

**МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

**ФЕРГАНСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
ИНСТИТУТ**

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФАКУЛЬТЕТ

КАФЕДРА: "ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА"

Квалификационная выпускная работа

**На тему: Выбор алгоритма и составление программы для микропроцессор
при управления дугогоящих реакторов при компенсации токов однофазных
замиканий на землю**

Студент :

**31-09 ЭЭр _____
ст__Касимов Х__**

Руководитель:

доц. Жабборов Т. К.

Зав. кафедры

доц. Жабборов Т. К.

Фаргона 2013

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	1
ВВЕДЕНИЕ	3
III–ГЛАВА.....	6
АНАЛИЗ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ.....	6
СОПРОВОЖДАЮЩИХСЯ ДУГОЙ.....	6
3.1. Общие положения	6
3.2. Сеть с заземлением нейтрали через высокоомное	11
активное сопротивление	11
3.3. Компенсированная сеть	13
3.4. Влияние режима нейтрали на надежность и электробезопасность	19
распределительных сетей 6–35 кВ	19
IV–ГЛАВА.	22
ХАРАКТЕРИСТИКА ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ	22
ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ	22
ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ	22
4.1. Общие положения	22
4.2. Типы дугогасящих реакторов	23
4.3. Основные выводы	28
V–ГЛАВА.....	29
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКИ	29
5.1. Основные понятия и виды релейной защиты.....	29
5.2. Максимально–токовая защита.	30
5.3. Токовая отсечка	30
ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА.....	32

ВВЕДЕНИЕ

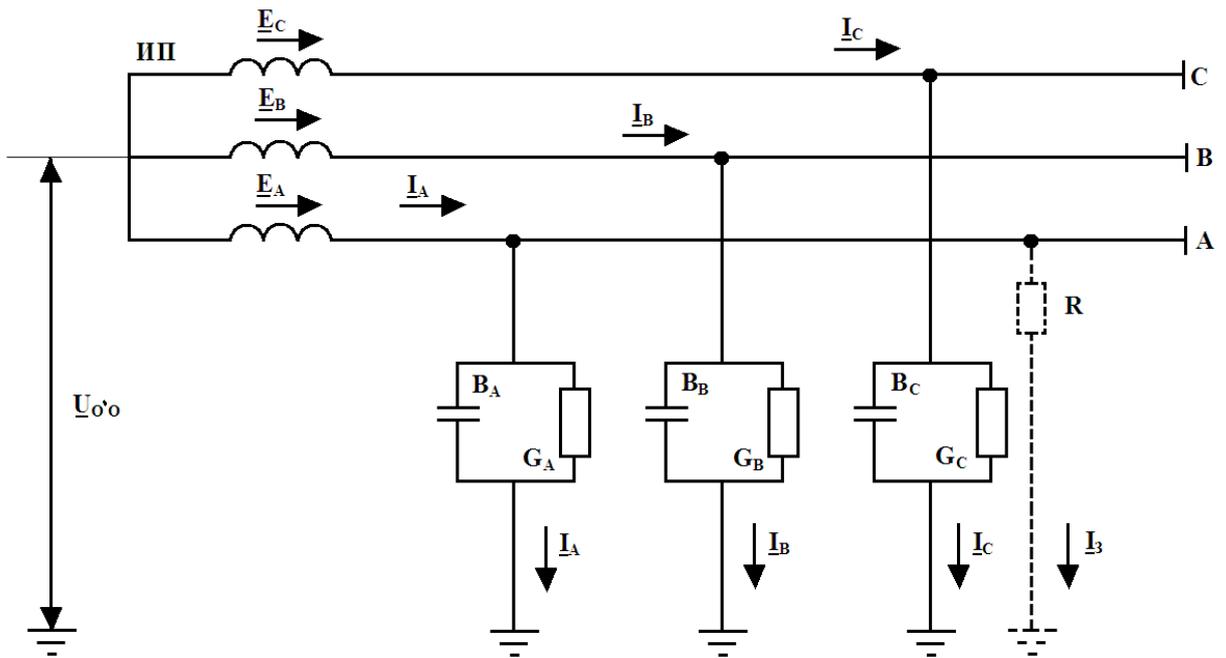


Рис.2.1. Схема замещения электрической сети с изолированной нейтралью при однофазном замыкании на землю.

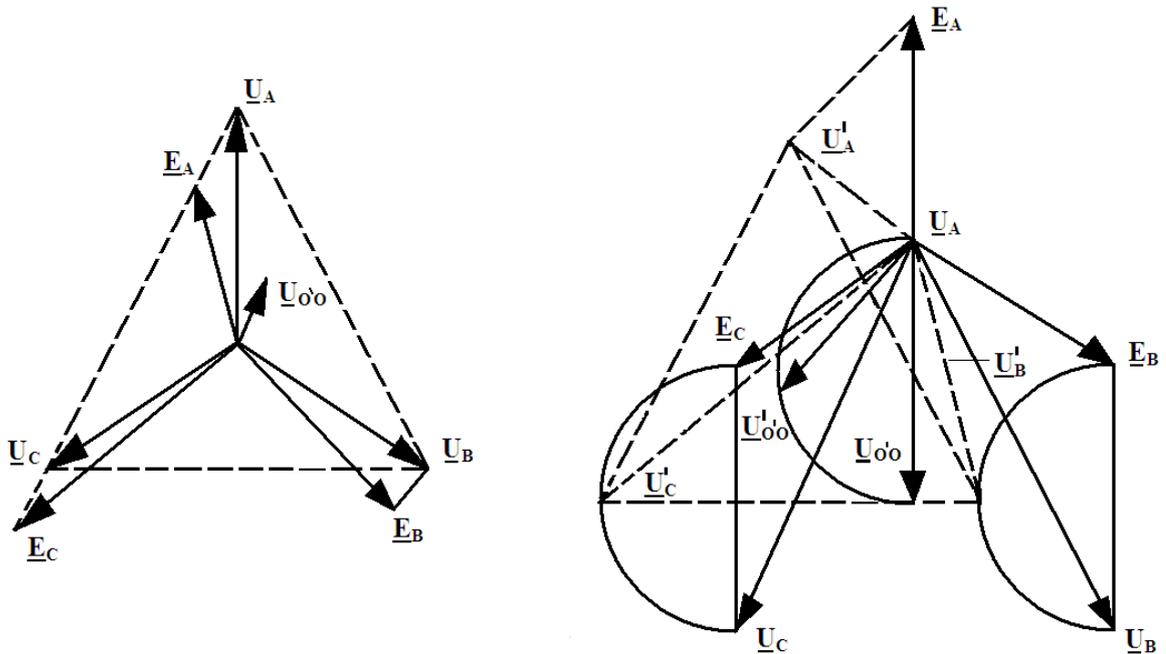


Рис.2.2. Векторные диаграммы напряжений: а—для нормального режима при $U_{o'o} \neq 0$, б—при замыкании фазы А на землю.

В незаземленных сетях провода трехфазной системы связаны с землей только через емкости и активные сопротивления изоляции, распределенные по длине линий. На рис. 2.1 приведена схема замещения незаземленной сети без нагрузки. Схема замещения включает источник питания (ИП) и эквивалентную линию, емкостные B_A, B_B, B_C и активные G_A, G_B, G_C проводимости которой

показаны условно сосредоточенными

$$\begin{aligned} \underline{B}_A &= j\omega C_A, & \underline{B}_B &= j\omega C_B, & \underline{B}_C &= j\omega C_C, \\ G_A &= \frac{1}{r_A}, & G_B &= \frac{1}{r_B}, & G_C &= \frac{1}{r_C}. \end{aligned} \quad (2.1)$$

Где: C_A, C_B, C_C – емкости фаз относительно земли;

r_A, r_B, r_C – сопротивления изоляции фаз.

Если пренебречь активными проводимостями сети и внутренним сопротивлением ИП, то можно записать

$$\begin{aligned} \underline{I}_A &= (\underline{E}_A + \underline{U}_{O'O})\underline{B}_A, \\ \underline{I}_B &= (\underline{E}_B + \underline{U}_{O'O})\underline{B}_B, \\ \underline{I}_C &= (\underline{E}_C + \underline{U}_{O'O})\underline{B}_C. \end{aligned} \quad (2.2)$$

Где: $\underline{U}_{O'O}$ – напряжение на нейтрали относительно земли.

При отсутствии замыкания на землю сумма токов равна нулю

$$\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = 0 \quad (2.3)$$

Решив это уравнение относительно $\underline{U}_{O'O}$, получим

$$\underline{U}_{O'O} = \frac{\underline{E}_A \underline{B}_A + \underline{E}_B \underline{B}_B + \underline{E}_C \underline{B}_C}{\underline{B}_A + \underline{B}_B + \underline{B}_C} = -\underline{E}_\varphi \frac{\underline{B}_A + a^2 \underline{B}_B + a \underline{B}_C}{\underline{B}_A + \underline{B}_B + \underline{B}_C}, \quad (2.4)$$

Где: $\underline{E}_A = \underline{E}_\varphi$, $\underline{E}_B = a^2 \underline{E}_\varphi$, $\underline{E}_C = a \underline{E}_\varphi$ – ЭДС источника питания.

Отношение

$$\underline{K}_e = \frac{\underline{B}_A + a^2 \underline{B}_B + a \underline{B}_C}{\underline{B}_A + \underline{B}_B + \underline{B}_C} = -\frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C}, \quad (2.5)$$

определяет степень емкостной асимметрии сети [85].

В кабельных сетях \underline{K}_e , а следовательно и $\underline{U}_{O'O}$, пренебрежимо малы, так как фазы кабеля расположены симметрично относительно его брони. В воздушных сетях емкости C_A, C_B, C_C не строго одинаковы даже при транспонировании проводов. Поэтому для них $\underline{K}_e = 0,005-0,02$, а $\underline{U}_{O'O} = (0,005-0,02) \underline{U}_\varphi$. Из рис. 2.2, а следует, что наличие на нейтрали напряжения приводит к тому, что напряжения фаз относительно земли становятся неравными по величине и угол сдвига между ними отличается от 120 электрических градусов. Токи $\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C$ также образуют несимметричную звезду [8].

Векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы "А" на землю представлена на рис. 1.2,б. Как видно из диаграммы, при $R=0$ (векторы проведены сплошными линиями) напряжение нейтрали по абсолютному значению равно фазной ЭДС, на напряжение неповрежденных фаз относительно земли равны междуфазному напряжению $\sqrt{3} \underline{U}_\varphi$. По мере увеличения сопротивления в месте замыкания напряжение нейтрали уменьшается, при этом конец вектора $\underline{U}_{O'O}$ перемещается по полуокружности. Векторы напряжений неповрежденных фаз, равные сумме векторов соответствующих фазных ЭДС и напряжения нейтрали, также скользят по полуокружностям. На векторной диаграмме пунктиром показано положение векторов для случая, когда сопротивление в месте замыкания равно суммарному емкостному сопротивлению сети $R = X_{C\Sigma} = \frac{1}{3} \omega C$. Треугольник

междуфазных напряжений остается неизменным, то есть замыкание фазы на землю не влияет на работу присоединенных приемников энергии.

В изолированных сетях замыкания на землю могут быть устойчивыми или дуговыми. Устойчивые замыкания в свою очередь различаются на металлические и через переходное сопротивление R . Этим сопротивлением может быть сопротивление тлеющей изоляции, сопротивление растеканию тока в земле.

Обычно в сетях с изолированной нейтралью активная составляющая тока замыкания на землю зависящая от утечек в сети, составляет всего порядка 2% емкостной составляющей.

Принимая за положительное направление токов направление от источника в сеть, имеем

$$\begin{aligned} \underline{I}_A &= \underline{I}_{A1} + \underline{I}_{A2} + \underline{I}_{A0} = \underline{I}_{A3}, \\ \underline{I}_B &= \underline{I}_{A1}a^2 + \underline{I}_{A2}a + \underline{I}_0 = 0, \\ \underline{I}_C &= \underline{I}_{A1}a + \underline{I}_{A2}a^2 + \underline{I}_0 = 0. \end{aligned} \tag{2.6}$$

В каждый момент времени токи нулевой последовательности в трех фазах равны между собой по абсолютному значению и совпадают по фазе [8]. Складывая уравнения (1.6) с учетом соотношения $1+a^2+a=0$, находим $I_3=3I_0$, т.е. емкостной ток однофазного замыкания на землю в три раза больше емкостного тока одной фазы.

Междуфазные емкости и обусловленные ими емкостные токи остаются неизменными и могут не учитываться. Электроприемники, включенные на линейное напряжение, в такой сети не чувствуют однофазного замыкания на землю и работают в нормальном режиме. Но при этом следует учитывать, что напряжение неповрежденных фаз по отношению к земле увеличивается в $\sqrt{3}$ раза. Учитывая это фазная изоляция всех элементов системы должна выполняться на линейное напряжение.

III–ГЛАВА. АНАЛИЗ ЗАМЫКАНИЙ НА ЗЕМЛЮ СОПРОВОЖДАЮЩИХСЯ ДУГОЙ

3.1. Общие положения

По статистическим данным подавляющее большинство замыканий на землю сопровождается дугой, а напряжение неповрежденных фаз может увеличиться более значительно. При определенных условиях, в точке замыкания на землю может возникнуть перемежающаяся дуга, и так как сеть представляет собой колебательный контур, то перемежающаяся дуга сопровождается возникновением перенапряжения на неповрежденных фазах относительно земли, достигающих порядка (3–4) U_ϕ [2], а иногда, выше.

В различных литературных источниках по этому вопросу имеются различные данные. Эти перенапряжения распространяются на всю электрически связанную сеть в виде блуждающих волн с крутым фронтом.

Вследствие этого возможны пробой изоляции в местах установки с ослабленной изоляцией. Появление перемежающихся дуг определяется величиной емкостного тока [1]. При токах замыкания на землю более 5–10А появление перемежающейся дуги наиболее вероятно. Опасность вызванных ими перенапряжений возрастает с увеличением напряжения, однако практика эксплуатации подтверждает возможность появления перемежающейся дуги и при меньших токах.

Под замыканиями перемежающейся дугой будем понимать многократные погасания и последующие зажигания заземляющей дуги, причем каждое ее погасание сопровождается перезарядкой емкостей фаз и значительными перенапряжениями.

Во многих случаях при некотором расстоянии между проводом фазы и землей, заземляющая дуга горит неустойчиво, периодически погасая и вновь зажигаясь. Иногда по мере разогревания места повреждения неустойчивое горение дуги переходит в устойчивое [8].

Рассмотрим характер переходных процессов при пробое фазы на землю и последующем обрыве дуги, используя упрощенную схему на рис.1.1. Индуктивности линий в этой схеме учтены, поскольку они, как правило, много меньше индуктивности источника питания L . Ввиду того, что междуфазные емкости не оказывают существенного влияния на процессы при однофазном замыкании, ими можно пренебречь.

На рис.2.3 сплошными линиями показаны кривые изменения напряжений относительно земли: поврежденной фазы $A(\underline{U}_A)$, неповрежденной фазы $B(\underline{U}_B)$, нейтрале ($\underline{U}_{O'O}$); а также показан ток замыкания i_3 . Пробой произошёл в момент времени t_1 , когда напряжение поврежденной фазы максимально $U_A(t_1) = e_A(t_1) = -E_\phi$. В установившемся после замыкания на землю режиме напряжение фазы B должно стать равным междуфазному напряжению e_{AB} , а напряжение на нейтрали – ЭДС поврежденной фазы с обратным знаком $-e_A$. Однако установившемуся режиму

предшествует переходный процесс, который можно разбить на два этапа.

С момента замыкания в канале дуги проходит ток, который состоит из вынужденной составляющей промышленной частоты i_c и свободной составляющей i_{CB} , обусловленной перезарядом емкостей неповрежденных фаз через источник питания.

Строго говоря, в токе замыкания протекают еще два свободных тока, одни из которых обусловлен разрядом емкости поврежденной фазы C_A , другой – выравниванием напряжений на фазных и междуфазных емкостях. Однако эти токи вследствие быстрого затухания практически не влияют на дуговой процесс, поэтому на рис.1.3 они не показаны. Амплитуда свободной составляющей много больше вынужденной, поэтому полный ток i_3 проходит через нуль приблизительно в момент времени t_2 , то есть в момент максимума напряжения на неповрежденных фазах U_{BM} и нейтрали $U_{O'O}$. При переходе тока через нуль имеет место попытка гашения, результат которой зависит от соотношения между скоростями восстановления электрической прочности дугового промежутка и напряжения на нем. Если дуга не погаснет ни в момент времени t_2 , ни в последующие моменты перехода тока замыкания через нуль, то свободные колебания затухнут и все величины примут значения вынужденных составляющих. Если же дуга погаснет в момент t_2 , то вновь имеет место переходный процесс, вызванный замыканием на землю. Поскольку именно наложение переходных процессов при быстро следующих друг за другом зажиганиях и погасаниях дуги приводит к значительным перенапряжениям. В случае повторного пробоя, например, в момент времени t_3 и последующего погасания дуги имеют место процессы, качественно подобные описанным. Однако их количественные характеристики будут другими, так как напряжение на фазах при повторном пробое отличаются от соответствующих напряжений при первом пробое [85].

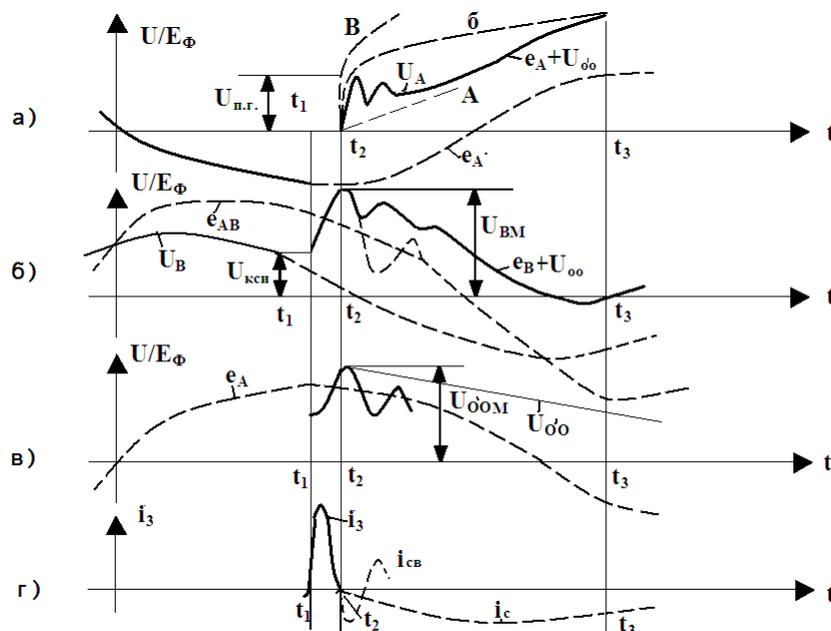


Рис.3.1. Переходные процессы при дуговом замыкании: а–поврежденной фазы А; б– неповрежденной фазы В; в–нейтрали; г–ток замыкании.

Объясняющую физическую сущность процесса возникновения максимальных перенапряжений, проводились различными авторами, теоретических и лабораторных исследований.

Согласно классической теории Питерсона [3,94], в основу рассмотрения процесса дугового перемежающегося замыкания на землю положено предложение о погасании дуги при прохождении через нуль тока высокочастотных колебаний и новом ее зажигании при максимуме напряжения на поврежденной фазе.

Характер протекания процесса по теории Питерсона показан на рис. 1.4. Кривые на этом рисунке построены с использованием схемы замещения сети, приведенной на рис. 1.1. Однако в целях упрощения принято, что междуфазные емкости пренебрежимо малы.

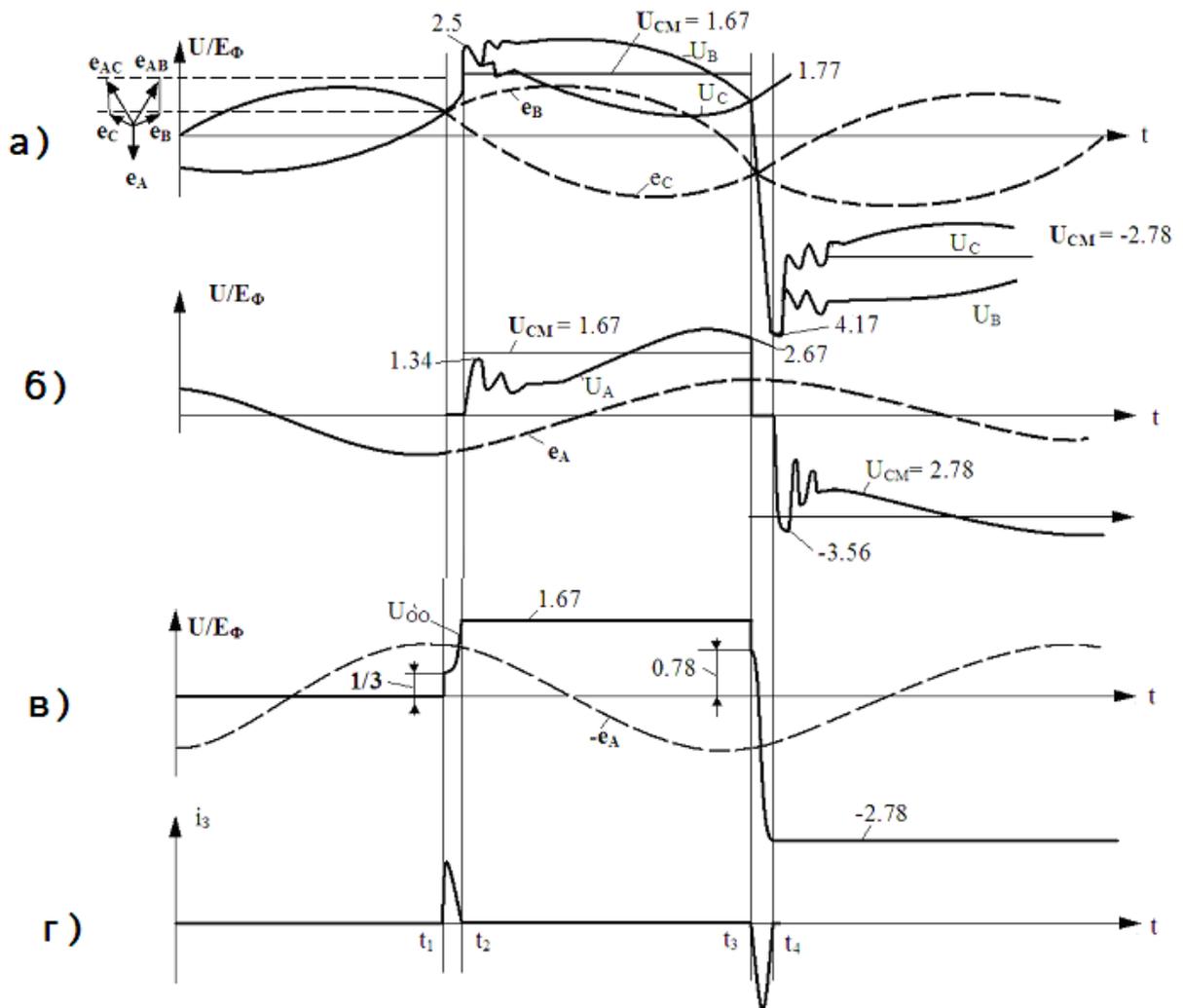


Рис. 3.2. Развитие перенапряжений по теории Петерсона: а–напряжения на неповрежденных фазах U_B, U_C ; б– напряжения на поврежденной фазе U_A ; в– напряжения на нейтрали U_{00} ; г–ток замыкания i_3 .

Из рис. 3.2 видно, что при втором зажигании дуги напряжения на неповрежденных фазах достигают существенно больших значений по сравнению с первым зажиганием.

По теории Питерсона цикл погасания и зажигания дуги повторяется каждый

полупериод рабочей частоты сети ω , а максимальные напряжения на фазах постоянно возрастают, достигая через несколько периодов своих наибольших значений (теоретические $7,5 U_{\phi M}$, а с учетом влияния коэффициента успокоения $d = 0,2$ и междуфазных емкостей около $4,17 U_{\phi M}$).

По теории Петерса и Слепяна [95] дуга гаснет в момент прохождения через нуль составляющей тока рабочей частоты и снова зажигается через полпериода этой частоты, т.е. погасание и зажигание происходит один раз за период. При этом наибольшие перенапряжения (для реальной сети около $3 U_{\phi M}$) достигаются на втором периоде рабочей частоты [8].

Развитие перенапряжений по теории Петерса и Слепяна показано на рис. 1.5.

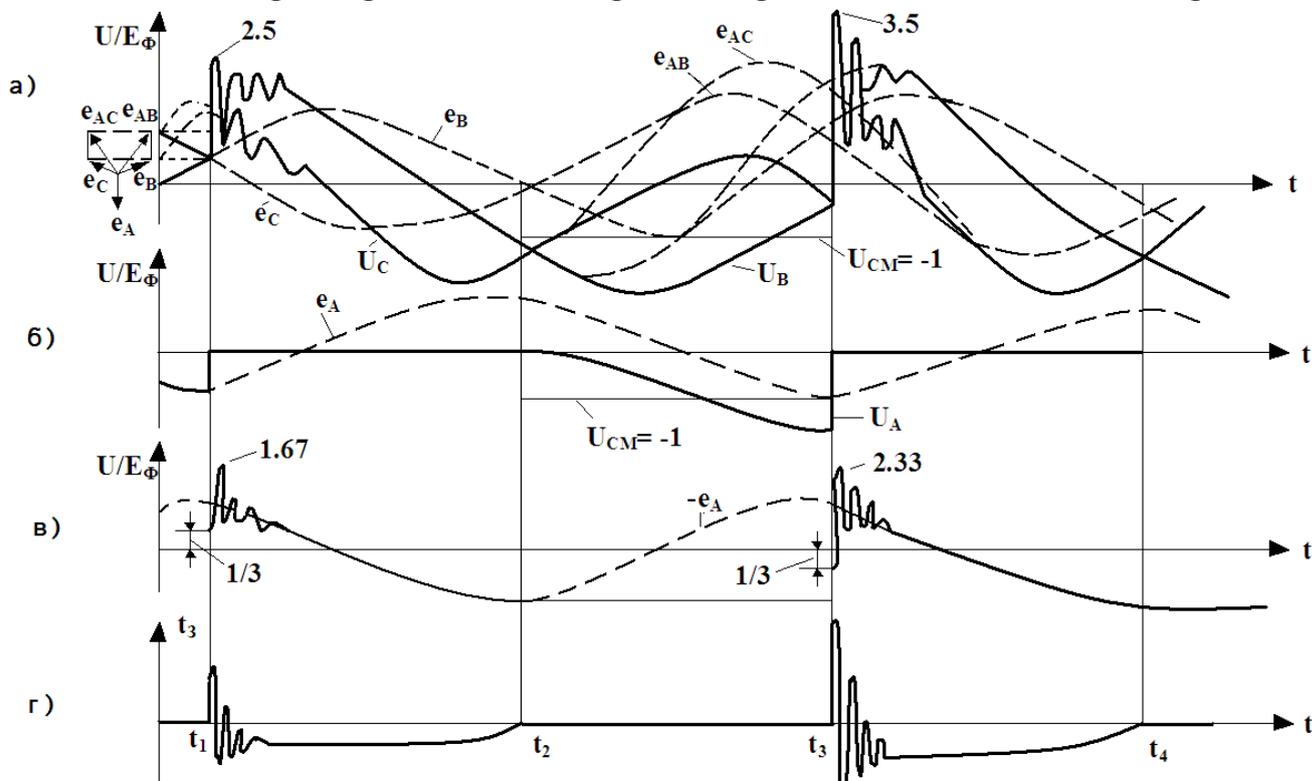


Рис.3.3. Развитие перенапряжений по теории Петерсена и Слепяна:
а–напряжения на неповрежденных фазах U_B, U_C ; б– напряжения на поврежденной фазе U_A ;
в–напряжения на нейтрали $U_{0'0}$; г–ток замыкания i_3 .

Для нахождения максимального напряжения на неповрежденных фазах по теории Петерса и Слепяна, надо учесть что в моменты пробоев $e_{AB}(t_n) = 1,5 E_{\phi M}$ и $e_A(t_n) = -E_{\phi M}$, а напряжение смещения нейтрали от пробоя к пробую не изменяется и равно $-E_{\phi M}$. С учетом сказанного получим максимальное напряжение для реальной сети $U_{BM} = 2,94 E_{\phi M}$.

Сравнив между собой рассматриваемые теории, можно заметить, что основное их отличие заключается в выборе момента погасания дуги. По Питерсону погасание дуги происходит при первом прохождении через нуль свободной составляющей тока замыкания. Это предположение основано на том, что электрическая прочность дугового промежутка непосредственно после прохождения тока дуги через нуль вынужденной составляющей тока замыкания,

когда напряжение на промежутке ввиду отсутствия высокочастотной составляющей восстанавливается медленно (с промышленной частотой). Указанные две основные теории не должны противопоставляться одна другой. В сущности, в них отражены частные случаи протекания процессов перемежающегося дугового замыкания на землю из всего многообразия возможных в действительности вариантов [2, 8, 85].

Развитие перенапряжений по теории Белякова Н.Н. показано на рис. 1.6.

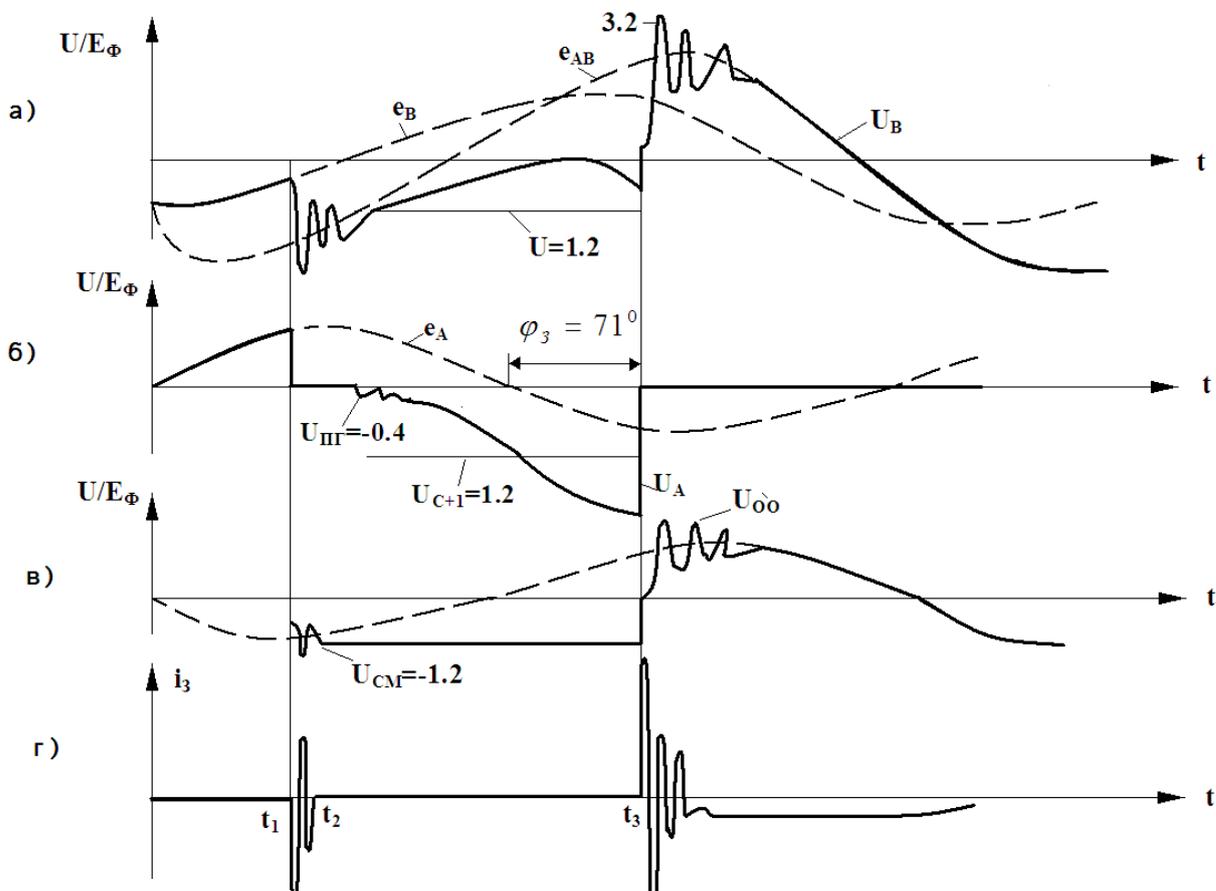


Рис.3.4. Развитие перенапряжений по теории Белякова: а–напряжения на неповрежденной фазе В U_B ; б– напряжения на поврежденной фазе А U_A ; в– напряжения на нейтрали U_{00} ; г–ток замыкания i_3 .

По теоретическим и экспериментальным данным в работе Белякова [11], наиболее вероятно такое протекание процесса, при котором погасание дуги на продолжительное время возможно только, тогда первый максимум восстанавливающегося напряжения не превосходит некоторой критической величины, зависящей от диэлектрической прочности искрового промежутка. Согласно теории Белякова Н.Н. дуга может погаснуть как при первом, так к любом последующем переходе через нуль свободной составляющей тока замыкания. Попытка гашения заканчивается удачно, если высокочастотный максимум восстанавливающегося напряжения (пик гашения) не превышает определенного критического значения

$$U_{n.r} \leq U_{кр} \quad (1.7)$$

Величина $U_{кр}$ характеризует электрическую прочность, приобретаемую

промежутком заземление полупериод свободных колебаний $\frac{T_2}{2}$. При несоблюдении условия (1.7) дуга загорается вновь через малую долю периода свободных колебаний.

Кроме описанных процессов в сети с изолированной нейтралью иногда возникают феррорезонансные процессы. Эти процессы характерны для некомпенсированных сетей с изолированной нейтралью, хотя в некоторых случаях они возможны при других режимах нейтрали электрической сети. Феррорезонансные процессы возникают в результате взаимодействия емкостей сети относительно земли с индуктивностями намагничивания заземленных электромагнитных трансформаторов напряжения, входящих в состав фильтров напряжения нулевой последовательности (ФННП). При таком взаимодействии магнитопроводы трансформаторов напряжения переходят в состояние глубокого насыщения и ток намагничивания во много раз возрастает по сравнению с нормальным.

3.2. Сеть с заземлением нейтрали через высокоомное активное сопротивление

В последнее время в кругу специалистов [31,44] рассматривается предложение о заземлении нейтрали через активное сопротивление [17], выбранное с таким расчетом, чтобы при металлическом замыкании на землю в сети возникал активный ток порядка нескольких десятков или даже сотен ампер. Указанное заземление нейтрали выполняется включением между нейтральной точкой какого-либо элемента оборудования (обычно силового трансформатора) и землей высокоомного резистора либо дополнительного однофазного трансформатора с резистором во вторичной цепи. Имеется также включение резистора в цепь вторичных обмоток трехфазного трансформатора или группы из трех однофазных трансформаторов, причем их вторичные обмотки соединяются в разомкнутый треугольник. При такой схеме отпадает необходимость в использовании выведенной нейтрали оборудования [9].

При этом ссылаются на практику некоторых зарубежных стран, где перешли на заземление нейтрали через активное сопротивление. Таким путем устраняется возможность больших перенапряжений на неповрежденных фазах и сопутствующих им других нежелательных явлений. Кроме того, достигается возможность применения простой токовой (ненаправленной) защиты от однофазных замыканий на землю.

Однако в таком режиме нейтрали заинтересованы, главным образом, только работники служб релейной защиты, так как он открывает возможность применения простейшей, удобной в эксплуатации защиты. В тоже время создание столь значительного тока замыкания на землю I_3 , безусловно, ухудшает условия безопасности в сети и снижается надежность электроснабжения потребителей. Учитывая наличие разработок защиты, основанных, но вместе с тем достаточно надежных, при которых не требуются столь большие токи замыкания на землю, следует указанное увеличение тока неоправданным и излишним [87].

При емкостных токах, не превышающих предельных значений, указанных в §42.8 ПТЭ [19], применение компенсации, предлагавшееся в некоторых работах, например [91], по существу является излишним, имея ввиду, что ограничение перенапряжений при перемежающихся замыканиях и прочие положительные результаты достигаются более просто при помощи активного заземляющего сопротивления, выбранного с учетом изложенных соображений.

В тех случаях, когда защита должна действовать на отключение, а полный емкостной ток замыкания на землю в сети 6–10 кВ не превышает всего 2÷4 А, вместо высокоомного резистора в нейтрали может быть включен заземляющий трансформатор напряжения типа НТМИ с замкнутой накоротко вторичной нулевой обмоткой. Таким путем создается достаточный активный ток замыкания на землю 1÷2 А [14, 15, 86]. Здесь большой практический интерес, в особенности для решения вопросов электробезопасности в сетях 6–10 кВ, представляет влияние на суммарный ток замыкания на землю наложения дополнительной активной составляющей [16, 17]. В частности, последнее важно при определении тока, который может пройти через тело человека в случае его непосредственного прикосновения к токоведущей части, находящейся подстанция рабочим напряжением сети [17].

По данным [18], при заземлении нейтрали через высокоомное активное или активно–индуктивное сопротивление и дополнительном токе замыкания на землю, не превышающем $0,1 \cdot I_c$, переходные процессы замыкания на землю мало отличаются от процессов имеющих место при полностью изолированной нейтрали.

При больших значениях I_a , порядка $(0,5 - 1) I_c$, вероятная кратность перенапряжений на неповрежденных фазах снижается до 2,1 [18]. Заметим, что еще в 1918 г. В.Петерсен дал формулу: $R_H = (1 \div 2,5) \frac{1}{3} \omega C$ для выбора сопротивления, ограничивающего перенапряжения. Этому условию соответствует $I_a = (0,4 - 1) I_c$.

Необходимо отметить, что при заземлении нейтрали через высокоомное активное сопротивление достигаются следующие преимущества по сравнению с полностью изолированной нейтралью сети:

1) Практически предотвращается возможность возникновения перемежающихся дуг при однофазном замыкании на землю.

2) Уменьшается кратность бросков свободного емкостного тока, а установившийся ток замыкания на землю практически не возрастает, эффективно способствует предотвращению феррорезонансных явлений в сети.

Наряду с перечисленными преимуществами следует иметь в виду конструктивные затруднения, с которыми приходится сталкиваться при осуществлении заземления нейтрали через активное сопротивление, в особенности при значительном емкостном токе сети. Отметим, что рассмотренный режим заземления нейтрали при токах замыкания на землю 15 А и выше требует обеспечения резервного электроснабжения ответственных потребителей [8]. Ячейка выключателя каждой линии должна оборудоваться устройством автоматического повторного включения (АПВ) и защитой, действующей на

отключение. Поэтому следует считать основной областью применения такого заземления сети с небольшим емкостным током замыкания на землю (ориентировочно до 10 А).

3.3. Компенсированная сеть

Как вытекают из изложенных выше, дуга емкостного тока в сети с незаземленной нейтралью при сравнительно небольших токах может иметь перемежающийся характер и быть причиной значительных перенапряжений. При больших токах дуга может стать устойчивой и длительное горение ее в конце концов приводит к междуфазному короткому замыканию. Поэтому необходимо принимать меры для возможно быстрой ликвидации дуги замыкания.

В компенсированных сетях основная гармоника емкостного тока замыкания на землю компенсируется индуктивностью заземляющего ДГР, который включается непосредственно между нейтральной точкой силового трансформатора и землей. Однако принципиально возможно также его включение в цепь вторичных обмоток группы однофазных трансформаторов (или трехфазного), соединенных в разомкнутый треугольник. Во всех случаях, помимо индуктивности ДГР, в суммарной заземляющей индуктивности L_n должны учитываться индуктивности нулевой последовательности трансформаторов. Известны также исполнения дугогасящих устройств, присоединяемых непосредственно к трем фазам сети. В них совмещаются распространения в нашей стране.

ДГР имеют большое индуктивное и незначительное активное сопротивление. Индуктивность ДГР может регулироваться путем изменения числа включенных витков, изменением величины воздушного зазора сердечника или его подмагничиванием.

При однофазном замыкании на землю ДГР находится подстанция фазным напряжением и обуславливает протекание через место замыкания на землю индуктивного тока катушки I_L . Одновременно емкости неповрежденных фаз отношению к земле обуславливают протекание через место замыкания на землю емкостного тока I_C . Как известно, индуктивный и емкостной ток отличаются по фаз на 180° . При равенстве их значения, они компенсируют друг друга в месте замыкания на землю.

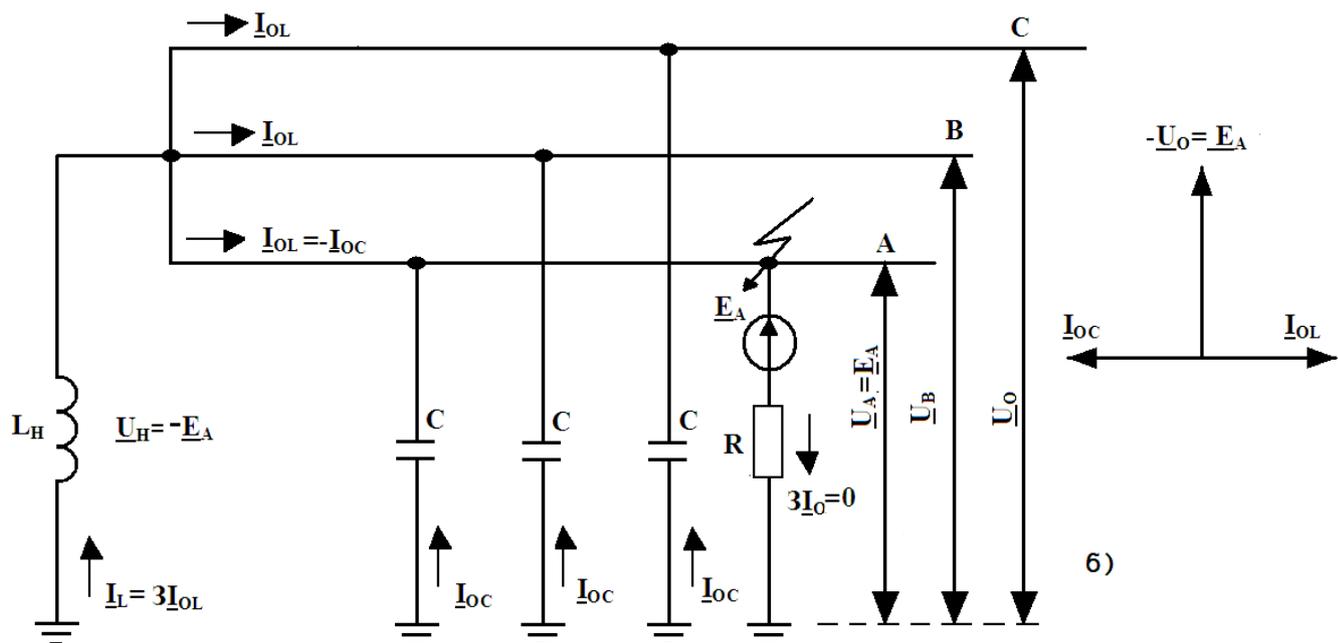
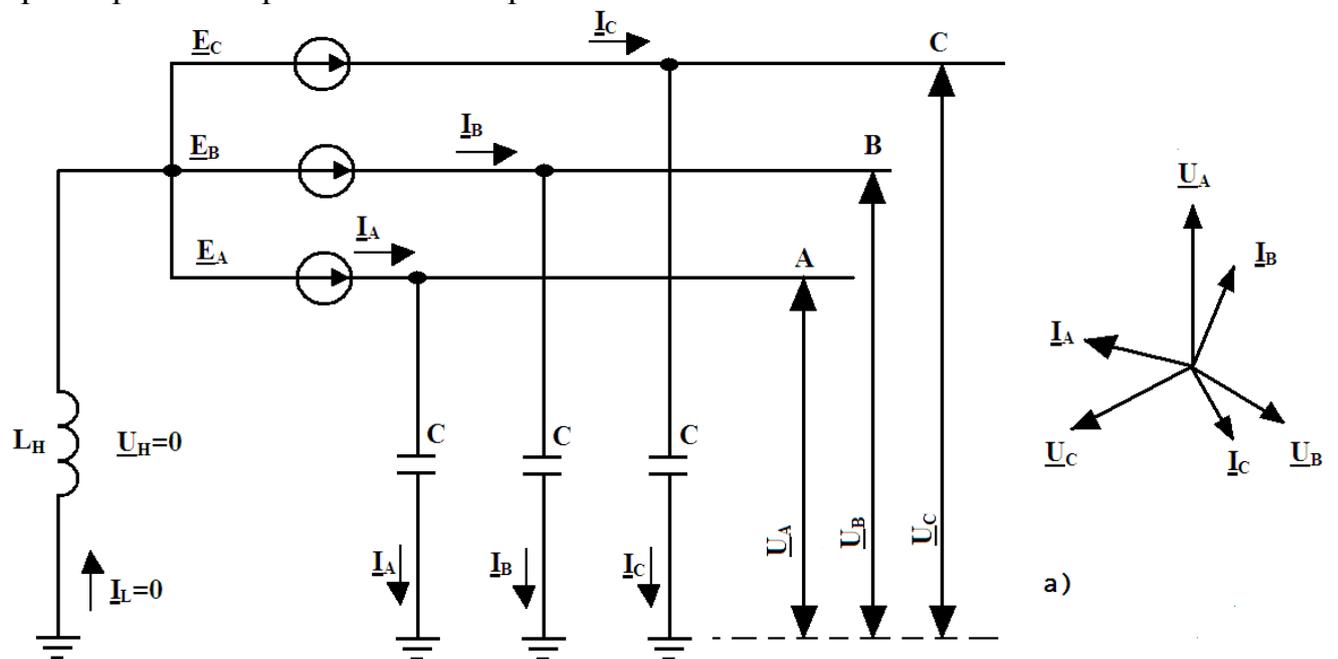
Благодаря этому дуга в месте замыкания на землю не возникает и устраняются связанные с её появлением опасные последствия.

В действительности через заземляющую дугу будет протекать ток, обусловленный активными сопротивлениями сети и катушки, а также токи высших гармоник. Однако вследствие незначительной величины этих токов они не препятствуют гашению дуги.

Наличие ДГР особенно благоприятно сказывается при кратковременных замыканиях на землю, так как появляющаяся дуга в месте замыкания на землю гасится и линия не отключается.

Основные процессы, имеющие место в симметричной компенсированной сети при точной настройке индуктивности ДГР ($\omega L_H = \frac{1}{3} \omega C$, наглядно

иллюстрируются схемами и векторными диаграммами, представленными на рис. 1.7, а, б, в). При построении этих схем и диаграмм приняты идеализированные условия отсутствия потерь в ДГР, продольных сопротивлений линий, проводимостей утечек, междуфазных емкостей и нагрузок сети. Кроме того, пренебрегаем гармониками напряжений и токов.



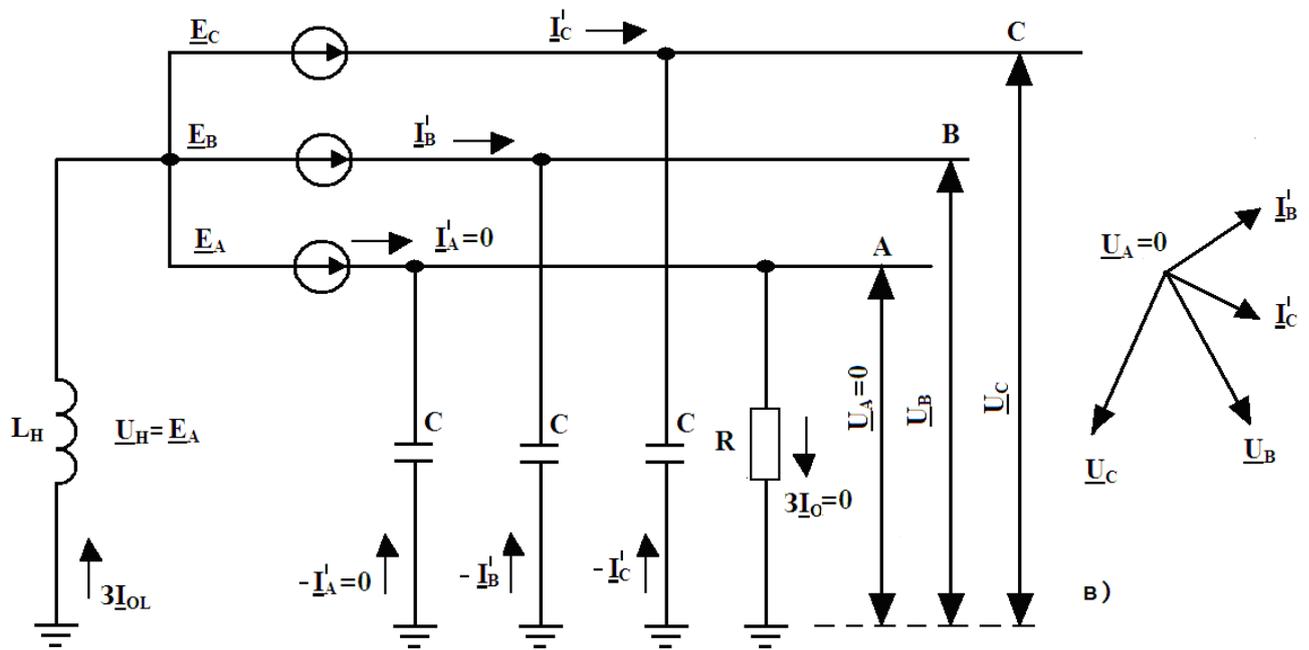


Рис.3.1. Схемы замещения компенсированной сети без потерь и соответствующие векторные диаграммы токи и напряжений

Нормальный режим работы сети показан в рис. 1.7, а), от эквивалентного питающего источника, ЭДС которого равны \underline{E}_A , $a^2 \underline{E}_A$, $a \underline{E}_A$, по линии и емкостям C проходят токи прямой последовательности $\underline{I}_A = j\omega C \underline{E}_A$, $\underline{I}_B = a^2 \underline{I}_A$, $\underline{I}_C = a \underline{I}_A$. Разумеется, смещение нейтрали отсутствует, и напряжения фаз относительно земли $\underline{U}_A, \underline{U}_B, \underline{U}_C$ равны соответствующим ЭДС источника.

При однофазном замыкании на землю в точке П (рис. 1.7,б) от эквивалентного источника ЭДС \underline{E}_A , включенного в этой точке между поврежденной фазой А и землей, по сети проходят емкостные $\underline{I}_{OC} = j\omega C \underline{E}_A$ и индуктивные $\underline{I}_{OL} = -\frac{j\underline{E}_A}{3\omega L_H}$ токи нулевой последовательности. Вследствие того, что

$$\omega C = \frac{1}{3} \omega L_H, \text{ суммарный ток в точке П равен нулю, а в замкнутой цепи } 3CL_H$$

циркулирует ток $3\underline{I}_{OL}$ или равный ему ток $3\underline{I}_{OC}$. Эти токи не зависят от сопротивления в месте повреждения R . При этом в сети устанавливается напряжение нулевой последовательности $\underline{U}_O = -\underline{E}_A$.

На рис. 1.7,в представлены результирующие напряжения и токи при замыкании фазы на землю, получающиеся сложением величин, показанных на рис. 1.7, а, б. Ток в фазе А питающего источника $\underline{I}'_A = 0$, а токи в фазах В и С соответственно будут $\underline{I}'_B = j\omega C \underline{E}_A (a^2 - 1)$ и $\underline{I}'_C = j\omega C \underline{E}_A (a - 1)$. Напряжение нейтрали (учитывая принятые условные положительные направления) $\underline{U}_H = -\underline{E}_A$, следовательно, напряжение $\underline{U}_A = 0$, а напряжения В и С определяются по формулам $\underline{U}_B = \underline{E}_A (a^2 - 1)$ и $\underline{U}_C = \underline{E}_A (a - 1)$. В месте повреждения токи в фазах $\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C$ и \underline{I}_3 равны нулю.

В момент замыкания фазы на землю происходит переход от режима,

показанного на рис. 1.7а, к режиму, представленному на рис. 1.7, в. при этом возникают свободные затухающие переходные процессы, обусловленные перезарядом емкостей фаз и нарастанием тока в индуктивности L_H . Эти процессы практически мало зависят один от другого.

При отключении замыкания на землю имеет место обратный переход от режиме, показанного на рис. 1.7в, к режиму, приведенному на рис. 1.7а. При этом также начинается затухающий переходный процесс. В отличие от предыдущего он протекает в замкнутом контуре $3CL_H$, т.е. является общим для емкости $3C$ и индуктивности L_H . При принятых допущениях этот процесс имеет характер незатухающих свободных колебаний, частота которых равна рабочей частоте сети.

При решении практических вопросов компенсации емкостного тока замыкания на землю в отличие от некомпенсированных сетей уже нельзя пренебрегать активными утечками в сети и потерями в меди и стали ДГР.

Обычно при нормальном состоянии сети проводимости активных утечек в ней составляют 2–3% емкостных, а активная проводимость ДГР – около 2% его индуктивной проводимости.

В отличие от сети с полностью изолированной нейтралью, так же как при заземлении нейтрали через высокоомное активное сопротивление, в компенсированной сети не наблюдаются перемежающиеся дуговые замыкания, т.е. замыкания, при которых обрывы дуги сопровождаются перезарядкой емкостей фаз и перенапряжениями. Возможны прерывистые дуги, но и при них процессы носят более спокойный характер, чем при изолированной нейтрали вследствие замедленного восстановления напряжения на поврежденной фазе после каждого обрыва дуги [8, 16].

Отметим, что поскольку погасание дуги возможно только после затухания тока ДГР, то каждое новое зажигание дуги происходит через сравнительно большой промежуток времени после ее предыдущего зажигания по сравнению с некомпенсированной сетью с изолированной нейтралью. Поэтому свободный ток ДГР не оказывает существенного влияния на действующее падение напряжения на контуре защитного заземления. Однако прохождение этого тока в месте повреждения усиливает возникающую пожарную опасность [8].

Нелинейные нагрузки, а также силовые и измерительные трансформаторы создают гармоники токов в фазах сети и соответствующие падения напряжения (возрастающие по мере удаления от питающих источников), которые также накладываются на нормальные фазные напряжения и напряжения нейтрали. В результате в любой точке сети напряжения фаз относительно земли при нормальном режиме содержат, помимо составляющих основной частоты, еще ряд высших гармоник.

В случае замыкания фазы на землю ток замыкания на землю зависит от ЭДС эквивалентного генератора, которая равна напряжению фазы в точке повреждения в предыдущем режиме. Следовательно, помимо тока основной частоты возникают дополнительные составляющие токов высших гармоник, на которые ДГР, настроенный на частоту 50 Гц, оказывает незначительное влияние. Во всех случаях при наложении высших гармоник напряжения или тока они складываются со слагающей основной частоты в квадратуре, т.е. получающееся в результате

сложения действующее значение равно корню квадратному из суммы квадратов всех составляющих разных частот.

Ток замыкания на землю создаваемый первой $E_{\varphi 1}$, третьей $E_{\varphi 3}$, девятой $E_{\varphi 9}$ и другими гармониками фазного напряжения, например, при сопротивлении в месте повреждения $R = 0$, отсутствии активных потерь утечек:

$$I_3 = \sqrt{E_{\varphi 1}^2 \left(3\omega C - \frac{1}{\omega L_H} \right)^2 + E_{\varphi 3}^2 \left(9\omega C - \frac{1}{3\omega L_H} \right)^2 + \dots + E_{\varphi 9}^2 \left(27\omega C - \frac{1}{9\omega L_H} \right)^2 + \dots} \quad (1.8)$$

Если первая гармоника точно компенсируется, т.е., то

$$I_3 = \sqrt{E_{\varphi 3}^2 (8\omega C)^2 + E_{\varphi 9}^2 (26,67\omega C)^2 + \dots} \quad (1.9)$$

Из выражения (1.33) видно, что даже относительно небольшая гармоника напряжения может вызвать значительную составляющую тока замыкания на землю.

Однофазное устойчивое замыкание на землю может быть устранено отключением поврежденного участка сети. В случае замыкания через дугу, при недостаточных для ее поддержания активном токе и высших гармонических повреждение ликвидируется сразу же после затухания начального разрядного тока.

Однако в указанных случаях напряжение на поврежденной фазе восстанавливается не сразу, а постепенно (практически в течение несколько периодов рабочей частоты). Это объясняется тем, что после погасания дуги емкость системы $3C$ и индуктивность ДГР L_H образуют колебательный контур, собственная частота которого при точной настройке ДГР, пренебрегая активными потерями и утечками, равна рабочей частоте системы.

Свободный ток этого контура обуславливает падение напряжения в реакторе, в первый момент равное рабочему напряжению поврежденной фазы, и разность потенциалов между фазой и землей некоторое время равна нулю. По мере затухания переходного процесса постепенно восстанавливается нормальное напряжение поврежденной фазы относительно земли, а напряжение нейтрали понижается до нуля.

Режиму точной компенсации емкостного тока свойственна опасность появления значительного напряжения нулевой последовательности при нормальной работе сети. Это связано с возможностью возникновения в сети, при некоторой не симметрии ее элементов, продольного резонанса между индуктивностью ДГР и емкостью сети. С этой точки зрения режим небольшой перекомпенсации является предпочтительным по сравнению с недокомпенсацией.

В токе замыкания на землю учитываются следующие составляющие:

1. Реактивная составляющая основной частоты

$$I_{1p} = E_{\varphi} \left(3\omega C - \frac{1}{\omega L} \right), \quad (1.10)$$

2. Активная составляющая основной частоты

$$I_{1a} = E_{\varphi} (3G + G_L), \quad (1.11)$$

3. Емкостная составляющая высших гармоник

$$I_{\gamma} = \sqrt{\sum_3^{\gamma} E_{\varphi\gamma}^2 \gamma \omega C_{\Sigma}}, \quad (1.12)$$

Составляющая I_{lp} обусловлена тем, что практически всегда имеет место отклонения от условия точной компенсации, то есть $3\omega C \neq \frac{1}{\omega L}$. Степень отклонения от точной компенсации характеризуется расстройкой компенсации ϑ , которая определяется следующим образом

$$\vartheta = \frac{I_C - I_L}{I_C}, \quad (1.13)$$

$$\text{Где: } I_C = E_{\varphi} \cdot 3\omega C, \quad I_L = E_{\varphi} \cdot \frac{1}{\omega L}.$$

При точной компенсации ток ДГР I_L равен емкостному току сети I_C и $\vartheta=0$. При $I_C > I_L$ имеет место недокомпенсация $\vartheta > 0$ и при $I_C < I_L$ имеет место перекомпенсации $\vartheta < 0$.

При использовании ДГР со ступенчатым регулированием индуктивность и при отсутствии средств непрерывного контроля заземление настройкой компенсации ϑ может достигать значения $\pm 20\%$.

Современные средства компенсации емкостного тока – плавнорегулируемые ДГР с автоматической настройкой обеспечивают поддержание ϑ на уровне нескольких процентов. По ПУЭ допускается отклонение от точной настройки ДГР $\pm 5\%$.

Составляющая I_{la} обуславливается утечками изоляции сети и потерями в ДГР, а емкостная составляющая $I_{\gamma c}$ определяется степенью искажения фазных напряжений.

Благодаря компенсации емкостного тока замыкания на землю в сети достигаются следующие преимущества. Практически устраняется опасность перемежающихся дуговых замыканий на землю (возможны лишь неустойчивые прерывистые замыкания на землю). В связи с этим предотвращается повышение напряжения на поврежденной фазе выше нормального фазного. Перенапряжение на неповрежденных фазах, имеют существенно–меньшие значения. Благодаря этому резко уменьшается вероятность перехода однофазных замыканий в междуфазные.

При однофазном замыкании на землю продолжается бесперебойное электроснабжение потребителей. Такой режим не является аварийным, а расценивается как ненормальный и, согласно ПТЭ [4], может продолжаться несколько часов (до 2 ч).

Помимо того, что при компенсации уменьшается ток в месте повреждения, при ней замедляется восстановление напряжения на поврежденной фазе после отключения замыкания на землю или после погасания дуги.

В компенсированных сетях практически устраняется возможность феррорезонансных процессов.

Наряду с перечисленными большими преимуществами компенсированным сетям свойственны и определенные недостатки. В них возможно возникновение продольного резонанса и связанного с ним повышения напряжений сети в

нормальном режиме. При неточной настройке индуктивности ДГР может возникнуть биение напряжений после погасания заземляющей дуги.

Несмотря на отмеченные недостатки, ввиду значительных преимуществ компенсации она широко применяется в сетях различных напряжений (до 35 кВ включительно). Можно считать, что эффективность компенсации тем выше, чем больше емкостной ток замыкания на землю в сети.

3.4. Влияние режима нейтрали на надежность и электробезопасность распределительных сетей 6–35 кВ

Многие технические и экономические показатели электрических сетей существенно зависят от режима нейтрали. Они непосредственно влияют на стоимость изоляции линий и оборудования, а также заземляющих устройств; на возможность развития повреждений и износ оборудования сети при однофазных замыканиях на землю; на надежность возникновения в сети опасных феррорезонансных и резонансных процессов, на условия безопасности обслуживания электроустановок; на выполнение и функционирование устройств защиты от замыканий на землю. При современных высоких требованиях, предъявляемых к показателям работы электрических сетей различного назначения, правильный выбор режима нейтрали и его осуществление во всевозможных условиях имеют большое принципиальное и практическое значение [8, 87].

В нашей стране, начиная с послевоенных лет, сети 6, 10, 35 кВ при небольших емкостных токах замыкания на землю работают с полностью изолированной нейтралью, а при превышении определенных значений этих токов – с заземлением нейтрали через ДГР. Имеется также опыт заземления нейтрали (в сетях 6–10 кВ открытых горных разработок с емкостным током порядка нескольких ампер) через трансформаторы напряжения с замкнутой накоротко обмоткой, соединенной в треугольник.

Влияние режимов нейтрали на надежность электроснабжения определяется следующими соображениями. Поскольку однофазные замыкания на землю являются наиболее распространенным видом повреждений в электрических сетях, надежность электроснабжения в значительной степени зависит от способа заземления нейтрали сети и метода ликвидации этих замыканий. Наиболее благоприятные условия для бесперебойного электроснабжения имеют место при небольшом токе в месте замыкания и отсутствии значительных перенапряжений на неповрежденных фазах. Такие условия имеют место в компенсированных сетях при практически точной настройке индуктивности ДГР. Примерно такая же надежность, как в компенсированной сети, достигается и в некомпенсированной сети с небольшими (порядка нескольких ампер) емкостными и активными токами замыкания на землю.

Еще более неблагоприятно сказывается на надежности электроснабжения (при отсутствии резервного питания) эффективное заземление нейтрали, при котором требуется немедленное отключение однофазных замыканий на землю.

К важнейшим характеристикам различных режимов нейтрали относится их

влияние на условия электробезопасности обслуживания электроустановок, а также на их пожара – и взрывоопасность.

Электробезопасность определяется, главным образом, напряжением прикосновения к заземленным металлическим предметам оборудования электроустановок (нормальное не находящимся под напряжением) и шаговым напряжением, возникающими в случае замыкания фазы на заземленной части или непосредственно на землю, а также током, который может пройти через тело человека в случае непосредственного прикосновения к токоведущей части, находящейся под рабочим напряжением сети.

В сетях с полностью изолированной нейтралью при перемежающихся замыканиях на землю действующий ток в месте повреждения в несколько раз увеличивается по сравнению с установившимся током металлического замыкания. При этом на устройствах защитного заземления могут возникать значительные напряжения (порядка 300–600 В вместо 50–60 В, при устойчивом замыкании[6]).

Предотвращение повышенных напряжений прикосновения и шагового напряжения, путем соответствующего выполнения защитных заземляющих устройств обычно требует значительных затрат.

При заземлении нейтрали через высокоомное сопротивление и активном токе замыкания на землю, равном 50–100% емкостного тока, результирующий ток устойчивого замыкания I_3 практически не увеличивается, а в некоторых случаях даже несколько уменьшается. При прерывистом замыкании на землю действующее значение результирующего тока I_3 уменьшается в 1,4 – 2,8 раза по сравнению с возможным при полностью изолированной нейтрали сети. Очевидно, напряжение прикосновения и шага уменьшаются пропорционально току I_3 .

Несмотря на то, что при наличии защиты, действующей на отключение, ток I_3 протекает кратковременно, уменьшение этого тока в наиболее опасных условиях неустойчивости замыкания на землю имеет большое значение для обеспечения безопасности людей, в особенности если они в течение длительного времени соприкасаются с заземленными предметами или находятся в непосредственной близости от них.

Следует иметь в виду, что дальнейшее увеличение активного тока практически не дает полезного эффекта и ухудшает условия безопасности. Поэтому создание дополнительного активного тока порядка нескольких десятков или даже сотен ампер, иногда практикуемое заземление рубежом, надо считать нецелесообразным [8, 14].

В качестве дополнительной перспективной меры обеспечения безопасности в некомпенсированных сетях, в особенности при наличии в них установок с повышенной электроопасностью должны найти широкое применение устройства автоматического замыкания на землю поврежденной фазы (АЗФ). Для ограничения нарушений электроснабжения потребителей в сетях с повышенной электробезопасностью в схеме АЗФ предусматривается автоматическое повторное отключение фазы от земли с выдержкой времени [20]. Эти устройства могут применяться совместно с обычной селективной релейной защитой линий.

В случае прикосновения человека к токоведущей части он успеет заземление время включенного состояния АЗФ оторваться не подвергаясь

электроснабжения и безопасность обслуживания электроустановок.

В сочетании с традиционными средствами релейной защиты от замыканий на землю быстродействующие АЗФ существенно повышают надежность электроснабжения и безопасность обслуживания электроустановок.

Необходимо подчеркнуть в сетях с нейтралью, заземленной через ДГР или через высокоомное активное сопротивление, условия электробезопасности лучше, чем в сетях с полностью изолированной нейтралью, а также в сетях с эффективным заземлением нейтрали.

Вместе с тем следует отметить, что в случае непосредственного прикосновения к токоведущей части в компенсированной сети имеют место более тяжелые условия, чем в сети, заземленной через активное сопротивление. Последнее должно в особенности учитываться при выборе режима для сетей, содержащих установки с повышенной опасностью.

При решении вопроса о режиме нейтрали в сетях напряжением 6–35 кВ необходимо помнить о недостатках широко применяемого в настоящее время режим полностью изолированной нейтрали, а именно: возможность возникновения перемежающихся замыканий на землю и феррорезонансных процессов, повышающих вероятность развития повреждений, нарушений безопасности электроснабжения потребителей и ухудшения условий безопасности. Ввиду этих недостатков, очевидно, нет оснований для сохранения данного режима в распределительных сетях напряжением 6–35 кВ заземление исключением каких-либо особых случаев (8).

Нельзя также согласиться с предложениями о переходе в этих сетях к эффективному заземлению нейтрали. Против такого заземления говорят присущие ему недостатки: большая стоимость заземляющих устройств, повышенная электроопасность, более значительный износ выключателей и кабелей при однофазных замыканиях на землю, вероятность развития повреждения в точке замыкания, а также снижение надежности электроснабжения потребителей.

IV–ГЛАВА.

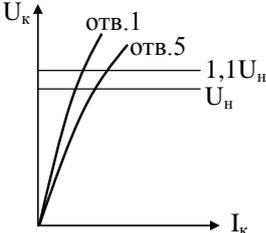
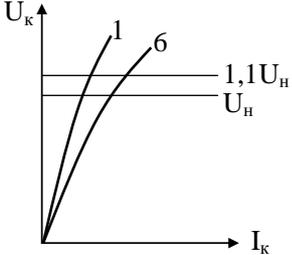
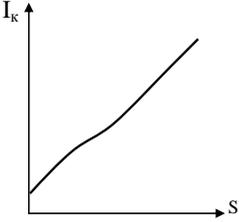
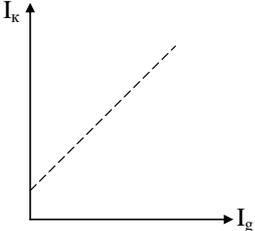
ХАРАКТЕРИСТИКА ДУГОГАСЯЩИХ РЕАКТОРОВ ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ

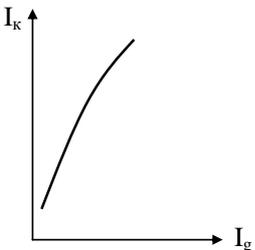
4.1. Общие положения

Дугогасящий реактор имеет большое индуктивное и незначительное активное сопротивление. Индуктивность ДГР может регулироваться путем изменения числа включенных витков, изменением величины воздушного зазора сердечника или его подмагничиванием.

Основные характеристики ДГР

Таблица–4.1

Зависимость тока компенсации от фактора регулирования	Содержание в/г в токе %	Отношение предельных токов	Магнитная индукция, Гс	Способ регулирования тока
	0	1/2	14000	Ручное переключение с отключением катушки от сети: переключатель пяти ответвлений на крышке
	1 – 1,5	1/2,5	16000	Ручное переключение с отключением катушки от сети: переключатель со штурвальным приводом для шесть или девяти ответвлений
	1 – 1,5	1/10 (1/20)	12000–14000	Плавная настройка электродвигателем без отключения от сети
	5 – 7	1/5 – 1/10	12000–14000	Настройка поперечным подмагничиванием без отключения от сети

	5 – 7	1/5 – 1/10	14000	Настройка продольным подмагничиванием без отключения от сети
---	-------	---------------	-------	--

Катушка индуктивности как средство гашения заземляющих электрических дуг впервые была предложена В.Петерсеном в Германии в 1916 г. по результатам проведенных им исследований процессов при однофазных замыканиях в электрических сетях [94].

Термин "катушка Петерсена" длительное время был у нас официальным названием ДГР и лишь в последнем стандарте на электрические реакторы (ГОСТ 18624–73), он не рекомендуется к применению.

4.2. Типы дугогасящих реакторов

Существует несколько групп ДГР принципиально мало отличающихся друг от друга: а) пофазно заземляющие реакторы; б) трехфазные ДГР; в) ДГР, включаемые в нейтраль сети. Пофазно заземляющие и трехфазные ДГР тока в практике эксплуатации, как правила не встречаются. Наибольшее распространение получили ДГР, включаемые в нейтраль сети.

Основные характеристики ДГР (табл. 1.1), подключаемых к нейтрали сети и различающихся по способам регулирования индуктивности, приведены в [12, 22, 23, 24, 25, 26, 27].

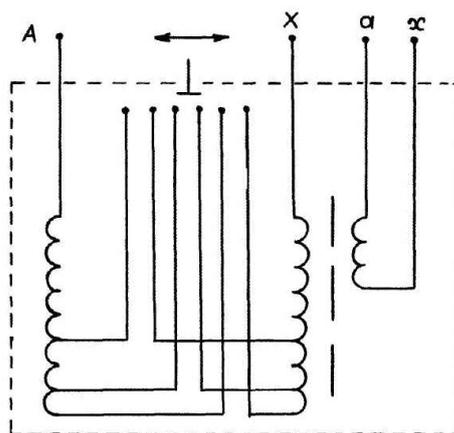


Рис. 4.1. Принципиальная схема реактора ЗРОМ (РЗДСОМ).

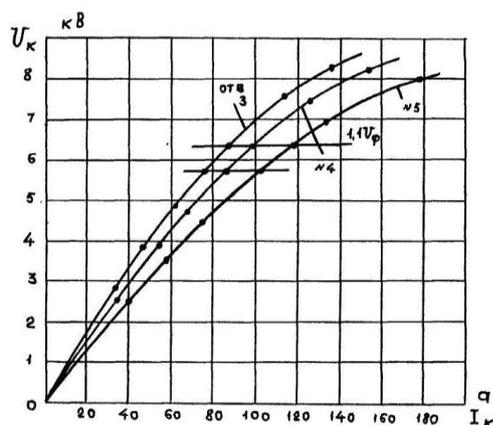


Рис.1.9. Характеристики $I_k = f(U_k)$ для ЗРОМ–600/10, для ответвлений 3,4,5.

Общими конструктивными элементами различных типов ДГР являются основная обмотка и магнитная система стержневого или бронестержневого типа с зазорами. Наличие зазоров в магнитопроводе обеспечивает практическую линейность вольтамперной характеристики реактора при увеличении систем реакторов посвящен ряд работ [28, 29].

Как в стране, так и за рубежом, в качестве компенсирующих устройств получили широкое распространение ДГР стержневой конструкции с распределенными зазорами в стержнях и со ступенчатым регулированием индуктивности путем ручного переключения ответвлений рабочей обмотки, т.е. переключателем вида ПБВ. В основном это реакторы серии соединения. Они обеспечивают достаточно высокую эффективность компенсации при правильной их настройке и незначительных изменениях проводимостей фаз сети [29]. Под эффективностью компенсации понимается отношение количества самоликвидировавшихся и отключенных персоналом замыканий на землю к общему количеству замыканий. Однако анализ статистики показывает сильную зависимость эффективности компенсации от степени расстройки компенсации. Например, при расстройках сети 0,6; 0,238; 0,1–0,15; 0; коэффициенты эффективности равны соответственно 0,5; 0,7; 0,85; 0,95 [30].

Опыт эксплуатации во многих энергосистемах сетей с компенсацией емкостных токов с применением ДГР серии ЗРОМ показывают, что уровень компенсации не удовлетворяет требованию надежности электроснабжения потребителей из-за неточности настройки [31]. В табл. 1.2 приведены основные технические данные реактора типа ЗРОМ Российского производства.

Таблица 4.2.

Основные технические данные ДГР

Тип ДГР	Мощность, кВА	Номинальное напряжение, кВ	Пределы регулирования тока, А	Масса, кг	
				Реактор с маслом	Масла
ЗРОМ–175/6	175	6	25–50	1000	345
ЗРОМ–350/6	350	6	50–100	1555	505
ЗРОМ–700/6	700	6	100–200	3175	1230
ЗРОМ–1400/6	1400	6	200–400	4285	1505

ЗРОМ–300/10	300	10	25–50	1555	505
ЗРОМ–600/10	600	10	50–100	3176	1230
ЗРОМ–1200/10	1200	10	100–200	4225	1515
ЗРОМ–80/13,8 (10,6)*	80	13,8	5–10	–	–
ЗРОМ–175/15–Т*	175	15	10–20	–	–
ЗРОМ–100/18 (15/75)*	100	18	5–10	–	–
ЗРОМ–275/35	275	35	6,2–12,5	1900	820
ЗРОМ–550/35	550	35	12,5–25,0	2750	1000
ЗРОМ–1100/35	1100	35	25–50	4250	1465

* – ДГР предназначен для компенсации емкостного тока блоков генератор–трансформатор

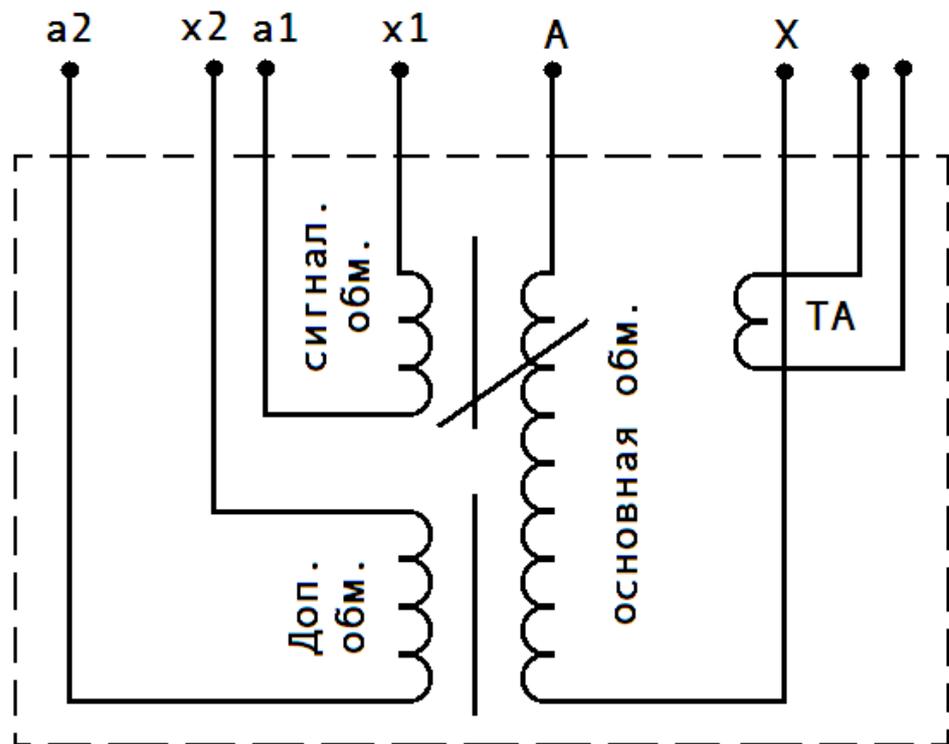


Рис.4.3. Принципиальная схема реактора типа ZTC с изменяемым зазором магнитопровода (Чехия).

Кроме того, промышленностью не выпускаются устройства выбора оптимального ДГР. Для этой цели требуется проведение специальных опытов по измерению проводимостей сети. Это связано с дополнительными затратами, снижением надежности электроснабжения и электробезопасности. К современным устройствам компенсации предъявляет ряд новых требований, которые увеличивают эффективность компенсации: а) обязательная настройка реакторов в

резонанс с сетью (величина расстройки не должна превышать 5%, так как при больших расстройках сети полностью теряется эффект компенсации и появляется ряд отрицательных явлений, ухудшающих состояние сети [4, 30]; б) возможность дистанционной перестройки параметров реактора подстанция напряжением; в) линейность вольт–амперных и регулировочных характеристик реакторов; г) максимальная добротность и глубина регулирования при наименьших потерях мощности и энергии [23]; д) время регулирования всего диапазона номинального тока не должно превышать 1 с; е) суммарный остаточный ток замыкания на землю, обусловленный расстройкой компенсации, активными потерями и высшими гармониками реактора, не должен превышать 5 А.

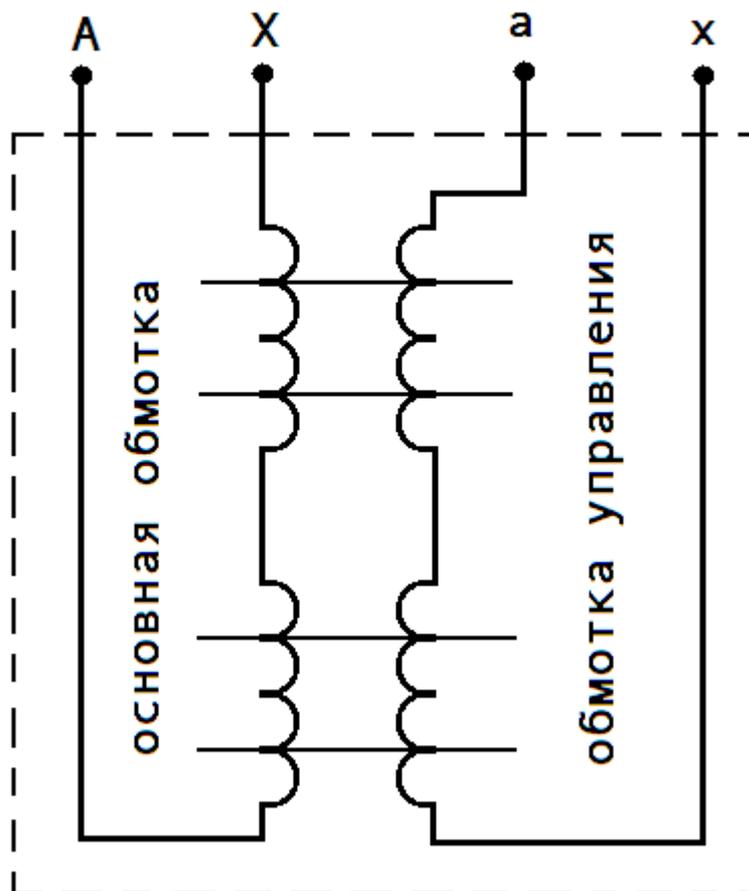


Рис.4.4. Принципиальная схема управляемого реактора с продольным подмагничиванием магнитопровода.

С точки зрения скорости перестройки индуктивности и ДГР предъявляются различные требования. Скорость изменения индуктивности реакторов в нормальном режиме сети не имеет принципиального значения, так как вероятность совпадения в момент обработки расстройки и замыкания на землю чрезвычайно мала. В режиме замыкания на землю влияние остаточного тока замыкания проявляется сразу же после возникновения расстройки компенсации, поэтому время отработки ДГР должно быть минимальным для ликвидации возникающей при этой электрической дуги. Время отработки в этом режиме зависит от параметров сети и должно находиться в пределах 0,3–1,5 с [17].

Сравнение параметров различных типов ДГР с учетом эксплуатационных требований показывает, что применение в электрических сетях только реакторов со ступенчатым регулированием или регулируемым зазором, не решает главной задачи эффективного гашения дуги и снижения перенапряжений в сетях 6–35 кВ, это объясняется невозможностью поддержания резонансного режима, при замыкании на землю и изменения емкостного тока при переключениях в сетях.

Наиболее целесообразным является применение реакторов со ступенчатым регулированием индуктивности в сочетании с реакторами с подмагничиванием, мощность которых принимается равной изменяющейся части реактивной мощности утечки электрической сети. При этом реактор со ступенчатым регулированием является базовым, а функцию поддержания резонансного режима выполняет небольшой по мощности реактор с подмагничиванием. Использование реакторов с подмагничиванием для поддержания резонансного режима сети, обладающих высоким быстродействием, позволит существенно повысить эффективность компенсации емкостных токов в режиме замыкания на землю и увеличить надежность системы электроснабжения. В [35] предложен электрический реактор с подмагничиванием, в которой сочетает преимущества реакторов с поперечным подмагничиванием и регулируемым зазором. По сравнению с реакторами, описанными в [24,27] предложенный реактор имеет большую глубину регулирования рабочего тока, она составляет 4:1 при требуемой величине коэффициента гармоник. Кроме того, в нем как и в реакторах с поперечным подмагничиванием отсутствует сильная электромагнитная связь между рабочей обмоткой и обмотками управления, что улучшает работу реактора в переходных режимах, из-заземление увеличения скорости изменения рабочего тока.

Увеличение глубины регулирования и уменьшение электромагнитной связи между обмотками достигнута расположением обмоток подмагничивания в ядрах, оси которых перпендикулярны направлению рабочего магнитного потока.

Из наиболее распространенных ДГР типа ЗРОМ и РЗДСОМ, имеющих ступенчатого регулирования индуктивности, используются для высоковольтных сетей с напряжением до 35 кВ включительно. Основные и регулировочные обмотки разделены на две половины, расположенные на двух стержневом магнитопроводе. Устройство ПБН барабанного типа обеспечивает пять ступеней переключения, при глубине регулирования равной двум. Управление устройством ПБМ выполняется на отключенном от сети реакторе вручную с помощью рукоятки, выведенной на крыше бака.

Применение этого типа реакторов для локализации дуговых заземляющих дуг и кратковременных замыканных еще недостаточно обоснованно.

Производство ступенчаторегулируемых реакторов с РПН полностью соответствует традиционной технологии реакторостроения. Эксплуатационные и технические характеристики этих реакторов, полностью соответствуют предъявляемым требованиям.

Выпускаемые производством реакторы типа ЗРОМ и РЗДСОМ, электромеханическим переключателем ответвлений, имеющим ручной или моторный привод для регулирования только в нормальном режиме работы сети.

Далее, не изменяя обмотку реактора, можно перейти на тиристорные переключатели, обеспечивающие высокую скорость настройки компенсации в режиме однофазного замыкания на землю, с управлением от микропроцессоров.

Реакторы типа ЗРОМ и РЗДСОМ, являются распространенными типами ДГР в энергосистемах, позволяют наиболее экономическим путем повысить эффективность компенсации ёмкостных токов при однофазных замыканиях на землю и обеспечить высокую надежность электроснабжения потребителей.

4.3. Основные выводы

1. Режимы нейтрали в сетях 6–35 кВ влияют на целый ряд показателей их работы. Они должны быть приведены в соответствие с общими высокими требованиями, предъявляемыми к современному уровню эксплуатации энергетических установок.

2. Этим требованиям уже не удовлетворяет работа сетей с полностью изолированной нейтралью. При дуговых замыканиях на землю возможны 3–4 кратные перенапряжения, опасные для сети. Кратность и возможность длительности существования дуговых замыканий определяется величиной тока замыкания на землю.

3. При небольших емкостных токах замыкания на землю должно широко применяться, заземление нейтрали через высокоомное сопротивление, причем создаваемый таким путем активный ток замыкания на землю должен составлять 50–100% емкостного тока.

4. При более значительном емкостном токе (величины оговорены в введении) нейтраль сети должна заземляться через ДГР, настроенные на небольшую недокомпенсацию емкостного тока замыкания на землю. Это даст возможность применять в компенсированных сетях такие же устройства защиты, от замыканий на землю направленного действия, как и в сетях с некомпенсированных.

5. Подавляющее распространение в электрических сетях 6–35 кВ получили реакторы со ступенчатым регулированием типа ЗРОМ и РЗДСОМ, составляющие 80–90% всех ДГР, находящихся в эксплуатации.

6. Повышение эффективности эксплуатации ДГР со ступенчатым может быть достигнута заземление счет постоянного автоматического контроля степени расстройки реактора и автоматических измерений проводимости КНП сети.

7. Применение современной микропроцессорной техники для измерения проводимостей фаз на землю и при настройке ДГР со ступенчатым регулированием индуктивности, имеет большое народнохозяйственное значение.

V-ГЛАВА. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКИ

5.1. Основные понятия и виды релейной защиты

Аппараты релейной защиты—это специальные устройства (реле, контакторы, автоматы и др.), обеспечивающие автоматическое отключение поврежденной части электрической установки или сети. Если повреждение не представляет для установки непосредственной опасности, то релейная защита приводит в действие сигнальные устройства. Для обеспечения надежной работы релейная защита должна:

иметь избирательность (селективность), т. е. отключать высоковольтными выключателями или автоматами только поврежденный участок установки. Время срабатывания защиты характеризуется выдержкой времени, обеспечивающей избирательность действия защиты. Выдержка времени определяется временем действия выключателя поврежденного участка и временем срабатывания защиты;

обладать достаточно высокой чувствительностью ко всем видам повреждений на защищаемой линии и на линиях, питаемых от нее, а также к изменившимся в связи с этим параметрам нормального режима работы (току, напряжению и др.), что оценивается коэффициентом чувствительности;

быть выполнена по наиболее простой схеме с наименьшим числом аппаратов.

Реле, применяемые в релейной защите, классифицируют по следующим признакам:

по принципу действия — электромагнитные, индукционные, электродинамические, тепловые, электронные, магнитоэлектрические и др.;

по параметру действия — тока, напряжения, мощности, тепловые и др.;

по способу воздействия на отключение — прямого и косвенного действия.

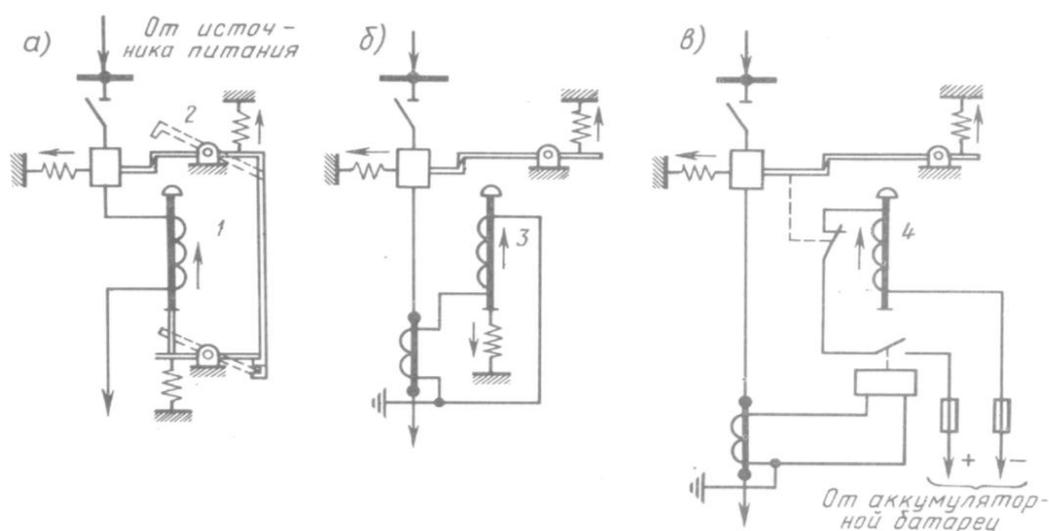


Рис. Принципиальные схемы устройства релейной защиты

5.2. Максимально–токовая защита.

Является наиболее простой и поэтому широко применяется для защиты трансформаторов, электродвигателей и линий электропередач с односторонним питанием.

Ток, возникающий в аварийных режимах, в отличие от тока, имеющего место в нормальном режиме, называется *сверхтоком*. При возникновении короткого замыкания действует максимально–токовая защита, которая на отдельных участках сети срабатывает при определенных токах и определенном времени срабатывания.

При использовании реле тока типа РТ–40 и реле времени типа ЭВ защита называется *максимально–токовой с независимой характеристикой времени срабатывания*. При использовании индукционно–токовых реле типа РТ–80 и реле времени типа РТВ защита называется *максимально–токовой с зависимой характеристикой времени срабатывания*.

На рис. 8.12 приведены схемы максимально–токовой защиты, выполненные с помощью реле прямого действия типа РТВ, которые встраиваются непосредственно в привод выключателя и подключаются на трансформаторы тока ТТ1, ТТ2, установленные на двух фазах. Защита такого типа используется в сетях напряжением до 35 кВ на выключателях, оборудованных ручными, грузовыми и пружинными автоматическими приводами с встроенными реле.

На рис.... приведена схема максимально–токовой защиты с независимой характеристикой времени срабатывания на постоянном оперативном токе, используемая для защиты линий и трансформаторов в сетях 3–35 кВ. Схема включает в себя два реле тока мгновенного действия Т1, Т2 типа РТ–40, одно реле времени В типа ЭВ и одно указательное реле У.

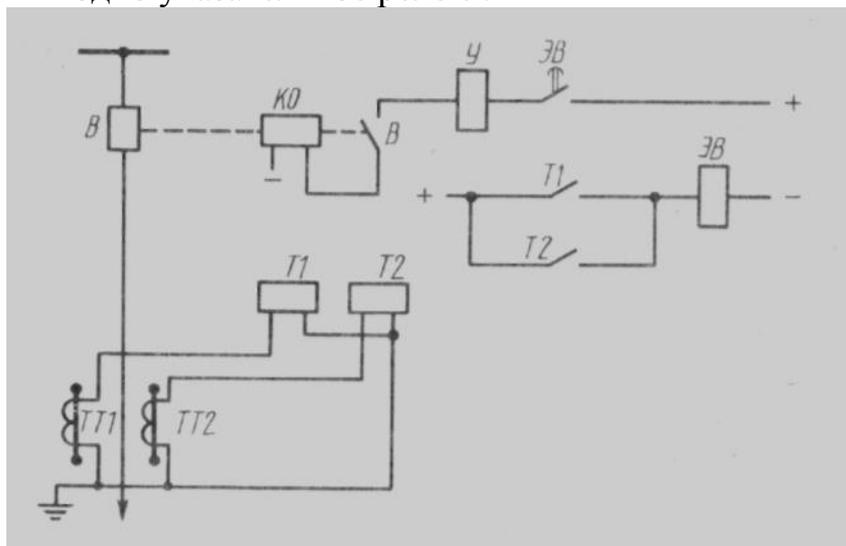


Рис... Схема максимально–токовой защиты на постоянном оперативном токе

5.3. Токовая отсечка

Токовой отсечкой называется максимально–токовая защита, выполненная с мгновенным действием или с выдержкой времени. Для обеспечения селективности в пределах зоны действия токовая отсечка отстраивается от токов

короткого замыкания на низшей стороне трансформатора, от пусковых токов электродвигателей, от тока короткого замыкания в конце линии или в начале следующего участка. Характер изменения тока короткого замыкания при удалении места короткого замыкания от источника питания показан на рис. 8.20.

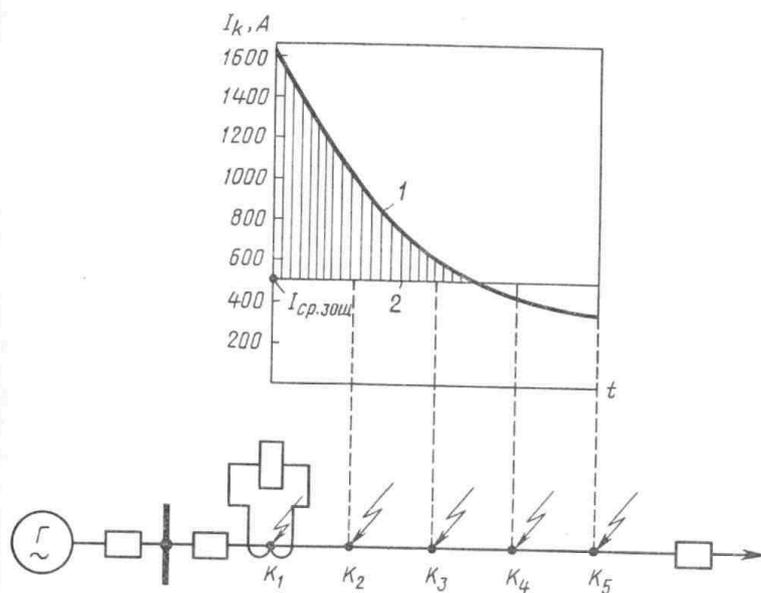


Рис.... Токовая отсечка

Чтобы отсечка не сработала при повреждениях на смежной линии, ток срабатывания реле должен удовлетворять условию

где $I_{\text{кмакс}}$ – максимальный ток короткого замыкания в конце защищаемой линии или за трансформатором; $k_{\text{над}}$ – коэффициент надежности (при выполнении отсечки токовыми реле типа ЭТ–521 или РТ–40 принимают $k = 1,2 - 1,3$, при выполнении отсечки токовыми реле типа РТМ $k_{\text{над}} = 1,8 \div 2$).

Зону действия определяют графически, как показано на рис. 8.20. Вычисляют токи, проходящие при коротких замыканиях в начале (точка K_2) и конце (точка K_5) линий, а также в точках $K_2 - K_4$. Строят кривую изменения тока короткого замыкания в зависимости от удаленности места короткого замыкания 1 от источника питания (кривая 1). Определяют ток срабатывания отсечки и на том же рисунке строят прямую тока срабатывания 2. Точка пересечения прямой 2 с кривой 1 определяет конец зоны действия отсечки (заштрихованная часть).

Коэффициент чувствительности отсечки определяют по формуле (8.8).

Токовая отсечка может защищать всю линию (рис. 8.20), на которую подключен только один трансформатор, если ток срабатывания отсечки выбирается так, чтобы она не действовала при повреждении на линиях низшего напряжения, отходящих от защищаемого трансформатора. Для этого в (8.10) следует подставить максимальный ток короткого замыкания, имеющий место на шинах низшего напряжения. При этом токовая отсечка будет надежно защищать линию, шины и часть обмотки высшего напряжения трансформатора.

Токовая отсечка обычно защищает только часть линии, поэтому она применяется как дополнительная защита. Использование токовой отсечки дает возможность ускорить отключение повреждений, сопровождающихся

наибольшими значениями токов короткого замыкания, и снизить выдержки времени максимально–токовой защиты.

При сочетании токовой отсечки с максимально–токовой защитой получается ступенчатая по времени токовая защита. При этом первая ступень (отсечка) действует мгновенно, последующие ступени–с выдержкой времени. В реле РТ–80 с зависимой характеристикой времени, где имеется встроенный электромагнитный элемент отсечки, такая ступенчатость обеспечивается без установки дополнительных реле.

ИСПОЛЬЗОВАННАЯ ЛИТЕРАТУРА

1. И.А.Каримов. Мировой финансово–экономический кризис, пути и меры по его преодолению в условиях Узбекистана. Ташкент–"Узбекистан" – 2009 г.
2. И.А.Каримов "Узбекистан–устремленный в XXI век" Ташкент "Узбекистан" 1999 г.
3. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. "Электрооборудования станций и подстанций" М. Энергоатомиздат 1991 г
4. Неклепаев Б.Н. "Электрическая часть станций и подстанций" М. 1991 г
5. Справочник по электрическим устройствам высокого напряжения, М. 1998 г.
6. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. С.Петербург, ДЕАН, 2000 г.
7. Электрические системы, Т.2. Электрические сети. Под. ред. В.А.Веникова. Учеб. Пособие для Электроэнерг. вузов, М: Высшая школа, 1991 г.
8. Установившиеся режимы электроэнергетических систем и их оптимизация; Учебник для В.520200 Х.Ф.Фазилов, Т.Х.Насыров, 1999 г.
9. Электрические сети и системы. Строев В.А., М: 1999 г.
10. Блок Е.С. Электрические сети и системы М: ВШ. 1993 г.
11. Пospelов Г.Е. Федин В.В., Электрические сети и системы М: ВШ. 1994 г.
12. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учебник для специальности "Электроснабжение" - М: Высшая школа. 1991 г.
13. Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем – М: Энергоатомиздат 1995 г.
14. Шабат М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. – Л: Энергоатомиздат 1991 г.
15. Energy management and auditing. A guide to energy management. European commission 1994 GOPA Written by Dipl Ing. Jurgen Leuchter.
16. Energy technology. The next steps. The demonstration component of the Joule –Thermie Programme. ETSU-ES ECAE. Brussels, 1997
17. [Автоматика электрических станций, и электроэнергетических систем](#) Овчаренко Н.И. Издательство НЦ ЭНАС, 2003-01-01, Книга в переплете, 504 стр., ISBN код 5-93196-020-1
18. [Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов.](#) Быстрицкий Г.Ф. Издательство Академия, 2003-07-10, Книга в переплете, 176 стр., ISBN код 5-7695-1143-5
19. [Монтаж, эксплуатация и ремонт электроустановок.](#) Куценко Г.Ф. Издательство Дизайн Про, 2003-05-15, Книга в переплете, 271 стр., ISBN код 985-452-072-2.