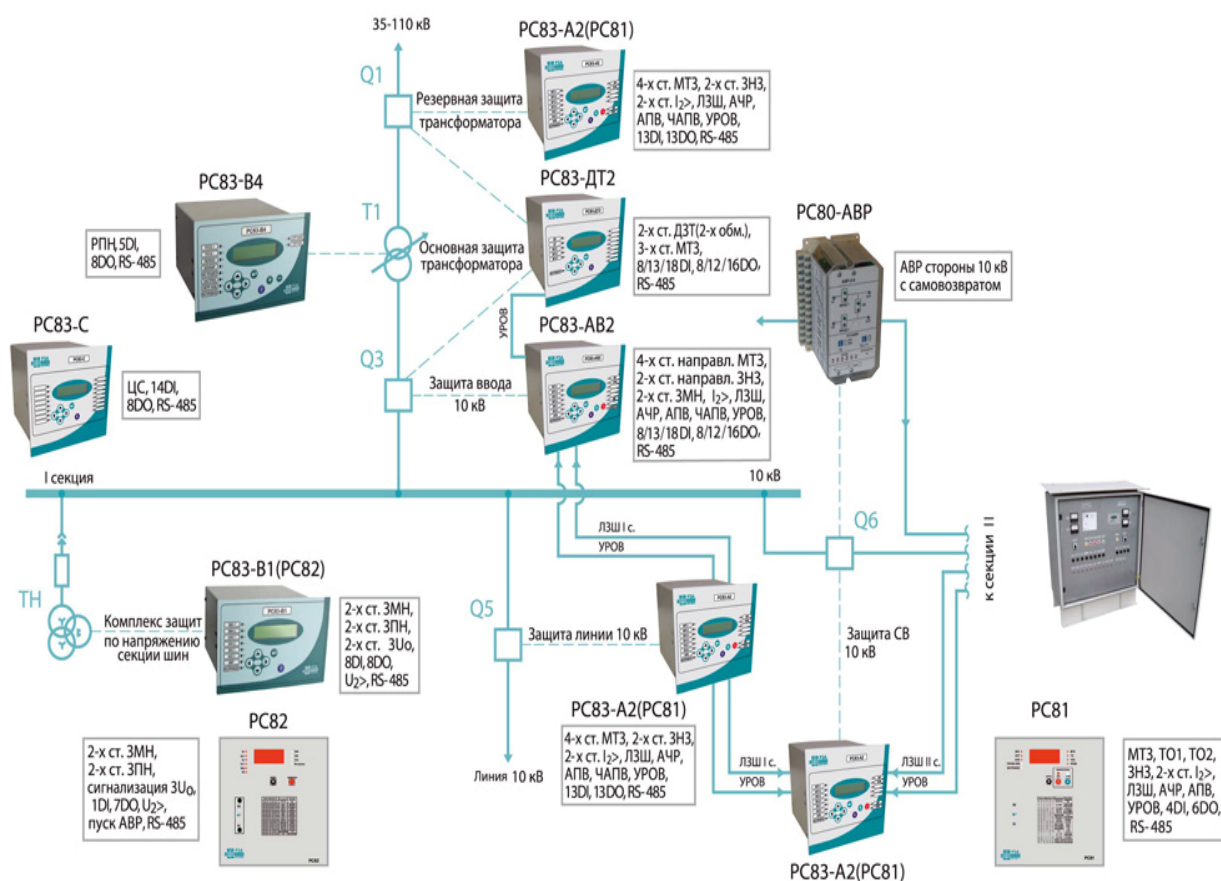


РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ



СОДЕРЖАНИЕ

1. Расчет токов короткого замыкания	3
2. Выбор трансформаторов тока	5
3. Выбор схем электрических соединений проектируемой электростанции	13
3.1 Выбор устройств защиты и автоматических устройств проектируемой установки	14
3.2 Выбор автоматических устройств проектируемой установки.	17
3.2.1 Автоматическое повторное включение.	17
3.2.1.1 Условия применения устройств АПВ.	17
3.2.1.2 Расчет уставки по времени устройств АПВ.	19
3.2.2 Автоматическое включение резерва.	23
3.2.2.1 Условия применения устройств АВР.	24
3.2.2.2 Расчет уставок реле, входящих в устройство АВР.	24
Приложение 1	29
Приложение 2	29
Приложение 3	30
Приложение 4	31
Приложение 5	32
Приложение 6	32
Литература	33

1. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В результате расчета должны быть получены те значения токов короткого замыкания, которые необходимы для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей и устройств защиты и автоматики.

К ним, прежде всего, относятся действующее значение сверхпереходного тока, ударного тока, действующее значение полного тока короткого замыкания за первый период и действующее значение установившегося тока для трехфазного короткого замыкания.

В результате расчета должны быть получены те значения токов короткого замыкания, которые необходимы для выбора электрических аппаратов, токоведущих частей и устройств защиты и электроавтоматики. К ним, прежде всего, относятся действующее значение сверхпереходного тока, ударный ток, действующее значение полного тока короткого замыкания за первый период и действующее значение установившегося тока для трехфазного короткого замыкания.

Расчет токов коротких замыканий рекомендуется производить в следующей последовательности.

Пример. Эквивалентная схема замещения прямой последовательности. Питание подстанции осуществляется от системы.

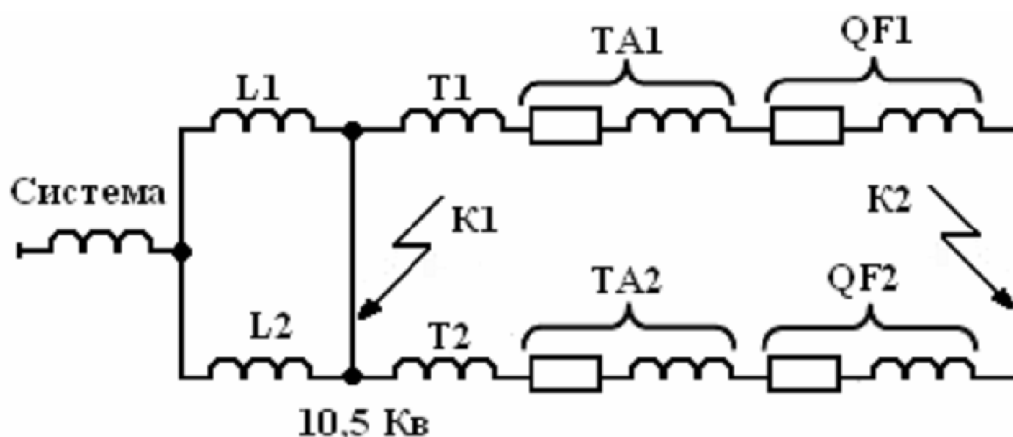


Рис. 1.1 – Эквивалентная схема замещения для расчета токов КЗ

Расчет тока КЗ в точке К1

Относительные базисные сопротивления прямой последовательности элементов схемы.

Линии L1 и L2:

$$x_{*б1} = L_1 x_l \frac{S_б}{U_{cp}^2};$$
$$x_{*б2} = L_2 x_l \frac{S_б}{U_{cp}^2}.$$

Системы :

$$x_{*б3} = x_{*c} \frac{S_б}{S_{nc}};$$
$$x_{*б4} = \frac{x_{*б1} \cdot x_{*б2}}{x_{*б1} + x_{*б2}}.$$

Относительное базисное результирующее сопротивление прямой последовательности:

$$x_{*1брез} = x_{*б3} + x_{*б4}.$$

Вычисление токов двухфазного КЗ

Схемы замещения прямой и обратной последовательностей по структуре и величинам сопротивлений одинаковы, поэтому

$$x_{*1брез} = x_{*2брез};$$
$$x_{*брез}^{(2)} = x_{*1брез} + x_{*2брез}.$$

Определение токов для различных моментов времени.

Расчетное сопротивление:

$$x_{*расч}^{(2)} = x_{*брез}^{(2)} \frac{S_{nc}}{S_б}.$$

Номинальный ток системы

$$I_{nc} = \frac{S_{nc}}{\sqrt{3} \cdot U_{cpб}} \text{ кА}.$$

Базисный ток

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_{cpб}} \text{ кА};$$

Вычисление токов трехфазного КЗ

Расчетное сопротивление

$$x_{*расч}^{(3)} = x_{*брез}^{(2)} \frac{S_{nc}}{S_б};$$
$$x_{*брез}^{(3)} = x_{*1брез}.$$

Ток трехфазного КЗ

Поскольку $x_{*расч}^{(3)} > 3$, то

$$I_{nt}^{(3)} = I''^{(3)} = I_{\infty}^{(3)} = \frac{m^{(3)} I_{nc}}{x_{*расч}^{(3)}} \text{ кА};$$

Ударный ток трехфазного КЗ

$$i_y^{(3)} = 2,55 \cdot I''^{(3)} \text{ кА.}$$

Действующее значение ударного тока КЗ

$$I_y^{(3)} = 1,52 \cdot I''^{(3)} \text{ кА.}$$

Все данные по расчету тока КЗ в точке К1 при питании от системы сведены в табл.1.1.

Таблица 1.1

Вид КЗ	Токи КЗ, кА		
	$I''=I_{пт}=I_{\infty}$	i_y	I_y
Двухфазное	7,5	19,1	11,4
Трехфазное	8,6	22	13

2. ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА

Исходные данные. Все трансформаторы тока выбираются, как и другие аппараты, по номинальному току и напряжению установки и проверяются на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

Кроме того, ТТ, используемые для включения релейной защиты, проверяются на значение погрешности, которая, как указывалось выше, не должна превышать 10% по току и 7° по углу. Для проверки по этому условию в информационных материалах заводов – поставщиков ТТ и в другой справочной литературе даются характеристики и параметры ТТ:

Расчет нагрузки в зависимости от схемы соединения ТТ. Нагрузка вторичной обмотки трансформаторов тока. Нагрузка вторичной обмотки ТТ складывается из последовательно включенных сопротивлений: реле, приборов, жил контрольного кабеля, переходного сопротивления в месте контактных соединений:

$$Z_n = Z_p + Z_{пр} + Z_{каб} + Z_{пер}, \quad (2.1)$$

где Z_p , $Z_{пр}$, $Z_{каб}$, $Z_{пер}$ – сопротивления реле, приборов, кабеля, переходных контактов соответственно.

Для упрощения расчетов производится арифметическое, а не геометрическое сложение полных и активных сопротивлений. Нагрузка вторичной обмотки ТТ зависит также от схемы их соединения и вида КЗ. Поэтому нагрузка должна определяться для наиболее загруженного ТТ с учетом схемы соединения и для такого вида КЗ, при котором получаются наихудшие результаты.

Определение допустимой нагрузки на трансформаторы тока.

Допустимая нагрузка на ТТ определяется, исходя из следующих требований:

- обеспечения точности измерительных органов релейной защиты при КЗ в расчетных точках электрической сети (полная погрешность ТТ не должна превышать 10%) для токовых защит при токе уставки, для дифзащиты – в конце зоны действия; для предотвращения отказа

срабатывания защиты при наибольших значениях тока КЗ – нормируется для электро-механических защит при КЗ в зоне установки защиты.

Трансформаторы напряжения.

Трансформатор напряжения (ТН) по принципу действия и конструктивному выполнению аналогичен силовому трансформатору. Как показано на рис. 2.1, трансформатор напряжения TV состоит из стального сердечника (магнитопровода) С, собранного из тонких пластин трансформаторной стали, и двух обмоток – первичной и вторичной, изолированных друг от друга и от сердечника.

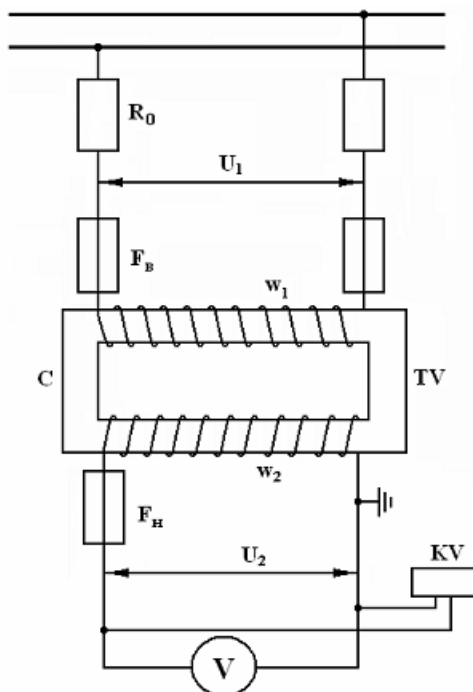


Рис. 2.1 – Устройство и схема включения трансформатора напряжения.

Первичная обмотка w_1 имеющая большое число витков (несколько тысяч) тонкого провода, включается непосредственно в сеть высокого напряжения, а к вторичной обмотке w_2 имеющей меньшее количество витков (несколько сотен), подключаются параллельно реле и измерительные приборы. Под воздействием напряжения сети по первичной обмотке проходит ток, создающий в сердечнике переменный магнитный поток Φ , который, пересекая витки вторичной обмотки, индуцирует в ней ЭДС E , которая при разомкнутой вторичной обмотке (холостой ход ТН) равна напряжению на ее зажимах $U_{2х}$.

Напряжение и $U_{2х}$ во столько раз меньше первичного напряжения U_1 , во сколько раз число витков вторичной обмотки w_2 меньше числа витков

первичной обмотки w_1 .

$$\frac{U_1}{U_{2x}} = \frac{w_1}{w_2}. \quad (2.2)$$

Отношение чисел витков обмоток называется коэффициентом трансформации и обозначается

$$K_U = \frac{w_1}{w_2}. \quad (2.3)$$

Введя такое обозначение, можно написать:

$$\frac{U_1}{U_{2x}} = K_U. \quad (2.4)$$

Если к вторичной обмотке ТН подключена нагрузка в виде реле и приборов, то напряжение на ее зажимах U_2 будет меньше ЭДС на величину падения напряжения в сопротивлении вторичной обмотки.

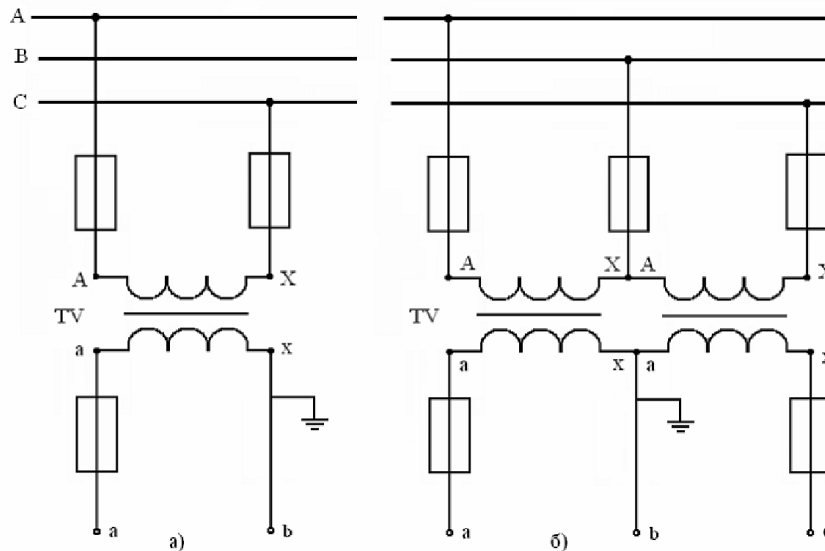
Однако поскольку это падение напряжения невелика, оно не учитывается и пересчет первичного напряжения на вторичное производится по формулам:

$$U_1 = U_2 K_U, \quad (2.5)$$

$$U_2 = \frac{U_1}{K_U}. \quad (2.6)$$

Для правильного соединения между собой вторичных обмоток ТН и правильного подключения к ним реле направления мощности, ваттметров и счетчиков заводы-изготовители обозначают (маркируют) выводные зажимы обмоток определенным образом: начало первичной обмотки – A , конец – X ; начало основной вторичной обмотки – a , конец – x ; начало дополнительной вторичной обмотки – a_d , конец – x_d .

На рис. 2.3 и 2.4 приведены основные схемы соединения обмоток однофазных ТН.



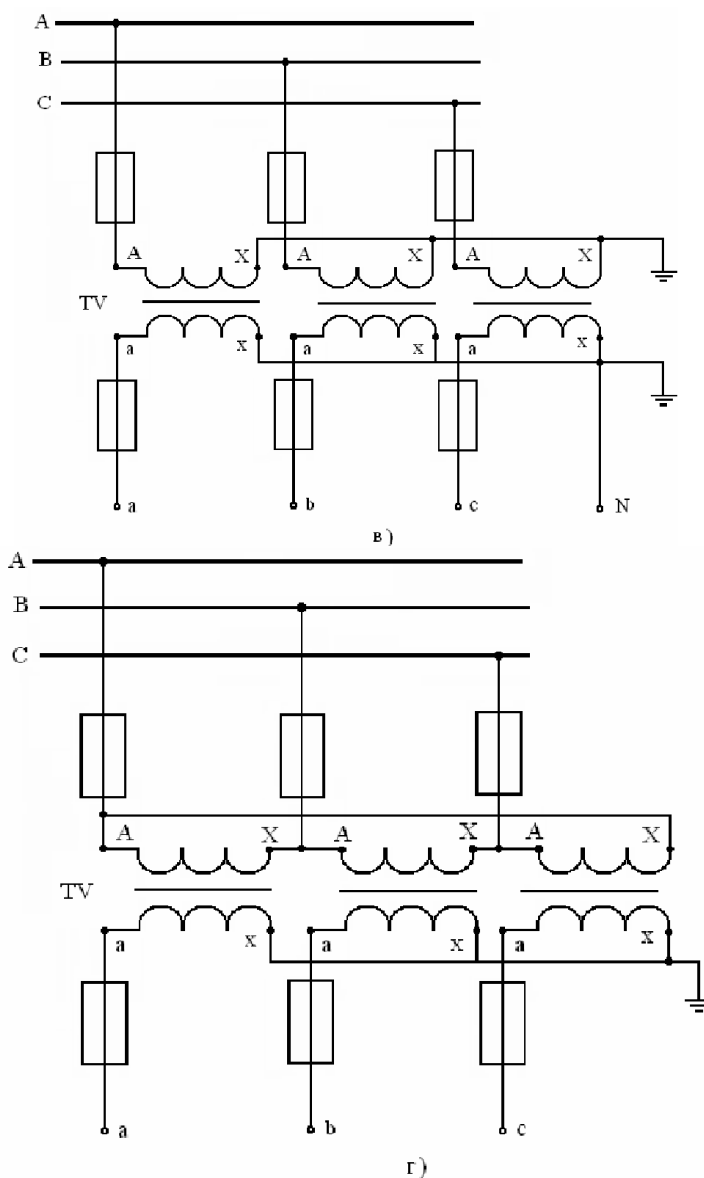


Рис. 2.3 – Схемы соединения обмоток однофазных трансформаторов напряжения с одной вторичной обмоткой

На рис.2.3,*а* дана схема включения одного ТН на междуфазное напряжение. Эта схема применяется, когда для защиты или измерений достаточно одного междуфазного напряжения.

На рис.2.3,*б* приведена схема соединения двух ТН в открытый треугольник, или в неполную звезду.

Эта схема, получившая широкое распространение, применяется, когда для защиты или измерений нужно иметь два или три междуфазных напряжения.

На рис.2.3,*в* приведена схема соединения трех ТН в звезду. Эта схема также получила широкое распространение и применяется, когда для защиты или измерений нужны фазные напряжения или же фазные и междуфазные напряжения одновременно.

На рис.2.3,*г* приведена схема соединения трех ТН треугольник- звезда. Эта схема обеспечивает повышенное напряжение на вторичной стороне, равное

173В. Такая схема, в частности, используется для питания электромагнитных корректоров напряжения устройств автоматического регулирования возбуждения генераторов.

На рис.2.4 представлена схема соединения трансформаторов напряжения, имеющих две вторичные обмотки. Первичные и вторичные основные обмотки соединены в звезду, т.е. так же как в рассмотренной выше схеме на рис.2.3,в. Дополнительные вторичные обмотки соединены в схему разомкнутого треугольника (на сумму фазных напряжений). Такое соединение применяется для получения напряжения нулевой последовательности, необходимого для включения реле напряжения и реле вправление мощности защиты от однофазных КЗ в сети с заземленными нулевыми точками трансформаторов и для сигнализации при однофазных замыканиях на землю в сети с изолированными нулевыми точками трансформаторов.

Как известно, сумма трех фазных напряжений в нормальном режиме, а также при двух-, трехфазных КЗ равна нулю. Поэтому в указанных условиях напряжение между точками O_1-O_2 на рис.2.4 равно нулю (практически между этими точками имеется небольшое напряжение: 0,5-2В, которое называется напряжением небаланса). При однофазном КЗ в сети с заземленными нулевыми точками трансформаторов (сети 110 кВ и выше) фазное напряжение поврежденной фазы становится равным нулю, а геометрическая сумма фазных напряжений двух неповрежденных фаз оказывается равном фазному напряжению.

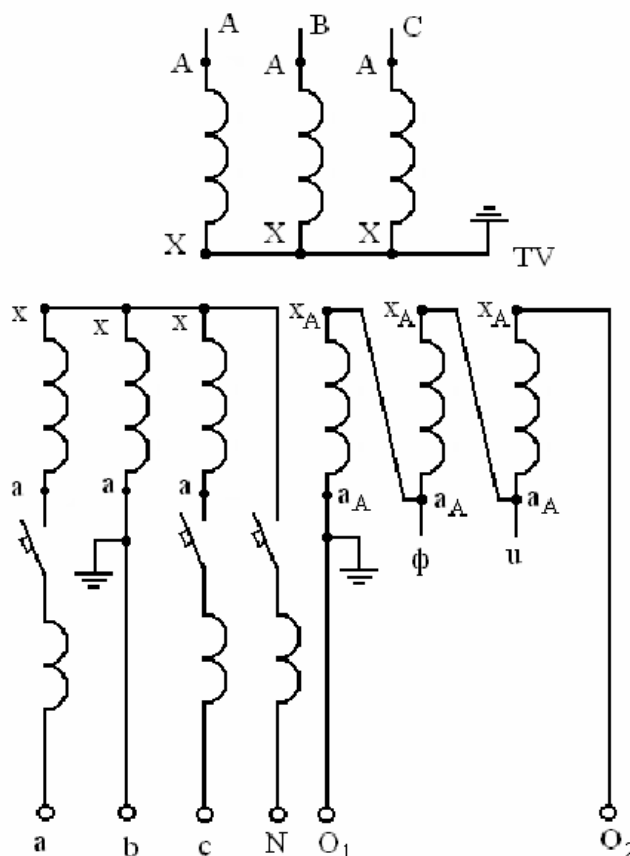


Рис. 2.4 – Схема соединений обмоток трансформатора напряжения с двумя вторичными обмотками

В сети с изолированными нулевыми точками трансформаторов (сети 35 кВ и ниже) при однофазных замыканиях на землю напряжения неповрежденных фаз относительно земли становятся равными междуфазному напряжению, а их геометрическая сумма оказывается равной утроенному фазному напряжению. Для того чтобы в последнем случае напряжение на реле не превосходило номинального значения, равного 100В, у ТН, предназначенных для сетей работающих с изолированными нулевыми точками трансформаторов, вторичные дополнительные обмотки, соединяемые в схему разомкнутого треугольника, имеют увеличенные в 3 раза коэффициент трансформации, например 6000/100/3.

Напряжение нулевой последовательности может быть также получено от специальных обмоток трехфазных ТН. в конструкции, показанной на рис.2.5, специальные обмотки расположены на крайних стержнях пятистержневого сердечника и соединены между собой последовательно. В нормальном режиме, а также при двух- и трех фазных КЗ, когда сумма фазных напряжений равна нулю, магнитный поток в крайних стержнях отсутствует, и поэтому напряжений на специальных обмотках нет. При однофазных КЗ или замыканиях на землю сумма фазных напряжений не равна нулю. Поэтому магнитный поток замыкается по крайним стержням и индуцирует напряжение на специальных обмотках.

При включении первичных обмоток ТН на фазные напряжения они соединяются в звезду, нулевая точка которой обязательно соединяется с землей (заземляется). Заземление первичных обмоток необходимо для того, чтобы при однофазных КЗ или замыканиях на землю в сети, где установлен ТН, реле и приборы, включенные на его вторичную обмотку, правильно измеряли напряжение фаз относительно земли, вторичные обмотки ТН подлежат обязательному заземлению независимо от схемы их соединений. Это заземление является защитным, обеспечивающим безопасность персонала при попадании высокого напряжения во вторичные цепи. Обычно заземляется нулевая точка звезды (рис. 2.3 в и г) или один из фазных проводов (рис. 2.3, а и б, 2.4). В проводах, соединяющих точку заземления с обмотками ТН, не должно быть коммутационных и защитных аппаратов (рубильников) переключателей, автоматических выключателей, предохранителей и т. д.). Сечение заземляющего провода должно быть не менее 4 мм² (по меди).

Определяется номинальный ток нагрузки на ВН (I_n).

$$I_{н.м} = \frac{S_m}{\sqrt{3}V_n} \text{ (для трансформатора).}$$

Выбирается тип реле тока для защиты (таблица 2.1) и определяется уставка срабатывания по току

$$I_{cp} = \frac{K_{зап} K_n K_{cx}}{K_B K_m} I_{нб},$$

где I_{cp} – ток срабатывания реле, расчетный, А;

$I_{нб}$ – наибольший ток нагрузки защищаемого участка, А;

$K_{зап}$ – коэффициент самозапуска ЭД;

K_n – коэффициент надежности отстройки, учитывающий погрешности реле и ТТ;

K_e – коэффициент возврата реле;

K_{cx} – коэффициент схемы включения реле.

Таблица 2.1 - Реле тока

Тип	I_{cp} , А	Тип	I_{cp} , А
1	2	1	2
РТМ-I	5;7,5;10;15	РТ-40/20	5...10
РТМ-II	10;15;20;25	РТ-40/50	12,5...25
РТМ-III	30;40;50;60	РТ-40/100	25...50
РТМ-IV	75;100;125;150	РТ-40/200	50...100
РТМ-10-30	10;20;30	РТВ-I, РТВ-IV	5;6;7,5;10
РТМ-5-15	5;10;15	РТВ-II, РТВ-V	10;12,5;15;17,5
РТМ-20-60	20;40;60	РТВ-III, РТВ-VI	20;25;30;35
РТМ-40-120	40;80;120	РТВ-5-10	5;6;7;8;10
РТ-40/0,2	0,05...0,1	РТВ-II-20	11;12;14;16;18;20
РТ-40/0,6	0,15...0,3	РТВ-20-35	20;22;24;27;30
РТ-40/2	0,5...1	РТВ-80, РТВ-90	2-5,4-10
РТ-40/6	1,5...3	ИТ-81/1	4-10
РТ-40/10	2,5...5	ИТ-81/2	2-5

Примечание. Уставку для РТ-40 при параллельном соединении катушек удвоить

Коэффициент схемы (K_{cx}) – это отношение тока реле (I_p) к току фазы (I_ϕ).

$$K_{сх} = \frac{I_p}{I_{\phi}}$$

В зависимости от вида защищаемого участка принимаются следующие значения наибольшего тока ($I_{нб}$):

$$I_{нб} = I_{к.макс} - \text{для расчета токовой отсечки;}$$

где $I_{к.макс}$ – ток номинальный в линии, пусковой ток ЭД и ток короткого замыкания (максимальный) в линии.

В зависимости от схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и вида короткого замыкания принимаются следующие значения коэффициентов схемы ($K_{сх}$): $K_{сх} = 1$ – при соединении обмоток по схеме «неполная звезда»,

$K_{сх} = 1,73$ – во всех случаях при 3-фазном КЗ,

$K_{сх} = 1$ – при КЗ двух фаз и одном токовом трансформаторе,

$K_{сх} = 2$ – при КЗ двух фаз и включении на разность токов обмоток двух ТТ.

Другие коэффициенты схемы на основании опыта эксплуатации принимаются:

$K_{зап} = 1$ – при отсутствии в линии ЭД,

$K_{зап} = 2,5 \dots 3,0$ – при наличии ЭД в линии,

$K_n = 1,1 \dots 2,0$,

$K_b = 0,8 \dots 0,85$.

По расчетному значению тока срабатывания ($I_{ср.р}$) выбирается его каталожное значение ($I_{ср.к}$) согласно условию:

$$I_{ср.к} \geq I_{ср.р}$$

Если применяется блокировка минимального напряжения, то

$$V_{ср} = \frac{V_{р.мин}}{K_n K_b K_V},$$

где $V_{р.мин}$ – минимальное рабочее напряжение нормального режима, В, принимают $V_{р.мин} = 0,7 K_n$;

$K_n = 1,1$;

$K_b \leq 1,2$;

K_V – коэффициент трансформации трансформатора напряжения,

$$KV = \frac{V_1}{V_2}$$

Определение коэффициента чувствительности защиты

$$K_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{сз}} = \frac{I_{к.мин}}{I_{сз} K_m}$$

(без блокировки по напряжению),

где $I_{к.мин}$ – минимальный ток КЗ в конце защищаемого участка, А;

$I_{сз}$ – ток срабатывания защиты, А.

МТЗ надежно сработает, если $K_{\text{ч}} \geq 1,2 \dots 1,5$.

При наличии блокировки минимального напряжения аналогично:

$$K_{\text{ч}} = \frac{V_{\text{к.макс}}}{V_{\text{сз}}} = \frac{V_{\text{к.макс}}}{V_{\text{сз}} K_V},$$

где $V_{\text{к.макс}}$ – максимальное остаточное напряжение в месте установки защиты, кВ, принимают $V_{\text{к.макс}} = 0,6 V_{\text{н}}$.

Примечание. При токовой отсечке

$$I_{\text{с.то}} = \frac{K_{\text{н}} K_{\text{сх}}}{K_{\text{т}}} I_{\text{к.макс}}.$$

3. ВЫБОР СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ПРОЕКТИРУЕМОЙ УСТАНОВКИ И ОБОСНОВАНИЕ ЕЁ. СОСТАВЛЕНИЕ ПОЛНОЙ ОДНОЛИНЕЙНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ ЭЛЕКТРОУСТАНОВКИ.

Схема электрических соединений должна отвечать, прежде всего, требованиям надежности работы и гибкости в эксплуатации.

Для заданных электрических установок наиболее целесообразным является применение одиночных секционированных или несекционированных сборных шин. Сборные шины должны быть во всех случаях секционированы автоматическим выключателем.

Рекомендуется количество секций во всех случаях принимать равным двум. По нечетном числе трансформаторов допускается их присоединение к секциям сборных шин несимметрично. При выборе напряжения необходимо учитывать к шинам какого напряжения присоединены ответственные потребители и где потребляется наибольшая мощность (чтобы исключить лишнюю трансформацию - энергии с одного напряжения на другое). При выборе схемы необходимо заранее определять места установки устройств АВР и возможность осуществления защиты оборудования от ненормальных и аварийных режимов работы.

При питании проектируемой установки от электрической системы надлежит предусматривать устройства для повышения коэффициента мощности до 0,92-0,95. Естественный коэффициент мощности за данных потребителей, следует принимать постоянные и равным 0,8.

Если в числе отходящих или питающих линий имеется воздушные линии, то схемой должны быть предусмотрены устройства защиты от перенапряжения.

Не следует забывать особенности защиты от перенапряжения сборных шин генераторного напряжения.

На однолинейной схеме электрических соединений установки должны быть указаны все цепи со всеми контрольно-измерительными приборами, аппаратами защиты и электроавтоматики.

Повторяющиеся цепи отходящих линий на схеме разрешается показывать в виде одной цепи с указанием количества их. Все аппараты и приборы вторичных цепей изображаются без соединительных связей.

Сборные шины должны быть, выделены более жирными линиям. Все электрические аппараты и приборы должны быть обозначены на схеме полными марками.

Разрешается обозначать на схеме аппараты и приборы условными цифрами или буквами, но в этом случае обязательна ведомость спецификации с указанием ТОЧНОЙ маркировки аппаратов и их количества. На сборных шинах должны быть указаны материал, их сечение и номинальное напряжение. В части собственных нужд схема разрабатывается лишь принципиально, без детализации.

Пример

На основании п.3 исходных данных на проектирование схема электрических соединений должна включать в себя следующие присоединений:

- 1) две питающие кабельные линии (КЛ) (ввод №1 и №2), напряжением 10 кВ, соединяющие объекта с энергосистемой;
- 2) четыре кабельные и три воздушные отходящие линии напряжением 10 кВ;
- 3) две секции сборных шин с секционным масляным выключателем, отключенным в нормальном режиме;
- 4) два присоединения силовых трансформаторов.

В приложении представлен возможный вариант полной однолинейной схемы электрических соединений проектируемой установки.

Присоединение кабельных и воздушных линий, генераторов и трансформаторов к сборным шинам напряжением 10 кВ осуществлено при помощи масляных выключателей. Для контроля наличия напряжения на вводах № 1 и № 2 предусмотрены однофазные трансформаторы напряжения, а для контроля напряжения на секциях сборных шин 10 кВ трехфазные трансформаторы.

Для распределения электроэнергии на напряжении до 1 кВ предусмотрены две- секции сборных шин, которые могут быть соединены между собой при помощи двух секционных рубильников и секционного автомата.

Секционный автомат в нормальной режиме отключен. Присоединение сборных шин напряжением до 1 кВ к трансформаторам выполнено при помощи вводных автомата и рубильника. Для защиты от перенапряжений электрооборудования предусмотрены вентильные разрядники, а для защиты от ненормальных режимов трансформаторов напряжении - плавкие предохранители.

Питание потребителей напряжением до 1 кВ осуществляется по отходящим линиям, присоединенным к сборным шинам через автоматические выключатели.

3.1 Выбор устройств защиты и автоматических устройств проектируемой установки

Выбор устройств защиты и автоматических устройств для всех узлов электрической установки. Для всех защит производится расчет уставок, выбор количества и типов реле и проверяется селективность действия при повреждениях в различных точках установки. Выбор автоматических устройств (устройств АПВ, АВР и др.) производится без подробных расчетов.

Все аппараты должны быть обозначены своими полными марками.

Пример

Выбор устройств защиты и автоматических устройств проектируемой установки и представлен на листе № 1 (приложение).

Для отходящих линий напряжением 10 кВ предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю. Защита от многофазных замыканий выполнена двухфазной двухрелейной.

На ВЛ от многофазных замыканий предусмотрена двухступенчатая МТЗ, первая ступень которая выполнена в виде токовой отсечки, а вторая в виде МТЗ независимой характеристикой времени.

На КЛ предусмотрена токовая отсечка. Защита отходящих линий как ВЛ, так и КЛ от однофазных замыканий на землю выполнена с использованием трансформатора тока нулевой последовательности и действием на сигнал.

Согласование характеристик защит.

Согласование характеристик МТЗ с ограниченно -зависимой выдержкой времени осуществляется по ступенчатому принципу. Целью согласования характеристик защит является определение минимальных допустимых уставок времени для каждой из защит при условии их селективного действия.

Согласование необходимо производить по наибольшему току КЗ каждой из защищаемых линий, то есть по сверхпереходному току КЗ в начале этих линий.

Для согласования характеристик защит используются типовые характеристики реле РТ-80 серийного выпуска. В качестве исходной принимается характеристика защиты

1. Для этой защиты принята характеристика с минимальной уставкой времени, которая для реле РТ-81 равна $t_{уст1} = 0,5$ с (смотри рис. 3.1.).

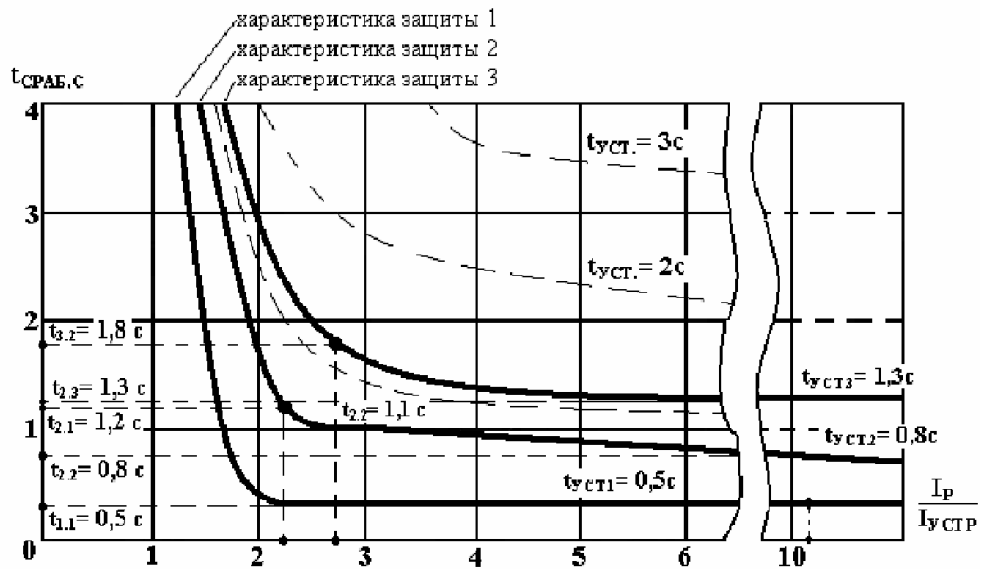


Рис.3.1 - Согласование характеристик защит 1,2,3

Производится согласование характеристики защиты 2 с характеристикой защиты 1. Для определения выдержки времени защиты 1 при КЗ в точке К1 необходимо вычислить кратность тока, с которой работает при этом защита по формуле:

$$K_{1.1} = \frac{I_{к1}}{I_{уст3.1}}$$

Отложив эту кратность по оси абсцисс графика на рис. 3.1, определяется по характеристике защиты **I** выдержка времени $t_{1.1}$, которая составляет $t_{1.1} = 0,5$ с.

В соответствии со ступенчатым принципом согласования характеристик защит выдержка времени защиты 2 при КЗ в точке К1 должна быть равна:

$$t_{2.1} = t_{1.1} + \Delta t.$$

где Δt - ступень выдержки времени, принимаемая для, защит с индукционными токовыми реле равной 0,7 с.

$$t_{2.1} = 0,5 + 0,7 = 1,2 \text{ с.}$$

При этом защита 2 будет работать с кратностью тока, отвечающей КЗ в точке К1:

$$K_{2.1} = \frac{I_{к1}}{I_{уст3.2}}$$

Отложив на графике на рис.3.1 по оси абсцисс кратность тока $K_{2.1} = 1,2$ с, а на оси ординат - выдержку времени $t_{2.1} = 1,2$ с, находится точка, которая принадлежит характеристике защиты 2. Имея семейство характеристик по одной точке путем интерполяции, необходимо нанести на график на рис.3.1 характеристику защиты 2 и тем самым по независимой части этой характеристики определить уставку времени защиты 2:

$$t_{уст.2} = 0,8 \text{ с.}$$

Согласование характеристики защиты 3 с характеристикой защиты 2 производится аналогично рассмотренному выше.

Определение временем срабатывания защиты 2 при КЗ в точке К2 по кратности тока $K_{2.2}$

$$K_{2.2} = \frac{I_{к2}}{I_{уст3.2}};$$

$$t_{2.2} = 1,1 \text{ с.}$$

Выдержка времени защиты 3 при КЗ в точке К2 равна:

$$t_{3.2} = t_{2.2} + \Delta t = 1,1 + 0,7 = 1,8 \text{ с,}$$

при кратности тока для защиты 3:

$$K_{3.2} = \frac{I_{к2}}{I_{уст3.3}}.$$

По этим координатам; $(t_{3.2}, K_{3.2})$ определяется на графике точка, принадлежащая характеристике защиты 3, по которой строится характеристика защиты 3 и по ее независимой части находится уставка времени защиты 3

$$t_{уст.3} / t_{уст.3} = 1,3 \text{ с.}$$

3.2 Выбор автоматических устройств проектируемой установки.

3.2.1 Автоматическое повторное включение.

3.2.1.1 Условия применения устройств АПВ.

Эффективность применения устройства АПВ определяется размером возможного народнохозяйственного ущерба, предотвращенного работой устройства АПВ за год эксплуатации.

Наибольшую эффективность имеют устройства АПВ, устанавливаемые на включателях воздушных линий электропередачи, по которым осуществляется одностороннее питание нагрузки и для которых не предусмотрена автоматическая подача напряжения от резервного источника электроснабжения.

Опыт эксплуатации показал высокую эффективность АПВ шин, поскольку КЗ на шинах также бывают неустойчивыми.

В силу указанных причин установка устройств АПВ для повторной подачи напряжения на линии, шины и трансформаторы является обязательной.

Варианты устройств АПВ могут быть классифицированы следующим образом:

по воздействию: на три фазы выключателя (Т АПВ) или на одну фазу (ОАПВ);

по виду оборудования, на которое подается напряжение: воздушные или кабельные линии электропередачи, трансформаторы, шины, электродвигатели;

по типу коммутационной аппаратуры, на которую воздействует устройство АПВ: воздушные или масляные выключатели, контакторы или магнитные пускатели, предохранители;

по характеру электропитания объекта, на выключатели которого воздействует устройство АПВ:

элементы энергосистемы, имеющие одностороннее или двустороннее питание, входящие в кольцевую схему или образующие одиночную транзитную связь;

по кратности действия: одно- или многократное АПВ (например, двух и трехкратное);

по способу выполнения: механические, пневматические и электрические АПВ;

по времени действия: быстродействующие АПВ (БАПВ), обеспечивающие возможность создания бестоковой паузы со временем 0,5 с и менее, и нормальные - с регулируемым временем, позволяющим обеспечить большее время бестоковой паузы;

по способу контроля напряжения на повторно включаемом объекте: АПВ с контролем отсутствия или наличия напряжения;

по способу проверки синхронизма при АПВ: с улавливанием синхронизма (АПВУС), несинхронное (НАПВ), в сочетании с самосинхронизацией генераторов и синхронных компенсаторов (АПВС), с контролем синхронизма и т. п.

При выборе типов и схем устройств АПВ должны учитываться схемы энергетической системы и электроснабжения потребителей.

В конкретных условиях могут применяться различные устройства АПВ, выбор наиболее рационального варианта является задачей инженерного проектирования, преимущества должно быть дано устройствам, обеспечивающим наибольшую надежность действия, простоту исполнения и эксплуатации. Работу устройств АПВ следует увязывать с работой устройств релейной защиты, устанавливаемой на объектах узла, в частности, при наличии на подстанции дифференциальной защиты шин следует рассмотреть вопрос о выполнении АПВ шин с предварительным их опробованием напряжением от одной какой-либо линии электропередачи с последующим автоматическим восстановлением конфигурации сети при исправном состоянии шин.

Временем действия устройства АПВ ($t_{\text{АПВ}}$) называется время с момента пуска устройства АПВ до момента подачи импульса на включение. Это время должно быть достаточным, чтобы выключатель после отключения КЗ был готов для повторного включения с последующим отключением КЗ в случае неуспешного АПВ.

Время действия устройства АПВ не надо смешивать со временем АПВ, которое складывается из времени действия устройства АПВ и времени действия выключателя от момента получения команды на включение до момента касания токоведущих контактов.

Время АПВ, естественно, меньше при использовании быстродействующих выключателей.

Временем бестоковой паузы называется время между моментом погасания дуги в выключателе при отключении им контролируемой цепи до момента восстановления этой цепи после срабатывания устройства АПВ и включения выключателя.

Опытами установлено, что минимальное время бестоковой паузы, при котором происходит деионизация пространства электрической дуги воздушных линий напряжением 110 кВ (при полностью снятом напряжении), составляет 0,15-0,2 с, для линий 500 кВ 0,35-0,4 с; для линий других напряжений время деионизации может быть определено экстраполяцией. При указанных временах бестоковых пауз успешность действия АПВ можно ожидать более чем в 50% случаев. С увеличением времени бестоковой паузы условия для более полной деионизации пространства дуги возрастают, и увеличивается процент успешной работы устройства АПВ.

Указанные минимальные времена бестоковой паузы достигаются только при БАПВ, для которой используются специально приспособленные для этой цели воздушные выключатели.

Наименьшее время действия устройств АПВ для выключателей 3 кВ и выше обычных типов, не предназначенных для выполнения БАПВ, составляет 0,3-0,5с. Само время включения выключателей равно 0,5-1,2с. Таким образом, если линия электропередачи имеет одностороннее питание и отключена выключателем, оборудованным устройством АПВ, суммарное время обесточенного состояния линии значительно превосходит минимальное время бестоковой паузы по условию деионизации пространства дуги.

При оценке целесообразной кратности действия, осуществляемой устройствами АПВ, следует учитывать, что наиболее просто выполнять однократное АПВ в отношении как самого устройства АПВ, так и готовности к повторному включению выключателей.

Более сложное - двукратное АПВ, еще сложнее осуществление трехкратного АПВ.

Кроме того, как показывает практика эксплуатации, с увеличением кратности действий успешность каждого последующего цикла АПВ резко падает.

Условия, определяющие готовность выключателей к работе с устройством АПВ той или иной кратности оговариваются в технических требованиях и ГОСТ.

Устройства АПВ запускаются либо от релейной защиты, либо при возникновении несоответствия между положением ключа управления и положе-

нием выключателя, либо при любом отключении выключателя. В последнем случае предусматривается запрет действия устройства АПВ при отключении выключателя персоналом (дистанционно или при помощи устройств телемеханики), а также при действии релейной защиты, после которого не допускается повторное включение (например, после действия дифференциальной защиты шин или трансформаторов).

При пуске устройств АПВ от релейной защиты должно быть обеспечено надежное действие устройства АПВ при кратковременной работе защиты и быстром отключении КЗ выключателем.

3.2.1.2 Расчет уставки по времени устройств АПВ.

Для устройств АПВ производится расчет времени возврата устройства в исходное состояние из соотношения:

$$t_{\text{воз}} \geq t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + t_{\text{зап}} + t_{\text{в.в.}} + t_{\text{АПВ}},$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время действия наиболее медленной релейной защиты, отключающей выключатель;

$t_{\text{о.в.}}$ – длительность отключения выключателя;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, принимаемое равным 0,7-1,0 сек;

$t_{\text{в.в.}}$ – длительность включения выключателя;

$t_{\text{АПВ}}$ – уставка реле времени АПВ.

В качестве уставки времени АПВ принимается большая из двух величин $t_{\text{АПВ}}$:

$$t_{\text{АПВ1}} = t_{\text{о.в.}} + t_{\text{г.п.}} + t_{\text{зап}};$$

$$t_{\text{АПВ2}} = t_{\text{о.в.}} + t_{\text{д.с.}} + t_{\text{зап}},$$

где $t_{\text{г.п.}}$ – время, необходимое для подготовки механизма привода к действию (готовность привода);

$t_{\text{д.с.}}$ – время, необходимое для деионизации среды после погасания электрической дуги (для линий напряжением 35 кВ т.д.с. принимается равным 0,07 сек, для 110-0,15 сек, для 220-0,30 сек, для 400-500 кВ-0,35-0,40 сек);

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, учитывающее погрешность в определении $t_{\text{г.п.}}$ и $t_{\text{д.с.}}$, оно принимается равным 0,1-0,15 сек.

Выдержка времени $t_{\text{АПВ}}$ для линий напряжением 3-35 кВ приближенно должна быть равной 0,3-0,5 сек, а для линий 110-220 кВ – 0,5-0,6 сек. Необходимо иметь в виду, что $t_{\text{воз}}$ должно быть больше или равно 8-10 сек. Для устройства АПВ, схема которого содержит конденсатор, $t_{\text{воз}}$ определяется по выражению:

$$t_{\text{воз}} \geq t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + t_{\text{зап}},$$

так как конденсатор начинает заряжаться только после включения выключателя.

Пример

Схемы электрических устройств АПВ с использованием реле применяются двух типов. В схемах первого типа для обеспечения однократности действия используется проскальзывающий контакт реле времени, в схемах второго типа используется разряд емкости конденсатора. Каждый из этих вариантов схем имеет свои преимущества и недостатки. В устройствах АПВ, содержащих реле времени с проскальзывающим контактом, более вероятны случаи неправильной работы из-за застревания контакта. В устройствах АПВ, содержащих конденсатор, возможны пробой конденсатора и неправильная работа из-за этого всего устройства АПВ.

Одиночные линии с односторонним питанием.

Для воздушных и кабельных линий электропередачи, по которым производится питание потребителей с одной стороны, установка устройств ПВ обязательна.

Устройство трехфазного АПВ однократного действия с пуском от релейной защиты.

Последовательно с контактом выходного реле защиты (рис. 3.2) в цепь катушки отключения выключателя включена обмотка реле КТ4.

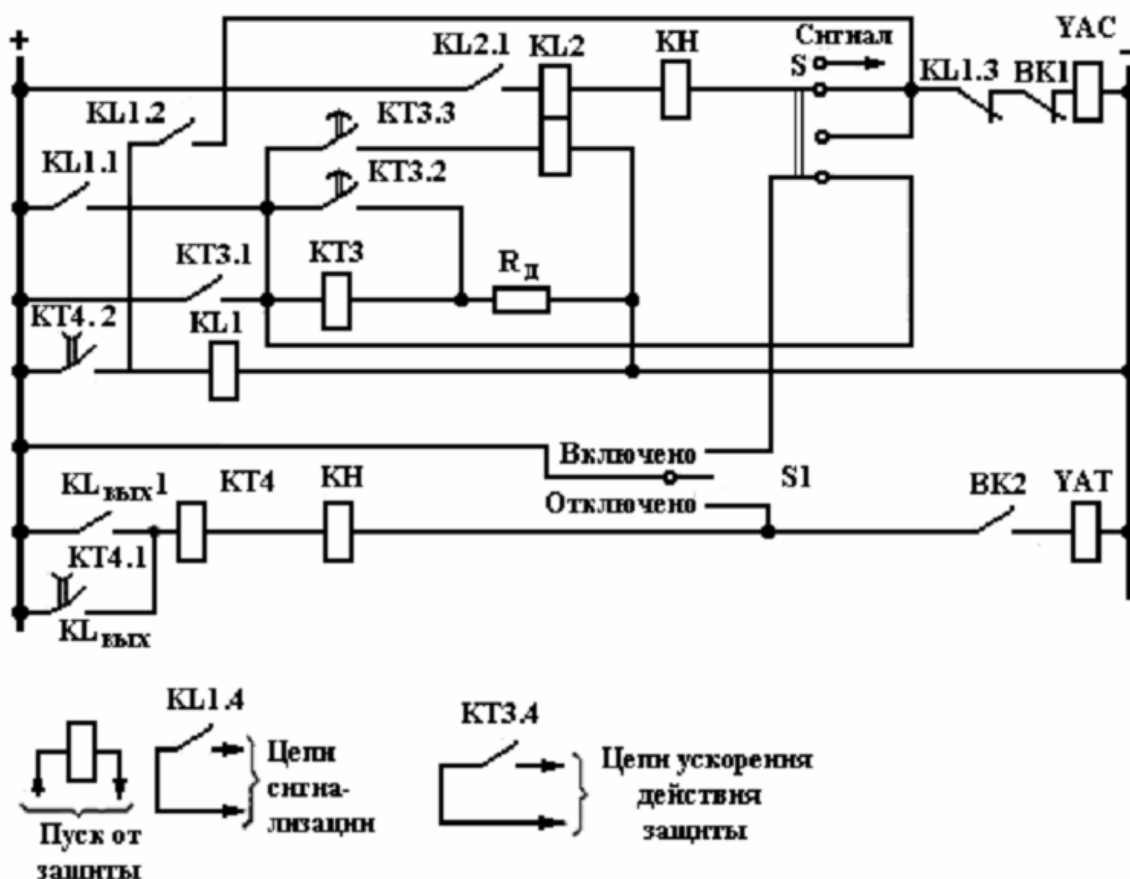


Рис. 3.2 - Пример схемы устройства трехфазного АПВ однократного действия с пуском от релейной защиты

После срабатывания выходного реле защиты обмотка реле обтекает током, и якорь реле притягивается. Замыкающим контактом КТ4.1 включается цепь самоудерживания до того момента, пока разомкнутся вспомогательные контакты в цепи отключающей катушки выключателя после отключения последнего. Необходимость такого самоудерживания выявлена опытом эксплуатации, показавшим, что при отсутствии цепи самоудерживания время отпадания якоря реле КТ4 может оказаться недостаточным для того, чтобы произошел запуск устройства АПВ (замкнулся контакт КЛ1.1, сработало реле КТ3 и замкнулся его контакт КТ3.1), - такое явление может произойти при быстром разрыве выключателем цепи тока КЗ и размыкании из-за этого контакта реле КЛ_{ВЫХ}. Контакт КТ4.2 включает промежуточное реле КЛ1, замыкающее цепь обмотки реле времени КТ3.

Проскальзывающим контактом КТ3.3 обеспечивается заданное время действия устройства АПВ. Конечный контакт КТ3.2, замыкаясь, деблокирует схему.

Реле КЛ1 предотвращает возможность многократного включения выключателя при застревании проскальзывающего контакта реле времени или приваривании контакта выходного реле устройства АПВ. Для этого включающая цепь заведена через размыкающий контакт реле КЛ1.3. Если включение производится на КЗ и выключающий импульс не снимается, после действия защиты реле КЛ1 переключает включающую цепь на свою обмотку и остается во включенном положении до того момента пока не будет снят включающий импульс. Включенное состояние реле сигнализируется.

Реле времени КТ3 самоудерживается мгновенным контактом. Проскальзывающий контакт КТ3.3 включает цепь параллельной обмотки реле КЛ2. Так как время, в течение которого включена эта цепь, незначительно, предусмотрено самоудерживание реле КЛ2 во включенном положении. Это реле выполнено двухобмоточным; последовательная обмотка включается контактами реле на время, пока включится выключатель и разомкнутся его вспомогательные контакты.

Выдержка времени конечного контакта КТ3.2 выбирается так, чтобы она перекрывала время отключения выключателя от релейной защиты при включении на неустранившееся КЗ. Если выдержка времени конечного контакта КТ3.2 будет меньше, последует многократное включение выключателя.

Время замыкания контакта КТ3.2 равно сумме времен: замыкания проскальзывающего контакта КТ3.3, включения выключателя, действия защиты и отключения выключателя со временем запаса. Кода после работы устройства АПВ предусматривается ускорение действия защиты на время, необходимое для быстрого отключения неустранившегося повреждения, время действия защиты составляет примерно 0,1 с, время запаса выбирается 0,7 - 1 с.

Цепь для создания ускорения действия защиты обеспечивается контактом КТЗ.4.

Если выключатель включается на КЗ персоналом (дистанционно или устройством телемеханики), то после отключения выключателя он повторно не должен включаться, так как имеется большая вероятность того, что причина, вызвавшая отключение, не устранена (например, персонал производит включение после окончания ремонтных работ, когда могут быть оставлены заземления или выполнен недостаточно качественный ремонт). Это требование достигается тем, что включение выключателя персоналом производится путем подачи командного импульса на реле КТЗ устройства АПВ.

С помощью рубильника S устройство АПВ можно вывести из действия и перевести цепи включения непосредственно на включающую катушку выключателя. Можно предусмотреть автоматический вывод устройства АПВ из действия при включении выключателя ключом управления или устройством телемеханики, однако такое решение усложняет схему и не может считаться оправданным.

3.2.2 Автоматическое включение резерва.

3.2.2.1 Условия применения устройств АВР.

Для повышения надежности питания ответственных потребителей осуществляется их двустороннее электроснабжение. В этом случае при повреждении одного из питающих элементов и его отключении работа потребителей будет продолжаться по исправным звеньям энергосистемы. Вместе с тем при двустороннем (а в ряде случаев и многостороннем) электропитании, выполненном путем кольцевания электрических сетей и параллельной работы силовых трансформаторов, релейная защита становится более сложной, усложняются условия работы аппаратуры из-за увеличения токов КЗ, утяжеляется эксплуатация параллельно работающих звеньев энергосистемы.

Секционированная схема питания значительно упрощает релейную защиту, повышает четкость ее работы, увеличивает остаточные напряжения на шинах питающих подстанции при КЗ в распределительной сети и уменьшает токи КЗ, позволяет во многих случаях создать необходимые режимы по условию напряжения и перетоков мощности. Основным недостатком секционированной схемы заключается в перерыве электропитания при повреждении питающих элементов.

Этот недостаток в значительной степени устраняется автоматическим включением резервирующих элементов при отключении основных элементов, по которым происходит питание потребителей в нормальных условиях.

Резервирующие элементы нормально могут быть отключены или находиться под напряжением, не неся нагрузки.

В других случаях резервирующие элементы могут быть нормально частично загружены, т. е. вся нагрузка потребителя распределена между двумя (или более) питающими источниками и эти источники резервируют один другого. При радиальной схеме электропитания существенное повышение надежности работы потребителей дает применение устройств АВР, ограничивающих время перерыва электропитания менее чем 1-2 с.

Если резервирующий элемент энергоснабжения питает свою нагрузку, то в случае его включения на устойчивое КЗ при повреждении шин резервируемого источника повреждение распространится на потребителей резервирующего источника. Для уменьшения такого влияния предусматривается после срабатывания устройства АВР автоматический ввод ускоренной защиты, обеспечивающей быстрое отключение резервирующего источника с его потребителями от шин резервируемой сети.

Другое решение, исключающее возможность распространения неустранившегося КЗ на шинах при включении их под напряжение на потребителей резервирующего источника, заключается в организации совместного действия устройств АВР и АПВ. При повреждении элементов питающей сети и прекращении по ним подачи электроэнергии потребителю последний отключается от источника основного питания и устройством АВР переключается на резервное питание.

Таким образом, действие АВР происходит только после отключения поврежденного элемента, как со стороны источника основного питания, так и с приемных шин потребителя. Если КЗ возникло на шинах потребителя, действия устройства АВР не происходит (действие АВР запрещается защитой, реагирующей на повреждения на шинах, или устройство АВР не запускается). Действует устройство АПВ на питающих присоединениях.

При устранившемся КЗ на шинах (или на линиях, отходящих от шин к потребителю, если произошел отказ в отключении поврежденной линии) восстанавливается электропитание; при неустранившемся КЗ происходит отключение выключателя, включившегося устройством АПВ.

Например, если действует дифференциальная или газовая защита трансформатора основного питания, то включается устройство АВР, если максимальная токовая защита - работает устройство АПВ.

Автоматическое включение резервных линий позволяет удешевить и упростить схемы электропитания. Применение устройств АВР для воздушных линий электропередачи не исключает установку на них устройств АПВ и рассматривается как резервирующее мероприятие - отключившаяся линия включается обратно от устройства АПВ, а если работа устройства АПВ оказалась неуспешной, эта линия автоматически отключается с приемной стороны и потребители устройствами АВР переключаются на питание от другой резервирующей линии, к которой подключена также «своя» нагрузка.

3.2.2.2 Расчет уставок реле, входящих в устройство АВР.

Напряжение срабатывания $U_{ср1}$ реле напряжения установленного на шинах потребителя выбирается равным (или меньшим) 25% номинального, так как оно должно контролировать не снижение, а исчезновение напряжения на шинах:

$$U_{ср1} \leq 0,25 U_{ном} / K_{ТН},$$

где $K_{ТН}$ – коэффициент трансформации трансформатора напряжения. В отдельных случаях для предотвращения ненужных срабатываний реле напряжения при КЗ на отходящих фидерах за реакторами и вынужденного в связи с этим увеличения выдержки времени реле, уставки реле напряжения принимаются меньшими, чем остаточное напряжение на контролируемых шинах при $U_{КЗ}$:

$$U_{ср1} \leq U_{КЗ} / K_{ТН}.$$

Условием выбора уставки реле напряжения установленного на питающих шинах $U_{ср2}$ является несрабатывание его при минимальном рабочем напряжении на питающих шинах $U_{раб.мин}$:

$$U_{ср2} = U_{раб. мин} K_{В} / K_{н} K_{ТН},$$

где $K_{В}$ – коэффициент возврата, равный 0,85;

$K_{н}$ – коэффициент надежности, равный 1,1-1,2.

Обычно минимальное рабочее напряжение принимается на 10 % меньше номинального напряжения на шинах.

Выдержка времени $t_{р.в.}$ реле времени выбирается больше выдержки времени каждой из релейных защит $t_{р.з.}$ от КЗ приводящих к таким снижениям напряжения на резервируемых шинах, при которых срабатывают реле минимального напряжения:

$$t_{р.в.} \geq t_{р.з.} + t_{зап} ,$$

где $t_{зап}$ – время запаса, равное 0,2-0,3 сек.

Если в устройствах АВР в качестве реле однократности включения применяют магнитные реле времени, уставки их определяют как

$$t_{о.в.} \geq t_{в.в.} + t_{зап} ,$$

где $t_{в.в.}$ – длительность включения выключателя с учетом работы привода.

Пример

АВР силовых трансформаторов, питающихся от общих шин.

На рис. 3.2,а показана схема понижающей подстанции с двумя понижающими трансформаторами.

Нагрузка, питаемая от шин подстанции (освещение, электропечи и асинхронные двигатели), не накладывает ограничений на время действия устройства АВР, допуская повторную подачу напряжения через 1,5-2,5с после возникновения нарушения. С питающей стороны трансформаторы подключены к общей системе шин, с приемной стороны к двум секциям.

Возможные режимы работы подстанции:

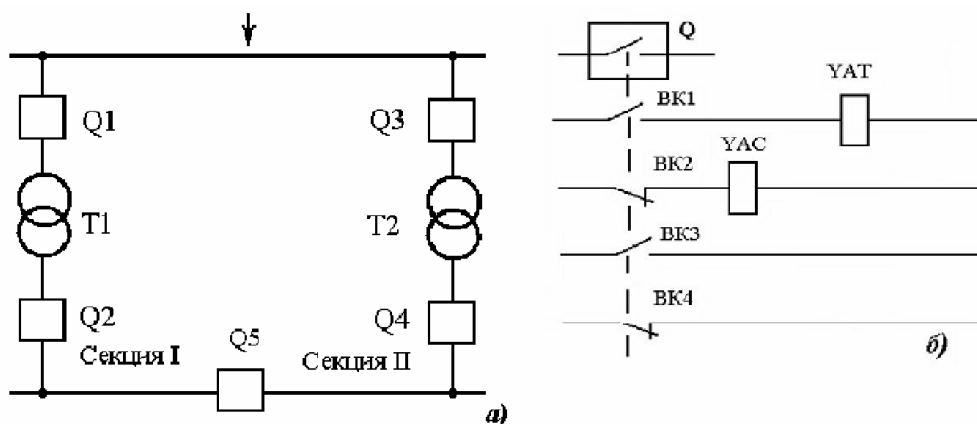
- 1) включены два трансформатора на разные секции, выключатель Q5 отключен;
- 2) включен один из трансформаторов (например, трансформатор Т1) на обе секции, выключатель Q5 включен, Т2 отключен.

Устройство АВР обеспечивает: взаимное резервирование трансформаторов при их работе на разные секции;

АВР трансформатора при работе только одного из трансформаторов и его аварийном отключении;

автоматическую повторную подачу напряжения после КЗ на шинах секции в режиме параллельной работы трансформаторов с замкнутым секционным выключателем (такой режим может быть целесообразен для более равномерной загрузки трансформаторов и уменьшения потерь).

Не обеспечивается повторная подача напряжения на секцию II после КЗ в режиме, когда трансформатор T2 отключен, а выключатель Q5 включен. Также не обеспечивается повторная подача напряжения на секцию I, когда трансформатор T1 отключен, а выключатель Q5 включен. В этих режимах повторное включение может осуществляться устройством АПВ включаемым при действии резервной защиты трансформатора, имеющей выдержку времени и установленной с питающей стороны (на рис.3.3 эта защита и устройство АПВ трансформатора не показаны). При работе резервной защиты запрещается работа устройства АВР (например, снимается оперативный ток с обмоток реле KL3 и KL4), а при работе дифференциальной и газовой защит запрещается работа устройства АПВ и действует устройство АВР. На рис. 3.3,б показан выключатель со схемой включения цепей электромагнитов и вспомогательными контактами.



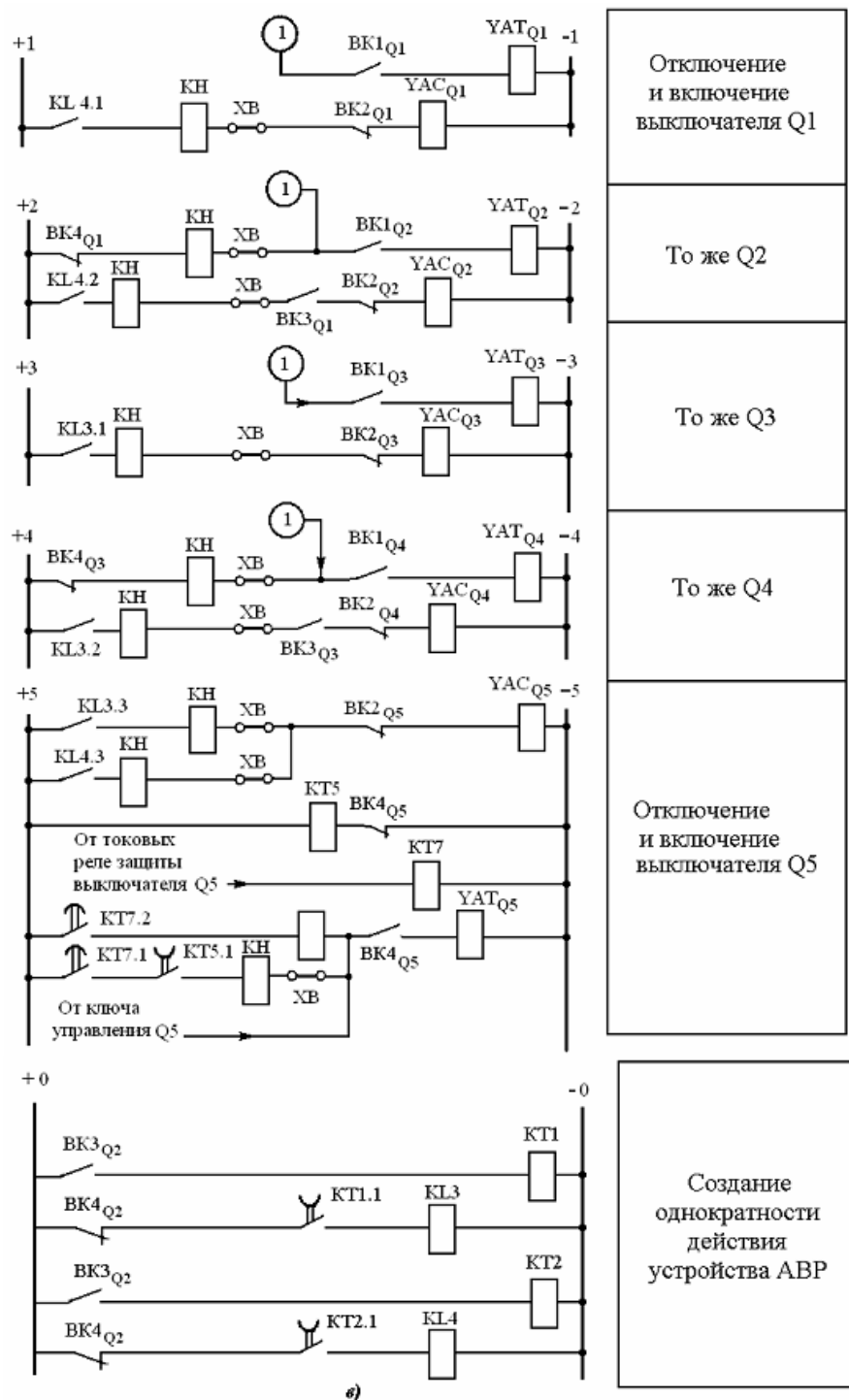


Рис.3.3 - Вариант схемы устройства АВР трансформаторов, питающийся от общих шин подстанции: а) схема подстанции; б) выключатели Q со схемами включения цепей электромагнитов YAT, включения YAC и вспомогательными контактами BK1-BK4, BK1, BK3 замкнуты, когда выключатель включен; в) элементы автоматики; 1- отключающая цепь от защиты и ключа управления соответствующего выключателя.

Устройство АВР действует следующим образом (см. рис.3.3,в).

При отключении по любой причине выключателя Q2 или Q4 - (в том числе и при КЗ на шинах) переключаются вспомогательные контакты выключателей и размыкают цепи обмоток реле КТ1 или КТ2 (реле с замедленным отпаданием якоря).

После обесточения обмоток контакты реле размыкаются со временем 1,5-2 с. Таким образом, вслед за отключением выключателя Q2 или Q4 на 1,5-2 с включаются реле КЛ3 или КЛ4, которые в свою очередь включают секционный выключатель и выключатели силового трансформатора (если последний был отключен). Включающие цепи выключателей Q2 и Q4 заведены через вспомогательные контакты выключателей Q1 и Q3 (контакты замыкаются после того, как выключатели Q1 и Q3 включаются). Такое соединение предусмотрено для устранения одновременного включения трех выключателей, что может вызвать перегрузку аккумуляторной батареи.

Через 1,5-2 с после отключения работающего трансформатора размыкаются цепи обмоток реле КЛ3 и КЛ4, тем самым обеспечивается однократность включения секционного выключателя и выключателя резервного трансформатора (однократность АВР при КЗ на шинах резервируемой секции достигается наличием в схеме управления выключателей блокировки от многократных включений).

Релейную защиту секционного выключателя и силовых трансформаторов при временах действия более 0,5 с целесообразно выполнять с ускорением действия после работы устройства АВР.

На рис. 3.3,в в качестве примера показана возможная схема для создания ускорения действия максимальной токовой защиты секционного выключателя. При отключенном положении выключателя Q5 обмотка реле КТ5 обтекается током, и контакт реле замкнут. После включения выключателя вручную или устройством АВР на КЗ действуют токовые реле и включают реле времени КТ7, последнее со временем 0,1 - 0,2 с замыкает цепь ускоренного действия. Если после включения выключателя Q5 реле защиты этого выключателя и реле КТ7 не действуют, цепь ускорения действия защиты через некоторое время размыкается контактом реле КТ5 и остается только селективная защита.

Применение описанной схемы ускорения работы максимальной токовой защиты секционного выключателя допустимо, если токовые реле не действуют от токов самозапуска после включения секционного выключателя. Отстройка от этих токов может иногда привести к недопустимому загрублению защиты; в этих случаях либо на ускоренной защите устанавливают время около 0,5 с, либо устанавливают дополнительно токовую отсечку, отстроенную от пусковых токов, но работающую от токов КЗ при повреждении на шинах; отключающая цепь этой отсечки нормально выведена и вводится автоматически на некоторое время после включения секционного выключателя вручную дистанционно или устройством АВР (т.е. эта цепь контролируется контактом реле КТ5).

Если на трансформаторах не установлены отдельные устройства АПВ и трансформаторы работают параллельно, то при КЗ на одной из секций повторная подача напряжения будет осуществляться устройством АВР. Для этого на секционном выключателе надо иметь защиту, которая будет отключать этот выключатель раньше, чем подействует резервная защита трансформатора (или резервная защита трансформатора должна иметь две выдержки времени - с меньшей отключать секционный выключатель, а с большей - трансформатор). После того как секции будут разобщены и отключится трансформатор, питающий КЗ на поврежденной секции, сработает устройство АВР и выключатель Q5 вторично подаст напряжение на обесточенную секцию от секции, оставшейся в работе.

При отключении выключателей Q1-Q4 вручную в случаях, когда такое отключение вызывает обесточение одной из секций и произведено ошибочно (т.е. устройство АВР не выведено преднамеренно из работы), устройством АВР будет обеспечена подача напряжения от другой секции. Для вывода устройства АВР предусмотрены накладки ХВ; такой вывод может также осуществляться ключом управления, снимающим оперативный ток с устройства АВР. В схеме имеются указательные реле КН, сигнализирующие о работе устройства АВР и прохождении включающего импульса на выключатели Q2 и Q4, после того как включились выключатели Q1 и Q3.

Приложение 1

Трансформаторы тока

Тип	$I_{1н}, A$	Обозначение
1	2	3
ТЛМ-6	300-400;600-1500	Т – трансформатор тока
ТЛМ-10	50-400;600-1500	Л – с литой изоляцией
ТПЛ-10	10-400	М – модернизированный или малогабаритный
ТПЛК-10	10-1500	П – проходной или для установки на плоских шинах
ТЛ-10	50-3000	К – катушечный
ТВЛМ-10	20-1500	В – втулочный
ТПШЛ-10	2000-5000	Ш – шинный
ТПОЛ-20	400-1500	О – одновинтовой или опорный
ТПОЛ-35	400-1500	

Примечание. Для всех трансформаторов $I_{2н} = 5 A$.

Приложение 2

Коэффициенты K_B и K_H

Коэффициент		РТМ	РТ-40	РТВ	ИТ-80	РТ-80
K_B		0,8...0,85	0,8...0,85	0,8...0,85	0,85	0,85
K_H	ТО	1,8...2	1,6...1,8	1,4...1,5	1,4...1,5	1,4...1,5
	П	1,1...1,25				

Приложение 3

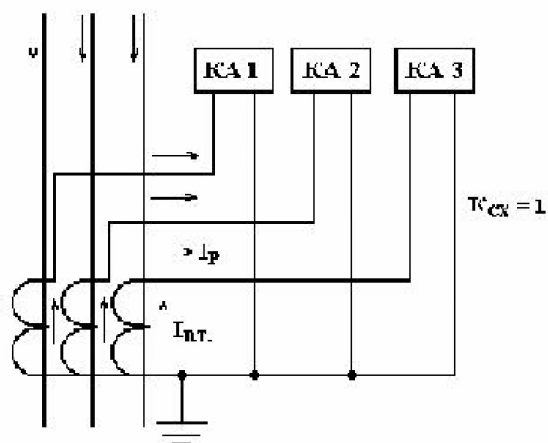


Схема соединения трансформаторов тока и обмоток реле в полную звезду

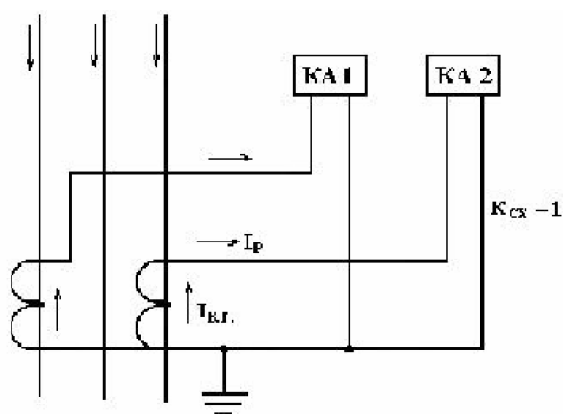


Схема соединения трансформаторов тока и обмоток реле в неполную звезду

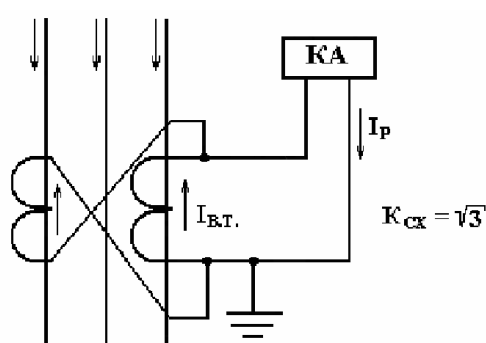
















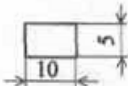


Схема соединения трансформаторов тока и обмоток реле в разность токов двух фаз

Приложение 4

Выдержка из (ГОСТ 2.756-76, ГОСТ 2.767-89). Обозначения условные графические в электрических системах. Воспринимающая часть электромеханических устройств. Реле защиты.

Наименование	Обозначение
Примеры условных графических обозначений:	
реле максимального тока	
реле максимального тока с выдержкой времени	 или 
реле максимального тока с зависимой от тока выдержкой времени	
реле токовой отсечки	
реле, срабатывающее в определенном диапазоне тока	
реле максимального напряжения	
реле минимального напряжения	
реле нулевое (срабатывающее при потере напряжения)	
реле симметричных составляющих	
	
	
реле тока, срабатывающее при замыкании на землю	
реле активной мощности	
реле сопротивления	
комплект реле: реле максимального тока, реле минимального напряжения, реле времени с независимой от тока выдержкой времени	
Размеры	

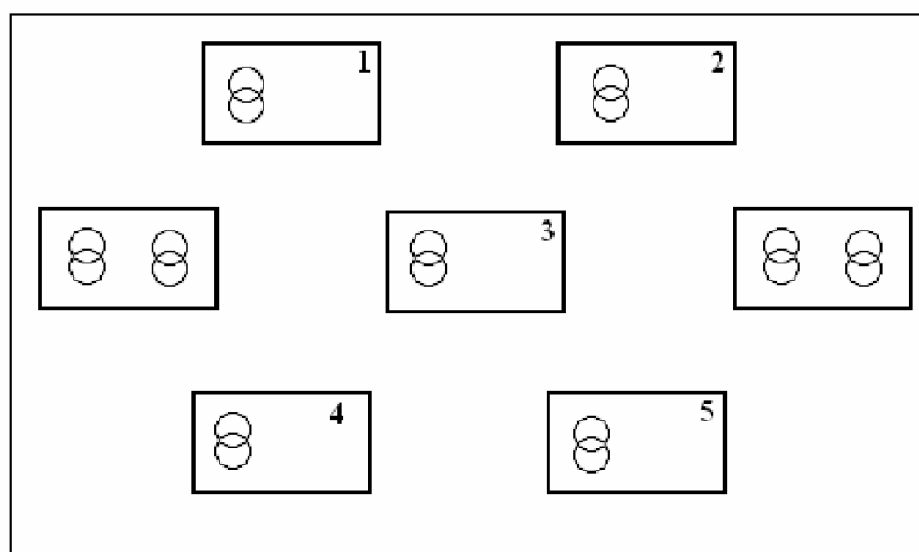
Приложение 5

Среднее значение индуктивных сопротивлений линий

Вид линий	Удельное индуктивное сопротивление Ом/км
Одноцепная воздушная линия 6-220 кВ	0,4 Ом/км
Воздушная линия до 1 кВ	0,3 Ом/км
Трехжильный кабель 6-10 кВ	0,08 Ом/км
Трехжильный кабель 35 кВ	0,12 Ом/км
Трехжильный кабель до 1 кВ	0,07 Ом/км

Приложение 6

Схема электроснабжения



Литература

1. Грищенко – Меленевский А.А. и др. Электрическая часть военных станций и подстанций. Ч.І. Электрооборудование первичных цепей. Изд-во ВИА, М., 1977 г.
2. Грищенко – Меленевский А.А. и др. Электрическая часть военных станций и подстанций. Ч.ІІ. Электрооборудование вторичных цепей и техническая эксплуатация. Изд-во ВИА, М., 1978 г.
3. Алексеев В.С. Реле защиты. «Энергия», - М., 2003 г.
4. Правила устройства электроустановок. Энергоатомиздат», - М., 2009 г.
5. Неклепаев Б.Н. и др. Электрическая часть электростанций и подстанций. «Энергоатомиздат», М., 1989 г
6. Ополев Г. Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: учеб. пособие. – М.: ИД «ФОРУМ»: ИНФА-М, 2009. – 480 с. – (Высшее образование).