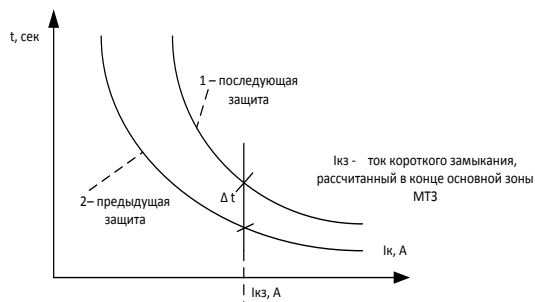


Рис.11. Пример построения карты селективности.

Самыми распространенными реле до настоящего времени являются реле серии РТ-80 , РТ-90, РТВ, типовые характеристики которых показаны на рисунках 12, 13. Современные цифровые реле имеют похожие характеристики срабатывания, и стандартизированы согласно рекомендациям международного энергетического комитета (МЭК).



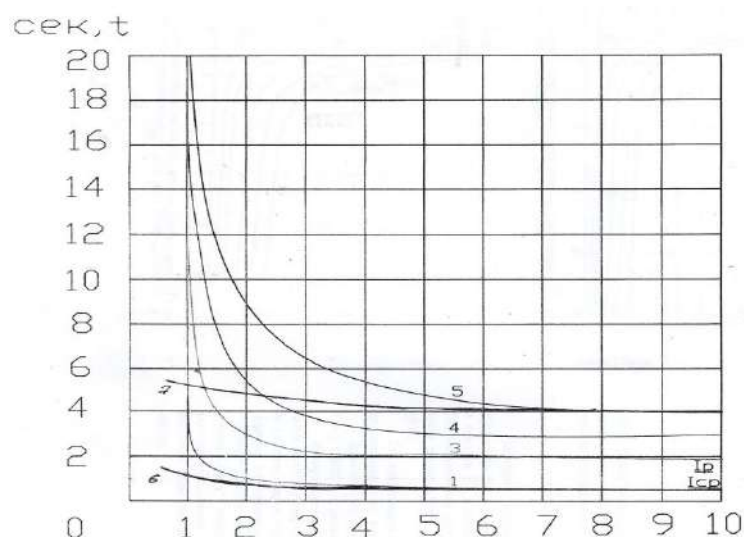


Рис.12. Характеристики реле типа РТ-80 и РТ-90. Кривые 1,2,3,4,5 – зависимость времени срабатывания реле РТ-81, РТ-85 от кратности к току срабатывания при выставленных уставках выдержки времени в независимой части характеристики соответственно -0,5; 1, 2, 3, 4 секунды. Кривые 6,7 – для реле РТ-95 - 0,5; 4 секунды. Ток срабатывания для реле РТ-85/1 и РТ-95/1 (с номинальным током 10 А) – 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 А; Ток срабатывания для реле РТ-85/2 и РТ-95/2 (с номинальным током 5 А) – 2; 2,5; 3, 3,5; 4, 4,5; 5 А.

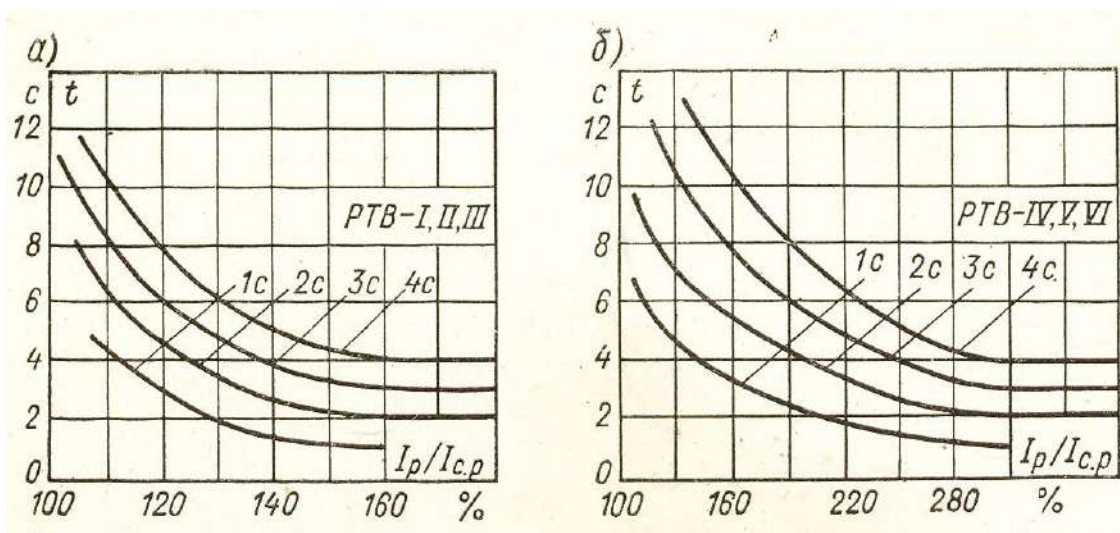


Рис.13. Характеристики вторичных токовых реле типа РТВ. Ток срабатывания реле:

$$I_{ycm} = 5, 6, 7, 8, 9, 10 \text{ А.}$$

### Контрольные вопросы

1. Назовите основные принципы работы токовых защит.
2. Как обеспечивается требование селективности ?
3. Каковы основные параметры срабатывания токовых защит ?

## Глава 6.

### Принципы реализации простых токовых защит и методы проверки.

#### Принципиальные схемы токовых защит.

Принципиальные схемы токовых защит определяются схемой сборки токовых цепей, видом оперативного тока на объекте, типом применяемого устройства релейной защиты.

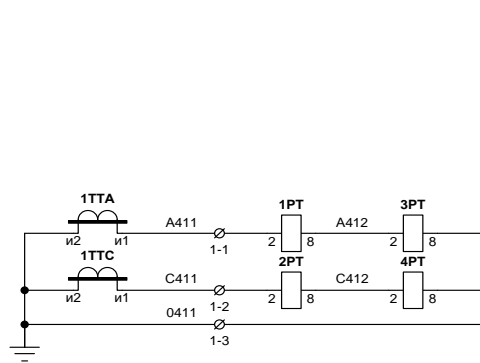
Токовые цепи собирают по схеме:

1. *неполная «звезда»* - двухфазная, двух- или трехрелейная. Применяется для защиты электрооборудования сетей напряжением до 35 кВ;
2. *полная «звезда»* - трехфазная, двух- , трех- , четырехрелейная. Применяется для защиты электрооборудования сетей напряжением до 110 кВ;
3. *«треугольник»* - трехфазная с двумя-, тремя реле. Применяется в основном для защиты силовых трансформаторов;

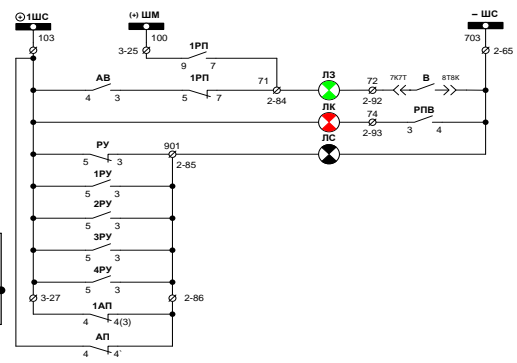
Принципиальных схем существует большое множество, но во всех заложена одинаковая логика работы [1].

#### *Схемы токовых защит на постоянном оперативном токе.*

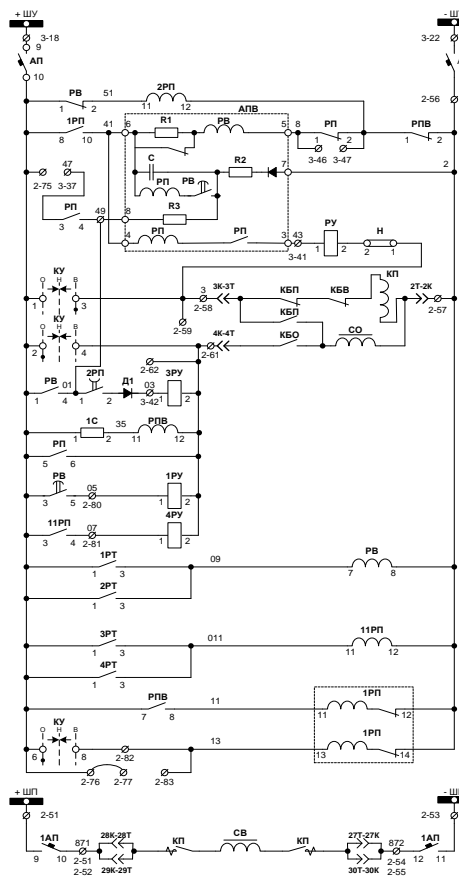
На рисунке 14 приведен пример схемы МТЗ на постоянном оперативном токе с электромеханическими реле.



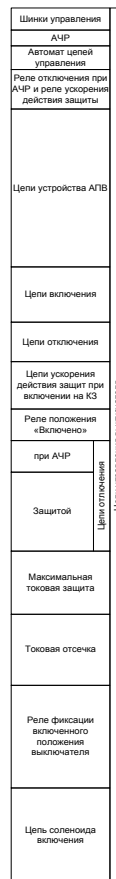
а) токовые цепи



б) цепи сигнализации



в) цепи управления



г) спецификация

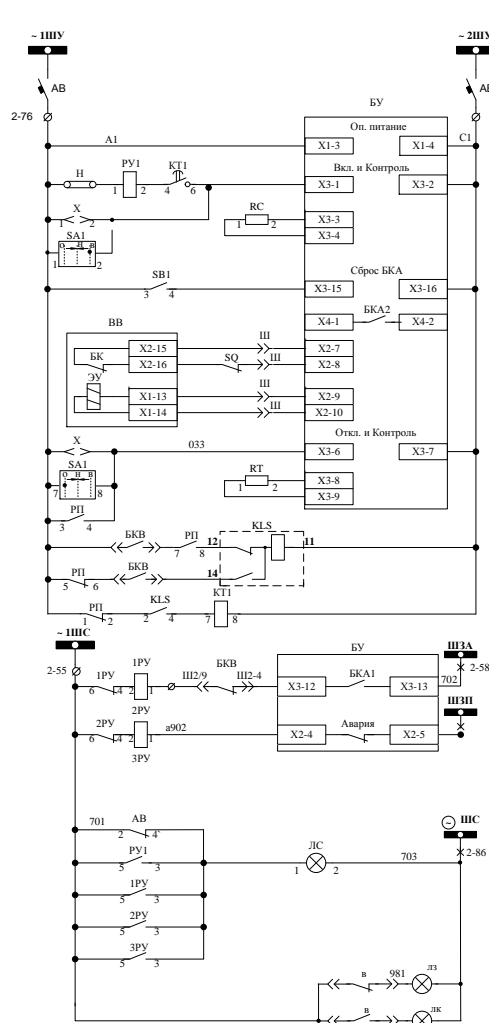
№ п.п.	Обозначение	Наименование	Тип	Технич. хар-ка
1	1РТ, 2РТ	Реле тока	РТ-40/	
2	3РТ, 4РТ	Реле тока	РТ-40/	
3	РТ	Реле тока	РТ-40/	
4	РВ	Реле времени	ЗВ-134	- 110 В
5	РП, 11РП, РПВ	Реле промежуточное	РП-23	- 110 В
6	1РП	Реле промежуточное	РП-11	- 110 В
7	2РП	Реле промежуточное	РП-252	-220 В
8	АПВ	Реле повторного включения	РПВ-58	- 110 В, 0,5 А
9	РУ	Реле указательное	РУ-21/0,5	0,5 А
10	1РУ, 3РУ, 4РУ	Реле указательное	РУ-21/1	1 А
11	2РУ	Реле указательное	РУ-21/220	- 110 В
12	АВ	Автомат	АП-50-3М	$I_{н.р.}=2,5 А$
13	1АВ	Автомат	АП-50-4МТ	$I_{н.р.}=25 А$
14	А	Амперметр	Э 378	
15	КУ	Ключ универсальный пакетный	КВ-22	
16	ПК	Выключатель пакетный	ПВМ2-10	220 В, 10 А
17	Н	Накладка контактная		

Рисунок 14. Принципиальная схема ВЛ (КЛ) 6 кВ на постоянном оперативном токе с электромеханическими реле: а) токовые цепи; б) цепи сигнализации; в) цепи управления; г) спецификация.

Схемы токовых защит на переменном оперативном токе.

[illegible]

### б) токовые цепи



г) спецификация

Шинки и автомат

Питание БУ

Цепи включения

Сброс БКА

Электромагнит управления

Цепи отключения

Реле фиксации работы АЧР

Реле времени АПВ

Аварийное отключение

Неисправность блока управления

Земля в линии

Лампа

"Указатель не поднят, автомат отключен"

Лампа откл.

Лампа вкл.

Центр управления

Центр сигнализации

№ п.п.	Обозначение	Наименование	Тип	Технич. хар-ки
1	1РТ, 2РТ	Реле тока	РТ-85/1	
2	5РТ	Реле тока	РТ-40/0.2	
3	1РУ, 2РУ, 3РУ	Реле указательное	РУ-21/0,15	0, 15 А
4	РУ1	Реле указательное	РУ-21/0,5	~ 0,5 А
5	КТ1	Реле времени	РВ-248	~ 220 В
6	КЛS1	Пром. реле 2-х позиционное	РП-12	~ 220 В
7	БУ	Блок управления	БУ/ТЕЛ-220-12-03А	
8	RC	Резистор эквивалент включения		
9	RT	Резистор эквивалент отключения		
10	SB1	Выключатель кнопочный	KV-Y2	
11	H	Накладка	НКР-3	
12	SA1	Переключатель	ПВП119-2320А0229	
13	AB	Выключатель автоматический	АП-50Б-2МТ	$I_{н.р}=2,5A \quad I_{отс.}=10 A$
14	ЛЗ	Арм. сигн. лампы с зелёной линзой		
15	ЛК	Арм. сигн. лампы с красной линзой		
16	ЛС	Арм. сигн. лампы с белой линзой		

Рис.15. Защита отходящей ВЛ (КЛ) на переменном оперативном токе с реле РТ-85: а) поясняющая схема; б) токовые цепи; в) цепи управления; г) спецификация.

Для управления выключателем используется блок управления типа БУ/TEL. Назначение БУ/TEL аналогично назначению привода традиционного выключателя: управление выключателем путём подачи напряжения на его электромагниты, а так же взаимодействие с релейной защитой и автоматикой.

Включение и отключение выключателей в КРУН-10 можно производить с помощью переносного пульта управления, подключенного в розетку на двери релейного отсека соответствующей ячейки или по ТУ.

На передней панели БУ/TEL должны гореть зелёные светодиоды «Питание» и «Готов», а на Сириус «Питание». Индикатор «Готов» горит зелёным светом при готовности БУ/TEL к включению, т.е. конденсаторы включения заряжены, отказы не обнаружены. После подачи оперативного тока индикатор мигает в течение времени подготовки (заряда) конденсаторов включения. Время подготовки после подачи оперативного тока 15 сек., после предыдущего включения 9 сек.

На передней панели БУ/TEL расположен индикатор «Авария» он мигает красным светом при наличии внутренних или внешних неисправностей БУ/TEL. В этом случае блокируется команда «вкл», работоспособность защит и команды «откл» сохраняются.

Для снятия аварийной индикации необходимо:

после ручного отключения выключателя, квитировать сигнал (подать команду «откл» пультом ДУ);

Разновидностью схемы токовых защит на переменном оперативном токе являются *схемы с дешунтированием ЭО с независимой выдержкой времени МТЗ.*

На рисунке 16 в качестве примера приведена схема МТЗ силового трансформатора. Для отключения выключателя при коротких замыканиях используются ЭОТТ1 и ЭОТТ2, включенные в токовые цепи. Для надежности в отключении выключателя в данной схеме также применена схема оперативного тока с предварительно заряженными конденсаторами БК1...БК3.

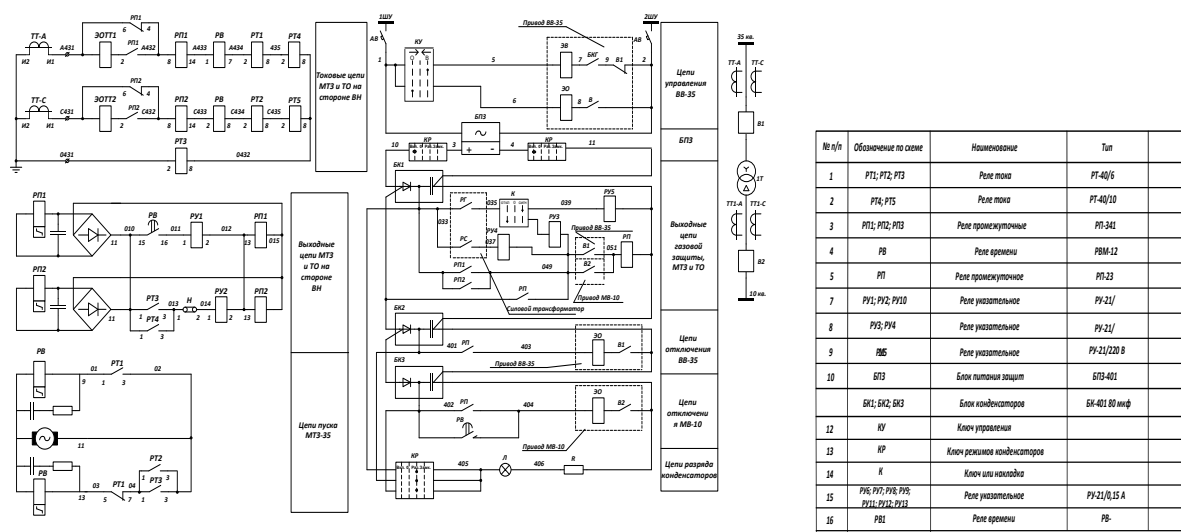


Рис. 16. Защита трансформатора на переменном оперативном токе с МТЗ с независимой выдержкой времени.

Несмотря на стремительный рост использования электронных (статических) и микропроцессорных реле в устройствах релейной защиты и автоматики, электромеханические реле являются самыми применяемыми реле в настоящее время. При соответствующем выполнении объемов технического обслуживания в условиях эксплуатации электромеханические реле являются надежными устройствами, удовлетворяющими всем основным требованиям, предъявляемым к устройствам релейной защиты. Поэтому изучение их является важной и актуальной задачей.

При определении параметров устройств релейной защиты обязательно необходимо обеспечить синусоидальность воздействующей величины (тока) и точность измерений. Искажение формы тока в обмотке реле может быть

вызвано насыщением магнитопровода самого реле (при трехкратном токе уставки) или нелинейным сопротивлением проверочного устройства.

Поэтому предпочтительной схемой проверки характеристик токовых реле является реостатная схема, с включенным последовательным активным сопротивлением примерно в 5 раз превышающим сопротивление обмотки реле. Трансформатор проверочного устройства должен иметь достаточную мощность, не менее 500 ВА.

Точность измерений должна быть не ниже данных, указанных в таблице 1.

Таблица 1. Допустимые отклонения параметров реле.

№ п/п	Наименование параметра	Допустимая величина отклонения
1.	Выдержка времени, сек.:	
	с реле времени с максимальной уставкой более 3, 5 сек	$\pm 0,1$
	с реле времени с максимальной уставкой менее 3, 5 сек	$\pm 0,06$
2.	Выдержка времени устройств РЗА с зависимой характеристикой, сек.	
	в зависимой части	$\pm 0,15$
	в независимой части	$\pm 0,1$
3.	Ток (напряжение) срабатывания реле переменного тока и напряжения, %	$\pm 3$

Основная погрешность прибора  $\delta$  может быть подсчитана по формуле, исходя из класса точности прибора  $\gamma_{max}$ , верхнего предела шкалы  $A_{ш}$ , и измеренной величины  $A_u$ :



$$\delta = \gamma_{\max} \frac{A_{\text{из}}}{A_{\text{н}}}, \quad (20)$$

Например, при измерении (при нормальных условиях) амперметром класса точности 1,0 с верхним пределом 10 А тока величины 5 А относительная погрешность измерения согласно (20) будет 2%, а при измерении амперметром с верхним пределом 5 А составит 1%.

При проверке необходимо учитывать термическую устойчивость устройств РЗА, особенно при больших кратностях подаваемого тока по отношению к номинальному значению 5 А.

#### Метода проверки токовых реле.

1. Подготовить проверочную аппаратуру и измерительные приборы, необходимыми для выполнения работы. Записать исходные данные.
2. Ознакомиться с техническими характеристиками реле.
3. Выполнить внутренний осмотр аппаратуры.
4. Ознакомиться с принципиальной схемой МТЗ
5. Проверить изоляцию схемы. Проверку произвести измерением сопротивления изоляции мегаомметром на 1000 В. Отдельные шкафы должны иметь сопротивление не менее 10 МОм, устройства РЗА в полностью собранной схеме с контрольными кабелями не менее 1 МОм.
6. Для проверки реле типа РТ-40 собрать схему согласно рисунку 17 (поданной схеме можно и проверять электронные реле типа РСТ). Выставить уставки токовой отсечки и МТЗ на реле. Измерить ток срабатывания и возврата реле, рассчитать коэффициент возврата.

Заданное пороговое значение воздействующей величины при срабатывании или заданная выдержка времени, после которой реле должно сработать, называется *уставкой*.

Под начальным состоянием реле понимается состояние, при котором отсутствует воздействующая величина на входе реле.

Конечное состояние реле – состояние, при котором воздействующая величина превышает заданное, пороговое значение.

Переход реле из начального в конечное называется *срабатывание* реле, обратное – *возврат* реле.

Отношение воздействующей величины (например: тока) при возврате реле к величине срабатывания называется *коэффициентом возврата*:

$$k_{\text{в}} = \frac{I_{\text{в.п.}}}{I_{\text{с.п.}}} \quad (21)$$

Время срабатывания реле (*выдержка времени реле*) – время с момента появления воздействующей величины (тока, напряжения), превышающую заданную величину (*уставку*) на 10%, до момента срабатывания реле.

Данные записать в таблицу 2. Сравнить полученный результат с паспортными данными на реле.

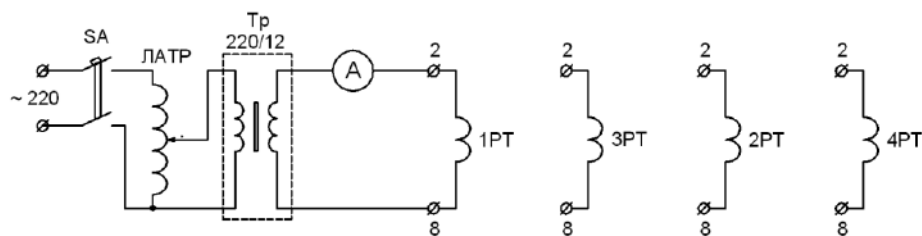


Рисунок 17. Схема проверки реле РТ-40.

Таблица 2.



№ п/п	Уставка реле $PT$ , $I_{c.p.} =$ , А		
1.	Кратность тока	Величина тока, А	Время срабатывания $t_{c.з.}$ МТЗ, сек.
2.	$1,0 * I_{c.p.}$		
3.	$1,05 * I_{c.p.}$		
4.	$1,1 * I_{c.p.}$		
5.	$1,5 * I_{c.p.}$		
6.	$2 * I_{c.p.}$		
7.	$3 * I_{c.p.}$		

9. Для проверки реле типа РТ-80 (РТ-90) собрать схему согласно рисунку 19. Записать паспортные данные реле.

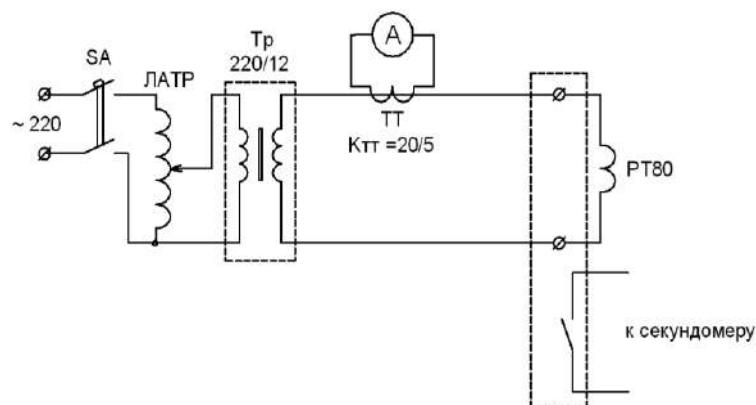


Рисунок 19. Схема проверки реле серии РТ-80.

10. Плавнo увеличивая ток в реле, определить величину тока, при котором начинает вращаться диск и работать индукционный элемент реле. Записать, сравнить с паспортными данными.

11. Определить ток срабатывания  $I_{c.p.}$  и ток возврата  $I_{в.р.}$  реле, на уставке, указанной преподавателем. Рассчитать коэффициент возврата.

12. Снять зависимость времени срабатывания реле серии РТ80 в зависимости от величины подаваемого тока на уставке по току, указанной

преподавателем при минимальной и максимальной выставленной выдержки времени. Данные записать в таблицу 4 и построить график.

Таблица 4.

№ п/п	Уставка реле $I_{c.p.} =$ , А, Уставка по времени $t_{min} =$ , сек.			Уставка реле $I_{c.p.} =$ , А, Уставка по времени $t_{max} =$ , сек.		
	Кратность по току	$I_{реле}$ , А	Время срабатывания, $t_{с.з.}$ , сек	Кратность по току	$I_{реле}$ , А	Время срабатывания, $t_{с.з.}$ , сек
1.	$1,1 * I_{c.p.}$			$1,1 * I_{c.p.}$		
2.	$1,2 * I_{c.p.}$			$1,2 * I_{c.p.}$		
3.	$1,5 * I_{c.p.}$			$1,5 * I_{c.p.}$		
4.	$2 * I_{c.p.}$			$2 * I_{c.p.}$		
5.	$2,5 * I_{c.p.}$			$2,5 * I_{c.p.}$		
6.	$3 * I_{c.p.}$			$3 * I_{c.p.}$		
7.	$4 * I_{c.p.}$			$4 * I_{c.p.}$		

Контрольные вопросы для самостоятельной работы по Главе 6.

1. От чего зависит величина тока срабатывания и тока возврата токового реле РТ40?
2. Почему обязательно требование синусоидальности подаваемого в токовое реле тока?
3. Какая ступень селективности принята для МТЗ с независимой выдержкой времени с реле РВМ-12?
4. Что такое коэффициент схемы  $k_{сх}$ ?
5. Назначение нормально закрытого контакта  $1PT$  и  $3PT$  в схеме МТЗ с независимой выдержкой времени?
6. Номинальный ток реле РП341, РВМ12?
7. Допустимый ток мостящих контактов  $1PP$ ,  $2PP$  в схеме МТЗ с независимой выдержкой времени?
8. Преимущества реле серии РТ80 перед РТ40?

9. Область применения схем МТЗ с дешунтированием?
10. Вид характеристики срабатывания реле серии РТ80?

## Глава 7.

### Принципы работы электронных (статических) реле

Электромеханические реле имеют ряд недостатков:

1. собственное большое потребление, что требует источников тока и напряжения соответствующей мощности;
2. наличие подвижных частей реле приводит к повышенным требованиям к уровню их эксплуатации для обеспечения надежности;
3. относительно высокая чувствительность к вибрации.

На смену электромеханическим реле стали серийно выпускаться реле на полупроводниковых элементах (*статические реле*).

Основными преимуществами полупроводниковых реле на интегральных микросхемах относят:

1. увеличенное количество функций, которое можно реализовать;
2. наличие тестового и функционального контроля;
3. возможность получения характеристики реле практически любой сложности;
4. быстродействие;
5. снижение потребления по измерительным цепям;
6. вибростойкость.

Электромеханические реле, в качестве воздействующей величины воспринимают действующее значение сигнала [15]. В статических реле нет вычислительного аппарата для определения действующей величины входного сигнала, поэтому для получения аналогичных характеристик используют несколько контролируемых параметров.

Действующее значение переменной величины (например - тока) можно записать:

$$I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt}, \quad (22)$$

При синусоидальном сигнале, при строгом соответствии между действующим и мгновенным значением сигнала, достаточно было бы контролировать мгновенные значения, что позволяет добиться быстроедействия. Первое условие срабатывания реле можно тогда записать:

$$U(t_i) > U_{уст}.$$

Из-за наличия в реальном сигнале высокочастотных составляющих (несинусоидальном входном сигнале) приходится вводить второе обязательное условие – значение входной величины должно превышать уставку срабатывания реле некоторое время (*отстройка от высокочастотных помех*):

$$t > t_{уст}.$$

Время отстройки ( $t_{уст}$ ) принимают 5-7 ms.

Для уменьшения времени отстройки в некоторых реле входной сигнал сначала подается на фильтр основной частоты сети, а только потом обрабатывается.

Для обработки входного сигнала в реле с одной входной величиной (реле тока, напряжения) применяются следующие принципы построения измерительного органа [15]:

1. Сравнение выпрямленного и сглаженного фильтром входного сигнала с опорной величиной. В качестве сравнивающего элемента используют схему операционного усилителя с положительной обратной связью;
2. Сравнение времени превышения мгновенного значения входной величины над опорной с заданным временем;
3. Сравнение времени, когда мгновенная входная величины превышает заданную (опорную) величину, со временем, когда входная величина меньше заданной.



Для реле с двумя входными величинами (например - реле мощности), как правило, сравнивают фазы входных величин, а именно время совпадения знаков сравниваемых величин и времени несовпадения знаков.

На рисунке 20 приведена схема статического реле с одной входной величиной – током. Технические характеристики реле указаны в документации производителя [7].

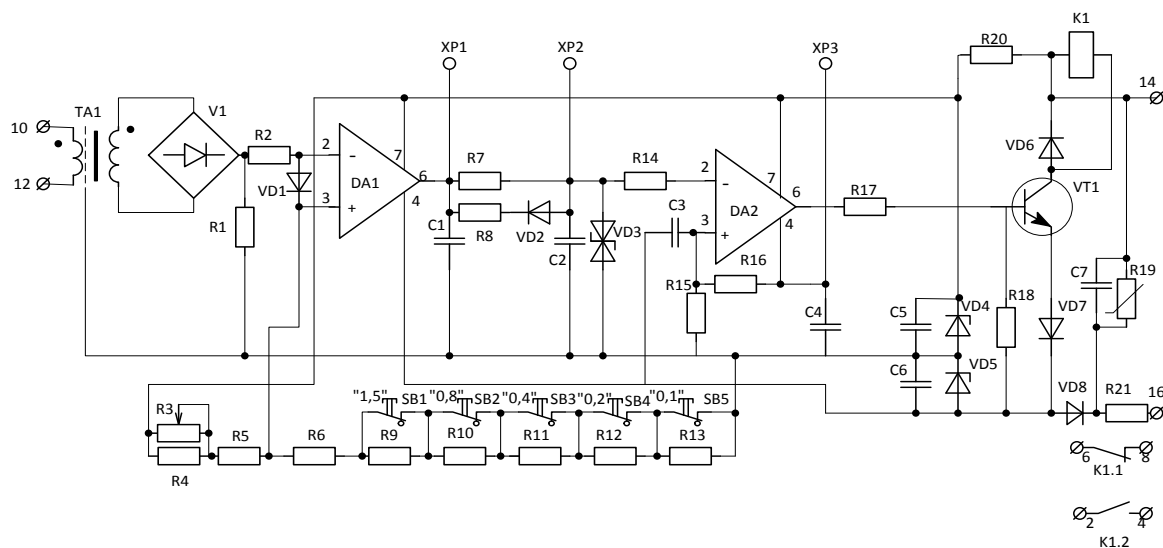


Рис. 20. Принципиальная схема реле тока типа РСТ13.

Реле состоит из следующих основных элементов:

1. *воспринимающей части* – промежуточный трансформатор тока TA1;
2. *преобразующей части* – выпрямительный мост V1 с нагрузкой R1;
3. *сравнивающей части* – порогового элемента на операционном усилителе DA1, интегрирующей цепочки RC и триггера Шмитта;
4. *исполнительной части* – реле K1.

Положение ключей SB..., показанное на рисунке 1, соответствует минимальной уставке срабатывания реле и определяется напряжением на входе 3 компаратора DA1.

При отсутствии сигнала на входе реле напряжение на выходе компаратора DA1 (точка XP1) равно +15 В.

При наличии тока (но меньше уставки срабатывания реле), в те моменты времени когда напряжение на входе 2 компаратора DA1 превышает напряжение на входе 3, на выходе компаратора появляется отрицательное напряжение -15 В. Конденсатор C2 быстро перезаряжается через резисторы R7, R8 и диод VD2. В те промежутки времени, когда мгновенное значение сигнала ниже порога, на выходе компаратора появляется положительное напряжение и C2 снова перезаряжается.

При увеличении тока время перезаряда C2 отрицательным напряжением увеличивается, а положительным уменьшается.

При токе срабатывания отрицательное напряжение на конденсаторе C2 достигает напряжения порога срабатывания триггера Шмитта DA2 и на его выходе появляется положительное напряжение. Через R17 открывается до насыщения транзистор VT1 и срабатывает реле K1. Одновременно становится положительным напряжение порога триггера Шмитта, определяемое резистором R15. Амплитуда положительно напряжения на конденсаторе C2 при этом ниже вновь установившегося порога DA2, выходное реле остается в устойчивом состоянии срабатывания. Тем самым достигается полная аналогия между электромеханическими и статическим реле по наличию коэффициента возврата реле меньше 1 и отсутствие «дребезга» реле.

Диод VD6 защищает транзистор VT1 от перенапряжений в цепи эмиттер-коллектор при коммутации реле K1.

Конденсаторы C1 и C4 предназначены для защиты от импульсных помех, а C3 для предотвращения ложного кратковременного срабатывания при подаче оперативного напряжения на реле.

### Контрольные вопросы

1. Назовите основные недостатки электромеханических реле.
2. Назовите основные преимущества полупроводниковых реле.
3. Из каких основных элементов состоит реле.
4. Назовите основные принципы построения измерительного органа.

## Глава 8.

### Релейная защита силовых трансформаторов напряжением 6-110 кВ

#### *Виды повреждений и аномальные режимы работы трансформаторов.*

Для трансформаторов 6-110 кВ [1] выделяют следующие виды повреждений и ненормальных (аномальных) режимов работы:

1. многофазные замыкания в обмотках и на выводах;
2. однофазные замыкания на «землю» в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
3. витковые замыкания в обмотках;
4. повреждения в обмотках, обусловленные токами «внешних» (вне трансформатора) коротких замыканий;
5. повреждения в обмотках, обусловленные токами перегрузки трансформатора;
6. понижение уровня масла в трансформаторе;
7. однофазные замыкания на «землю», если трансформатор подключен в сети с изолированной нейтралью и отключение требуется правилами безопасности.

#### *Устройства РЗА трансформаторов.*

Для исключения повреждений и ненормальных режимов работы должны предусматриваться следующие устройства релейной защиты трансформатора:

1. *газовая защита (основная)* – от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла. Устанавливается на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и

более (допускается 1-4 МВА). Имеет две ступени: при слабом газовыделении и незначительном снижении уровня масла первая ступень действует на «сигнал», вторая ступень – на отключение. Для защит устройства РПН предусматривается отдельное «газовое» реле.

Газовая защита является универсальной и наиболее чувствительной защитой трансформатора от внутренних повреждений. Она реагирует на такие опасные повреждения, как замыкание между витками обмоток, «пожар» стали, на которые не реагируют другие виды защит.

В качестве реагирующего органа газовой защиты трансформаторов может быть использовано реле РГТ-80 (рисунок 21), которое установлено в рассечку маслопровода, соединяющего расширитель с баком трансформатора. Оно имеет смотровое стекло 2 со шкалой, с помощью которой определяется объем скопившегося в реле газа. На крышке газового реле имеется краник 1 для выпуска воздуха и взятия пробы газа на анализ, и кнопка опробования 3 для имитации работы газовой защиты. Реле реагирует на понижение уровня масла в нем и на поток масла в расширитель.

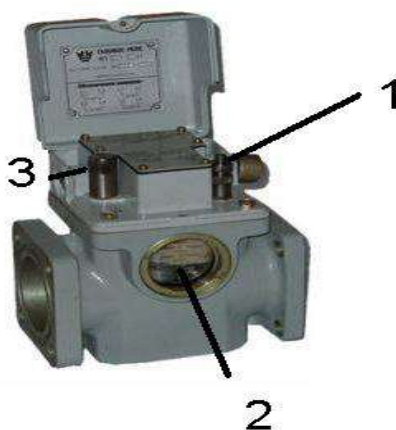


Рисунок 21. Реле газовой защиты типа РГТ-80.

Газовая защита работает следующим образом:

При медленном газообразовании:

– выделяющиеся газы собираются в верхней части газового реле, где расположен сигнальный элемент. При скоплении в реле определенного количества газа уровень масла в нем снижается, верхний поплавков опускается под действием силы тяжести, замыкает сигнальный контакт и подает сигнал неисправности. При длительном выделении газа отключение трансформатора не происходит.

При бурном выделении газа:

– при повреждении внутри бака трансформатора под действием электрической дуги происходит бурное разложение масла и поток масла или смеси масла с газом устремляется с большой скоростью из бака в расширитель. Под воздействием этого потока пластина, которая имеет регулируемую уставку срабатывания по скорости потока масла, отклоняется на определенный угол, отключающий контакт замыкается - подается команда на отключение трансформатора.

При упуске масла:

– если исчезновение масла в расширительном баке трансформатора своевременно не обнаружится, сработает предупредительная сигнализация, как и в случае медленного газообразования;

– при дальнейшем снижении уровня масла, когда корпус реле опорожняется более чем наполовину, нижний поплавков также опускается под действием силы тяжести и дает команду на отключение трансформатора.

В процессе эксплуатации предусмотрена проверка работоспособности реле персоналом. Проверка работы реле от действия поплавков и напорной пластины производится кнопкой проверки в следующем порядке:

Для проверки работы реле от действия напорной пластины кнопка устанавливается небольшим нажатием и поворотом ее в положение, когда символ « ● » на торце кнопки совпадает с символом « ◀ » на крышке

коробки зажимов. Затем, нажатием на кнопку до упора, осуществляется проверка срабатывания нижней контактной системы. После снятия нажатия с кнопки напорная пластина и контакты возвращаются в исходное положение.

Для проверки работы реле от действия поплавков кнопка проверки устанавливается в положение, когда символ « : » на торце кнопки совпадает с символом « ◀ » на крышке коробки зажимов. Затем нажатием на кнопку до упора осуществляется проверка работы поплавков и срабатывания верхней и нижней контактных систем. После снятия нажатия с кнопки поплавки возвращаются в исходное положение.

На трансформаторах выполняется газовая защита устройств РПН. Струйное газовое реле РСТ-25 (рисунок 22) установлено в рассечку маслопровода, соединяющего расширитель с баком РПН.

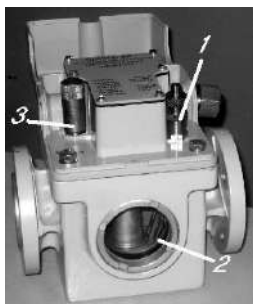


Рисунок 22. Реле газовой защиты типа РСТ-25.

Особенностью газового реле РСТ-25 является то, что оно после срабатывания фиксируется в сработавшем положении и возвращается вручную персоналом. Для возврата отключающего элемента реле предусмотрено устройство, которое служит и для опробования работоспособности реле.

Проверка работы реле от действия напорной пластины, а также снятие пластины с фиксации после проверки или после срабатывания в процессе

эксплуатации, производится кнопкой проверки в следующем порядке (предварительно с кнопки должен быть снят колпачок):

– Кнопка проверки устанавливается небольшим нажатием и поворотом ее в положение, когда символ « ● » на торце кнопки совпадает с символом « ◀ » на крышке коробки зажимов. Затем нажатием на кнопку до упора осуществляется проверка срабатывания реле. После снятия нажатия с кнопки она возвращается в начальное положение, а напорная пластина остается в сработавшем состоянии.

Для снятия с фиксатора напорной пластины после ее проверки или срабатывания от потока масла кнопка устанавливается в положение, когда символ « : » на торце кнопки совпадает с символом « ◀ » на крышке коробки зажимов. Затем нажатием на кнопку до упора откидывается скоба фиксатора и напорная пластина возвращается в исходное положение.

2. *продольная дифференциальная защита (основная)* – от внутренних повреждений трансформатора и повреждений на выводах. По принципу работы продольная дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ) защищает только зону трансформатора, ограниченную трансформаторами тока, к которым подключена (*защита с абсолютной селективностью*). ДЗТ устанавливается на трансформаторах мощностью 6,3 МВА и более и действует на коммутационные аппараты *без выдержки времени*.

3. *токовая отсечка без выдержки времени*, устанавливаемая со стороны питания и охватывающая часть обмотки трансформатора, если не предусматривается дифференциальная защита.

4. *максимальная токовая защита (МТЗ) с комбинированным пуском по напряжению* (или без него) от повреждений в обмотках *понижающих* трансформаторов мощностью 1 МВА и более, обусловленных внешними короткими замыканиями. На трансформаторах менее 1 МВА устанавливается



*МТЗ без пуска по напряжению.* МТЗ устанавливается на двухобмоточных трансформаторах со стороны питания; на понижающем двухобмоточном, питающем две отдельные секции – со стороны питания и со стороны каждой секции. На трехобмоточном допускается не устанавливать МТЗ с одной из сторон трансформатора, а выполнить со стороны питания с двумя выдержками времени: с меньшей на отключение выключателя низкой стороны, второй - на отключение всего трансформатора.

5. *максимальная токовая защита от перегруза с действием на «сигнал»* на трансформаторах мощностью 0,4 МВА и более.

6. *защита от однофазных коротких замыканий на «землю»* на трансформаторах с высшим напряжением до 35 кВ. Может реализоваться либо с помощью МТЗ на высоком напряжении трансформатора в трехрелейной исполнении, либо автоматов на низком напряжении, либо специальной защитой нулевой последовательности, устанавливаемой в нулевом проводе трансформатора.

Устройства релейной защиты повышающих трансформаторов имеют свои особенности.

Полный список необходимых устройств релейной защиты трансформаторов и автотрансформаторов разных классов напряжений и мощностей и их функции указан в [1] .

#### *Принцип работы ДЗТ трансформатора.*

Принцип работы дифференциальной защиты идеального трансформатора приведен на рисунке 23.

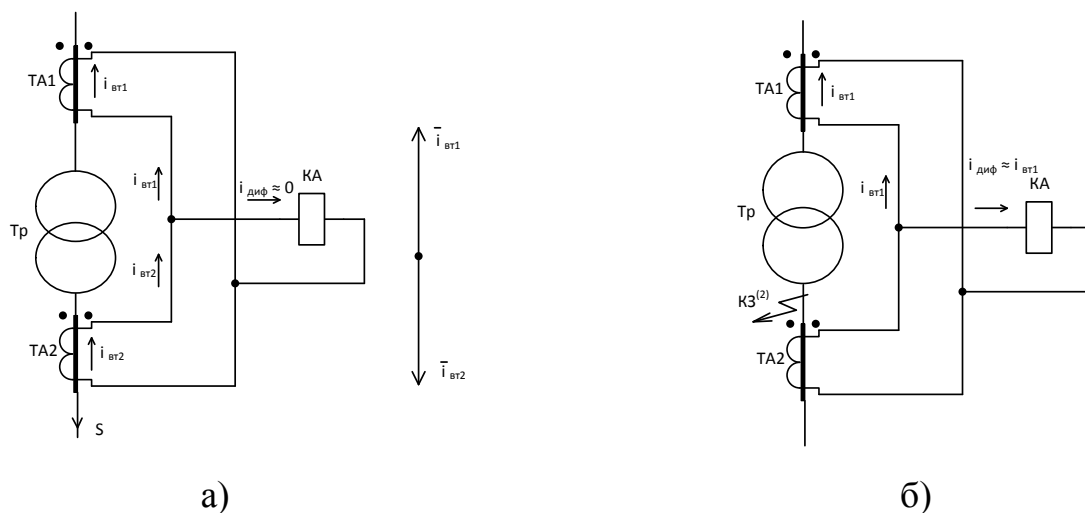


Рис.23 Принцип работы ДЗ идеального трансформатора: а) в нагрузочном режиме и при «внешних» («сквозных») коротких замыканий; б) при повреждении в «зоне» ДЗТ.

При реализации данного принципа у реального трансформатора с традиционными электромеханическими реле (серии РНТ-560, ДЗТ-11) возникает ряд сложностей:

1. *Наличие тока намагничивания в плече трансформатора питающей стороны.* Учет наличия тока намагничивания трансформатора производится при выборе уставок срабатывания ДЗТ методом отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора под напряжение.

2. *Наличие различных схем и групп соединения силовых трансформаторов.* Данное обстоятельство приводит к сдвигу токов разных «плеч» ДЗТ между собой по фазе. Решается соединением трансформаторов тока, таким образом, чтобы скомпенсировать этот сдвиг фаз.

3. *Наличие РПН трансформатора.* Учет наличия устройства РПН производится при расчете уставок ДЗТ.

4. *Дискретный ряд стандартных коэффициентов трансформации трансформаторов тока.* Решается с помощью специальной конструкции реле с несколькими обмотками (на рисунке 2 -  $w_{yp1}$  и  $w_{yp1}$ ). Срабатывание реле

происходит при наличии м.д.с. в любой из обмоток реле, равной 100 ав. Выбором количества витков обмотки реле уравниваются м.д.с. «плеч» ДЗТ.

5. *Различие характеристик самих трансформаторов тока.* Учет производится при расчете уставок ДЗТ.

На рисунке 24 приведена принципиальная схема одной фазы ДЗТ реального трансформатора с электромеханическим дифференциальным реле.

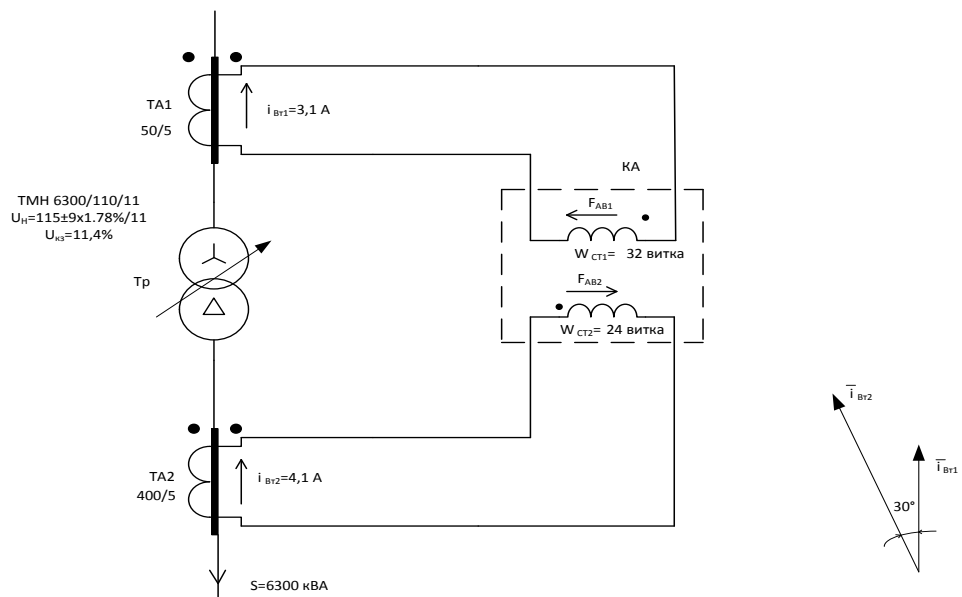


Рис.24 . Принципиальная схема ДЗТ  
реального трансформатора с соединением Y/Δ-11.

На рисунке 25 показана принципиальная схема реле РНТ-565, одного из типов реле используемых в схемах ДЗТ.

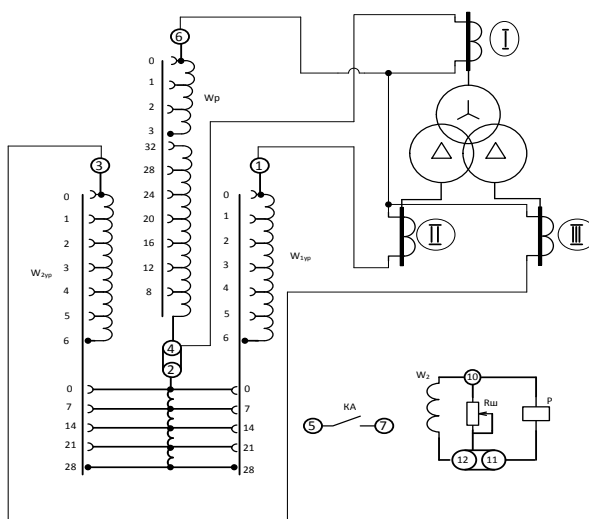


Рис.25 Принципиальная схема РНТ-565.  $w_p$  – рабочая обмотка реле,  $w_{1yp}$ ,  $w_{2yp}$  – первая и вторая уравнительные обмотки.

Здесь «плечо» ДЗТ стороны I имеет количество витков, состоящее из витков рабочей обмотки реле  $w_p$ ; стороны II сумма –  $w_p + w_{1yp}$ ; стороны III –  $w_p + w_{2yp}$ . Возможны и другие способы включения обмоток реле, которые определяются при расчете параметров ДЗТ.

В случаи применения микропроцессорных устройств релейной защиты для реализации ДЗТ решение задач осуществляется программным способом [4].

Для компенсации фазового сдвига токов на различных сторонах трансформатора трансформаторы тока собирают специальным образом. В качестве примера на рисунке 26 приведена схема ДЗТ силового трансформатора со схемой соединения Y/Δ-11.

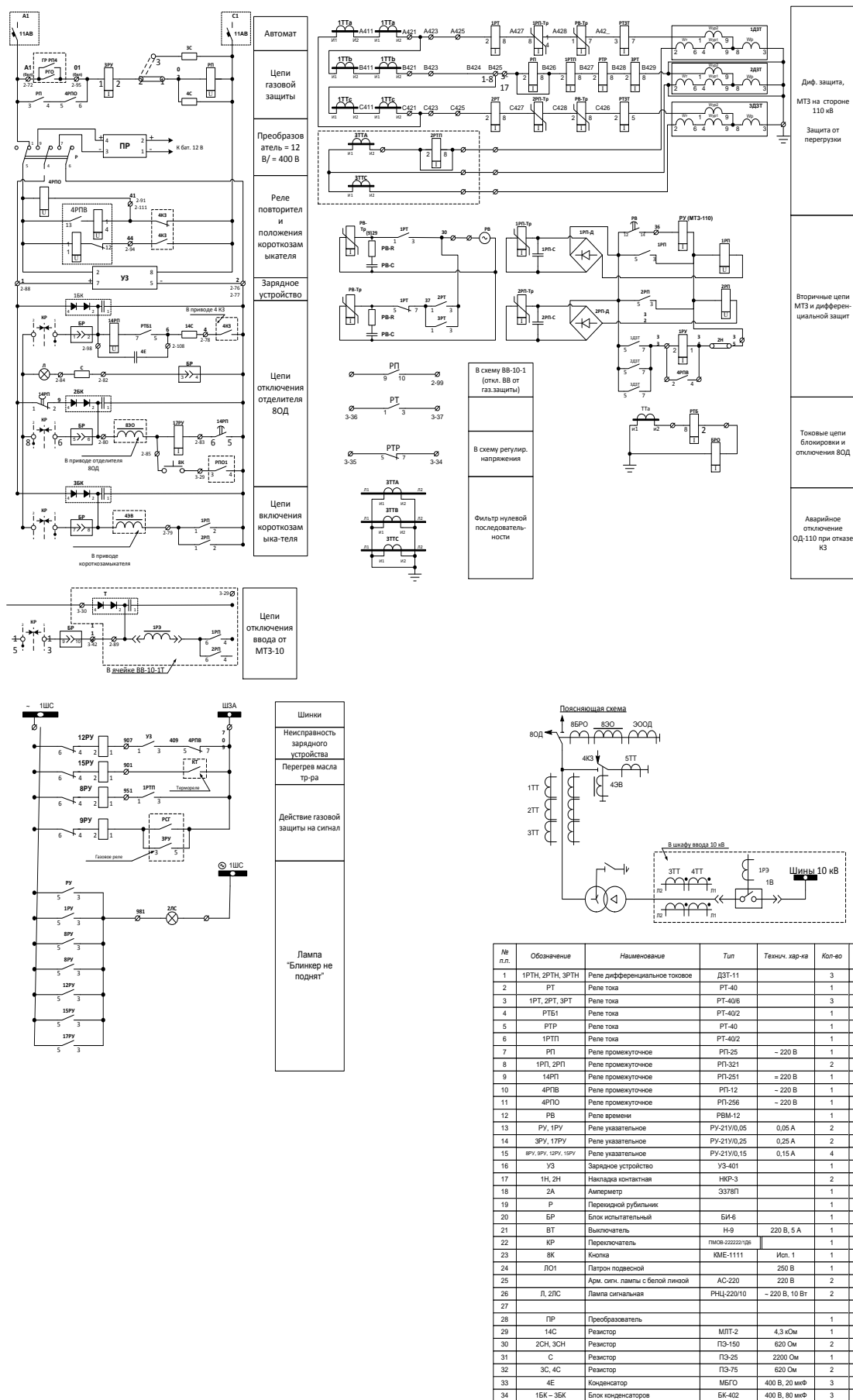


Рис.26. Принципиальная схема ДЗТ.

## *Выбор уставок релейной защиты трансформаторов.*

### *Порядок выбор уставок срабатывания ДЗТ.[13]*

1. Определяются первичные номинальные токи на сторонах трансформатора (  $I_{ном1}$  и  $I_{ном2}$  ) и коэффициенты трансформации трансформаторов тока

$$n_{T1\Delta} = \frac{I_{ном1}}{5}, \quad (23)$$

$$n_{T2Y} = \frac{I_{ном2}}{5}, \quad (24)$$

2. Определяются вторичные номинальные токи в плечах дифференциальной защиты

$$i_{12} = \frac{I_{ном1} * k_{сх}^{(3)}}{n_{T1\Delta}}, \quad (25)$$

$$i_{22} = \frac{I_{ном2}}{n_{T2Y}}, \quad (26)$$

по большему значению  $i_2$  принимается основная сторона дифференциальной защиты, и все расчеты приводятся к основной стороне.

3. Выбирается ток срабатывания защиты из условия отстройки:

а) от броска тока намагничивания

$$I_{сз} = k_H I_{ном.тр.}, \text{ А} \quad (27)$$

$k_H = 1,3$  для реле серии РНТ,  $k_H = 1,2 \div 1,5$  для реле ДЗТ-11 [13].

б) от максимального тока небаланса

$$I_{сз} = k_H I_{нб.макс.}, \text{ А} \quad (28)$$

где :  $k_H = 1,3$  для типа РНТ

$$I_{нб.макс.} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}, \text{ А} \quad (29)$$

$I'_{нб}$  обусловлена погрешностью (токов намагничивания) трансформаторов тока, питающих дифференциальную защиту

$$I'_{нб} = k_a k_{одн} f_i I^{(3)}_{кз. макс.}, \quad (30)$$

где:

-  $k_{одн}$  - коэффициент, учитывающий однотипность трансформаторов тока

( $k_{одн} = 0,5 \div 1,0$ );

-  $f_i$  - коэффициент, учитывающий 10% погрешность трансформаторов тока,  $f_i = 0,1$ :

$k_a$  - коэффициент, учитывающий переходный режим.  $k_a = 1.0$  для реле с БНТ.

$I^{(3)}_{кз. макс.}$  - максимальное значение тока короткого замыкания за трансформатором, приведенное к основной стороне трансформатора.

$I''_{нб}$  обусловлена регулированием напряжения защищаемого трансформатора

$$I''_{нб} = \frac{\pm \Delta N}{100} I^{(3)}_{кз. макс.}, \quad (31)$$

где  $\pm \Delta N$  - полный диапазон регулирования напряжения силового трансформатора.

$I''',_{нб}$  обусловлена неточностью установки на коммутаторе реле РНТ (ДЗТ) расчетного целого числа витков уравнительных обмоток

$$I''',_{нб} = \frac{w_{1расч} - w_1}{w_{1расч}} I^{(3)}_{кз. макс.}, \quad (32)$$

где  $w_{1расч}$ ,  $w_1$  - соответственно расчетное и установленное число витков обмоток РНТ для не основной стороны.

На первом этапе расчета уставки дифференциальной защиты  $I_{нб}''$  не учитывается, т.е.

$$I_{CЗ} = k_H (I_{нб}' + I_{нб}''), \quad (33)$$

За расчетную величину тока срабатывания защиты принимается большее значение.

4. Производится предварительная проверка чувствительности дифференциальной защиты силового трансформатора при повреждениях в зоне ее действия при двухфазном коротком замыкании и минимальном режиме работы энергосистемы

$$K_{\psi} = \frac{I_{кз.мин.}}{I_{CЗ}}, \quad (34)$$

где:  $I_{кз.мин.}$  - минимально возможное значение тока короткого замыкания (двухфазное в зоне защиты).

Если коэффициент чувствительности больше двух ( $K_{\psi} \geq 2$ ), то расчет можно продолжать. Если  $K_{\psi} < 2$ , то требуется уточнение диапазона регулирования напряжения и реальной (действительной) нагрузки силового трансформатора.

5. Определяется ток срабатывания реле, отнесенный к стороне с большим током в плече (основной стороне).

$$I_{CP} = \frac{I_{CЗ}}{n_T} k^{(3)}_{CX}, \quad (35)$$

6. Определяется расчетное число витков обмотки реле основной стороне

$$w_{OCH.ПАСЧ.} = \frac{F_{CP}}{I_{CP}}, \quad (36)$$

где:

$F_{CP}$  - м.д.с. срабатывания реле. Принимается  $F_{CP} = 100$  ампер-витков.

Полученное число витков округляется до ближайшего меньшего числа витков, которое можно установить на реле РНТ. Выбирается обмотка реле, на



которой будет выставлено данное число витков. Полученное число витков обозначаем как  $w_{OCH}$ .

7. Определяется число витков обмотки не основной стороны

$$w_{HEOCH.PACЧ.} = \frac{w_{OCH} * i_{1ном}}{i_{2ном}}, \quad (37)$$

где:

$i_{1ном}$  - вторичный номинальный ток основной стороны;

$i_{2ном}$  - вторичный номинальный ток другого плеча защиты.

8. Определяется ток небаланса с учетом  $I_{нб}''$ .

9. Повторно определяется первичный ток срабатывания защиты и вторичный ток срабатывания реле.

Если  $I_{CЗ}$ , окажется больше полученного ранее, то нужно принять новое значение числа витков дифференциальной обмотки ( $w_{OCH}$ ), ближайшее меньшее от расчетного. Затем дальнейший расчет повторяется.

10. После повторно найденных чисел витков дифференциальной и уравнивающих обмоток проверяется чувствительность защиты.

*Порядок выбор уставок срабатывания МТЗ.*

Подробный порядок выбора уставок срабатывания *МТЗ* и *ТО* силовых трансформаторов приведен в [13].

*Электроавтоматика силовых трансформаторов.*

На силовых трансформаторах снабженных устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) устанавливают блок управления.

Привод имеет обычно 19 ступеней регулирования и следующие блокировки:

– конечные, электрическую и механическую,

- автоматическое прохождение промежуточных положений,
- переключение только на одну ступень при длительно включенном ключе (нажатой кнопке),
- электродвигателя при использовании ручного привода,
- отключение автомата питания при обратном чередовании фаз питающего напряжения.

На рисунке 27 показан регулятор напряжения микропроцессорный типа РНМ-1, который предназначен для управления электроприводами РПН при автоматическом регулировании коэффициента трансформации силовых трансформаторов.

Режим регулирования РПН устанавливается ключом КР «Ключ режима РПН-1Т», который имеет три положения: «Автоматическое», «Дистанционное (вручную персоналом)», «Отключено».

При включении питания происходит тестирование работоспособности регулятора. При успешном прохождении тестов включается реле «Отказ РНМ», нормально замкнутые контакты размыкаются, сигнал «Отказ РНМ» снимается.

Циклически считываются данные с АЦП, вычисляются действующие значения токов и напряжений. Проверяется состояние дискретных входов.

Наличие любого сигнала внешней блокировки («Вн. блокировка», «Ток. Блокировка», «Блокировка по  $t^o$ ») запрещает формирование команд «Прибавить» и «Убавить», включается светодиод «Блокировка». При снятии сигналов внешней блокировки гаснет светодиод «Блокировка», разрешается регулирование.

Если обнаружен сигнал от нижнего концевого выключателя (на входе «Запрет убавить»), то запрещается выдача команды «Убавить», включается светодиод «Блокировка». При снятии сигнала от концевого выключателя гаснет светодиод «Блокировка».

Если обнаружен сигнал от верхнего концевого выключателя (на входе «Запрет прибавить»), то запрещается выдача команды «Прибавить», включается светодиод «Блокировка».

При одновременном наличии сигналов на дискретных входах «Запрет прибавить» и «Запрет убавить» регулировка напряжения полностью запрещается, горит светодиод «Блокировка» и светодиод «Отказ ПМ», включается реле «Отказ ПМ» и «Сигнализация», на индикатор в нижней строке поочередно выводится сообщение: «Запрет убавить» и «Запрет прибавить». Регулятор деблокируется, когда будут сняты оба сигнала.



Рисунок 28. Блок автоматического регулирования положения РПН трансформатора.

При одновременном наличии сигналов на дискретных входах «Запрет прибавить» и «Запрет убавить» регулировка напряжения полностью запрещается, горит светодиод «Блокировка» и светодиод «Отказ ПМ», включается реле «Отказ ПМ» и «Сигнализация», на индикатор в нижней строке поочередно выводится сообщение: «Запрет убавить» и «Запрет прибавить». Регулятор деблокируется, когда будут сняты оба сигнала.

При отсутствии сигнала на входе «Ручн./Автомат» регулятор переходит в режим внешнего регулирования, включается светодиод «Блокировка».

### Контрольные вопросы

1. Назовите основные виды повреждений трансформаторов.
2. Назовите основные виды аномальных режимов работы трансформаторов.
3. Каковы основные принципы работы газовой защиты ?
4. . Каковы основные принципы работы дифференциальной защиты трансформаторов ?

## Глава 9.

### Однофазные короткие замыкания в сети 6-35 кВ.

Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) составляют около 70% всех повреждений на оборудование электросетей. В соответствии с Правилами технической эксплуатации при возникновении однофазного замыкания на «землю» в электрических сетях 6-35 кВ устройства релейной защиты должны действовать или на отключение оборудования или на «сигнал». На предприятиях с особыми условиями труда и повышенным риском повреждения оборудования и поражения людей действием электрического тока защита от ОЗЗ действует на отключение с минимальной выдержкой времени.

В зависимости от режима работы электрической сети 6-35 кВ работа защит от ОЗЗ выполняется на разных принципах.

#### *Режим работы электрической сети с изолированной нейтралью.*

При возникновении ОЗЗ путь для тока повреждения возможен только через распределенную емкость «фаза-земля» линии электропередач (рисунок 29). Величина тока ОЗЗ зависит от размеров сети, параметров оборудования, но не превышает 500 А. Для распределительных сетей величина тока ОЗЗ составляет обычно 20 – 30 А. Такие сети называют сетями с малыми токами замыкания на «землю». Особенностью данного режима является, как правило, неустойчивый характер повреждения. Поэтому величина тока ОЗЗ может изменяться во времени, форма кривой тока иметь несинусоидальный характер. Все это препятствует созданию абсолютно надежной защиты ОЗЗ.

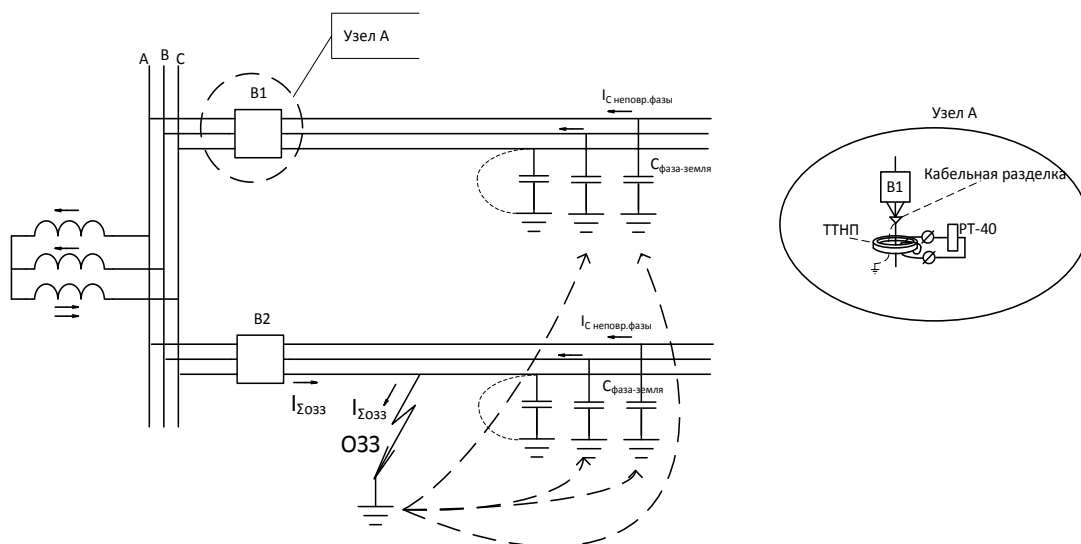


Рис.29. Режим работы электрической сети с изолированной нейтралью.

При ОЗЗ напряжение на «здоровых фазах» может достигать значений линейного напряжения и на обмотке разомкнутого треугольника появляется напряжение нулевой последовательности  $3U_0$  (рисунок 30).

При повреждении на фазе «С» (рисунок 29) вектор напряжения фазы «С» уменьшится до нуля при чисто металлическом коротком замыкании, а напряжение двух фаз «А» и «В» достигнет величины линейного  $\sqrt{3}U_{\text{н}}$ . Величина напряжения нулевой последовательности  $3U_0 = 3U_{\text{ф}}$ .

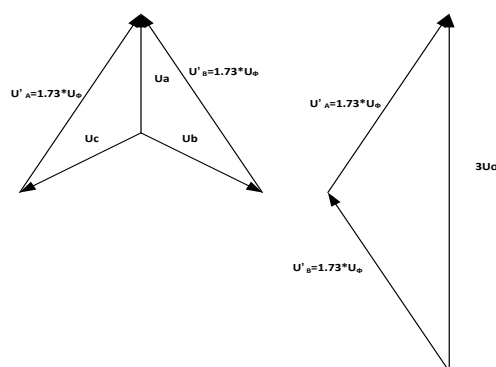


Рис.30. Векторная диаграмма напряжений при ОЗЗ в сети с изолированной нейтралью.

Устройство защиты от ОЗЗ подключаются через трансформатор тока нулевой последовательности *ТТНП*. Для воздушных линий для подключения защиты требуется кабельная вставка.

Значение суммарного тока емкостного тока  $I_{\Sigma ОЗЗ}$  (А) сети ориентировочно определяется по формулам:

$$\text{для кабельной сети 6-10 кВ} - I_{\Sigma ОЗЗ} = \frac{U_n * l_{\Sigma}}{10}, \quad (38)$$

$$\text{для воздушной сети} - I_{\Sigma ОЗЗ} = \frac{U_n * l_{\Sigma}}{350}, \quad (39)$$

где:

$U_n$  – номинальное напряжение сети, кВ;

$l_{\Sigma}$  – суммарная длина линий, км.

Для воздушных ВЛ-35 кВ применяют формулу:

$$I_{\Sigma ОЗЗ} = 2,7 * U_n * l_{\Sigma} * 10^{-3}, \text{ А} \quad (40)$$

При наличии в сети высоковольтных двигателей необходимо учитывать емкостной ток от них при ОЗЗ:

$$I_{\text{дв.с.}} \approx k * S_{\text{дв.н.}}, \text{ А} \quad (41)$$

где:

$k$  – коэффициент - для  $U_n = 6$  кВ – 0,017; для 10 кВ – 0,03;

$S_{\text{дв.н.}}$  – номинальная мощность двигателя, МВА.

В соответствии с Правилами [1] в режиме с изолированной нейтралью допускается суммарный ток ОЗЗ:

1. 6 кВ – 30;
2. 10 кВ – 20 А;
3. 35 кВ – 10 А.

В режиме работы сети с изолированной нейтралью используются следующие принципы работы устройств релейной защиты от ОЗЗ:

1. *Измерение напряжения нулевой последовательности  $3U_0$  в обмотке «разомкнутого» треугольника трансформатора напряжения;*

Напряжение  $3U_0$  в нормальном режиме составляет около 1-3 В - *небаланс*. Уставку реле напряжения (РН-53/60Д), контролирующего напряжение  $3U_0$  выставляют 15 В. Главный недостаток данного принципа работы защиты от ОЗЗ – неселективная работа – невозможно определить поврежденную ВЛ (КЛ).

2. *Измерение тока нулевой последовательности  $3I_0$  промышленной частоты 50 Гц.* Данный принцип иногда дополняют контролем напряжения мощности нулевой последовательности;

Для обеспечения селективности уставку токового реле (РТ-40) принимают из условия [13]:

$$I_{сз} \geq k_n k_{бр} I_{с.фид.макс.}, \text{ А} \quad (42)$$

где:

$k_n$  – коэффициент надежности. Принимает равным 1,2;

$k_{бр.}$  – коэффициент, учитывающий «бросок» тока в момент возникновения ОЗЗ. Принимается равным 3 – 5. Если принимается другой тип реле  $k_{бр.}$ , то его значение указывается в его технической документации.

$I_{с.фид.макс.}$  – максимальный, емкостной ток фидера при внешнем ОЗЗ.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{ч} = \frac{I_{\Sigma 033}}{I_{сз}}, \quad (43)$$

и должен быть порядка 1.5 – 2.

3. Измерение переходных токов и напряжений нулевой последовательности.

При превышении значений токов ОЗЗ выше допустимых, требуется применение режима компенсированной (резонансно-заземленной) нейтралью.



*Режим работы электрической сети с компенсированной  
(резонансно-заземленной) нейтралью.*

Схема сети с компенсированной нейтралью показана на рисунке 31.

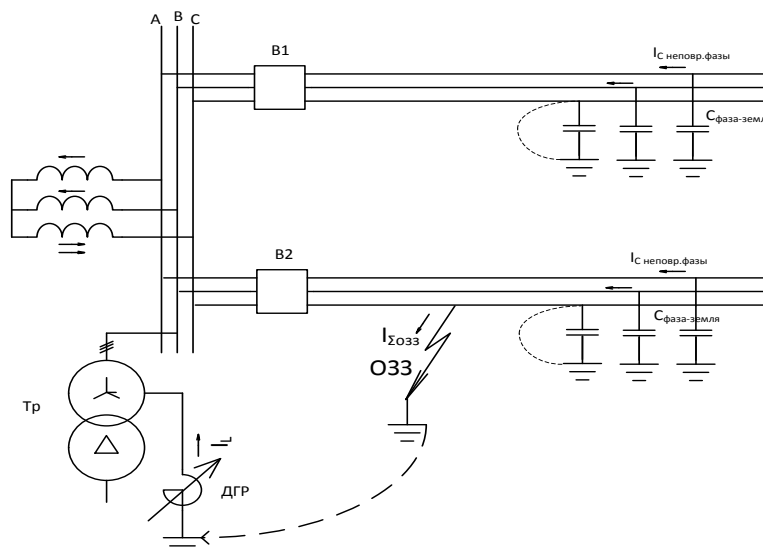


Рис. 31. Режим с компенсированной нейтралью сети 6-10 кВ.

Дугогасящий реактор ДГР с изменяемой, регулируемой индуктивностью обеспечивает равенство  $I_{\Sigma ОЗЗ} = I_L$  при возникновении ОЗЗ.

Теоретически суммарный ток в поврежденном фидере может отсутствовать. По этой причине защиту с измерением  $3I_0$  частотой 50 Гц использовать нельзя. Применяют принцип измерения высокочастотных составляющих в токе  $3I_0$ .

Автоматика управления ДГР и его привод сложны и не всегда обеспечивают резонансную настройку при ОЗЗ. Получает распространение режим с резистивной нейтралью сети.

Расчетная мощность ДГР:

$$Q_{\text{расч}} = I_{\Sigma ОЗЗ} \frac{U_H}{\sqrt{3}}, \text{ кВАр} \quad (44)$$

*Режим с заземлением нейтрали через резистор.*

Режим с заземлением нейтрали через резистор показан на рисунке 32. Сопротивление  $R$  (активное) составляет 100 Ом для 6 кВ и 150 Ом – для 10 кВ. мощность рассеивания  $R$  должна обеспечивать допустимый ток 40 А в течение 1,5 секунд или 5 А в течение 1 часа.

Подбор резистора, обеспечивающего ток ОЗЗ порядка 35 А, позволяет выполнить защиту от ОЗЗ с высокой чувствительностью.

Для уменьшения значений токов ОЗЗ до 2-7 А иногда выбирают сопротивление резистора большим 100 Ом («высокоомное» заземление).

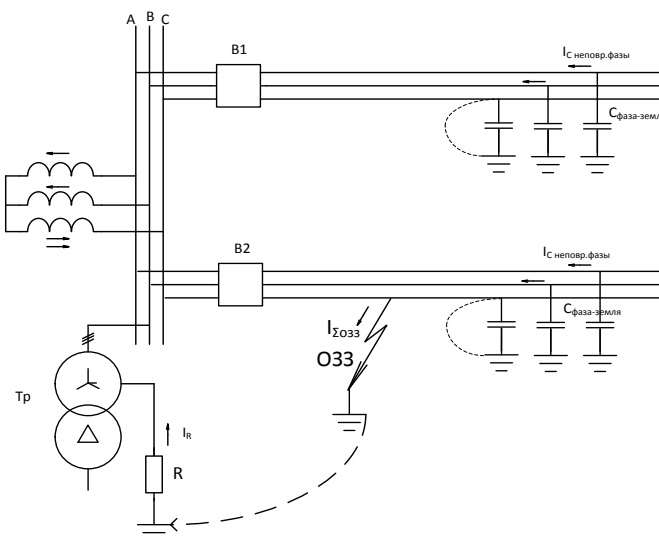


Рис.32. Режим сети с резистивной нейтралью.

### Контрольные вопросы

1. Поясните режим работы электрической сети с изолированной нейтралью.
2. Поясните режим работы электрической сети с компенсированной нейтралью.
3. Поясните режим с заземлением нейтрали через резистор.

## Глава 10.

### Применение цифровых технологий в устройствах релейной защиты

Цифровыми реле принято называть устройства релейной защиты и автоматики, в основу которых положена цифровая обработка входящих аналоговых сигналов. Алгоритмы и принципы работы устройств релейной защиты, типы защит с появлением и неуклонным ростом применения цифровых устройств, практически не изменились. Главным преимуществом цифровых устройств релейной защиты является возможность интегрирования их в автоматические системы управления технологическими процессами на энергетических объектах (АСУ ТП). Чаще всего кроме функции непосредственно релейной защиты цифровое устройство выполняет роль автоматики управления коммутационным аппаратом (выключателем), поэтому в литературе встречается термин – терминал релейной защиты.

Любое цифровое устройство, как правило, состоит из следующих блоков [17]:

Входных преобразователей, где обеспечивается гальваническая развязка внутренних цепей устройства от вторичных цепей датчиков первичной информации (трансформаторов тока и напряжения), оперативных цепей и цепей сигнализации. Также во входных преобразователях выполняется ряд других задач: фильтрация входных сигналов, обеспечение помехозащищенности;

Блока аналого-цифрового преобразователя, которые состоят из мультиплексора (коммутатора входных сигналов) и непосредственно самого аналого-цифрового преобразователя АЦП). АЦП формирует из мгновенного значения аналоговой входной величины соответствующую ей цифровую величину;

Выходных блоков. Здесь формируется в зависимости от заложенного алгоритма управляющий импульс в виде дискретного сигнала. Выходной блок также служит для гальванической развязки цепей самого блока от

внешних устройств релейной защиты (например: устройства управления коммутационным аппаратом);

Блока питания, дисплея и клавиатуры, устройств связи.

В реальных условиях передачи электроэнергии возникают искажения синусоидальной формы тока и напряжения. Главной причиной возникновения искажений являются нелинейные элементы в системе электропередачи. Возникает необходимость правильного измерения и обработки входного сигнала, поступающего на устройство релейной защиты. Согласно теореме Фурье любая несинусоидальная периодическая изменяющаяся величина в общем случае представляет собой сумму постоянной величины (не изменяющейся во времени) и бесконечного ряда синусоидальных величин с кратными частотами (гармониками).

$$x = f(\omega t) = A_0 + A_1 \sin(\omega t + \varphi_1) + A_2 \sin(\omega t + \varphi_2) + A_3 \sin(\omega t + \varphi_3) + \dots$$

где:

$A_i$  – амплитуда соответствующей гармоники;

$\varphi_i$  – начальная фаза соответствующей гармоники.

В энергетике обычно рассматривают гармоники, не выше тринадцатой, что соответствует 650 Гц.

Наличие помех, аperiodической составляющей в сигнале делает задачу описания физического процесса сложной, и приемлемой погрешностью удается только с помощью совокупности элементарных математических функций. Замена непрерывного реального сигнала его мгновенными значениями в отдельные моменты времени (дискретизация) также вносит погрешность при определении параметров сигнала.

Возможность представления сигнала отдельными его выборками была доказана Котельниковым В.А. [18] Теорема, названная его именем, звучит так: наивысшая частота в спектре функции  $x(t)$  меньше значения  $f_{max}$ . то функция  $x(t)$  полностью определяется последовательностью своих значений в

моменты времени, отстоящие друг от друга на интервале не более чем на  $\Delta t = \pi / \omega_{max} = 0.5 f_{max}$ .

Тогда функция  $x(t)$  может быть представлена рядом:

$$x(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} x(n * \Delta t) \frac{\sin[\omega_{max} * (t - n\Delta t)]}{\omega_{max}(t - n\Delta t)},$$

где:  $\omega_{max} = 2\pi f_{max}$ .

В устройствах релейной защиты основным требованием к ним является быстродействие. Вычислительные ресурсы также ограничены объемом памяти, производительностью процессора. Поэтому пользуются понятием «окно наблюдения», принимается что длительность сигнала конечна и равна  $T_{сиг}$ . Тогда количество выборок можно ограничить числом  $N = T_{сиг} / \Delta t = 2\pi f_{max}$ .  $N$  называется базой сигнала. Если, как говорилось выше,  $f_{max} = 650$  Гц, то  $N$  будет равно 4082. Производители устройств релейной защиты за основу принимают частоту основной гармоники 50 Гц и ограничивают количество выборок 2000.

Диапазон измеряемой величины и заданная точность определяет необходимую разрядность АЦП. В современных устройствах должна быть не менее 12, что обеспечивает точность измерения 3-5%.

Ряд Фурье можно записать в тригонометрической форме:

$$x(t) = \frac{a_0}{2} + \sum_{k=1}^{\infty} a_k \cos(k\omega_0 t) + \sum_{k=1}^{\infty} b_k \sin(k\omega_0 t),$$

где:

$k=1, 2, 3 \dots$  - номер гармоники;

$\omega_0 = 2\pi / T_0$  – основная гармоника.

$a_k, b_k$  – весовые коэффициенты при гармониках. Определяются по выражениям:

$$a_0 = \frac{1}{T_0} \int_t^{t+T_0} x(t) dt,$$

$$a_k = \frac{1}{T_0} \int_t^{t+T_0} x(t) \cos(k\omega_0 t) dt,$$

$$b_k = \frac{1}{T_0} \int_t^{t+T_0} x(t) \sin(kw_0 t) dt,$$

Через весовые коэффициенты определяются:

- уровень постоянной составляющей -  $A_0 = \frac{a_0}{2}$ ,
- амплитуда гармоник -  $A_k = \sqrt{(a_k^2 + b_k^2)}$ ,
- начальную фазу  $tg(\varphi_k) = \frac{a_k}{b_k}$ .

При фиксированном числе выборок  $N$  на периоде сигнала  $T_0$  весовые коэффициенты могут быть вычислены по формулам:

$$a_0 = \frac{1}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n,$$

$$a_k = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n * \cos\left(k * 2\pi * \frac{n}{N}\right),$$

$$b_k = \frac{2}{N} \sum_{n=0}^{N-1} x_n * \sin\left(k * 2\pi * \frac{n}{N}\right).$$

Значение величин периода равно  $T_0 = \frac{1}{f} = \frac{2\pi}{w_0}$ , а временной интервал между выборками  $\Delta t = \frac{T_0}{N}$ .

Необходимо учитывать, что приведенные выше выражения будут не корректными при фиксированной частоте выборок и изменяющейся частоте измеряемого сигнала.

Поэтому в современных устройствах релейной защиты применяются и другие формы обработки сигнала: быстрое преобразование Фурье, преобразования Лапласа, разложение сигнала на прямоугольные функции (функции Уолша), вейвлет-преобразование [5,6].

Так как, чаще система передачи электроэнергии является трехфазной, необходимо знать значение токов и напряжений в каждой фазе, которые обрабатываются в устройстве релейной защите в соответствии с заданным алгоритмом. Но существуют и другие методы представления трехфазной

системы. Один из них, наиболее широко используемый, метод симметричных составляющих. Значения величин симметричных составляющих, полученных данным методом, в устройствах релейной защиты чаще используются для определения вида повреждения в системе. Суть метода состоит в следующей: любую сколь угодно несимметричную трехфазную систему векторов можно представить в виде суммы трех симметричных систем (прямой, обратной, нулевой). Фазные величины и симметричные составляющие этих величин связаны соотношениями, что позволяет легко переходить из одной системы координат в другую и обратно:

$$\begin{cases} \vec{I}_A = \vec{I}_{a1} + \vec{I}_{a2} + \vec{I}_{a0}; \\ \vec{I}_B = a^2 \vec{I}_{a1} + a \vec{I}_{a2} + \vec{I}_{a0}; \\ \vec{I}_C = a \vec{I}_{a1} + a^2 \vec{I}_{a2} + \vec{I}_{a0}. \end{cases}$$

Обратный перевод:

$$\begin{cases} \vec{I}_{a1} = \frac{1}{3} (\vec{I}_A + a \vec{I}_B + a^2 \vec{I}_C); \\ \vec{I}_{a2} = \frac{1}{3} (\vec{I}_A + a^2 \vec{I}_B + a \vec{I}_C); \\ \vec{I}_{a0} = \frac{1}{3} (\vec{I}_A + \vec{I}_B + \vec{I}_C). \end{cases}$$

где:  $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$  - оператор фазового поворота на угол  $2\pi/3$ .

В матричной форме записи система уравнений векторов выглядит следующим образом:

$$\begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} * \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} * \begin{bmatrix} I_A \\ I_B \\ I_C \end{bmatrix}.$$

При разложении фазных величин на симметричные для однозначного получения результатов необходимо придерживаться правила: приводить вектора новой системы к особой фазе исходной системы, т.е. при симметричных коротких замыканиях особой считается фаза «А», при однофазных коротких замыканиях – поврежденная фаза, при двухфазных – неповрежденная фаза.

Цифровые устройства РЗА являются «закрытыми» системами, т.е. запись аварийных процессов в них записывается особым образом, известным только разработчику. На практике приходится сталкиваться с необходимостью воспроизведения записанных каким-либо цифровым устройством РЗА аварийных процессов другим цифровым устройством, например испытательной установкой. Для этого был разработан специальный формат, называемый COMTRADE, рекомендованный международной комиссией по большим энергетическим системам CIGRE.

В соответствии с ним вся информация отражается в трех файлах, имеющих расширение: \*.hdr; \*.cfg; \*.dat.

Файл \*.hdr – текстовый файл, содержит информацию по названию объекта, дату, время записи и другую полезную информацию.

Файл \*.cfg – текстовый файл, содержащий название объекта, число и тип каналов, названия каналов, единицы измерения, коэффициенты передачи каналов записи, частоту выборки и ряд других.

Файл \*.dat – файл данных, эквивалентный матрице размерностью  $(n+2)*m$  Где  $n$  – число регистрируемых сигналов (столбы),  $m$  – число выборок из каждого сигнала (строки матрицы). В первых двух столбцах располагаются порядковый номер выборки и время начала выборки относительно начала записи. Подробнее можно найти информацию в интернете.

Данные файла \*.dat можно легко загрузить в одну из программ MATLAB или MATCAD и обработать, получив, например, производные величины от фазных токов и напряжений или симметричные составляющие фазных величин.



### Задание для самостоятельной работы.

1. Тема №1: «Применение методов симметричных составляющих при определении распределения токов короткого замыкания по вторичным цепям ТТ».

№ варианта	Напряжение и группа соединения силового трансформатора	Схема соединения ТТ и коэффициент трансформации на ВН силового трансформатора	Схема соединения ТТ и коэффициент трансформации на НН силового трансформатора	Величина тока и вид короткого замыкания на низкой стороне силового трансформатора	Нагрузка трансформаторов тока соединена в:
1.	110/35; Y <sub>o</sub> /Y-12	Δ ; 200/5	---	AB; 2500	Y
2.	35/6; Y/Δ-11	Δ; 300/5	---	CA; 3000	Y
3.	35/10; Y/Δ-5	Y; 100/5	---	BC; 1500	Δ
4.	110/35; Y <sub>o</sub> /Y-6	Y; 150/5	---	ABC; 2000	Δ
5.	35/6; Y/Δ-7	---	Y; 800/5	AN; 1700	Δ
6.	110/35; Y <sub>o</sub> /Y-6		Δ; 600/5	AB; 700	Y
7.	35/6; Y/Δ-7		Δ; 400/5	BC; 800	Y
8.	10/6; Y/Δ-1	Y; 300/5	---	CA; 4000	Y
9.	110/10; Y <sub>o</sub> /Δ-5	Δ; 200/5	---	AB; 3000	Y
10.	10/0,4; Y/Y <sub>o</sub> -6	Y; 100/5	Y; 300/5	CN; 2000	Δ
11.	35/6; Y/Δ-11	Δ; 100/5	---	ABC; 1500	Y
12.	35/10; Y/Δ-5	Y; 200/5	---	CA; 1100	Δ
13.	110/35; Y <sub>o</sub> /Y-6		Δ; 400/5	CA; 500	Y
14.	35/6; Y/Δ-7		Δ; 200/5	CA; 1600	Y

15.	10/6; Y/Δ-1	Y; 150/5	---	BC; 3000	Y
-----	-------------	----------	-----	----------	---

Примечание: токи короткого замыкания приведены к стороне , на которой произошло повреждение.

При расчете (в комплексных величинах) распределения токов короткого замыкания необходимо учитывать следующие правила:

1. При переходе со стороны «звезды» на сторону «треугольник» трансформатора , обмотки которого соединены по группе Y/Δ-11, векторы прямой последовательности поворачиваются на 30 градусов в направлении вращения векторов, а векторы обратной последовательности – на 30 градусов в противоположном направлении;
2. При переходе через трансформатор в обратном направлении угловые смещения симметричных составляющих меняют знак на противоположный;
3. Со стороны обмотки, соединенной в «треугольник» или «звезду» без заземленной нейтрали, независимо от того, как соединены другие обмотки , сопротивление нулевой последовательности трансформатора равно бесконечности.

## 2. Тема №2 - работа с симулятором терминала релейной защиты.

«Цифровое устройство релейной защиты серии SPAC801» [17]

Цифровые устройства релейной защиты предоставляют большие возможности выбора характеристик и логики работы терминала, заложенные производителем, и требуют точного задания вводимых параметров.

Целью данной работы является не подробное изучение принципов работы конкретного цифрового реле, а получение навыков работы с цифровым устройством, изучение реализованных во всех цифровых устройствах релейной защиты (унифицированных) выходных характеристик, изучение общих принципов реализации тех или иных функций управления внешними устройствами энергетического объекта.

Студентам предоставляется возможность проверить правильность выбранных уставок релейной защиты, выполняемых в ходе курсового проектирования по дисциплине «Релейная защита и автоматика».

Перед началом выполнения работы необходимо ознакомиться с техническими характеристика устройства: вид оперативного тока; количество входных сигналов и входов; количество выходных реле и их коммутационную способность; количество ступеней максимально-токовой защиты (МТЗ), их характеристики.

Часть этих данных может быть получена студентами непосредственно из программы «Симулятор», в которой схематически представлены блоки терминала, часть из доступных источников при самостоятельной работе [17].

После запуска программы (ярлык на рабочем столе ПК), нажатием кнопки можно включить прибор (загорается «зеленый» светодиод на лицевой панели).

Студентам предлагается в программе работать с тремя блоками:


1. *SPCJ 4D28* – измерительный модуль. Позволяет ввести необходимые уставки всех ступеней защит; вводить (выводить) в работу ту или иную ступень или защиту в работу; задавать необходимую характеристику третьей ступени МТЗ;
2. *L2210* – блок логики. Позволяет продемонстрировать студентам назначение входных внешних сигналов терминала., работу выходных реле, реле положения выключателей (РПО, РПВ);
3. *SPAC* – функциональная схема терминала. В данном блоке задается алгоритм работы устройства (наличие автоматического повторного включения ВЛ – АПВ, блокировки ступеней и ряд других)

Порядок проведения работы.

Перед проведением работы желательно иметь выполненный расчет уставок релейной защиты курсовой работы.


### Задание №1

«Изучение внешних соединений терминала».

1. Запустить симулятор. Подать питание на устройство. На лицевой панели загорается «зеленый» светодиод ( $U_{num.}$ ). Перейти в блок логики – *L2210*, а затем нажать кнопку - .
2. Включить высоковольтный выключатель, подав кратковременно сигнал на входную клемму X18:5. Отключить через клемму X18:7. Проанализировать состояние положения внутренних реле (РПО, РПВ) терминала, которые зависят от положения коммутационного аппарата основной сети;
3. Определить назначение контактов КБВ;
4. Нажать на сигнал TS2, убедиться в срабатывании выходных реле, реле сигнализации, отключении высоковольтного выключателя.

### Задание №2.

«Изучение способа задания уставок терминала».

1. Перейти в блок SPCJ;
2. Нажать кнопку ;
3. Проверить( ввести) в работу одну из ступеней токовой защиты -  $I>>>$  (1 ступень МТЗ),  $I>>$  (2 ступень МТЗ),  $I>$  (3 ступень МТЗ, самая чувствительная) с помощью переключателей SF2/6, SF2/7, SF2/8 и программируемой матрицы (сигнал TS2);
4. Установить величину номинального тока терминала (1 или 5 А);
5. Для выбранной ступени МТЗ установить величину уставки по току и времени. Для чего, из исходного состояния (экран ЖКИ погашен), кратковременно нажатием кнопки *С/Ш*, перейти, ориентируясь загоранию светодиода соответствующей ступени МТЗ, на требуемую ступень. При

загорании соответствующего светодиода, сначала (с индексом *l*) идет выдержка времени ступени, второй цифровой – ее уставка по току. Далее:

- a. Нажатием кнопки *Програм* (ПР) на время более 5 секунд выполнить переход в режим изменения уставки, при котором все цифры дисплея должны мигать.
- b. Нажать кнопку ПР на 1 секунду, чтобы замигала крайняя правая цифра. Нажать кнопку *С/Ш* несколько раз и установить требуемое значение. Уставки выставляются в относительных единицах по отношению к выбранному номинальному току терминала.
- c. Нажать кнопку ПР на 1 секунду, чтобы замигала вторая цифра. Нажатием кнопки *С/Ш* установить требуемое значение.
- d. Нажать кнопку ПР на 1 секунду, чтобы замигала крайняя левая цифра 0. Нажатием кнопки *С/Ш* несколько раз установить значение 1.
- e. Нажать кнопку ПР на 1 секунду, чтобы замигала десятичная точка. Если необходимо, нажатием кнопки *С/Ш* установить ее правильное положение в числе.
- f. Нажать кнопку ПР на время более 5 секунд и добиться мигания всех цифр дисплея. Новая уставка видна на ЖКИ.  
Одновременным нажатием кнопок *С/Ш*+ПР записать уставку в память.

6. Для третьей ступени МТЗ, возможен выбор типа обратнoзависимой характеристики срабатывания. Устанавливается ключами SF1;

7. Имитируя входную величину тока, равную установленной уставке, проверить факт срабатывания защиты по загоранию светодиода на панели.

8. Перейти в функциональный блок терминал, нажав кнопку SPAC на верхней панели инструментов «Симулятора»;

9. Для рассчитанной уставки в курсовом проекте обратозависимой характеристики (только для цифровых реле) и нужного диапазона токов короткого замыкания построить для 3 ступени МТЗ реальную характеристику срабатывания. Наложить ее на карту селективности в курсовом проекте для проверки правильности выбранной уставки и типа характеристики.

### Задание №3.

«Изучение блока внутренней логики терминала».

Перед началом выполнения задания необходимо изучить назначение ключей-переключателей SG1-SG4, задающих алгоритм работы терминала.

Группа переключателей SG1 –  
задает логику работы в цепях отключения выключателя.

Порядковый номер переключателя SG1	Функция
SG1/1	Вводит в действие реле устройства отказа выключателя (УРОВ)
SG1/2	Вводит в действие «ускорение» при включении выключателя
SG1/3	Сигнал “внешнее отключение” действует на схему УРОВ
SG1/4	Разрешает автоматический сброс сигнализации после АПВ
SG1/5	Сигнал от противоаварийной автоматики (ПА) действует на отключение
SG1/6	Сигнал “дуговая защита” действует на отключение
SG1/7	Установка защелки (запоминания) сигнала на

	отключение выключателя
SG1/8	Выдает разрешение действия выходных реле

Группа переключателей SG2 -  
задает работу устройства АПВ

Порядковый номер переключателя SG2	Функция
SG2/1	Сброс времени подготовки АПВ при действии сигнала ПА
SG2/2	Сброс времени подготовки АПВ при работе «дуговой» защиты.
SG2/3	Вывод АПВ от сигнала «внешнее отключение»
SG2/4	Запрет работы АПВ при работе «газовой» защиты
SG2/5	Разрешение работы АПВ после срабатывания АЧР
SG2/6	Разрешение АПВ при возврате сигнала «ПА»
SG2/7	Разрешение работы второго цикла АПВ
SG2/8	Не используется

Группа переключателей SG3 -

предназначены для управления работой сигнализации и пуска дуговой защиты.

Порядковый номер переключателя SG2	Функция
SG3/1	Блокировка действия «дуговой» защиты от сигнала “Блокировка защит”.
SG3/2	Ввод токового пуска «дуговой» защиты.
SG3/3	Выбор длительности работы выходного реле - 1 секунд.
SG3/4	Выбор длительности работы выходного реле - 10 секунд.
SG3/5	Вывод действия сигнала «ПА» на

	предупредительную сигнализацию.
SG3/6	Вывод действия сигнала «ОЗЗ» на предупредительную сигнализацию.
SG3/7	Выбор длительности работы реле предупредительной сигнализации - 1 секунд.
SG3/8	Выбор длительности работы реле предупредительной сигнализации - 10 секунд.

#### Группа переключателей SG4

Порядковый номер переключателя SG4	Функция
SG4/1	Выбор действия на выключатель «Местное/Дистанционное управление»
SG4/2	Не используется

1. Нажать на кнопку *SPAC* на командной панели управления «Симулятором»;
2. Изменением состояния ключей переключателя SG ввести запрет работы АПВ;
3. Подать ток, превышающий уставку введенной ступени МТЗ. Убедиться в отсутствии АПВ по положению реле РПВ (РПО);
4. Вывести запрет работы АПВ. Подать ток, превышающий уставку введенной ступени МТЗ. Убедиться во включенном положении выключателя после работы защит;
5. Ввести «ускорение» работы защит. Подать ток, превышающий уставку введенной ступени МТЗ. Убедиться во включенном положении выключателя после работы защит и загоранию светодиода VD2;

#### Контрольные вопросы.

1. Основные отличия цифровых устройств РЗА от традиционных электромеханических и статических реле.



2. Структура цифровых терминалов РЗА. Их назначение.
3. Типы характеристик третьей ступени МТЗ.
4. Способы обработки входных аналоговых сигналов тока и напряжения.
5. Назначение реле РФК (реле фиксации команды).
6. Назначение реле РПО (РПВ) (реле положения «отключено» («включено»).
7. Привести примеры реализации элементов логики («И», «ИЛИ» и т.д).

## Глава 11.

### Защита от повреждений в ячейках комплектных распределительных устройств 6-35 кВ («дуговые» защиты).

Распределительные устройства 6–35 кВ обычно выполняются комплектными, выполненными на заводе.

На рисунке 33 показана комплектная ячейка распределительного устройства, разделенная на отдельные отсеки.

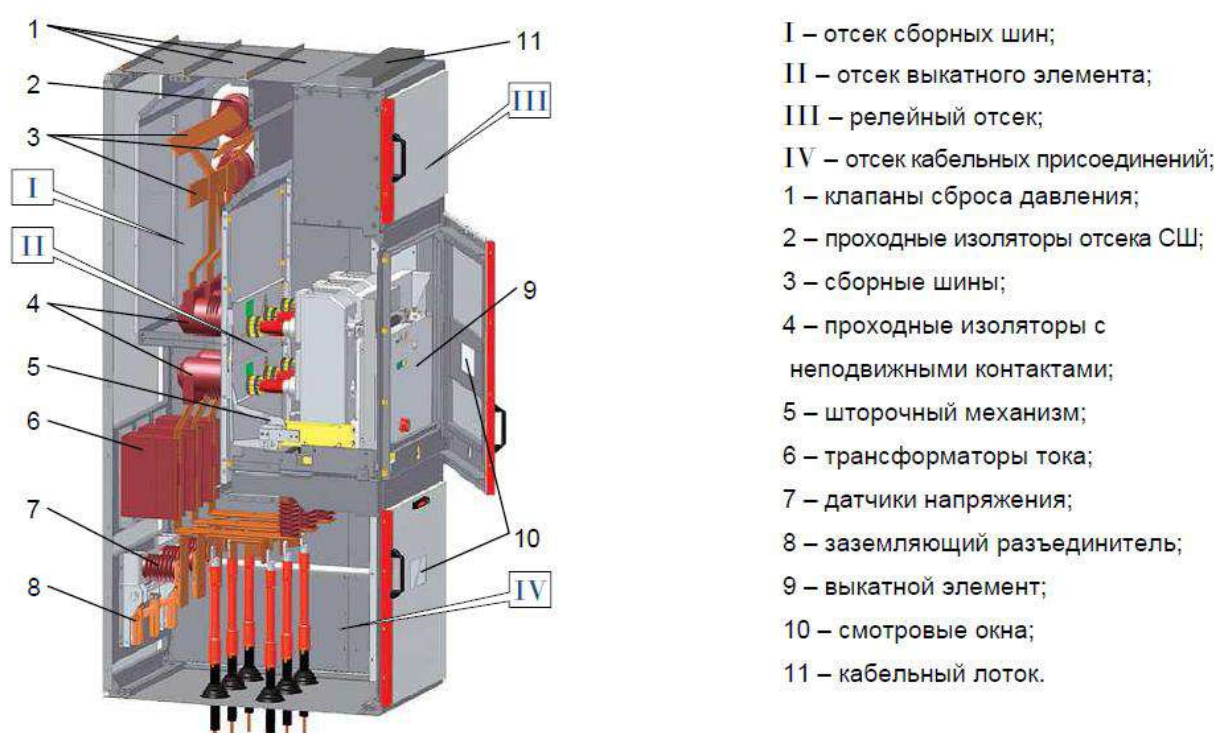


Рис.33. Ячейка комплектного распределительного устройства.

Защита от дуговых коротких замыканий в комплектных распределительных устройствах 6-35 кВ (далее дуговая защита) предназначена для быстрой (не более 0,5 секунды) локализации (путем снятия напряжения) поврежденного участка в КРУ(Н), где возникла электрическая дуга. К

примеру, стенка отсека ячейки толщиной 2 мм при токе короткого замыкания 3 кА в результате возникшей дуги прогорает за 0,2 секунды.

Срабатывание дуговой защиты происходит при возникновении дуги как между фазами (междуфазном коротком замыкании), так и между фазой и корпусом ячейки в пространстве КРУ(Н) 6-35 кВ, контролируемом специальными датчиками.

Наличие дуги при междуфазном коротком замыкании определяется по следующим признакам: повышению давления (ударной волны) в закрытом пространстве ячейки или шинного моста комплектного распределительного устройства (клапанная дуговая защита) или появлению излучения дугового столба (оптико-электрические дуговые защиты).

После срабатывания дуговой защиты автоматически вводится запрет работы автоматического включения резерва на объекте (АВР) и АПВ отключаемого присоединения.

Применяются различные типы дуговых защит разных производителей:

1. Клапанная. Имеет датчик давления в виде клапана. Порог срабатывания не нормируется. На практике срабатывание зависит от состояния самого КРУ(Н) и происходит при токе, как правило, более 7 кА.

2. Фототиристорная. Тип ТФ-132. Имеет датчик освещения в виде электронного элемента – фототиристора с углом охвата около 130 °.

3. Фотодиодная. Тип РДЗ:

- Микропроцессорные (цифровые) – РДЗ-018 только на постоянном оперативном токе;

- Микроэлектронные РДЗ-012 (на постоянном оперативном токе) и РДЗ-212 (на переменном оперативном токе);

4. Оптоволоконные.

- Типа ПД-02 (микроэлектронные) и REA (микропроцессорные). Датчиком освещения является волоконно-оптическая линия связи (ВОЛС), которая укладывается в виде петли по периметру высоковольтного отсека;

- Типа «ОВОД» (микропроцессорные). Датчиком освещения – является линза специальной формы, расположенная на конце двухволоконного оптического кабеля, по которому световой импульс передаётся на блок управления.

- Типа «ПРОЭЛ-МИНИ» (микропроцессорные). Фиксируют вспышку от электрической дуги в инфракрасном диапазоне с помощью волоконно-оптических датчиков (ВОД). Блоки установлены в релейных отсеках конкретной ячейки.

-Типа Орион-ДЗ (микропроцессорные). Устройство выполнено в виде блока, устанавливаемого в релейном отсеке ячейки, и имеющего до трех оптических датчиков дуги, выполненных в виде световодов, размещенных каждый в своем отсеке.

Порог срабатывания дуговой защиты не нормируется; исправность её в условиях эксплуатации проверяется персоналом.

Вне зависимости от типа применяемых датчиков, типа самой дуговой защиты логика (алгоритм) работы определяется способностью (заложенной производителем) самой защиты определить место повреждения в КРУ(Н). Например: к каждому реле типа РДЗ-212 подключено 6 датчиков из трех высоковольтных ячеек. К реле РДЗ-012, ПД-02 подключены по два датчика каждой ячейки и они определяют повреждение с точностью до ячейки.

Защита типа «ОВОД» имеет два датчика – в отсеке высоковольтного выключателя, а также датчик в отсеке кабельной «воронки» и ТТ, что позволяет при повреждении кабельной «воронки» или ТТ отключать конкретное присоединение, а не всю секцию. Данное условие выполнено для ячеек, где отсек ТТ отделен от отсека высоковольтного выключателя.

Дополнительно устанавливаются датчики в ячейках секционного выключателя и разъединителя, ячейках ТН и ТСН, а также в отсеках сборных шин.

Вне зависимости от типа «дуговой» защиты дополнительно контролируется наличие междуфазного тока короткого замыкания или

посадки напряжения на соответствующей СШ (типовое решение для КРУН типа К-47, К-59). Как правило, используются реле максимальной токовой защиты трансформатора на одной из его сторон, секционного выключателя и любого другого присоединения, откуда может быть подано напряжение.

Разновидностью защиты от замыканий в КРУН является логическая защита шин (ЛЗШ). Действует на отключение питающего ввода трансформатора (секционного выключателя) без выдержки времени (или с минимальной около 0,5 секунды) при наличии двух обязательных факторов: срабатывание токового реле защиты (МТЗ) питающего присоединения и несрабатывание ни одного токового реле защит отходящих присоединений. ЛЗШ имеет два недостатка – в ее зону срабатывания не входит кабельная «воронка» отходящего присоединения и она может отказать при наличии двигательной подпитки на присоединения.

На рисунке 34 приведен пример размещения датчиков дуговой защиты по отсекам ячеек.

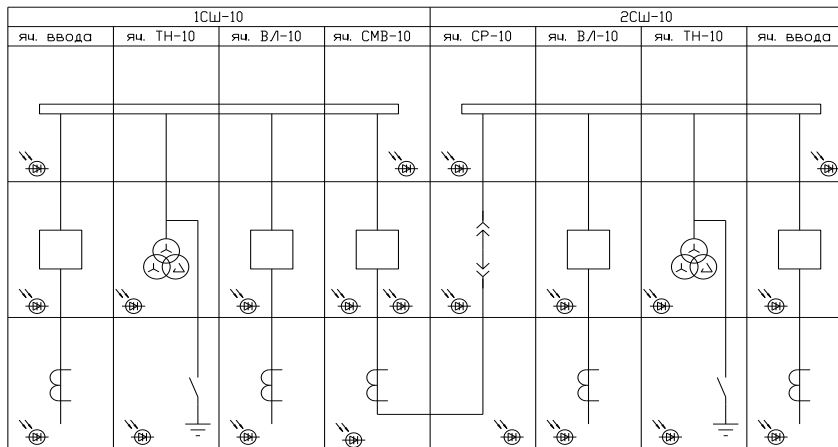


Рис.34. Поясняющая схема размещения датчиков дуговой защиты.

### Контрольные вопросы

1. Назовите основные типы дуговых защит.
2. Каковы основные принципы работы дуговых защит.

## Глава 12.

### Назначение устройств частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ) на энергообъектах.

Устройства АЧР предназначены для предотвращения снижения частоты ниже заданного предела и восстановления её до нормальных эксплуатационных значений в случаях возникновения дефицита генерируемой активной мощности в энергосистеме или отдельных её частях путем отключения части нагрузки.

В качестве измерительного органа в схемах АЧР используются реле частоты, срабатывающие при снижении частоты до заданной уставки и запускающие схемы, которые с установленной выдержкой времени действуют на отключение присоединений, подключенных к АЧР, и запрет их АПВ.

В плане размещения устройств АЧР все очереди разбиваются с точностью 0,1 Гц. Точность измерения частоты зависит от типа применяемого в схеме реле частоты. Устройства АЧР, для измерения частоты в которых применяется реле РЧ-1, имеют разброс параметров срабатывания 0,2-0,3 Гц в зависимости от изменения напряжения оперативного тока, контролируемого напряжения, температуры окружающей среды. Поэтому, при оценке правильности работы устройств АЧР с данным типом реле, необходимо учитывать погрешности этих реле.

На ПС с микропроцессорными устройствами РЗА, все чаще находит применение способ совмещения различных функций устройств релейной защиты в одном устройстве. Устройство АЧР может совмещаться с устройством контроля напряжения на секциях 6 кВ, АВР и ЗМН 6 кВ. Такие устройства необходимо включать в перечень оборудования, соответствующего уровня оперативного управления и учитывать при рассмотрении оперативных заявок.

Все устройства АЧР разбиты на две категории: АЧР-1 и АЧР-2, каждая из которых имеет несколько очередей. Устройства АЧР-1 предназначены для предотвращения глубокого снижения частоты в первое время развития аварии. Устройства АЧР-2 предназначены для восстановления частоты до нормального значения в случае, если она длительно остаётся пониженной, «зависает» на уровне 48 Гц.

На ПС, к секциям шин 6-10 кВ которых подключены высоковольтные двигатели, наблюдается иногда излишняя работа АЧР при отключении ввода секций и выбеге двигателя. Для исключения этого в схему АЧР включаются последовательно контакты реле частоты разных секций. Осуществляется, таким образом, «взаимная блокировка» путем контроля величины частоты оставшейся в работе секции.

В современных микропроцессорных устройствах РЗА для исключения подобных случаев существует орган измерения скорости изменения частоты. Выбег двигателей сопровождается снижением частоты с определённой скоростью, которая определяется балансом активной мощности на секции и характеристиками приводимого агрегата.

Если в течение установленной выдержки времени частота повышается выше уставки АЧР, схема возвращается в исходное состояние и отключение присоединения не происходит.

Устройства ЧАПВ предназначены для автоматического включения присоединений, отключившихся от АЧР и подключенных к ЧАПВ, после подъема частоты до заданной уставки.

На ПС, где нет ЧАПВ, включение отключенных от АЧР присоединений возможно после восстановления частоты в сети и возврата схемы АЧР путем нажатия кнопки «Возврат схемы».

По цепям напряжения измерительные органы устройств АЧР подключены к трансформаторам напряжения. На подстанциях, где имеется несколько трансформаторов напряжения, в схемах, как правило,

предусмотрены переключающие устройства для перевода цепей напряжения АЧР с одного трансформатора напряжения на другой.

По оперативным цепям устройства АЧР запитаны с общих шин управления через индивидуальные для каждого устройства или для 2-х устройств (АЧР-1 и АЧР-2) автоматы или предохранители.

В схемах АЧР и АЧР с ЧАПВ предусмотрены переключающие устройства для вывода их из работы, расположенные на панелях АЧР, и индивидуальные переключающие устройства в цепях отключения от АЧР и включения от ЧАПВ каждого подключенного к нему присоединения, которые могут быть расположены на панели АЧР или на панели управления каждого присоединения.

Размещение устройств АЧР, их уставки и подключенные к ним присоединения даны в планах АЧР, утверждаемых ежегодно.

Устройства АЧР-1 имеют параметры срабатывания (уставки) по частоте в диапазоне  $48,8 \div 46,5$  Гц и действуют на отключение подключенной к ним нагрузки со временем  $0,15 \div 0,3$  сек., предотвращая снижение частоты и обеспечивая её подъем.

Устройства совмещенной АЧР-2 имеют уставки по частоте в диапазоне  $49,0 \div 48,7$  Гц и действуют на отключение подключенной к ним нагрузки со временем от 5,0 сек. до 70 сек., предотвращая зависание частоты.

Устройства несовмещенной АЧР-2 имеют уставку по частоте 49,1 Гц и действуют на отключение подключенной к ним нагрузки со временем от 5,0 сек. до 40 сек для подъема частоты после действия АЧР-1, а также при медленном снижении частоты.

Спецочередь АЧР имеет уставку по частоте 49,2 Гц и уставку по времени 0,5 сек.

Устройства ЧАПВ предназначены для автоматического включения присоединений, отключившихся от АЧР и подключенным к ЧАПВ, после подъема частоты до заданной уставки в диапазоне  $49,4 \div 49,9$  Гц. Уставка по времени не менее 10 сек.



На рисунке 35 показана схема АЧР.

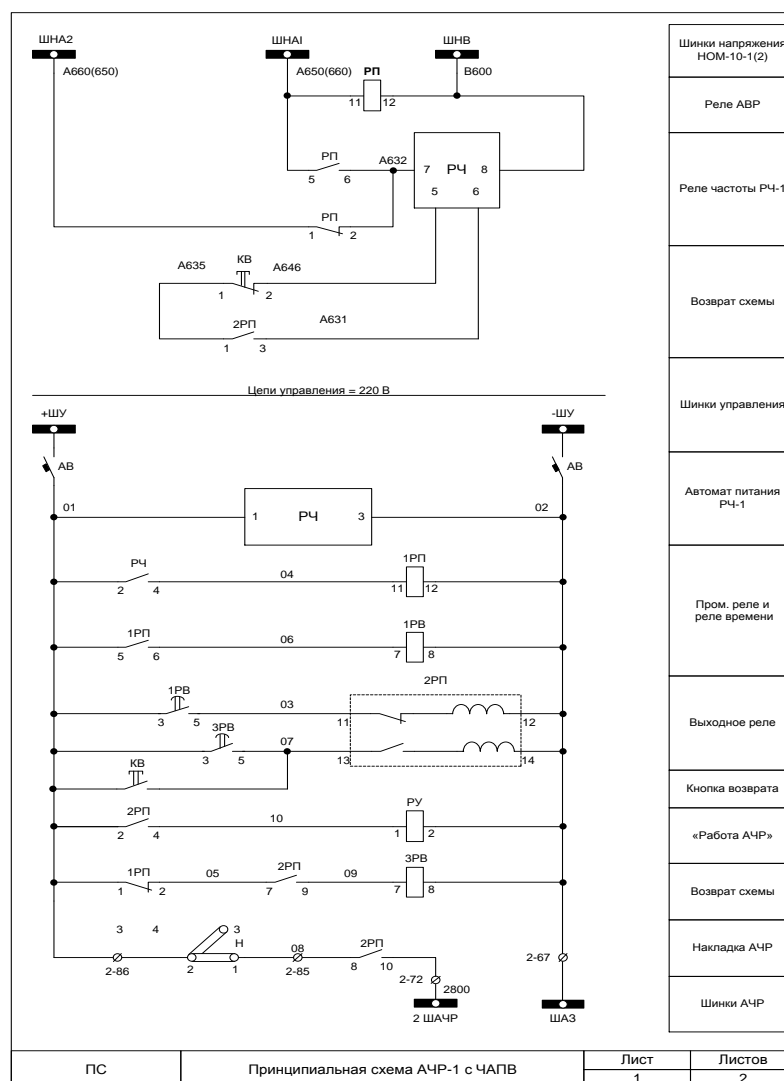


Рисунок 35. Схема АЧР

## Контрольные вопросы

1. Поясните назначение устройств АЧР.
2. Каковы основные принципы работы устройств АЧР.

## Библиографический список.

1. ПУЭ, с изм. и доп., 2010 г.
2. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем энергообеспечения. М.: Высшая школа, 1991.
3. Кривенков В.В., Новелла В.Н. Релейная защита и автоматика систем энергообеспечения. – М.:Энергоиздат, 1984.
4. Федосеев А.М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей. – М.:Энергиздат, 1984.
5. ГОСТ 16022-70 «Реле электрические защиты, противоаварийной автоматики и управления. Термины и определения».
6. Реле защиты. М., Энергия, 1976, 464 с. С ил.
7. <http://www.cheaz.ru/ru/production/ustroystva-releynoy-zashchity>
8. Трансформаторы тока. В.В. Афанасьев, Н.М. Адоньев, В.М. Кибель и др. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.:энергоатомиздат. Ленингр. Отд-ние, 1989. – 416 .: ил.
9. Справочник по релейной защите. Под общей редакцией М.А. Берковича. М. – Л.: госэнергоиздат, 1963 г., 512 с.
10. Чернобровов Н.В., Релейная защита, изд.3, перераб. и допол., М.-Л. «Энергия», 1966, 760 с.: ил.
11. Релейная защита в распределительных электрических сетях: Пособие для практических расчетов/ Булычев А.В., Наволочный А.А.- М,: ЭНАС, 2011. – 208 с.:ил.
12. Реле защиты. М., Энергия, 1976, 464 с.: ил.
13. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей.-СПб.:ПЭИПК,2008.
14. Булычев А.В., Наволочный А.А. Релейная защита в распределительных сетях: Пособие для практических расчетов.-М.: ЭНАС, 2011. - 208с.:ил.

15. Линт Г.Э Серийные реле защиты, выполненные на интегральных микросхемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990 г.
16. Батоврин В.К., Бессонов А.С., Мошкин В.В.: LabVIEW: Практикум по цифровым элементам вычислительной и информационно-измерительной техники: Лабораторный практикум/ГОУ ВПО «Московский государственный университет радиотехники, электроники и автоматики (технический университет)»- М.,2010.-118 с.
17. Костерин В.А., Иванов С.А., Чумычкин В.А. Программно – логические модели микропроцессорных устройств защиты серии SPAC 800: Методические указания и задания для самостоятельной работы / ЗАО “Инженерно - производственная фирма “Реон - Техно”, учебный центр “Лидер”. Чебоксары, 2001. – 44 с.
18. Н.И. Овчаренко. Цифровые аппаратные и программные элементы микропроцессорной релейной защиты и автоматики энергосистем/М.:НТФ «Энергопрогресс», 2006 г.-120 с;ил [Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик»; Вып.5-6 (89-90)].
19. Ванин В.К., Павлов Г.М. Релейная защита на элементах вычислительной техники. – 2-е изд, перер. И доп. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. Отделение, 1991.