

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ  
Белорусский национальный технический университет  
Институт повышения квалификации и переподготовки кадров по новым на-  
правлениям развития техники, технологии и экономики  
Кафедра энергетики и энергосберегающих технологий

Паперный Л.Е., Куличенков В.П.

**Защита от атмосферных и внутренних перенапряжений  
в электроустановках напряжением 6 - 750 кВ**

Учебно-методическое пособие

Под редакцией к.т.н., доцента Куличенкова В.П.

УДК 621.316.91(075.8)  
ББК 31.27 - 01я7  
П17

***Рецензенты:***

Дударенко Д.Ю., зам. начальника управления эксплуатации электрооборудования ГПО “Белэнерго”.

Сивец Л.М., главный специалист управления эксплуатации электрооборудования ГПО “Белэнерго”.

Методическое пособие предназначено для специалистов службы изоляции и защиты от перенапряжений предприятий электрических сетей и электролабораторий электростанций. Может быть использовано студентами электротехнических специализаций высших учебных заведений и колледжей.

Белорусский национальный технический университет  
пр-т Независимости, 65, г. Минск, Республика Беларусь  
Тел. 2964732, 8029-6464732  
E-mail: rectorat@ipk.by

## Содержание

Введение.....	5
1 Грозозащита зданий и сооружений .....	5
2 Защита электрических кабельных линий передачи магистральной и внутризональных сетей связи.....	13
3 Грозозащита воздушных линий электропередач (ВЛ) напряжением 110-750 кВ от прямых ударов молнии.....	14
4 Грозозащита ВЛ 6-35 кВ.....	20
5 Защита ОРУ электростанций и подстанций 6-750 кВ от грозовых перенапряжений.....	23
6 Защита подстанций и электростанций от грозовых волн, набегающих с линий электропередачи.....	24
7 Молниезащита электрических машин.....	32
8 Защита от перенапряжений изоляции «экран-земля» однофазных кабелей высокого напряжения.....	34
9 Перенапряжение в сети 6-35 кВ с изолированной нейтралью при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ).....	35
10 Наладка дугогасящих реакторов.....	55
11 Заземление нейтрали сети через резистор.....	64
12 Перенапряжения в обмотках трансформаторов.....	74
13 Самопроизвольное смещение нейтрали в сети с изолированной нейтралью.....	76
14 Явление феррорезонанса и смещение нейтрали в сетях с глухо заземленной нейтралью.....	84
15 Защита от высокочастотных коммутационных перенапряжений.....	89
16 Перенапряжения при отключении холостых линий и батарей конденсаторов.....	96
17 Перенапряжения при отключении индуктивности.....	100
18 Коммутационные перенапряжения, создаваемые вакуумными выключателями и их ограничение.....	106
19 Перенапряжения при обрыве одного провода в системе с заземленной нейтралью.....	114
20 Перенапряжения при обрыве провода в системе с изолированной нейтралью.....	115
21 Перенапряжения вследствие емкостного эффекта линии.....	116
22 Ограничение токов однофазных коротких замыканий в электрических сетях 110-220 кВ энергосистем.....	120
23 Особенности защиты подстанций с элегазовыми комплектными распределительными устройствами (КРУЭ) от резонансных, высоко – и низкочастотных коммутационных и грозовых перенапряжений.....	125
24 Параметрическое возбуждение генераторов, работающих на ненагруженную линию.....	127
25 Защита от перенапряжений при помощи вентильных разрядников....	129

26	Выбор ограничителей перенапряжения нелинейных (ОПН) в сети с изолированной нейтралью.....	140
27	Выбор нелинейных ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ.....	154
28	Координация изоляции.....	164
29	Условия электромагнитной совместимости на объектах электроэнергетики.....	169
	Список используемой литературы .....	189

## *Введение*

Электрооборудование в силовых установках нормально работает под номинальным напряжением, на которое оно рассчитано. Но под воздействием различных факторов напряжение может превысить в несколько раз номинальное значение, что может привести к повреждению изоляции оборудования. Такие напряжения, которые имеют опасную для нормальной изоляции оборудования величину, называются перенапряжениями.

Перенапряжения, наблюдаемые в электрических силовых установках, по причинам их возникновения можно разделить на две группы: внутренние и атмосферные (грозовые).

Внутренние перенапряжения возникают при оперативных переключениях в установках и при аварийных отключениях отдельных элементов: линий, трансформаторов, генераторов, батарей конденсаторов, при дуговых замыканиях на землю, при резонансных явлениях, при феррорезонансе и в длинных линиях электропередачи, а так же при несимметричных режимах работы. Уровень внутренних перенапряжений обычно находится в пределах 2,5–3,5 – кратной величины номинального фазного напряжения ( $U_{\phi}$ ) и только в редких случаях при наложении перенапряжений различного вида может достичь 5,2–5,4  $U_{\phi}$ .

Источником атмосферных перенапряжений в электрических установках являются электрические разряды (молнии) с грозовых облаков в элементы установки или вблизи нее. Атмосферные перенапряжения отличаются от внутренних значительно большими величинами – достигают нескольких миллионов вольт, имеют меньшую длительность – порядка десятков микросекунд.

Величина внутренних перенапряжений обусловлена номинальным напряжением установки, режимом работы ее нейтрали, характеристиками оборудования и протяженностью линий электропередачи, в то время как величина атмосферных перенапряжений почти не связана с указанными факторами.

Для определения основных электрических воздействий, которым подвергается изоляция электрооборудования и линий электропередачи в процессе эксплуатации, необходимо рассмотреть внутренние и атмосферные перенапряжения, их ограничения. Знание процессов, происходящих в изоляции, позволит повысить надежность работы электрооборудования.

### *1 Грозозащита зданий и сооружений*

Главным средством грозозащиты зданий и сооружений является молниеотвод. Каждый молниеотвод состоит из молниеприемника, возвышающегося над защищаемым объектом, токоотводящих спусков, соединяющих молниеприемник с заземлителем и самого заземлителя. По типу молниеприемников различают стержневые и тросовые молниеотводы. Хорошее заземление молниеотводов является необходимым условием надежной защиты, так как при ударе молнии в плохо заземленный молниеотвод на нем образуется весьма вы-

сокое напряжение, способное вызвать пробой с молниеотвода на защищаемый объект. Не меньшее значение имеет осуществление надежных электрических соединений между всеми частями молниеотвода, так как при прохождении токов молнии в местах плохих контактов возникает интенсивное искрение, которое может привести к пожару.

Применяемые термины и определения:

- удар молнии в землю – электрический разряд атмосферного происхождения между грозовым облаком и землей, состоящий из одного или нескольких импульсов тока;

- точка поражения – точка, в которой молния соприкасается с землей, зданием или устройством молниезащиты. Удар молнии может иметь несколько точек поражения;

- молниеприемник – часть молниеотвода, предназначенная для перехвата молнии;

- напряжение на заземляющем устройстве – напряжение, возникающее при стекании тока с заземлителя в землю между точкой ввода тока в заземлитель и зоной нулевого потенциала;

- заземлитель – проводящая часть или совокупность соединенных между собой проводящих частей, находящихся в электрическом контакте с землей непосредственно или через проводящую среду;

- сопротивление заземляющего устройства - отношение напряжения на заземляющем устройстве к току, стекающему с заземлителя в землю;

- опасное искрение – недопустимый электрический разряд внутри защищаемого объекта, вызванный ударом молнии;

- безопасное расстояние – минимальное расстояние между двумя проводящими элементами вне или внутри защищаемого объекта, при котором между ними не может произойти опасного искрения;

- отдельно стоящий молниеотвод – молниеотвод, молниеприемники и токоотводы которого расположены таким образом, чтобы путь тока молнии не имел контакта с защищаемым объектом;

- зона защиты молниеотвода – пространство в окрестности молниеотвода заданной геометрии, отличающееся тем, что вероятность удара молнии в объект, целиком размещенном в его объеме, не превышает заданной величины;

- допустимая вероятность прорыва молнии – предельно допустимая вероятность “Р” удара молнии в объект, защищаемый молниеотводами;

- надежность защиты  $P_3$  равна:

$$P_3 = 1 - P \quad (1)$$

В силу того, что разрядные напряжения воздушных промежутков, особенно при расстояниях в десятки метров, имеют значительные статистические разбросы, молниеотводы обеспечивают защиту объекта лишь с некоторой степенью вероятности.

Зоной защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой “h” является круговой конус высотой  $h_0 < h$ , вершина которого совпадает с вертикаль-

ной осью молниеотвода. Габариты зоны определяются двумя параметрами: высотой конуса “ $h_0$ ” и радиусом конуса на уровне земли “ $r_0$ ”. Зона защиты одиночного молниеотвода приведена на рисунке 1.

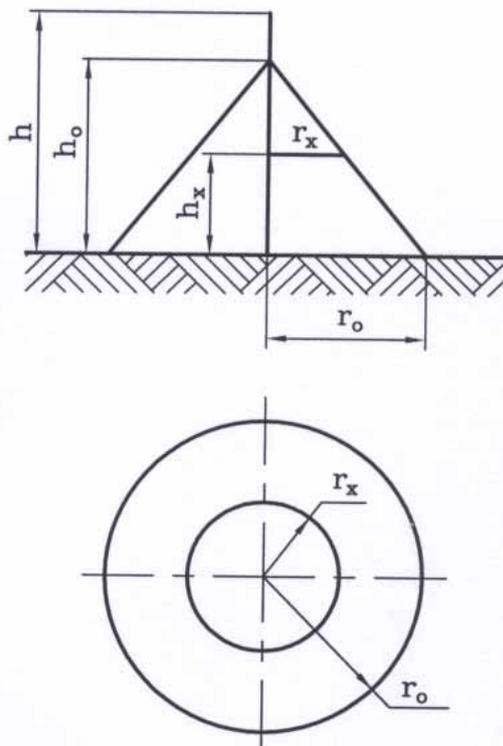


Рисунок 1. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода

Зону защиты молниеотвода с достаточной степенью надежности можно рассчитать по формуле 2 для молниеотводов высотой до 30 м.

$$r_x = \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} (h - h_x), \quad (2)$$

где  $h$  – высота молниеотвода;

$r_x$  – радиус зоны защиты на высоте  $h_x$ ;

$h_x$  – рассматриваемый уровень над поверхностью земли (или высота защищаемого объекта).

Метод упрощенного построения зоны защиты молниеотвода высотой до 30 м приведена на рисунке 2. Метод может быть использован при необходимости быстрого расчета.

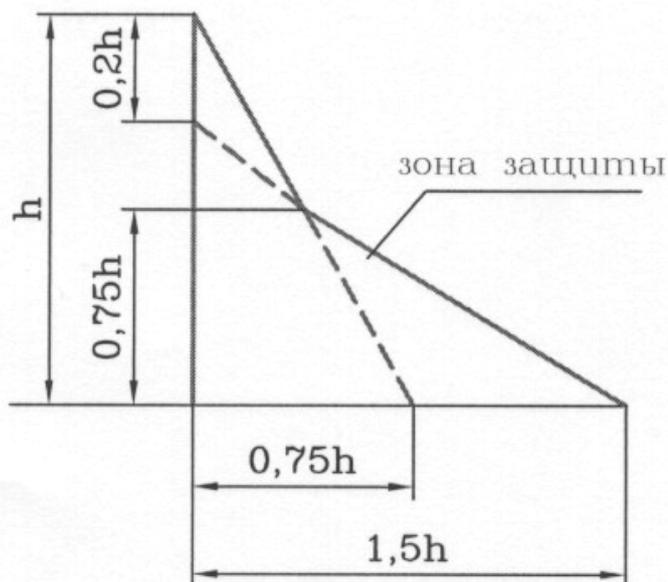


Рисунок 2. Построение зоны защиты стержневого молниеотвода упрощенным методом

Чтобы быть защищенным от прямых ударов молнии, объект полностью должен находиться внутри конусообразного пространства, которое представляет собой зона защиты молниеотвода.

Эффективность молниеотводов высотой более 30 м снижается, так как при этом высота ориентировки молнии принимается постоянной, что не соответствует действительности.

В таблице 1 приведены расчетные формулы, зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода высотой до 150 м с учетом надежности защиты.

Расчетные формулы для определения зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

Таблица 1

Надежность защиты $P_z$	Высота молниеотвода $h$ , м	Высота конуса $h_0$ , м	Радиус конуса $r_0$ , м
0,9	От 0 до 100	$0,85h$	$1,2h$
	От 100 до 150	$0,85h$	$[1,2 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$
0,99	От 0 до 30	$0,8h$	$0,8h$
	От 30 до 100	$0,8h$	$[0,8 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$
	От 100 до 150	$[0,8 - 10^{-3}(h-100)]h$	$0,7h$
0,999	От 0 до 30	$0,7h$	$0,6h$
	От 30 до 100	$[0,7 - 7,14 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$	$[0,6 - 1,43 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$
	От 100 до 150	$[0,65 - 10^{-3}(h-100)]h$	$[0,5 - 2 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$

Стандартные зоны защиты одиночного тросового молниеотвода высотой  $h$  ограничены симметричными двухскатными поверхностями, образующими в

вертикальном сечении равнобедренный треугольник с вершиной на высоте  $h_0 < h$  и основанием на уровне земли  $2r_0$ .

Зона защиты одиночного тросового молниеотвода приведена на рисунке 3.

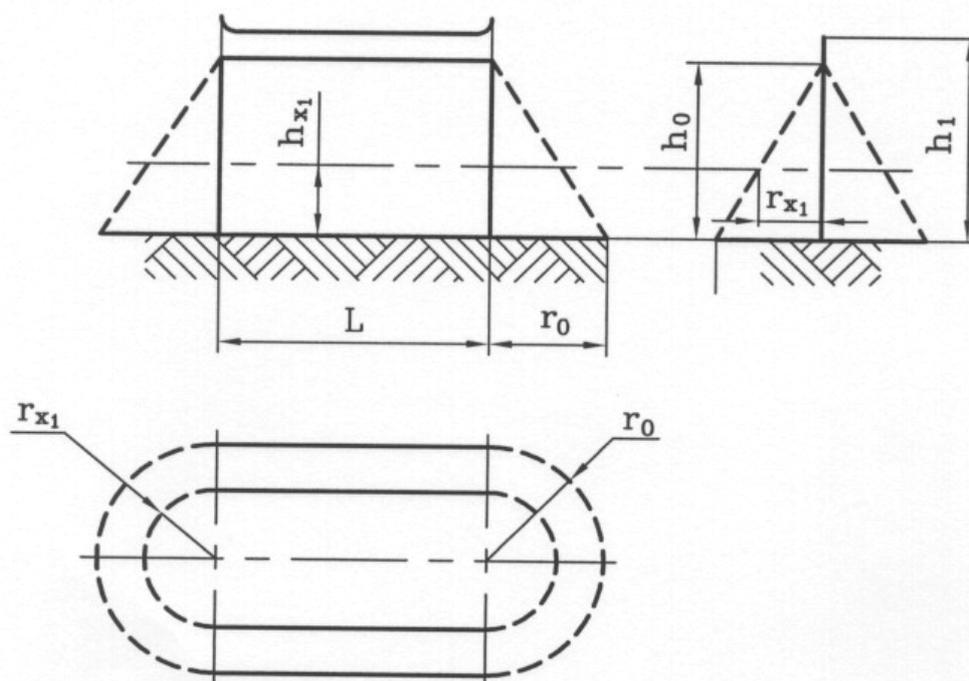


Рисунок 3. Зона защиты одиночного тросового молниеотвода

В таблице 2 приведены расчетные формулы зон защиты одиночного тросового молниеотвода высотой до 150 м. Под “ $h$ ” понимается минимальная высота троса над уровнем земли (с учетом провеса).

Полуширина  $r_x$  зоны защиты требуемой надежности на высоте  $h_x$  от поверхности земли определяется выражением:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} \quad (3)$$

При необходимости расширить защищаемый объем к торцам зоны защиты собственно тросового молниеотвода могут добавляться зоны защиты несущих опор, которые рассчитываются по формулам одиночных стержневых молниеотводов в соответствии с таблицей 1.

В таблице 2 приведены формулы для расчета зоны защиты одиночного тросового молниеотвода.

Расчет зоны защиты одиночного тросового молниеотвода

Таблица 2

Надежность защиты $P_3$	Высота молниеотвода $h$ , м	Высота конуса $h_0$ , м	Радиус конуса $r_0$ , м
0,9	От 0 до 150	0,87h	1,5h
0,99	От 0 до 30	0,8h	0,95h
	От 30 до 100	0,8h	$[0,95-7,14 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$
	От 100 до 150	0,8h	$[0,9 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$
0,999	От 0 до 30	0,7h	0,7h
	От 30 до 100	$[0,75-4,28 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$	$[0,7-1,43 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$
	От 100 до 150	$[0,72 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$	$[0,6 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$

Стержневой молниеотвод считается двойным когда расстояние между стержневыми молниеотводами  $L$  не превышает предельной величины  $L_{max}$ . В противном случае оба молниеотвода рассматриваются как одиночные.

Конфигурация вертикальных и горизонтальных сечений зон защиты двойного стержневого молниеотвода (высотой  $h$  и расстоянием  $L$  между молниеотводами) представлена на рисунке 4. Построение внешних областей зон двойного молниеотвода (полуконусов с габаритами  $h_0$ ,  $r_0$ ) производится в соответствии с формулами таблицы 1.

Размеры внутренних областей определяются параметрами  $h_0$  и  $h_c$ , первый из которых задает максимальную высоту зоны непосредственно у молниеотвода, а второй – минимальную высоту зоны посередине между молниеотводами. При расстоянии между молниеотводами  $L \leq L_c$  граница зоны не имеет провеса ( $h_c = h_0$ ). Для расстояний  $L_c \leq L \leq L_{max}$  высота  $h_c$  определяется по выражению:

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} \quad (4)$$

Входящие в него предельные расстояния вычисляются по формулам таблицы 3.

Формулы расчета зоны защиты двойного стержневого молниеотвода

Таблица 3

Надежность защиты $P_3$	Высота молниеотвода $h$ , м	$L_{max}$ , м	$L_c$ , м
0,9	От 0 до 30	5,75h	2,5h
	От 30 до 100	$[5,75-3,57 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$	2,5h
	От 100 до 150	5,5h	2,5h
0,99	От 0 до 30	4,75h	2,25h
	От 30 до 100	$[4,75-3,57 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$	$[2,25-0,0107(h-30)]h$
	От 100 до 150	4,5h	1,5h
0,999	От 0 до 30	4,25h	2,25h
	От 30 до 100	$[4,25-3,57 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$	$[2,25-0,0107(h-30)]h$
	От 100 до 150	4h	1,5h

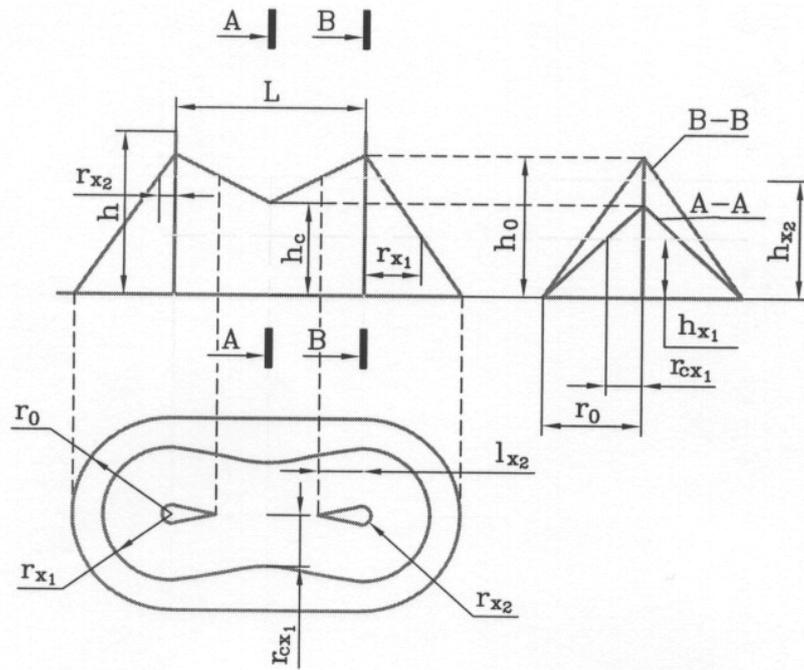


Рисунок 4. Зона защиты двойного стержневого молниеотвода

Тросовый молниеотвод считается двойным, когда расстояние между тросами не превышает предельной величины  $L_{\max}$ , в противном случае оба молниеотвода рассматриваются как одиночные. Конфигурация вертикальных и горизонтальных сечений стандартных зон защиты двойного тросового молниеотвода (высотой  $h$  и расстоянием между тросами  $L$ ) представлена на рисунке 5.

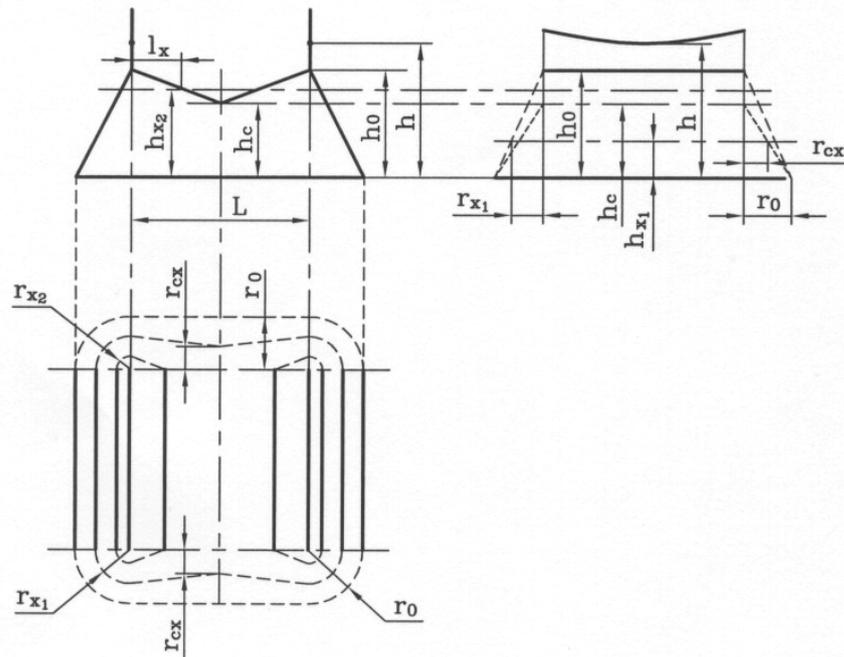


Рисунок 5. Зона защиты двойного тросового молниеотвода

Построение внешних областей зон (двух односкатных поверхностей с габаритами  $h_0, r_0$ ) производится по формулам таблицы 4 для одиночных тросовых молниеотводов.

Размеры внутренних областей определяются параметрами  $h_0$  и  $h_c$ , первый из которых задает максимальную высоту непосредственно у тросов, а второй – минимальную высоту зоны посередине между тросами. При расстоянии между тросами  $L \leq L_c$ , граница зоны не имеет провеса ( $h_0 = h_c$ ). Для расстояний  $L_c \leq L \leq L_{max}$  высота  $h_c$  определяется по выражению 5:

$$h_c = \frac{L_{max} - L}{L_{max} - L_c} h_0 \quad (5)$$

Входящие в него предельные расстояния  $L_{max}$  и  $L_c$  вычисляются по формулам таблицы 4.

Длина горизонтального сечения зоны защиты на высоте  $h_x$  определяется по формулам 6, 6а:

$$I_x = L/2 \text{ при } h_1 < h_2 \quad (6)$$

$$I_x = \frac{L(h_0 - h_x)}{2(h_0 - h_c)}, \text{ при } 0 < h_c < h_x \quad (6a)$$

Для расширения защищаемого объема на зону двойного тросового молниеотвода может быть положена зона защиты опор, несущих тросы, которая строится как зона двойного стержневого молниеотвода, если расстояние  $L$  между опорами меньше вычисленного по формулам таблицы 3. В противном случае опоры должны рассматриваться как одиночные стержневые молниеотводы.

Расчет параметров зоны защиты двойного тросового молниеотвода

Таблица 4

Надежность защиты $P_3$	Высота молниеотвода $h$ , м	$L_{max}$ , м	$L_c$ , м
0,9	От 0 до 150	$6h$	$3h$
0,99	От 0 до 30	$5h$	$2,5h$
	От 30 до 100	$5h$	$[2,5-7,14 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$
	От 100 до 150	$[5-5 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$	$[2 \cdot 5 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$
0,999	От 0 до 30	$4,75h$	$2,25h$
	От 30 до 100	$[4,75-3,57 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$	$[2,25-3,5 \cdot 10^{-3}(h-30)]h$
	От 100 до 150	$[4,5-5 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$	$[2 \cdot 5 \cdot 10^{-3}(h-100)]h$

## **2 Защита электрических кабельных линий передачи, магистральной и внутризоновых сетей связи**

На вновь проектируемых кабельных линиях связи защитные мероприятия следует предусматривать в обязательном порядке на тех участках, где вероятное число опасных ударов молнии (вероятная плотность повреждений) в кабелях превышает допустимое число указанное в таблице 5.

Допустимое число опасных ударов молнии на 100 км трассы в год для оптических кабелей связи

Таблица 5

Назначение кабеля	При удельном сопротивлении грунта более 500 Ом·м	При удельном сопротивлении грунта менее 500 Ом·м
Кабели магистральной сети связи	0,1	0,2
Кабели внутризоновой сети связи	0,3	0,5

При проектировании оптических линий передачи предусматривается использование кабелей, имеющих категорию по молниестойкости не ниже приведенных в таблице 6. В этом случае при прокладке кабелей на открытой местности защитные меры применяются крайне редко, только в районах с высоким удельным сопротивлением грунта и повышенной грозовой деятельностью.

Рекомендуемые категории по молниестойкости оптических кабельных линий

Таблица 6

Районы	Для магистральной сети связи	Для внутризоновой сети связи
С удельным сопротивлением грунта до 1000 Ом·м	I-III	I-IV
С удельным сопротивлением грунта более 1000 Ом·м	I, II	I-III

На существующих оптических кабельных линиях защитные мероприятия осуществляются на тех участках, где произошли повреждения от ударов молнии, и они должны охватывать не менее 100 м в каждую сторону от места повреждения. В этих случаях необходимо предусмотреть прокладку защитных проводов.

### ***3 Грозозащита воздушных линий электропередач (ВЛ) напряжением 110-750 кВ от прямых ударов молнии***

Показателем грозоупорности ВЛ является число ее грозовых отключений. В эксплуатации в зависимости от рассматриваемой задачи могут использоваться:

- удельное число грозовых отключений  $n_{г}$ , рассчитанное на 100 км и 100 грозовых часов в год. Этот показатель обычно используется для сравнения показателей грозоупорности ВЛ, различающихся по конструктивному исполнению и классу номинального напряжения;

- удельное число грозовых отключений  $n'_{г}$  на 100 км и один год эксплуатации. Этот показатель удобен для сопоставления грозоупорности ВЛ в одной энергосистеме;

- абсолютное число грозовых отключений  $N_{г}$ , рассчитанное на фактическую длину ВЛ ( $L$ ) и фактическую интенсивность грозовой деятельности, т.е. число грозовых отключений за анализируемый период, отнесенное к продолжительности этого периода в годах. Этот показатель необходим при выборе средств грозозащиты или при сопоставлении расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности.

На ВЛ, защищенной тросом, возможны грозовые отключения от ударов в опору ( $n_{оп}$ ), трос ( $n_{тр}$ ) и прорыва молнии на провод ( $n_{пр}$ ). При ударе в опору возникают обратные перекрытия линейной изоляции из-за перенапряжений, возникающих при протекании тока молнии по опоре. По последствиям для изоляции к этой категории относятся и удары в прилегающие к опоре участки троса.

При ударе молнии в трос в середине пролета возникают перенапряжения трос-провод и после пробега по пролету и стекании тока молнии по опоре, на линейной изоляции.

Расстояние между тросом и проводом в середине пролета нормируется ПУЭ по условиям грозозащиты в зависимости от длины пролета: до и после прихода в точку удара волны перенапряжений, отраженной от опоры с противоположным знаком, напряжение на воздушном промежутке не должно достигать его пробивного значения.

Критические значения тока молнии, приводящие к перекрытию линейной изоляции, при прорывах молнии на провода невелики: изоляция ВЛ 110-330 кВ перекрывается при амплитуде тока молнии от 3 до 10 кА и выше, для изоляции 750 кВ опасен ток молнии от 15-35 кА. Практически каждый удар молнии в провод ВЛ-110 кВ вызывает перекрытие изоляции, опасным для ВЛ-750 кВ является 30-40% разрядов молнии. Высокая импульсная прочность изоляции ВЛ-750 кВ не обеспечивает их грозоупорности при прорыве молнии на провод.

Обратные перекрытия возникают при значительно большей амплитуде тока молнии. При удалении точки удара молнии от опоры к середине пролета вероятность обратного перекрытия уменьшается из-за распределения тока мол-

нии между двумя опорами, снижения крутизны тока за счет потерь на импульсную корону.

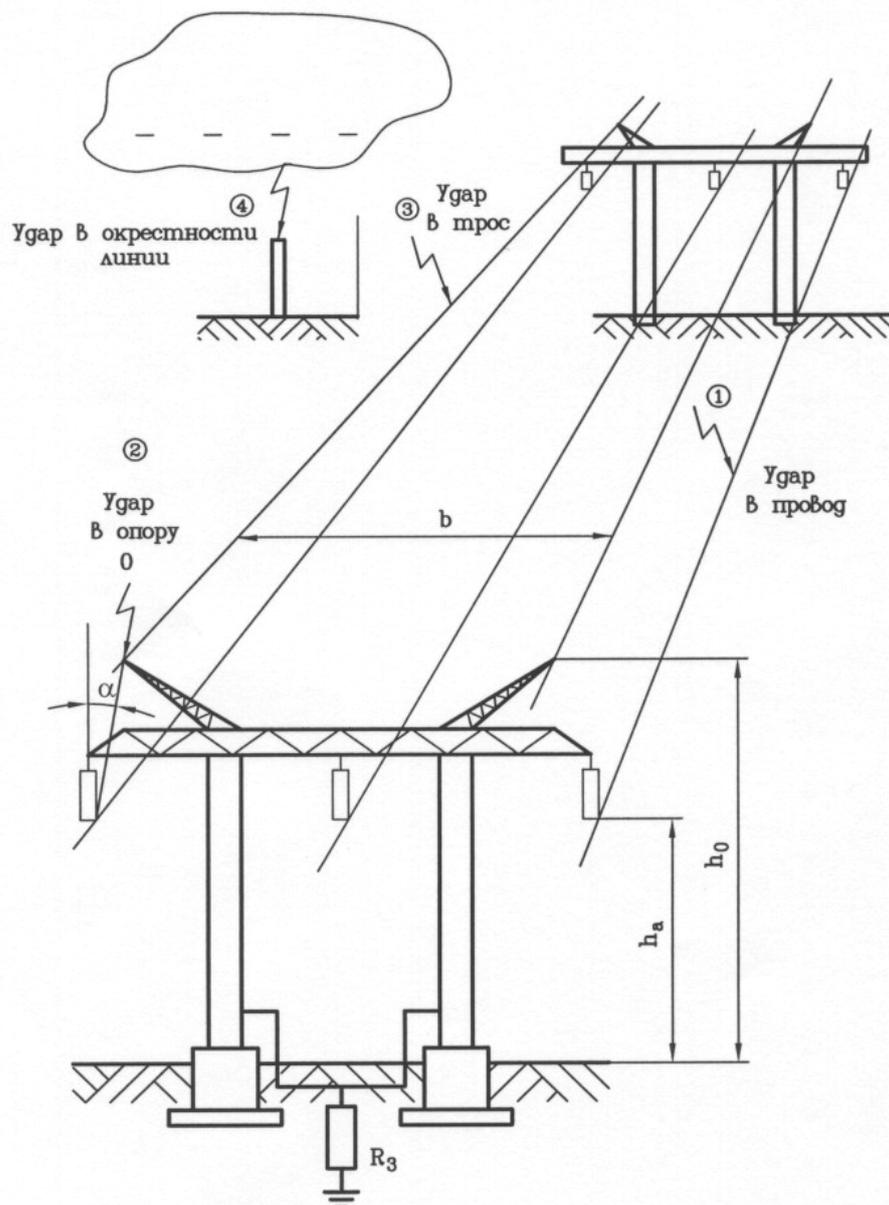


Рисунок 6. Расчетные случаи грозового поражения линии с тросами

1. Удар молнии в провод с последующим перекрытием с провода на опору или между проводами.
2. Удар молнии в вершину опоры с последующим перекрытием с опоры на провод.
3. Удар молнии в пролет троса с последующим перекрытием с троса на провод или на землю.
4. Удар молнии вблизи ВЛ, сопровождающийся появлением перекрытий вследствие индуктированных перенапряжений.

Вероятность прорыва молнии на провода зависит от числа и расположения тросов относительно проводов (угла защиты  $\alpha$  и превышения троса над

проводом  $\Delta h$ ) и высоты опоры  $h_{\text{оп}}$ . Эффективность тросовой защиты от прорывов возрастает с уменьшением  $h_{\text{оп}}$  и угла  $\alpha$ , и с увеличением  $\Delta h$ .

Переход к отрицательным защитным углам  $\alpha$  смещение тросов за пределы расположения проводов существенно снижает вероятность прорыва молнии сверху на средний провод. Оптимальным является величина  $\alpha=20^\circ-30^\circ$ . На рисунке 6 приведены случаи грозового поражения линии с тросом.

На вероятность обратного перекрытия изоляции влияют следующие параметры:

- импульсная прочность изоляции, зависящая от класса номинального напряжения ВЛ;

- тип и размеры опоры: с увеличением высоты опоры возрастает поражаемость опоры разрядами молнии и увеличивается индуктивность опоры; одностоечные опоры имеют большую индуктивность, чем порталные или опоры с оттяжками;

- тросовая защита: подвеска троса за счет электрического экранирования снижает разность потенциалов на линейной изоляции и уменьшает долю тока молнии, стекающего по опоре, что способствует снижению падения напряжения на индуктивности и сопротивлении заземлений опоры;

- сопротивление заземления опоры (уменьшение сопротивления заземления  $R_3$  приводит к снижению перенапряжений на изоляции ВЛ). Наиболее жесткие требования следует предъявлять к  $R_3$  для ВЛ-110 кВ, выполняемых на одностоечных опорах и имеющих невысокую импульсную прочность изоляции.

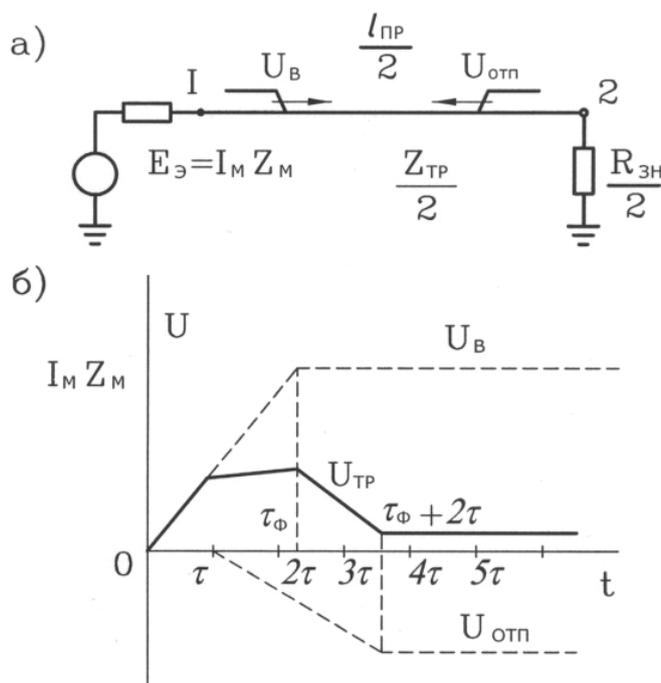


Рисунок 7. Упрощенная эквивалентная схема (а) и график напряжения на тросе (б) при ударе молнии в трос в середине пролета

На рисунке 7 приведена эквивалентная схема при ударе молнии в трос.

При стекании тока молнии происходит изменение значения сопротивления заземления по сравнению с измеренным на частоте 50 Гц вследствие нелинейного удельного сопротивления грунта при импульсном воздействии, процесса искрообразования при стекании тока, приводящего к пробоем грунта в приэлектродной зоне, а также индуктивности и емкости заземляющего контура.

Степень влияния эффекта искрообразования на показатели грозоупорности зависят от электрофизических характеристик грунта и конструкции заземлителя: во влажных глинистых грунтах, имеющих значительную нелинейность, снижение сопротивления заземления может быть и без искрообразования искровой зоны, в сухих песчаных грунтах снижение  $R_3$  будет происходить за счет пробоя грунта и образования искровой зоны, в плохо проводящих грунтах интенсивность искрообразования возрастает, но при использовании в них протяженных заземлителей, искрообразование будет компенсироваться увеличением  $R_3$  из-за его индуктивности, для сосредоточенных заземлителей необходимо считаться с емкостью заземляющего контура.

ВЛ напряжением 110 кВ из-за низкой импульсной прочности линейной изоляции имеют невысокую грозоупорность: при ударе молнии в опору обратное перекрытие будет происходить уже при небольших значениях импульсного тока без интенсивного искрообразования вокруг заземлителя, т.е. при импульсном  $R_3$  мало отличающемся от стационарного. Поэтому наиболее эффективным для этих ВЛ будут мероприятия по снижению  $R_3$  при частоте 50 Гц.

ВЛ 220-330 В имеют более высокую грозоупорность, а доля отключений от обратных перекрытий превышает на этих ВЛ долю отключений от прорывов. Развитие искровой зоны у этих ВЛ будет происходить еще до перекрытия изоляции, поэтому для этих ВЛ необходимо более точно определить  $R_3$  на частоте 50 Гц, а также учитывать искрообразование в грунте.

Конструктивные особенности ВЛ-750 кВ, высокая импульсная прочность линейной изоляции, порталные опоры, два троса, небольшие значения  $R_3$  при частоте 50 гц обеспечивают высокую грозоупорность при ударе молнии в опору без возникновения интенсивной искровой зоны. Поэтому для расчета грозоупорности можно пользоваться значением  $R_3$  при частоте 50 Гц.

Учитывая выше изложенное, применение измерительного комплекса для определения импульсного сопротивления контуров заземления “ИК-1” не имеет практического значения, так как на ВЛ 110 кВ и 750 кВ в этом нет необходимости, а для ВЛ 220-330 кВ необходим пересчет измеренного сопротивления по формуле:

$$R_{и} = R_{изм} \cdot K_{и} , \quad (7)$$

где  $R_{и}$  – импульсное сопротивление контура заземления;

$K_{и}$  – коэффициент пересчета;

$R_{изм}$  – измеренное значение контура заземления.

$$K_{и} = \sqrt{\frac{1500 \sqrt{S}}{L(\rho + 320)(I_{м} + 45)}} , \quad (8)$$

где  $S$  – площадь заземлителя;

$\rho$  – удельное сопротивление грунта Ом·м;

$I_{м}$  – ток молнии, при котором начинается искрообразование (эта величина неопределенная).

Прибор “ИК-1” в РБ не аттестован.

Абсолютное допустимое число грозовых отключений ВЛ по условию полного исчерпания коммутационного ресурса выключателя в межремонтный период рассчитывается по формуле:

$$N_{доп} = N_0 \beta_{г} \frac{1}{T_{пр}(2 - K_{АПВ})} \cdot K_{в} , \quad (9)$$

где  $N_0$  – допустимое без ремонта выключателя количество отключений номинального тока короткого замыкания;

$T_{пр}$  – средняя периодичность планового капитального ремонта выключателей (при отсутствии местных инструкций принимаются: для масляных выключателей – 8 лет, воздушных – 4 года, элегазовых – 12 лет);

$\beta_{г}$  – отношение числа грозовых отключений к общему числу автоматических отключений. При отсутствии опытных данных  $\beta_{г}$  можно принять равным: для ВЛ-110 кВ – 0,1, для ВЛ-220 кВ – 0,13, для ВЛ-330 кВ – 0,15, для ВЛ-750 кВ – 0,2;

$K_{АПВ}$  – коэффициент успешности автоматического повторного включения при грозовых отключениях. Для ВЛ-110-330 кВ он равен 0,6 – 0,8;

$K_{в}$  – коэффициент, учитывающий условия эксплуатации выключателя, длину ВЛ, значение действительного тока короткого замыкания, остаточный ресурс выключателя. С допустимыми погрешностями  $K_{в}$  можно принять: для ВЛ-110 кВ с масляными выключателями равным 10, для воздушных выключателей – 15, для элегазовых выключателей – 20.

Для сравнения грозоупорности ВЛ одного напряжения в одном энергообъединении рекомендуется определение удельного, т.е. приведенного к 100 м и 100 часам грозовой деятельности, числа отключений за год, определяемое по формуле:

$$N_{пр} = N \cdot \frac{N_{гг} \cdot L}{10^4} , \quad (10)$$

где  $N_{гг}$  – число часов грозовой деятельности в год;

$L$  – длина ВЛ в км;  $N$  – число грозовых отключений в год.

В качестве основных средств грозозащиты на ВЛ-110-750 кВ используются:

- подвеска заземленных тросов;
- снижение сопротивления заземления опор;
- повышение импульсной прочности линейной изоляции;
- защита отдельных опор и участков с ослабленной изоляцией;
- ограничители перенапряжений (ОПН).

Дополнительным средством повышения надежности и бесперебойности работы ВЛ является автоматическое повторное включение, в особенности быстродействующие (БАПВ).

Подвеска заземленных тросов позволяет уменьшить число ударов молнии в провода, представляющих наибольшую опасность для ВЛ. Значительно повышают грозоупорность ВЛ опоры, имеющие горизонтальное расположение фаз (например порталного типа) на порталных опорах для уменьшения угла  $\alpha$  применяются два грозозащитных троса.

При заземленных тросах на каждой опоре ВЛ-220-750 кВ возникают замкнутые контуры, в которых под влиянием магнитного поля рабочего тока наводятся э.д.с. и начинают протекать паразитные токи. Для уменьшения связанных с этим потерь электрической энергии тросы заземляют лишь на конце анкерного пролета, а на промежуточных опорах трос подвешивают на изоляторах, зашунтированных искровым промежутком равным 40 мм. При грозовых перенапряжениях эти промежутки пробиваются, и трос оказывается практически заземленным на каждой опоре.

Последнее время появилась тенденция не защищать ВЛ-110 В на бетонных и металлических опорах тросами, это вызывает более частое срабатывание устройств АПВ, увеличивает число опасных влияний на линии связи, уменьшает периодичность проведения капитальных ремонтов выключателей, возрастает также вероятность протекания больших токов через заземляющие устройства подстанций.

В обычных грунтах с удельным сопротивлением не более 100-300 Ом·м выполнение заземлений с достаточно низким сопротивлением не вызывает больших трудностей. В грунтах с большим удельным сопротивлением для этого приходится применять глубинные вертикальные заземлители, достигающие хорошо проводящие слои грунта, или горизонтальные (лучевые) заземлители длиной до 60 м. Прокладка параллельных лучей нецелесообразна из-за снижения коэффициента их использования вследствие их взаимного экранирования. При применении двух лучей их надо направлять в противоположные стороны вдоль оси ВЛ. Электромагнитная связь между проводами ВЛ и лучами в земле не оказывает влияния на эффективность заземлителя.

Дополнительным средством повышения грозоупорности ВЛ могут служить ОПН, устанавливаемые непосредственно на опорах.

#### **4 Грозозащита ВЛ 6-35 кВ**

Применение грозозащитного троса на ВЛ 6-35 В малоэффективно из-за низкой импульсной прочности линейной изоляции и, соответственно, высокой вероятности обратного перекрытия при ударе в опору и трос. Только на ВЛ-35 кВ на подходе к подстанциям подвешивается грозозащитный трос для защиты подстанционного оборудования от волн, набегающих с ВЛ.

К мероприятиям, увеличивающим грозоупорность ВЛ 6-35 кВ, относятся:

- использование изолированной нейтрали;
- компенсация токов однофазного замыкания на землю;
- автоматическое повторное включение.

Грозоупорность ВЛ 6-35 кВ существенно повышается при использовании для подвески нижних проводов изоляционных траверс из пластических материалов, так как на этих линиях большой удельный вес отключений от индуцированных перенапряжений.

В последние годы все чаще на ВЛ 6-35 кВ для защиты ослабленных мест устанавливаются ОПН. Отдельные места ВЛ требуют дополнительных мер защиты. К таким местам относятся:

- пересечения ВЛ между собой и с линиями связи;
- опоры ВЛ со сниженной импульсной прочностью изоляции;
- высокие переходные опоры;
- ответвления к подстанциям на отпайках и секционирующие разъединители на опорах.

Защита пересечения ВЛ вызвана необходимостью предотвратить тяжелые аварии в случае грозового перекрытия с верхней ВЛ на нижнюю ВЛ или линию связи. Наибольшую опасность представляет удар молнии в пролет пересечения. Поэтому в пролете пересечения целесообразно снять трос с нижней ВЛ и выбрать точку пересечения дальше от середины пролета верхней ВЛ.

При ударе молнии в линию или вблизи нее на проводах линии возникает грозовое перенапряжение, под воздействием которого изоляция линии может перекрыться. При заданном номинальном напряжении вероятность возникновения дуги ( $R_d$ ) приблизительно обратно пропорциональна длине пути перекрытия и определяется по формуле:

$$R_d = (1,59E - 6) \cdot 10^{-2}, \quad (11)$$

где  $E = U_{\phi}/l$  – средняя напряженность электрического поля вдоль пути перекрытия;

$U_{\phi}$  – фазное напряжение сети;

$l$  – длина пути перекрытия, м.

Поэтому за счет увеличения  $l$  можно снизить вероятность установления силовой дуги и, следовательно, сократить число отключений линии. Этот принцип используется в длинноискровых разрядниках (РДИ).

Разрядный элемент РДИ, вдоль которого развивается скользящий разряд, имеет длину в несколько раз превышающую длину защищаемого изолятора линии. Конструктивные особенности РДИ обеспечивают его более низкую им-

пульсную прочность по сравнению с защищаемой изоляцией. Главной особенностью РДИ является то, что вследствие большой длины импульсного грозового перекрытия, вероятность установления дуги короткого замыкания сводится к нулю. Упрощенная эквивалентная схема скользящего разряда на поверхности твердого диэлектрика приведена на рисунке 8.

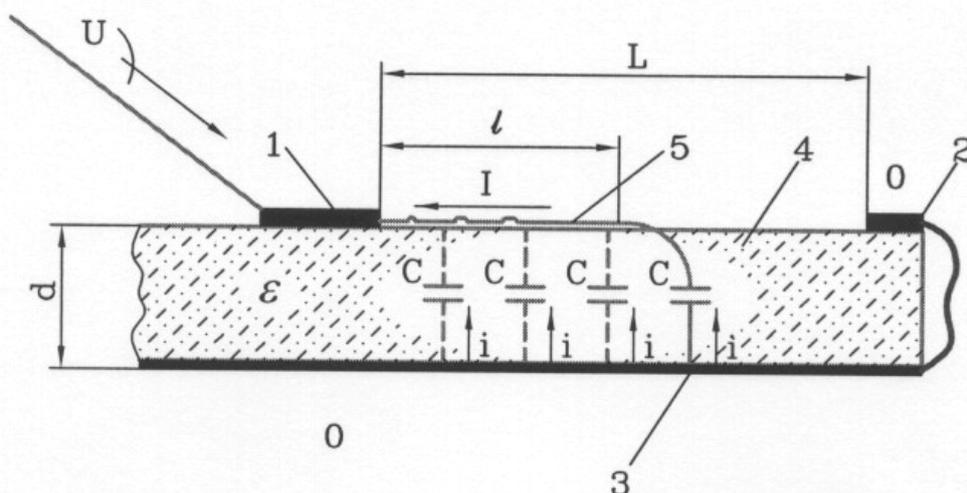


Рисунок 8. Эквивалентная схема скользящего разряда:

1 – электрод, находящийся под потенциалом  $U$ ; 2 – электрод, находящийся под потенциалом  $0$ ; 3 - проводящая подложка, находящаяся под потенциалом  $0$ ; 4 – твердая изоляция; 5 – канал разряда.

Электроды 1 и 2, между которыми развивается разряд, расположены на поверхности твердого диэлектрика 4, к электроду 1 прикладывается импульс высокого напряжения  $U$ , а электрод 2 заземляется. На противоположной поверхности твердого диэлектрика 4 расположена проводящая подложка 3, гальванически связанная с электродом 2. Таким образом напряжение  $U$ , приложенное к электродам 1 и 2, также приложено между электродами 1 и 3. Вследствие малой толщины диэлектрика наличие подложки 3 обеспечивает весьма высокие значения напряженности электрического поля на поверхности электрода 1. При достижении начальной напряженности коронного разряда с электрода 1 начинает развиваться коронный разряд.

Падение напряжения на канале скользящего разряда невелико, поэтому длина его резко увеличивается с ростом напряжения и процесс завершается полным перекрытием промежутка. Разрядное напряжение слабо зависит от расстояния между электродами, т.е. весьма большое расстояние может быть перекрыто скользящим разрядом при относительно небольшом напряжении.

На рисунке 9 показан РДИ, установленный на опоре ВЛ 10 кВ. Металлический стержень, покрытый слоем изоляции, согнут в виде петли 1 и укреплен при помощи зажима 2 к штырю изолятора 7. В средней части петли 1 поверх изоляции установлена металлическая трубка 4. Разрядник устанавливается так, чтобы между проводом 5 и трубкой обеспечивался воздушный промежуток  $S$ .

Петля имеет тот же потенциал, что и опора. Вследствии относительно большой емкости между металлической трубкой 4 и металлической жилой петли 1 всё перенапряжение, приложенное между проводом 5 и опорой 8, оказывается приложенным между проводом 5 и трубкой 4. Под действием приложенного перенапряжения с трубки 4 вдоль поверхности изоляции петли развивается скользящий разряд 6 по одному или по обоим плечам петли 1 до тех пор, пока он не замкнется на узле крепления 2, гальванически связанном с опорой 8. При токах к.з. менее 300 А силовая дуга не образуется, и ВЛ продолжает работать без отключения.

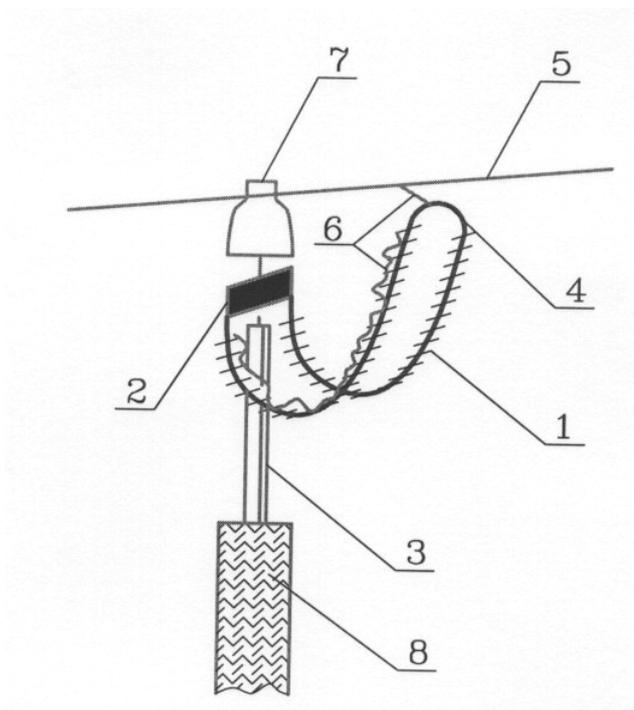


Рисунок 9. РДИ в виде петли (РДИ 10-П) на опоре:

1 – металлическая петля, покрытая изоляцией; 2 – узел крепления; 3 – металлический оголовник опоры; 4 – металлическая трубка; 5 – провод линии; 6 – канал разряда; 7 - изолятор; 8 – столб опоры.

Эффективным методом защиты от прямых ударов молнии ВЛ 6-10 кВ является:

- применение опор, обеспечивающих расположение проводов по треугольнику;
- параллельно изолятору устанавливать РДИ;
- на верхнюю фазу устанавливать РДИ с относительно небольшой длиной перекрытия (например 1 м для ВЛ 10 кВ);

На нижние фазы установить РДИ с длиной перекрытия по 2 м.

Установка РДИ обеспечит также защиту от индуктированных перенапряжений.

### **5 Защита ОРУ электростанций и подстанций 6-750 кВ от грозовых перенапряжений**

Эффективность защиты от грозových перенапряжений внутренней изоляции подстанционного оборудования должна быть значительно более высокой по сравнению с воздушной и линейной изоляцией ВЛ, так как внутренняя изоляция оборудования подстанций имеет небольшие запасы по отношению к импульсным испытательным напряжениям и не обладает свойством самовосстановления после грозового перекрытия.

Защита оборудования подстанций от прямых ударов молнии обеспечивается системой стержневых и тросовых молниеотводов. Наибольшая надежность грозозащиты должна обеспечиваться следующим объектам: открытое распределительное устройство (ОРУ) вместе с его шинными мостами и гибкими связями, зданиям машинного зала и закрытого распределительного устройства (ЗРУ), резервуарам с горючими жидкостями или газами, места хранения баллонов с водородом, градирням, дымовым трубам, электролизной.

Установка молниеотводов на зданиях ЗРУ не является обязательной. В случае выполнения кровли из металла или применении металлических несущих конструкций достаточно заземлить металлические части кровли. Плоскую неметаллическую или железобетонную кровлю защищают наложением молниеприемной сварной сетки из стальной проволоки непосредственно на кровлю или под слой негорючего утеплителя или гидроизоляции. При этом для предотвращения нежелательной разницы потенциалов между различными металлическими элементами они должны быть соединены между собой.

Наиболее простым и дешевым решением является расположение молниеотводов на металлических (железобетонных) конструкциях ОРУ. При такой схеме молниезащиты для ОРУ 35-110 кВ следует предусматривать меры по предотвращению обратных перекрытий.

Если при установке молниеотводов на конструкциях ОРУ необходимая грозоупорность не может быть достигнута или порталы не рассчитаны на установку молниеотводов, грозозащиту следует выполнять отдельно стоящими молниеотводами с обособленными заземлителями, которые при хороших грунтах допускается подключать к контуру ЗУ подстанции. Сопротивление заземления молниеотвода при этом определяется сопротивлением части контура подстанции в радиусе 20 м от места присоединения к нему заземляющего спуска молниеотвода, причем должны быть учтены требования по магнитной совместимости.

Расстояние по воздуху  $L_B$  от отдельно стоящего молниеотвода с обособленным заземлителем до токоведущих частей ОРУ должно удовлетворять расстояниям, рассчитанным по формуле 12, но не менее 5 м.

$$L_B \geq (0,12R_3 + 0,1H_B), \quad (12)$$

где  $H_B$  – высота до точки возможного перекрытия над уровнем земли, м;  
 $R_3$  – сопротивление ЗУ.

В грунтах с низкой проводимостью соединение заземлителя отдельно стоящего молниеотвода с контуров подстанции не допускается. Для предотвращения выноса высокого потенциала расстояние  $L_3$  между обособленным за-

землителем отдельно стоящего молниеотвода и ближайшей к нему точкой заземляющего контура подстанции, ЗРУ, зданий и сооружений следует определять из условия:

$$L_3 \geq 0,2R_3, \text{ но не менее } L_3 \geq 3 \text{ м.} \quad (13)$$

$R_3$  – сопротивление ЗУ отдельно стоящего молниеотвода, значение которого должно быть не более 80 Ом.

На трансформаторных порталах не рекомендуется устанавливать стержневые молниеотводы. Особенно опасно это при  $r > 350$  Ом·м, так как возможны перекрытия с бака трансформатора, соединенного с ЗУ, на обмотки.

Заземляющие проводники укладывают у стойки конструкции, на которой установлен молниеотвод, расходящимися в трех разных направлениях, чтобы ослабить экранирование и уменьшить коэффициент импульса заземлителя. Для снижения импульсного сопротивления заземления молниеотвода на расстоянии не более 3-5 м от места его присоединения к заземлителю устанавливают дополнительные заземляющие электроды.

При установке молниеотвода на трансформаторном портале необходимо достаточное удаление между местами присоединения к заземляющему контуру молниеотвода и бака трансформатора (не менее 15 м), кроме того рекомендуется приблизить точки подключения разрядников и ОПН к вводам трансформаторов, особенно НН. Эти меры направлены на предотвращение обратных перекрытий с бака трансформатора на обмотки, которые могут быть заземлены в другой точке (нейтрали трансформаторов) и не участвовать в импульсном подъеме потенциала бака трансформатора и протекании тока молнии по его заземлителю.

## ***6 Защита подстанций и электростанций от грозовых волн, набегających с линий электропередачи***

При большой крутизне набегающей на подстанцию волны мгновенные значения и амплитуды напряжения в различных точках ее схемы оказываются различными.

На подходе к ПС грозовые волны возникают при прорыве молнии на провода, или при обратных перекрытиях линейной изоляции при ударе молнии в опоры, тросы. Амплитуда грозовых волн в точке удара при прорывах молнии на провода ограничена импульсной прочностью линейной изоляции, а при обратных перекрытиях зависит от момента перекрытия (на фронте или хвосте волны) и падения напряжения на сопротивлении заземления и индуктивности опоры. При прорывах на проводах могут появляться полные и срезанные волны.

Полные волны более опасны, так как срезанные быстро затухают за счет потерь энергии на импульсную корону. При обратных перекрытиях на проводах возникают волны с отвесным фронтом, опасным для межвитковой изоляции трансформаторов и реакторов.

Одним из условий обеспечения надежности грозозащиты ПС является следующая координация прочности изоляции подстанционного оборудования и характеристик защитных аппаратов, определяемая по формуле:

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{ост}} + \Delta U_{\text{к}}, \quad (14)$$

где  $U_{\text{ост}}$  – остающееся напряжение на защитном аппарате при нормированном импульсном токе;

$\Delta U_{\text{к}}$  – координационный интервал, кВ.

Перенапряжения на оборудовании, в непосредственной близости к которому установлен защитный аппарат, практически совпадают с напряжением на защитном аппарате и определяются его характеристиками, амплитудой и формой протекающего через него тока. Перенапряжения на оборудовании, удаленном на некоторое расстояние от защитного аппарата, превышают напряжение на защитном аппарате вследствие многократных преломлений и отражений грозовых импульсов в узловых точках подстанции. Это превышение зависит от крутизны фронта, амплитуды набегающего на подстанцию импульсного напряжения и параметров схемы подстанции: количества установленных защитных аппаратов и расстояний от них до защищаемого оборудования, волнового сопротивления ошиновки и входных емкостей аппаратов ближайших участков, количества подключенных к ней ВЛ.

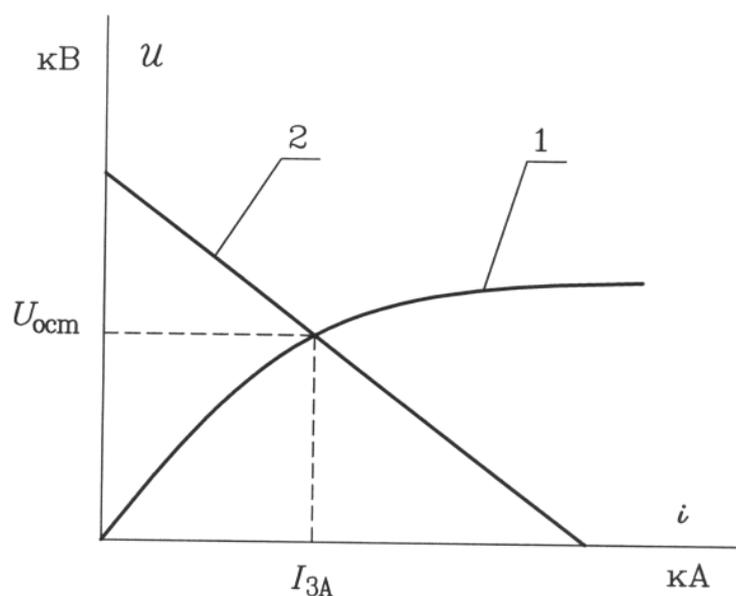


Рисунок 10. Графическое определение тока через защитный аппарат: 1 – вольт-амперная характеристика защитного аппарата; 2 – зависимость  $u=2U_a-iz$ .

Достаточность координационного интервала проверяется путем сопоставления тока, протекающего через защитный аппарат  $I_{\text{ЗА}}$ , с нормированным током координации.

$I_{\text{ЗА}}$  можно определить по формуле:

$$I_{3A} = \frac{2U_a - U_{ост}}{Z}, \quad (15)$$

где  $Z$  – волновое сопротивление провода;

$U_a$  – амплитудное значение грозового импульса, равное 50 % - ному разрядному напряжению линейной изоляции.

$Z_B$  одиночного провода примерно равно 400 Ом, в пучке – 250 Ом.

Для выполнения условия формулы 14  $I_{3A}$  должен быть меньше нормированного.

Графическое построение для определения тока  $I_{3A}$  и соответствующего ему  $U_{ост}$  приведено на рисунках 10 и 11.

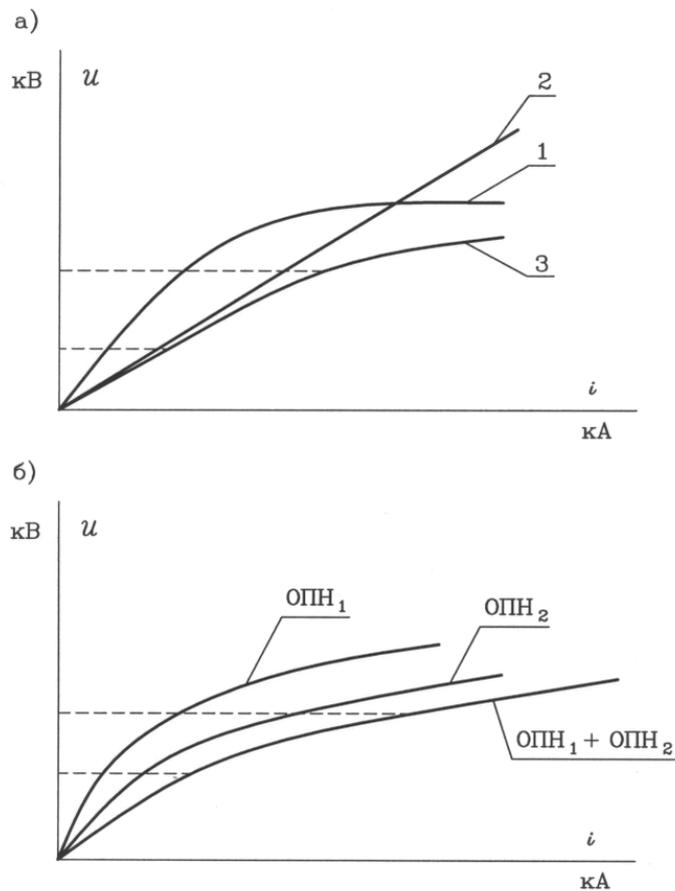


Рисунок 11. Построение обобщающей вольт-амперной характеристики: а) сложение вольт-амперных характеристик защитного аппарата и волнового сопротивления отходящей линии; 1 – вольт-амперная характеристика защитного аппарата (ОПН<sub>1</sub>); 2 - вольт-амперная характеристика волнового сопротивления отходящей линии; 3 – обобщающая вольт-амперная характеристика; б) сложение вольт-амперных характеристик нескольких защитных аппаратов, установленных в РУ.

Перенапряжения в точках подстанций, расположенных по движению волны за защитным аппаратом имеют вид импульса униполярной формы, пе-

риод затухающих колебаний, наложенных на остающиеся напряжения защитного аппарата, зависит от параметров схемы подстанции.

Характерная форма грозовых перенапряжений приведена на рисунке 12.

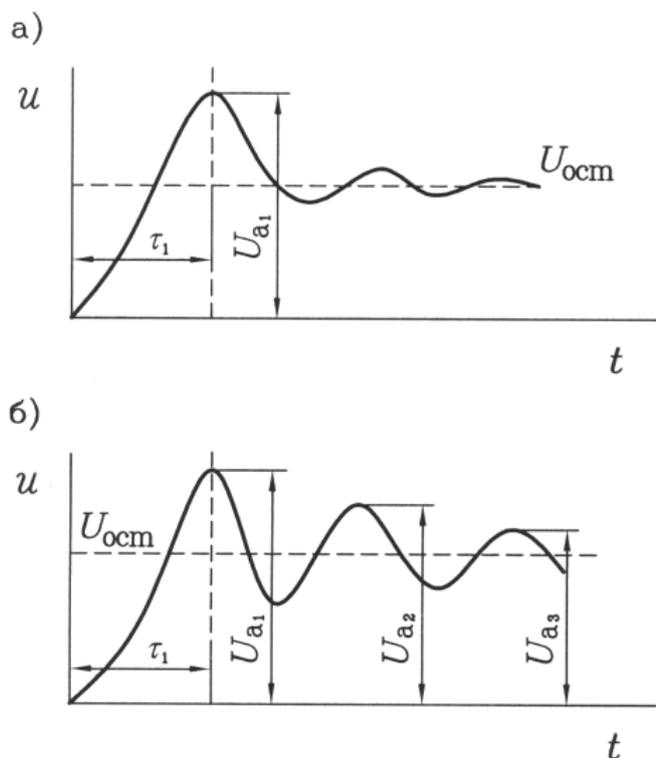


Рисунок 12. Характерная форма грозовых перенапряжений на подстанционном оборудовании:

а) на входных элементах схемы подстанции (линейный выключатель, разъединитель, конденсатор связи и пр.); б) на силовом трансформаторе, шунтирующем реакторе;  $U_{a1}$ ,  $U_{a2}$ ,  $U_{a3}$  – амплитуды последовательных максимумов грозового перенапряжения;  $\tau_1$  – время наступления первого максимума  $U_{a1}$ ;  $U_{ост}$  – остающееся напряжение защитных аппаратов.

Амплитуда атмосферных перенапряжений в различных точках подстанции с выбранной компоновкой и характеристиками оборудования зависит от амплитуды и формы грозового импульса на входе ПС. Параметры этого импульса определяются параметрами разряда молнии в точке удара, импульсным уровнем изоляции и показателями грозоупорности ВЛ на подходе, расстоянием от места удара до подстанции и характеристиками деформации грозового импульса при распространении его по проводам. При известных характеристиках защитных аппаратов и допустимой амплитуде грозовых волн (ГОСТ 1516.3), амплитуде, крутизне и длине импульса в точке удара, для фиксированного расстояния между защитным аппаратом и объектом может быть определена максимальная длина участка ВЛ на подходе (опасная зона  $l_{оз}$ ), после пробега которого амплитуда атмосферного перенапряжения на защищаемом оборудовании не превысит допустимого.

При определении длины опасной зоны параметры грозового импульса принимаются фиксированными: фронт импульса – вертикальный, длина импульса до 100-200 мкс, амплитуда равна  $U_{50}$  – 50 %-ому импульсному разрядному напряжению линейной изоляции. Грозовые импульсы с большой амплитудой будут срезаны при малых предразрядных временах и деформируются под действием импульсной короны.

Расчет длины опасной зоны не позволяет оценить надежность грозозащиты подстанции. Однако, он позволяет выбрать схему, защитные аппараты и их размещение в соответствии с ПУЭ по длине опасной зоны. В этом случае при применении ОПН уровень грозозащиты будет выше чем с разрядниками. Пример определения длины опасной зоны ( $l_{оз}$ ) приведен на рисунке 13.

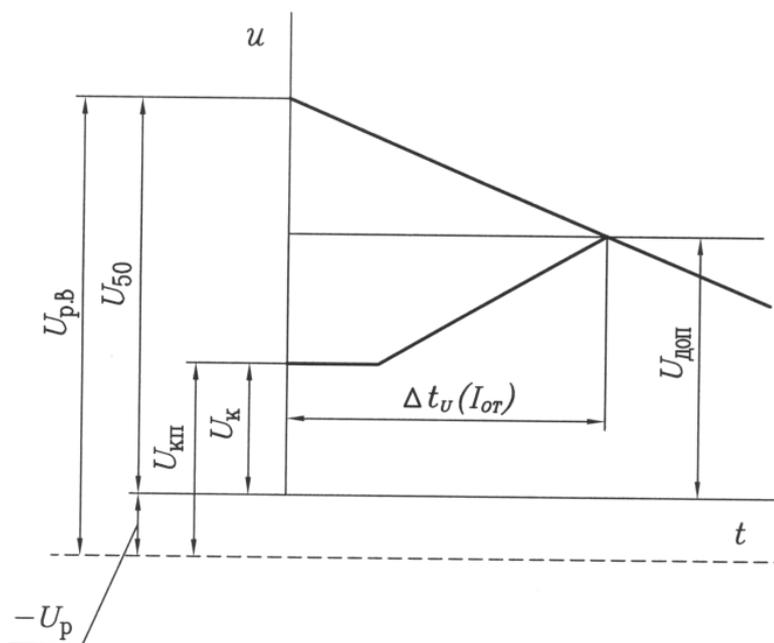


Рисунок 13. Определение длины опасной зоны ( $l_{оз}$ ) по методу «бегущей волны»

$U_{p.в}$  – амплитуда расчетного импульса:

$$U_{p.в} = U_{50} = U_p \quad (16)$$

$U_{кп}$  – коронный порог:

$$U_{кп} = U_к + U_p \quad (17)$$

$U_к$  – напряжение начала короны.

Для повышения надежности грозозащиты подстанции могут быть проведены следующие мероприятия:

- улучшена грозозащита подхода, обеспечивающая снижение вероятности прорыва и обратных перекрытий изоляции в опасной зоне;
- уменьшение расстояния между защитными аппаратами (разрядники, ОПН) и защищаемым оборудованием;

- использование защитных аппаратов с лучшими защитными характеристиками (вместо разрядников применять ОПН).

Повышение надежности грозозащиты подхода к подстанции достигается путем подвески тросов на подходах, не защищенных тросом по всей длине, увеличение количества тросов и уменьшением их защитных углов, снижением сопротивления заземления опор и применением конструкции опор с повышенной грозоупорностью, заземлением троса на каждой опоре подхода к подстанции.

Защиту подхода, даже при использовании всех перечисленных мероприятий, не удастся сделать абсолютно надежной. Сохраняется некоторая вероятность прорыва молнии на провода ВЛ, обратных перекрытий в зоне защищенного подхода. Часть возникающих при этом волн не успевает за время пробега от места удара молнии до подстанции удлинить фронт до безопасной величины и вызывают опасные перенапряжения. В этом случае схема грозозащиты подстанции, где критическая длина защищенного подхода  $l_{кр}$  оказывается наибольшей, будет наибольшим и число опасных зон. Поэтому при проектировании грозозащиты подстанции стремятся к тому, чтобы длина подхода  $l_{кр}$  не превышала следующих значений:

Рекомендуемые длины тросовых подходов ВЛ к подстанциям

Таблица 7

Напряжение ВЛ, кВ	Длина подхода, км
35	1 – 2
110	1 – 3
220	2 -3
330	2 – 4
750	2,5 - 3

Если величина  $l_{кр}$  превышает указанные значения, целесообразно изменить схему грозозащиты подстанции.

Опасную зону можно определить достаточно достоверно, пользуясь формулой:

$$l_{ОЗ} = \frac{U}{O_D(0,5 + \frac{0,008U}{h_{ср}})} \cdot K, \quad (18)$$

где  $U$  – амплитуда расчетной волны, кВ;

$O_D$  – предельно допустимая крутизна волны на входе подстанции, кВ/мкс;

$h_{ср}$  – средняя высота подвеса провода, м;

$K$  – коэффициент, учитывающий влияние конструкции фазы на затухание волны.

При расщеплении проводов затухание происходит слабее. Значение  $K$  при расщеплении фазы на 1; 2 и 3 провода могут быть приняты равными 1; 1,2;

1,5. Как дополнительные мероприятия по защите РУ подстанций и обустройстве защитных проводов рекомендуется:

- каскадный метод установки грозозащитных аппаратов, который предусматривает установку их на каждом присоединении ВЛ 110-750 кВ вблизи от входа РУ (в линейной ячейке). Особенно это актуально при установке ТН на ВЛ (ВЛ 330-750 кВ);

- приведенные в таблицах ПУЭ максимально допустимые расстояния от оборудования до защитных аппаратов указаны при грозовой деятельности не более 30 грозовых часов в год; в случае, если число грозовых часов более 30 в год, допустимые расстояния должны быть пропорционально снижены. В настоящее время в РБ усиливается интенсивность грозовой деятельности и она превышает 40 часов в год;

- при замене разрядников на ОПН разрешается пересчитывать допустимые расстояния до силовых трансформаторов, автотрансформаторов (см. примечания к таблице 4.2.8 – 4.2.9 ПУЭ);

- нельзя пересчитывать максимально допустимые расстояния от защитных аппаратов до наиболее удаленного оборудования РУ (оборудования линейных аппаратов), расположенного до защитных аппаратов (разрядников или ОПН) по ходу набегающих с присоединения ВЛ грозовых волн;

- при выборе расстояния до защищаемого оборудования не учитывать количество отходящих ВЛ, которое по ПУЭ может увеличить эти расстояния;

- в случае повышенных сопротивлений ЗУ опор тросового подхода необходимо устанавливать дополнительные ОПН, размещенные в линейных ячейках ВЛ;

- на ВЛ-330, 750 кВ необходимо устанавливать ОПН в ячейке ВЛ, причем в ячейке отключенной при опробовании, ОПН должны быть повышенной пропускной способности (амплитуда прямоугольного импульса должна быть порядка 2100 А).

Иногда сооружение защитных подходов линий к подстанции оказывается экономически не целесообразным или не эффективным. В этих случаях используются упрощенные схемы грозозащиты подстанций, в которых отсутствие защитных подходов ВЛ частично компенсируется установкой ОПН, вынесенных на линию. Такая защита используется в тупиковых схемах подстанций 35-220 кВ на отпайках от ВЛ и во временных схемах.

Главным условием обеспечения надежной грозозащиты таких схем является максимальное приближение ОПН к защищаемому оборудованию, что возможно лишь при небольшом количестве ячеек. Если молния ударит в линию вблизи подстанции, то возможно превышение допустимой величины перенапряжений, по волновому сопротивлению проводов ВЛ при этом ответвляется лишь незначительная часть тока молнии и практически весь ток молнии протекает через ОПН. В таких упрощенных схемах ток через ОПН может достигать предельных для ОПН значений и он не сможет отвести выделившееся тепло и повредится, кроме того, большое значение остающегося напряжения может вызвать повреждение подстанционного оборудования, поэтому необходимо огра-

ничить ток через ОПН подключением к сети дополнительных ОПН, отводящих часть тока волны на землю.

Подключение дополнительных ОПН для увеличения эффективности грозозащиты производится через 2-3 пролета ВЛ, в противном случае небольшое различие в вольт-амперных характеристиках (рисунок 14) приводит к резко неравномерному распределению токов между ОПН, кроме того при близком расположении ОПН срабатывание одного ОПН сопровождается снижением напряжения, затрудняющее срабатывание другого ОПН. На рисунке 14 видно, что вследствие того, что вольт-амперные характеристики ОПН различны, то и защитные характеристики их различны.

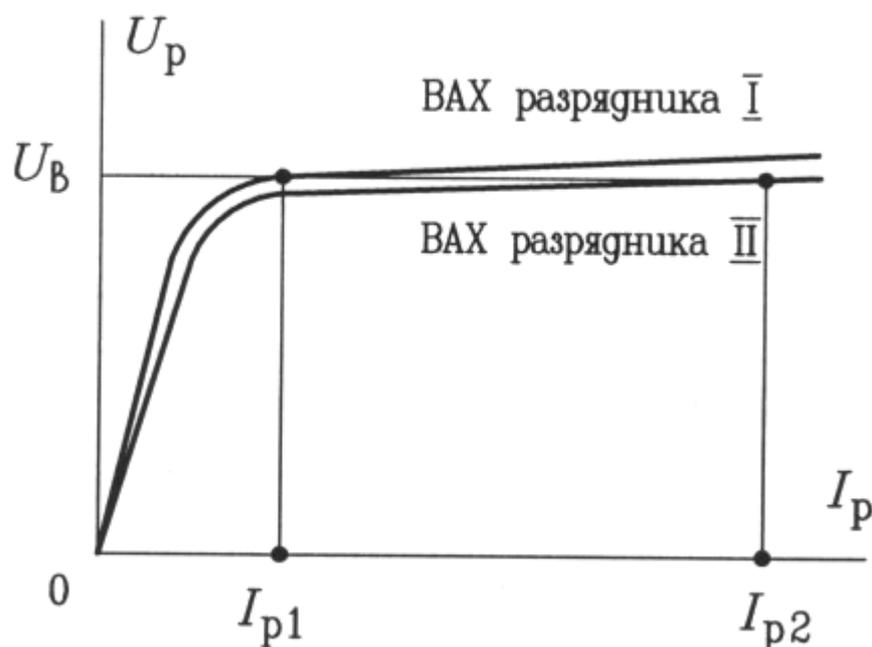


Рисунок 14. Неравномерное распределение тока в параллельно включенных разрядниках

На рисунке приведен пример выполнения каскадной защиты оборудования.

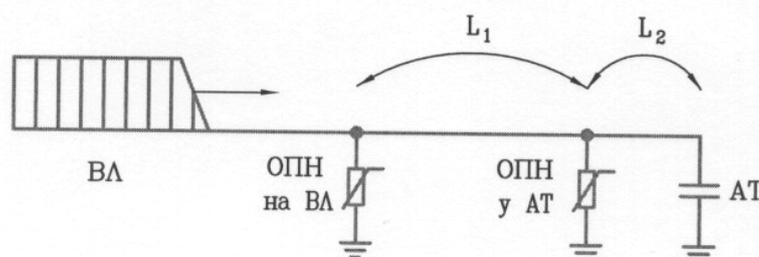


Рисунок 15. Пример каскадной схемы защиты оборудования от грозовых перенапряжений

Так как в ПУЭ даны допустимые расстояния от разрядников до оборудования, то при замене их на ОПН допустимое расстояние можно определить по формуле:

$$L_{\text{ОПН}} = L_{\text{РВ}} \frac{U_{\text{исп}}^{\text{гроз}} - U_{\text{ОПН}}}{L_{\text{исп}}^{\text{гроз}} - U_{\text{РВ}}}, \quad (19)$$

где  $L_{\text{ОПН}}$  – расстояние от ОПН до защищаемого оборудования, м;

$L_{\text{РВ}}$  – расстояние от разрядника до защищаемого оборудования, м;

$U_{\text{исп}}^{\text{гроз}}$  – испытательное напряжение защищаемого оборудования при полном грозовом импульсе, кВ;

$U_{\text{ОПН}}$ ,  $U_{\text{РВ}}$  – остающиеся напряжения на ОПН (РВ) при токе 5 кА для классов 330 кВ и выше.

Для РУ грозовые волны, набегающие с ВЛ, ограничиваются импульсной прочностью  $U_{\text{ВЛ}}^{\text{гроз}}$  изоляции этих ВЛ. Если предположить, что при удаленном ударе молнии в ОПН протекают импульсные токи формы 8/20 мкс (форма испытательного грозового импульса), то  $U_{\text{исп}}^{\text{гроз}} = U_{8/20}$ . Тогда для ОПН, установленного в РУ, номинальный разрядный ток должен удовлетворять условию формулы:

$$I_{8/20} \geq (2 \cdot U_{\text{ВЛ}}^{\text{гроз}} - U_{8/20}) Z_{\text{ВЛ}}, \quad \text{где} \quad (20)$$

$Z_{\text{ВЛ}}$  – волновое сопротивление провода ВЛ с учетом импульсной короны.

В остальных случаях, помимо РУ станций и подстанций, обосновать расчетное значение номинального разрядного тока  $I_{8/20}$  достаточно сложно, он может не проверяться, а приниматься такой величины, которую производитель называет энергоемкостью  $W_{\text{уд}}$  (класс разряда линии).

## 7 Молниезащита электрических машин

Молниезащита электрических машин (генераторов, синхронных компенсаторов и высоковольтных электродвигателей) имеет свои особенности:

- уровень электрической прочности изоляции у машин значительно ниже, чем у другого оборудования;
- отсутствие специальных ОПН, которые смогли обеспечить достаточно высокую надежность защиты такой изоляции от перенапряжений;
- грозовые повреждения изоляции машин весьма значительны, так как через место пробоя изоляции машины продолжает протекать аварийный ток за счет э.д.с. остаточного намагничивания даже после снятия возбуждения машины, отключенной от сети;
- выход из строя электрических машин обуславливает большой экономический ущерб.

Поэтому для грозозащиты электрических машин на подходе ВЛ устанавливают дополнительные ОПН, отводящие часть тока набегающей волны в землю и снижающие таким образом импульсное напряжение на машине.

Кроме того, используется защитное действие кабельных вставок на подходах, чтобы снизить крутизну фронта импульсов перенапряжений на зажимах машины, параллельно с ней подключают конденсаторы. Снижению крутизны фронта способствуют также фидерные реакторы, установленные для снижения токов короткого замыкания.

Задача грозозащиты намного упрощается, если электрическая машина присоединяется к воздушной сети не непосредственно, а через трансформатор. Трансформатор существенно ограничивает амплитуду и крутизну импульсов грозовых перенапряжений.

Схема грозозащиты электрических машин, непосредственно связанных с воздушной сетью, содержит комплекс защитных средств: ОПН (разрядник) и малоиндуктивный конденсатор на шинах, защищенный подход ВЛ, ОПН (разрядник) на подходе ВЛ и кабельную вставку. Дополнительным элементом грозозащиты электрических машин является кабельная вставка. Она не только добавляет емкость, сглаживающую волну перенапряжений, но и отводит значительную долю тока волны в землю помимо шинного ОПН. Достаточная для практики надежность требует чтобы длина кабельной вставки составляла не менее 300 м, а защищенного воздушного подхода – не менее 100 м; величина применяемой защитной емкости должна быть порядка 0,5 мкФ.

Присоединение мощных электрических машин к трансформатору обычно осуществляется токопроводами, имеющими экран, и поэтому для них не представляет опасности индуктированные перенапряжения. Если же соединение машины с трансформатором производится шинным мостом или воздушной гибкой связью, то необходимо предусмотреть защиту от индуктированных перенапряжений, возникающих при ударах молнии вблизи шинного моста. Достаточно эффективным средством грозозащиты в этом случае является установка конденсаторов 0,1 – 0,5 мкФ.

Кроме индуктированных перенапряжений, электрическая машина может подвергаться воздействию импульсных грозовых перенапряжений, переходящих в обмотку НН трансформатора с обмотки ВН. Несмотря на то, что высоковольтные обмотки трансформатора имеют защиту от перенапряжений, вызванных набегающими по ВЛ волнам, возникающий в них импульс после перехода на обмотку может быть опасным для электрической машины. Вследствие большой скорости изменения напряжения импульса, его амплитуда, при переходе с одной обмотки в другую, уменьшается не пропорционально  $K_{тр}$ , а форма существенно изменяется.

Соединение обмоток трансформатора по схеме  $Y_0/\Delta$  и  $Y/\Delta$  существенно снижает вероятность появления на машине грозовых перенапряжений с амплитудой опасной для изоляции.

При малой мощности генераторов электродвигателей и синхронных компенсаторов использование промежуточного трансформатора между машиной и воздушной сетью нецелесообразно по технико-экономическим причинам.

## 8 Защита от перенапряжений изоляции «экран-земля» однофазных кабелей высокого напряжения

В последнее время кабели напряжением 6-330 кВ все более широко используются для передачи и распределения электроэнергии, особенно в крупных городах. Наибольшее распространение получают силовые однофазные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Экраны кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена выполнены из хорошо проводящего материала (алюминий или медь). Заземление экранов более чем в одной точке ведет к появлению в них значительных токов, сопоставимых с током жилы кабеля. Если по условиям ограничения напряжения на экране обязательное его заземление в нескольких точках, то для снижения токов в экранах при трехфазной группе однофазных кабелей может быть применена транспозиция экранов.

Установка ОПН класса 6-35 кВ между экраном и землей для защиты изоляции «экран-земля» от грозовых и коммутационных перенапряжений необходима:

- на том конце кабеля, на котором экран не заземлен;
- если применена транспозиция экранов трехфазной группы однофазных кабелей, то в каждом узле транспозиции в соответствии с рисунком 16.

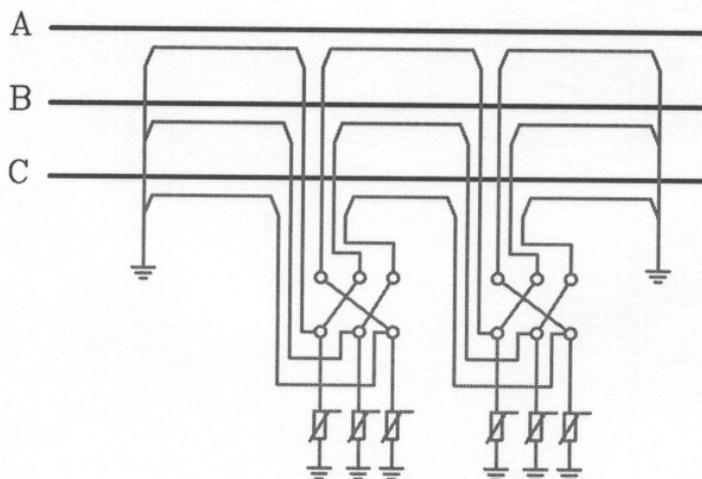


Рисунок 16. Схема соединения группы из трех однофазных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена в случае, когда применен один цикл транспозиции экранов

Характеристики ОПН, предназначенного для защиты изоляции экрана кабеля должны выбираться исходя из двух основных критериев:

- обеспечение надежной защиты изоляции экрана при грозовых и коммутационных перенапряжениях;
- обеспечение надежной работы самого ОПН при квазистационарных перенапряжениях в месте его установки, как в нормальном режиме, так и в режи-

ме короткого замыкания вне кабеля, длительность которого определяется уставками релейной защиты и не превосходит нескольких секунд.

Если остающееся напряжение грозового импульса  $U_{8/20}$  составляет не более чем 0,9 от импульсной прочности  $U_{исп}^{гроз}$ , то выбор ОПН произведен правильно. Если  $U_{8/20}$  выше импульсной прочности изоляции экрана, то необходимо изменить число циклов транспозиции или мест заземления экранов, что позволит применить ОПН с меньшим рабочим напряжением и, соответственно, меньшими остаточными напряжениями.

### ***9 Перенапряжения в сети 6-35 кВ с изолированной нейтралью при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ)***

Замыкание на землю токоведущих частей электрических установок является преобладающим видом повреждения в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6-35 кВ эти повреждения составляют не менее 75 % общего числа повреждений. При изолированной нейтрали через место замыкания на землю проходит емкостной ток, величина которого пропорциональна суммарной емкости сети. В маломощной сети с изолированной нейтралью ток однофазного замыкания составляет всего несколько ампер, поэтому ОЗЗ практически не сказывается на условиях передачи энергии потребителям. С другой стороны при таких токах дуга оказывается не устойчивой и через некоторое время самоугасает. При значительных токах ОЗЗ дуга может гореть длительно, причем, как правило, дуга перебрасывается на соседние фазы, вызывая двух и трех фазные к.з. Для сетей 6-35 кВ представляют опасность тепловые и ионизирующие воздействия электрических дуг. Погасание заземляющей дуги наступает тем позднее, чем больше ток дуги.

В дуговом разряде в момент токовой паузы происходит интенсивная деионизация дугового столба в результате которой постепенно восстанавливаются диэлектрические свойства промежутка. С другой стороны, благодаря росту сопротивления дуги, на ней возрастает (восстанавливается) напряжение, до токовой паузы оно было очень небольшим. Поэтому при каждом прохождении через нуль происходит попытка гашения дуги, результат которой зависит от отношения между скоростью восстановления напряжения и скоростью восстановления диэлектрической прочности.

Перенапряжения при дуговых замыканиях на землю возникают в результате колебательного перезаряда емкостей фаз относительно земли при зажиганиях и гашениях заземляющей дуги в месте повреждения. Максимальные перенапряжения определяются по мгновенным значениям напряжений на нейтрали и на неповрежденных фазах, возможный уровень перенапряжений приведен на рисунках 17 – 18.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю является бесконтактным средством дугогашения. По сравнению с сетями, работающими с изолированной нейтралью, а также с эффективным и не эффективным заземлением

нейтрали, правильно используемая компенсация емкостных токов имеет следующие преимущества:

- уменьшает ток через место повреждения до минимальных значений (в пределе до активных составляющих и высших гармоник), обеспечивает надежное дугогашение и безопасность при растекании токов в земле;
- облегчает требования к заземляющим устройствам (при глухо заземленной нейтрали пришлось бы выполнять контур как для устройств с большими токами замыкания на землю);
- ограничивает перенапряжения, возникающие при дуговых замыканиях на землю до значений  $2,5 - 2,6 U_{\phi}$  (при степени расстройки компенсации 0-5 %), безопасных для изоляции;
- значительно снижает скорость восстановления напряжения на поврежденной фазе, способствует восстановлению диэлектрических свойств места повреждения;
- предотвращает набросы реактивной мощности на источники питания;
- предотвращает развитие в сети феррорезонансных процессов (в частности самопроизвольных смещений нейтрали);
- при компенсации емкостных токов сеть 6-35 кВ может длительно работать с «землей».

Емкостные токи замыкания на землю, при которых необходима компенсация токов ОЗЗ

Таблица 8

Напряжение сети, кВ	Емкостной ток ОЗЗ, А
6	30
10	20
35	10

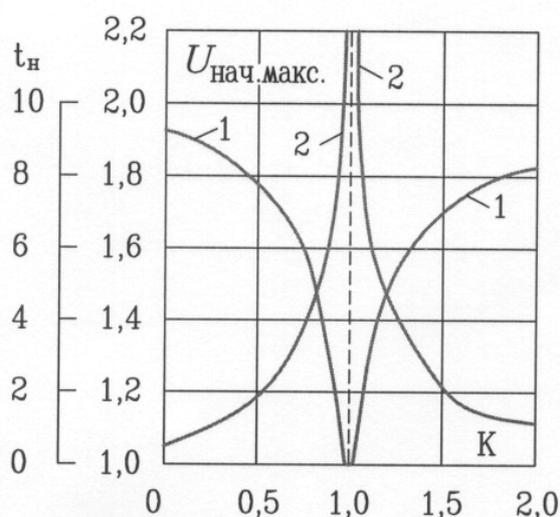


Рисунок 17. Зависимость наибольшего напряжения на поврежденной фазе (кривая 1) в момент зажигания заземляющей дуги и времени его возникновения (кривая 2) от степени настройки компенсации К

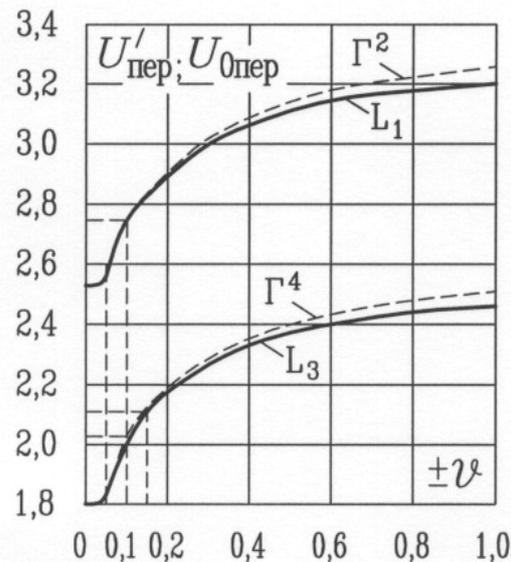


Рисунок 18. Зависимость максимальных перенапряжений на неповрежденных фазах  $U'_{пер}$  и на нейтрали  $U_{0пер}$  от степени расстройки компенсации  $\pm v$ :

1 и 3 – при перекомпенсации; 2 и 4 – при недокомпенсации.

Если от подстанции отходят ВЛ на железобетонных опорах, компенсация начинается с величины тока ОКЗ 10 А во избежание выгорания железобетона при ОКЗ.

При работе сети с изолированной нейтралью (при отключенном дугогасящем реакторе (ДГР)) на нейтрали имеется напряжение несимметрии  $U_{нес}$ , обусловленное некоторой несимметрией емкостей фаз относительно земли. Степень несимметрии емкостей фаз сети зависит от расположения проводов на опорах, а также от распределения конденсаторов высокочастотной связи между фазами ВЛ. Вектор степени несимметрии всегда направлен в сторону фаз с увеличенными емкостями на землю. Поэтому по нему можно оценить какие емкости сети должны быть увеличены или уменьшены перефазировками отдельных ВЛ, или перераспределением конденсаторов высокочастотной связи ВЛ 35 кВ. В кабельной сети напряжение несимметрии практически равно нулю.  $U_{нес}$  должно быть не более 0,75 % от фазного напряжения воздушной сети. В кабельной сети с однофазными кабелями с изоляцией из сшитого полиэтилена  $U_{нес}$  может отличаться от нуля.

При включении ДГР на нейтрали появляется напряжение смещения  $U_{см}$ , обусловленное наличием в сети  $U_{нес}$ . Наибольшее напряжение смещения нейтрали сети возникает при резонансной настройке компенсации (ток ДГР равен емкостному току ОЗЗ). Направление вектора напряжения несимметрии отстает

на  $90^\circ$  от наибольшего напряжения смещения нейтрали, представляющего собой диаметр окружности напряжений смещения, проведенной у начала симметричной системы фазных напряжений. Напряжение смещения не должно быть более 15 %  $U_\phi$  длительно и 30 % - кратковременно.

Так как ток ОЗЗ емкостной в основном (активная составляющая 2-10 % в зависимости от состояния изоляции сети), то для компенсации емкостного тока ОЗЗ необходимо создать ток индуктивный, который и создается ДГР. На рисунке 19 приведен принцип компенсации емкостных токов ОЗЗ. В действительной сети к месту замыкания на землю токи подтекают по всем фазам линий через обмотки нагруженных питающих трансформаторов.

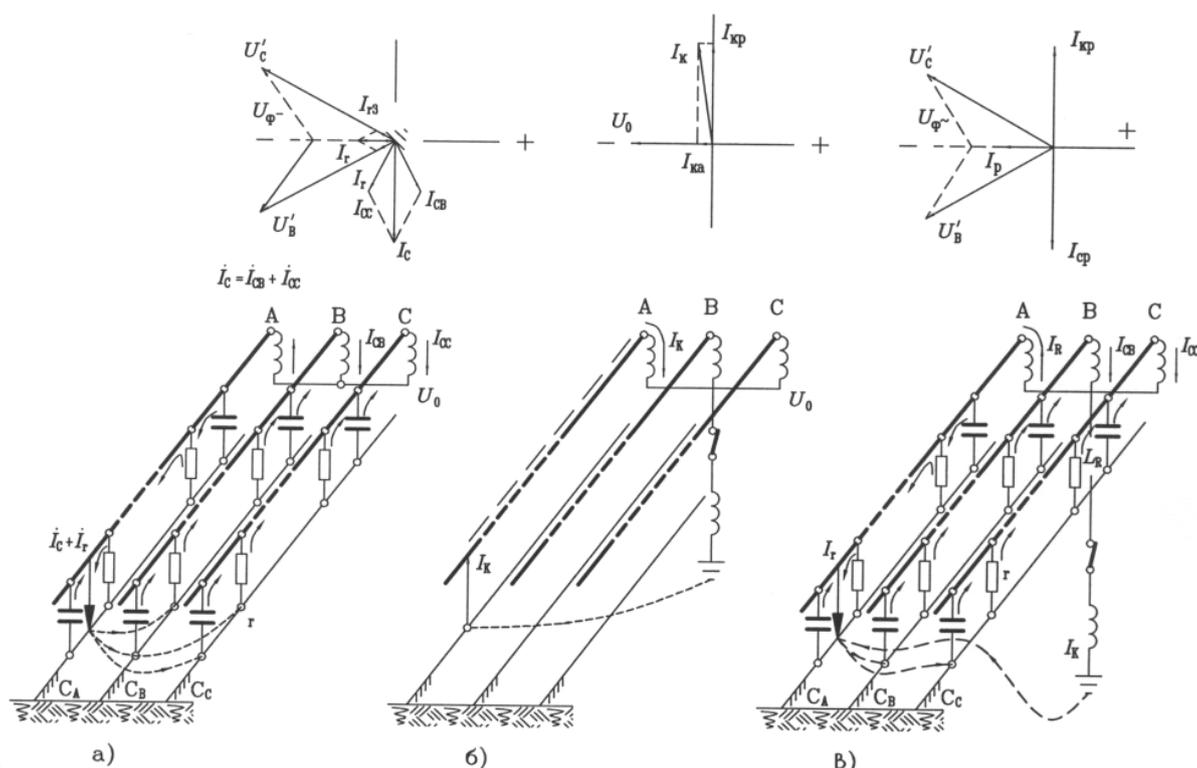


Рисунок 19. Пространственные схемы при замыкании на землю и векторные диаграммы токов емкостного и активного в сети (а); тока в дугогасящей катушке (ток компенсации) (б); результирующего тока в месте повреждения (в):

$U'_c; U'_b$  - напряжение неповрежденных фаз при ОЗЗ в фазы а;

$I_{кр}$  – реактивный ток ДГР;

$I_{ка}$  – активный ток ДГР;

$I_p$  – результирующий ток;

$I_{cc}; I_{cb}$  – емкостной ток фаз в и с.

Ток ДГР возникает в результате воздействия на него напряжения смещения нейтрали.

$$U_{\text{см}} = -U_a \quad (21)$$

Емкостной ток реактора определяется по формуле 22:

$$I_{\text{кр}} = \frac{U_{\phi}}{\omega L_{\text{к}}} \quad (22)$$

$\omega = 2\pi f$ ;  $f$  – частота сети 50 Гц;  $L_{\text{к}}$  – индуктивность реактора.

На рисунке 20 приведена схема замещения сети с компенсацией емкостного тока.

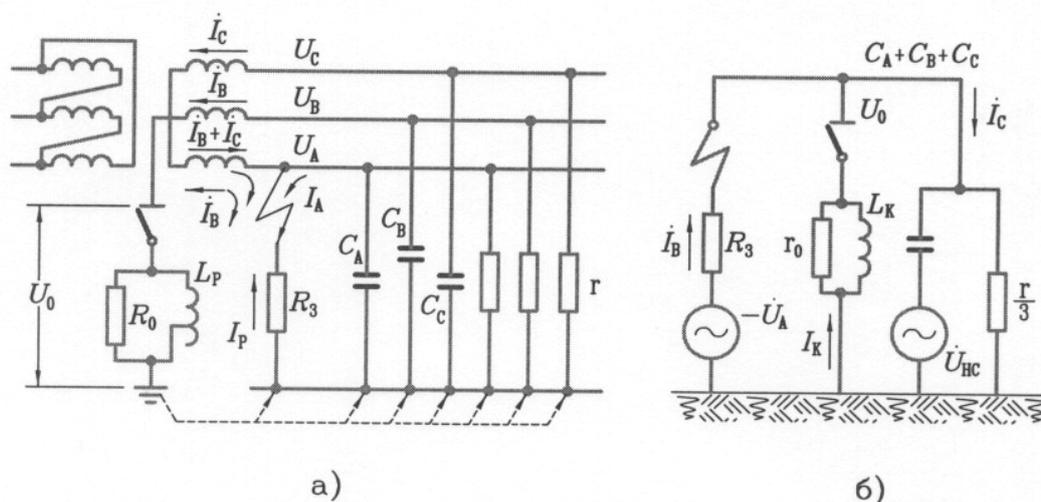


Рисунок 20. Схемы замещения сети с компенсацией емкостного тока при замыканиях на землю:

а) трехфазная; б) однофазная.

При горении заземляющей дуги происходят резкие изменения реактивной нагрузки на генераторах. При резонансной настройке реактивная мощность остается такой же, как и до ОЗЗ, т.е. ОЗЗ не отражается ни на потребителях, ни на источниках питания. Перекомпенсация характеризуется резким снижением реактивной мощности при зажигании заземляющей дуги и таким же увеличением нагрузки при погасании дуги.

На рисунке 21 представлены кривые зависимости смещения нейтрали при разных условиях настройки, из которых видно, что перекомпенсация ограничивает смещение нейтрали при нарушении фазной емкостной симметрии, в то время как при недокомпенсации получаются чрезмерно высокие напряжения смещения. Поэтому с недокомпенсацией разрешается работать только в случае, когда при любом обрыве фазного провода напряжение смещения не будет превышать 70 % фазного напряжения.

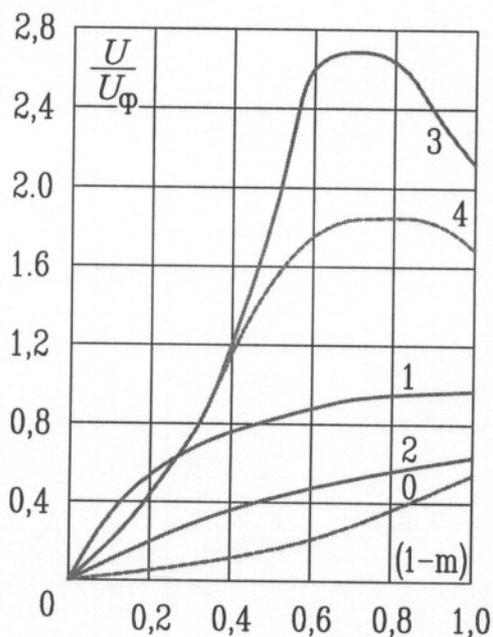


Рисунок 21. Зависимость напряжения нейтрали от емкости отключенного участка:

0 – изолированная нейтраль; 1 – точная настройка; 2 – перекомпенсация 20 %; 3 - недокомпенсация 20 %; 4 - недокомпенсация 20 %, учтено насыщение катушки.

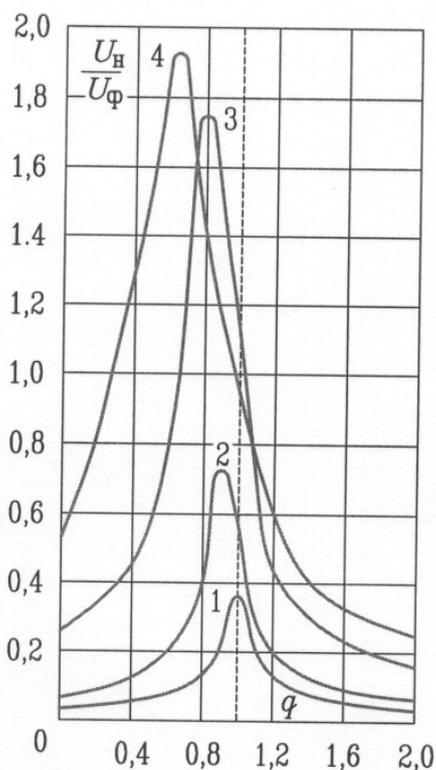


Рисунок 22. Кривые зависимости смещения нейтрали от настройки:

1 – линия без транспозиции,  $U_0=0,035$ ; 2, 3, 4 – отключение одной фазы на участке линии (для 2, 3 и 4 т соответственно равно 0,8; 0,4 и 0).

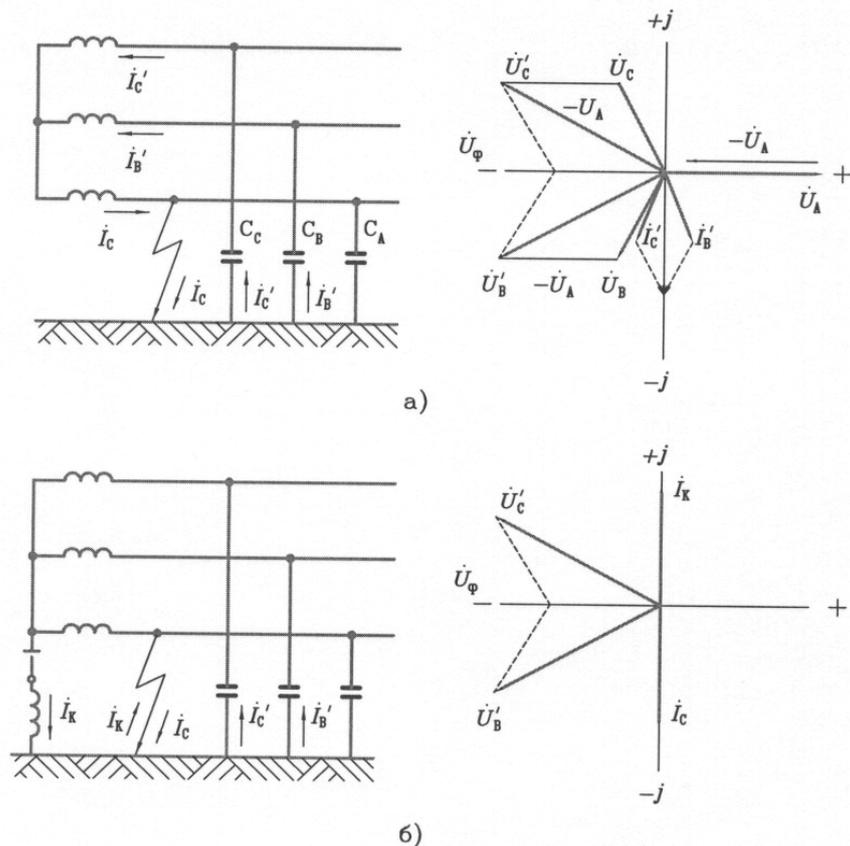


Рисунок 23. Замыкание фазы на землю в сети с изолированной нейтралью (а), в сети с компенсацией емкостного тока (б)

На рисунке 22 приведена зависимость смещения нейтрали от степени настройки при естественной несимметрии сети и при отключении одной фазы на участке линии. Из рисунка видно, что при некоторой степени расстройки, не приводящей к ухудшению условий гашения, отключение одной фазы является положительным фактором, поскольку она уменьшает смещение нейтрали при несимметрии.

На рисунке 23 приведены векторные диаграммы токов и напряжений в сети с ОЗЗ с ДГР и без ДГР.

Дугогасящий реактор представляет собой индуктивность, предназначенную для гашения дуги замыкания на землю и ограничения перенапряжений при повторных зажиганиях заземляющей дуги.

По способам регулирования тока компенсации современные ДГР разделяются на три типа:

- с переключением ответвлений обмотки (ступенчатое регулирование);
- с изменением зазора в магнитной системе (плавное регулирование);
- с изменением индуктивности подмагничиванием постоянным током.

На рисунке 24 даны основные виды применяемых дугогасящих реакторов.

Ступенчатое регулирование обычных ДГР осуществляется изменением ответвлений их обмоток.

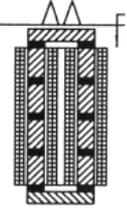
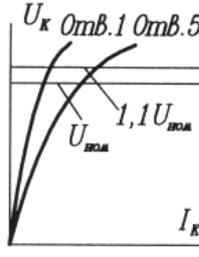
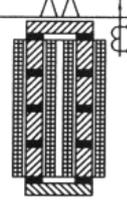
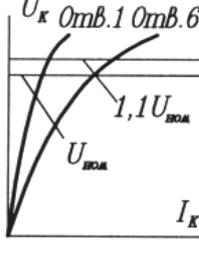
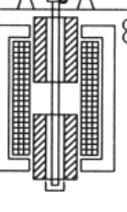
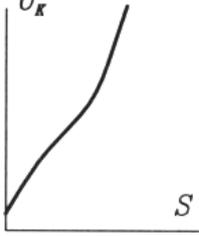
Общий вид дугогасящего аппарата	Зависимость тока компенсации от фактора регулирования	Содержание высших гармоник в точке, %	Отношение предельных токов	Магнитная индукция	Способ регулирования
		0	1/2	14 000	<i>Ручное переключение с отключением катушки от сети: переключатель пяти ответвлений на крышке.</i>
		1–1,5	1/2,5	16 500	<i>Ручное переключение с отключением катушки от сети: переключатель со штурвальным приводом для шести или девяти ответвлений.</i>
		1–1,5	1/10 (1/20)	12 000– 14 000	<i>Плавная перестройка электродвигателем без отключения от сети.</i>

Рисунок 24. Основные виды применяемых дугогасящих катушек

Ступенчатое регулирование обычных ДГР осуществляется изменением ответвлений их обмоток.

ДГР с плавным регулированием плунжерного типа имеют меньшую надежность, чем реакторные с переключателем, образующие зазоры в магнитопроводе, и связанные с ними конструктивные элементы подвергаются вибрационным нагрузкам при длительных и многократных протеканиях токов.

Реакторы с подмагничиванием и, в частности реакторы РУОМ производства ОАО «ЭЛОР», не обладают важнейшей характеристикой реакторов плунжерного типа – наличие оптимального значения индуктивности реактора в момент ОЗЗ. В нормальном режиме работы обмотка подмагничивания РУОМ не обтекает током, а его индуктивность составляет минимальное базовое значение и, как следствие, не допустимо большую расстройку. При возникновении металлического замыкания на землю автоматика за счет форсированного увеличения тока подмагничивания настраивает индуктивность РУОМ в резонансе с емкостью сети. Ввиду определенной инерционности магнитной системы ре-

актора это происходит за 10-15 периодов промышленной частоты. При дуговых замыканиях, которые могут происходить через 1-2 периода, автоматика успеет сработать и поэтому ее работа блокируется, следовательно при дуговых замыканиях РУОМ работает как обычный ступенчатый реактор с очень большой расстройкой компенсации (~30-40 %). Т.е. для реактора РУОМ теряется смысл самого названия «дугогасящий», так как при такой расстройке компенсации дуговое замыкание может происходить каждый полупериод. При этом существует большая вероятность того, что за счет длительного воздействия перенапряжений произойдет пробой неповрежденной фазы прежде, чем дуговое замыкание перейдет в металлическое.

Серьезной проблемой реакторов с подмагничиванием является содержание в токе компенсации значительной составляющей высших гармоник, которая может достигь 10-15 % от емкостного тока. Этот факт, а также увеличенные активные потери при максимальных токах подмагничивания, создают условия для длительного горения заземляющих дуг. При металлическом замыкании (даже в случае резонансной настройки) остаточный ток в месте замыкания у реакторов с подмагничиванием имеет довольно значительную величину.

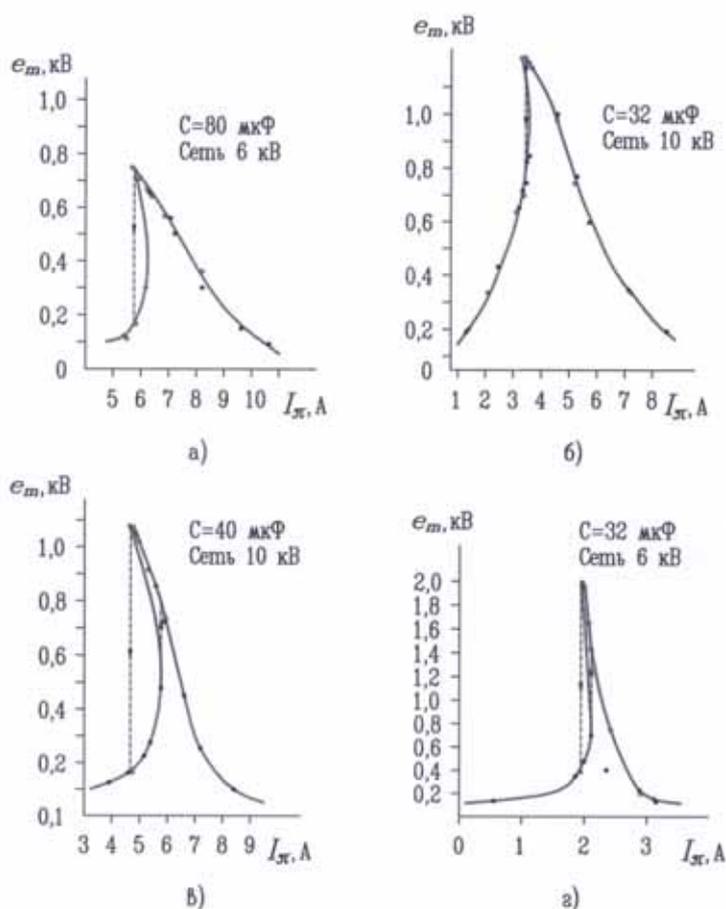


Рисунок 25. Экспериментально снятые амплитудные характеристики дугогасящего реактора с подмагничиванием в составе контура нулевой последовательности сети с токами однофазных замыканий на землю 87,96 А (а); 60,32 А (б); 75,36 А (в); 35,17 А (г);  $e_m$  – напряжение возбуждения реактора;  $I_p$  – ток подмагничивания.

Изготовители РУОМ одним из достоинств ДГР типа РУОМ считают возможность регулирования тока компенсации при наличии ОЗЗ (автоматика плавящихся ДГР во время ОЗЗ блокируется), но проведенные исследования говорят о том, что при регулировании тока компенсации при ОЗЗ может вызвать перенапряжения опасные для изоляции. Характер таких перенапряжений приведен на рисунке 25.

Крутые фронты (скачки) напряжений и токов, посылаемые в сеть из ДГР, могут быть источником нежелательных явлений, приводящих к опасным перенапряжениям.

Несмотря на то, что применение ДГР типа РУОМ совместно с высокоомным резистором отмечено государственной премией России, применение этого метода в России запрещено, т.к. при его применении исчезает основное преимущество резонансно настроенного реактора - снижение скорости восстанавливающегося напряжения на поврежденной фазе.

При малых токах ОЗЗ применяется дугогасящий реактор типа ТАДТМ (УДТМ), представляющий собой трехфазный двухобмоточный пятистержневой трансформатор, обмотки ВН которого соединены в схему «звезда» с выведенной нейтралью, а обмотки НН – в схему «разомкнутого треугольника». В цепь обмотки НН включен реактор, схема реактора ТАДТМ приведена на рисунке 26.

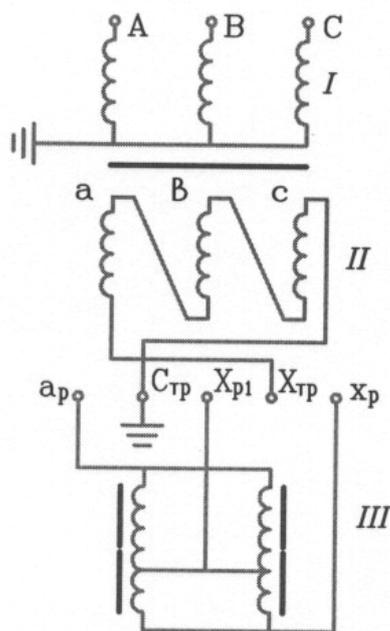


Рисунок 26. Электрическая схема дугогасящего устройства ТАДТМ-30/10:

I – первичная обмотка; II – вторичная обмотка; III – реактор.

Реактор ТАДТМ предотвращает повреждения ТН типа ТНМИ от опасных перенапряжений при феррорезонансе, развития замыкания на землю в междуфазные короткие замыкания, разрушения железобетонных опор емкостными

токами ОЗЗ, обеспечивает безопасность прикосновения к железобетонным и металлическим опорам.

Однако, в связи с применением нерезонирующих трансформаторов напряжения типа НАМИ и появления плунжерных дугогасящих реакторов на малые токи, применение реакторов ТАДТМ потеряло свое значение.

Оптимальным можно считать систему компенсации емкостного тока, состоящую из постоянно настраиваемого в резонанс плунжерного реактора, автоматического регулятора, а также селективного высокочувствительного устройства обнаружения однофазных замыканий на землю.

Опыт эксплуатации плунжерных катушек производства БЭРН, несмотря на эффективность их применения говорит о том, что они имеют несовременную конструкцию, плохое качество электропривода, ненадежную работу концевых выключателей, таким же недостатками страдают реакторы Российского производства. Реакторы производства Чехии отличаются хорошим качеством.

Для надежной работы релейной защиты от замыканий на землю не обязательно применение высокоомного резистора, включенного в нейтраль. В настоящее время широкое применение получил метод кратковременного (до 30 сек) подключения в специальную дополнительную обмотку ДГР (500 В, 5 % мощности реактора) резистора, увеличивающего активную составляющую тока ОЗЗ на время достаточное для срабатывания защит от ОЗЗ.

В настоящее время фирма Trench разработала устройство введения тока в нейтраль сети. Такое изменение напряжения нулевой последовательности требуется для работы автоматического регулятора, а также для микропроцессорного устройства обнаружения ОЗЗ (вместо включения резистора).

Выбор мощности ДГР должен производиться с учетом конфигурации сети, возможных делений сети на части, возможных аварийных режимов. Мощность дугогасящих реакторов выбирается по величине полного емкостного тока ОЗЗ  $I_k$  по формуле:

$$Q_k = I_c \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}} \quad (23)$$

Емкостной ток ОЗЗ определяется при решении необходимости компенсации по формулам 24 и 23:

- для кабельной сети:

$$I_c = \frac{UL}{10} \quad (24)$$

- для воздушной сети:

$$I_c = \frac{UL}{350} \quad (25)$$

$U$  – линейное напряжение, кВ;

$L$  – длина линии, км.

Выбор мощности с большим запасом может привести к неполному использованию ДГР и затруднить установку наиболее целесообразных настроек. Малые запасы мощности могут привести к необходимости работы сети при ре-

жимах недокомпенсации, при которых возможны появления опасных перенапряжений смещения нейтрали.

В сетях ДГР со ступенчатым регулированием допускается работа с перекompенсацией, при которой реактивная составляющая тока ОЗЗ должна быть не более 5 А, а степень расстройки – не более 5 %. Если установленные в сетях 6-20 кВ ДГР имеют большую разность токов смежных ответвлений, допускается настройка с реактивной составляющей тока ОЗЗ не более 10 А. В сетях 35 кВ при емкостном токе менее 15 А допускается степень расстройки 10 %. Степень расстройки компенсации  $V$  определяется по формуле:

$$V = \frac{I_c - I_k}{I_c} \cdot 100, \quad (26)$$

где  $I_c$  – емкостной ток ОЗЗ;

$I_k$  – ток компенсации.

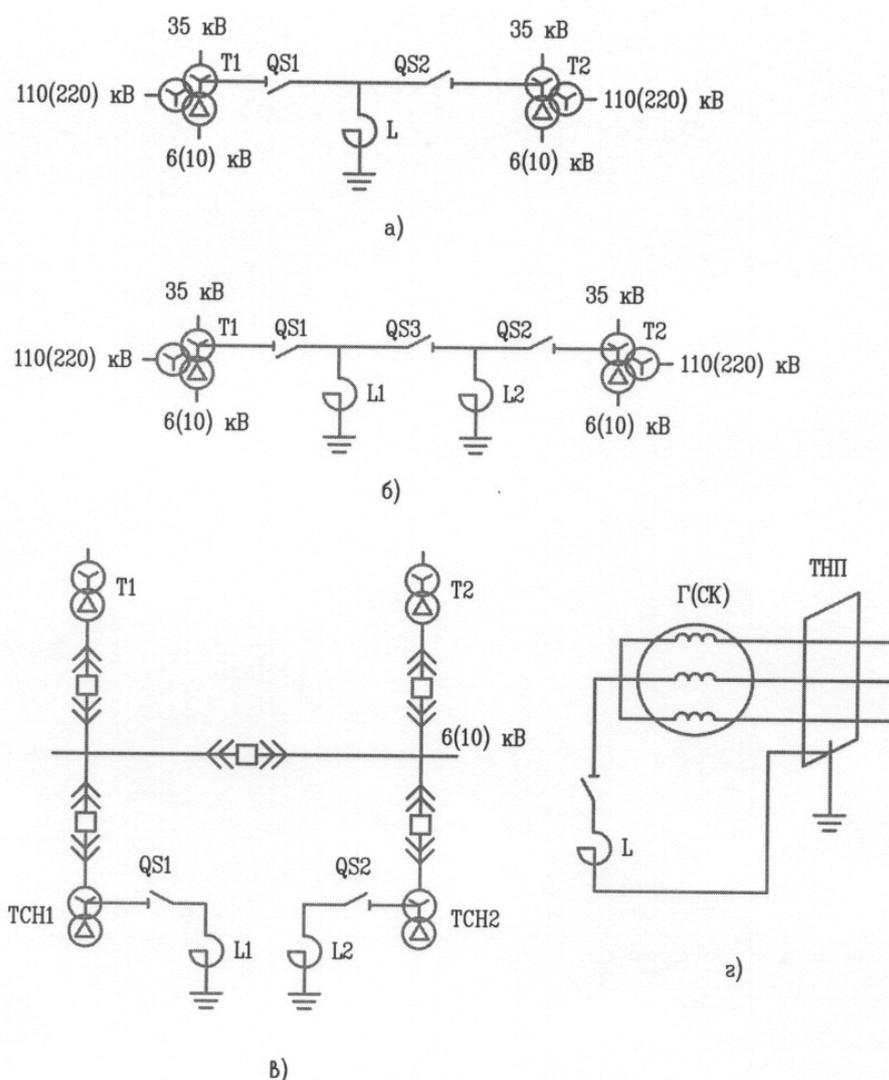


Рисунок 27. Схемы включения дугогасящих реакторов:

а – включение одного реактора; б – включение двух реакторов; в – включение реакторов в нейтрали трансформаторов СН; г – включение реактора в нейтраль генератора (синхронного компенсатора).

На рисунке 27 даны рекомендованные схемы включения ДГР.

Дугогасящие реакторы должны подключаться к нейтралю трансформаторов, генераторов через разъединители. В цепи заземления ДГР должен быть установлен трансформатор тока. Трансформаторы 6 (10) кВ с ДГР в нейтрали должны подключаться к шинам подстанции выключателями.

На двухтрансформаторных подстанциях схемы включения ДГР должны предусматривать возможность подключения ДГР как к одному, так и к другому трансформатору. Нейтрали трансформаторов должны быть разделены разъединителями. Применение предохранителей в схемах питания трансформаторов с ДГР недопустимо.

Применение разъединителя между трансформатором и ДГР обязательно, так как отключение ненагруженного трансформатора с ДГР может привести к возникновению перенапряжений в сети из-за разбежки во времени отключения фаз. Объединение нейтралей трансформаторов через нулевую шину недопустимо, так как при раздельной работе трансформаторов со стороны сети, при наличии в ней замыкания на землю, напряжение на нейтрали одинаково изменяет фазное напряжение разделившихся частей, вследствие чего становится невозможным определение части сети, в которой произошло ОЗЗ.

Использование вместо разъединителей выключателей для подключения ДГР к нейтралю трансформаторов недопустимо, так отключение ДГР при наличии в сети ОЗЗ приводит к увеличению тока через место повреждения и разрушению изоляции в нем. В результате ОЗЗ может развиваться в междофазное короткое замыкание. Помимо того, принудительный обрыв индуктивного тока может привести к повреждению изоляции ДГР или выключателя.

У привода однофазного разъединителя между трансформатором и ДГР должны быть смонтированы две сигнальные лампы, подключенные к сигнальной обмотке ДГР, при ОЗЗ на ней появляется напряжение и загораются лампы, сигнализирующие о ОЗЗ.

Коммутировать ДГР при ОЗЗ запрещается.

При выборе ответвлений дугогасящих реакторов со ступенчатым регулированием необходимо учитывать снижение токов ДГР вследствие влияния сопротивления трансформатора, в нейтрали которых включены ДГР.

Действительный ток компенсации  $I_{РД}$  определяется по формуле:

$$I_{РД} = \frac{3U_{СР}}{X_T + 3X_P} = \frac{I_{РН}}{1 + \frac{X_T}{3X_P}}, \quad (27)$$

где  $X_T = \frac{U_K \cdot U_{НОМ}^T}{100S_T}$  - сопротивление трансформатора, Ом;

$X_P = \frac{U_{НОМ}^P}{\sqrt{3} I_{РН}}$  - сопротивление реактора, Ом;  $I_{РН}$  - номинальный ток реак-

тора;  $U_{НОМ}$  - номинальное напряжение трансформатора, кВ;

$S_T$  - номинальная мощность трансформатора, кВА;

$U_K$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

$U_{НОМ}^P$  – номинальное напряжение реактора, кВ.

В случае использования для подключения ДГР трансформатора со схемой соединения обмоток «звезда-треугольник» действительный ток компенсации определяется по формуле

$$I_{рд} = \frac{I_{рн}}{1 + \frac{10X_T}{3X_p}} \quad (28)$$

Если в одном из режимов работы сети ДГР окажется подключенным к шинам подстанции, от которой отходит только одна линия, то на время существования такого режима реактор должен быть отключен во избежание перенапряжений при неодновременном размыкании контактов и, неполнофазного режима питания отключаемой линии, что приводит к большой емкостной фазной несимметрии и, собственно, к большому напряжению смещения.

ДГР должен быть установлен в центре питания, чтобы исключить его отключение при отключении фидера, от которого он запитан. В этом случае отключение отдельных линий не сопровождаются опасными перенапряжениями. Остающаяся с ДГР схема имеет обычно большой емкостной ток ОЗЗ, чем токи, при которых могут возникать предельно допустимые перенапряжения.

Наиболее опасным в отношении возникновения перенапряжений на ДГР является случай отключения двухфазного короткого замыкания на шинах распределительного устройства от действия дифференциальной защиты (при этом одно место замыкания на землю может быть в сети вне зоны дифференциальной защиты).

В сетях с током замыкания на землю 100 А и более целесообразно устанавливать два ДГР, включенных параллельно.

Для наилучшего использования мощности ДГР трансформатор, в нейтраль которого включается ДГР, должен иметь минимальное сопротивление нулевой последовательности. При замыкании одной фазы на землю через соответствующую обмотку трансформатора, в нейтраль которого включен ДГР, проходит индуктивный ток  $I_K$ . Это равносильно прохождению через обмотки трех фаз трансформатора тока нулевой последовательности  $I_0 = \frac{I_K}{3}$ , что приводит к некоторому падению напряжения в обмотке, снижению потенциала нейтрали и уменьшению фактической мощности ДГР. В зависимости от схемы соединения обмоток, мощности и конструкции трансформатора этот эффект может быть практически незначительным либо весьма существенным. На рисунке 28 приведены распределения токов нулевой последовательности при различных схемах соединения обмоток трансформатора.

При включении ДГР в нейтраль понижающего трансформатора, имеющего схему соединения  $\Delta/\Delta$  (рисунок 28а), токи нулевой последовательности, возникающие во вторичной обмотке, создают поток нулевой последовательности, который наводит э.д.с. нулевой последовательности в первичной обмотке, замкнутой в треугольник. Таким образом, прохождение токов нулевой после-

довательности в первичной и вторичной обмотках создает только небольшой поток рассеяния нулевой последовательности. Схема является благоприятной для включения ДГР в нейтраль, так как позволяет полностью использовать мощность ДГР, не дает дополнительных потерь и нагрева за счет неуравновешенных магнитных потоков.

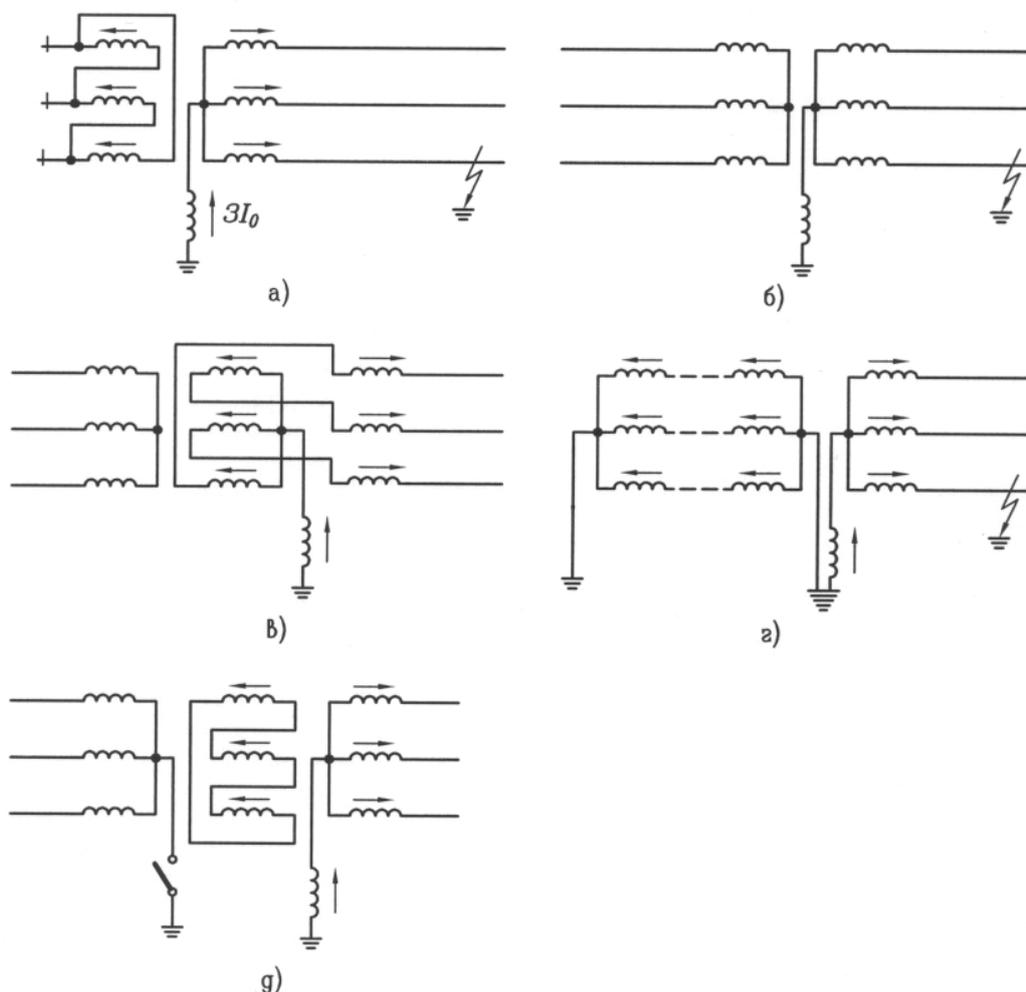


Рисунок 28. Включение реактора в нейтраль трансформаторов с различными схемами соединения обмоток и распределение токов нулевой последовательности

Этих преимуществ лишена схема соединения  $\Delta/\Delta$  (рисунок 26 б). Магнитные потоки нулевой последовательности остаются неуравновешенными, поскольку в первичной обмотке соответствующие токи протекать не могут. Неуравновешенные магнитные потоки замыкаются по воздуху, маслу и стенкам бака, который является как бы короткозамкнутым витком. Наведенные в баке токи вызывают его нагревание, кроме того, из-за наличия неуравновешенных магнитных потоков, обмотки трансформатора имеют повышенное индуктивное сопротивление, которое может стать соизмеримым с индуктивным сопротивлением ДГР, тем самым ухудшая использование мощности ДГР.

Особенно неблагоприятные условия складываются, если трансформатор по схеме  $\Delta/\Delta$  имеет замкнутую магнитную систему (трансформатор бронированного типа, группа однофазных трансформаторов). В таких трансформаторах неуравновешенные магнитные потоки замыкаются через стальные сердечники без зазоров. Индуктивное сопротивление таких трансформаторов велико и обычно превосходит необходимое для компенсации индуктивное сопротивление. Включение ДГР в нейтраль таких трансформаторов не имеет смысла.

При соединении первичной обмотки в звезду с изолированной нейтралью магнитное равновесие для потоков нулевой последовательности может быть достигнуто, если вторичная обмотка соединена по схеме «зигзаг» (рисунок 28в). По обеим половинкам обмотки, расположенной на одном стержне, проходят токи нулевой последовательности разных фаз, создавая встречные ампервитки. Магнитные потоки нулевой последовательности равноплечного зигзага компенсируются, и индуктивность нулевой последовательности сводится к индуктивности рассеяния.

Если первичная обмотка трансформатора имеет заземленную нейтраль при одновременном заземлении нейтрали источника (рисунок 28г), то токи нулевой последовательности могут проходить в первичной цепи. При этом получается полная компенсация магнитных потоков, т.е. трансформатор ведет себя как трансформатор со схемой соединения обмоток  $\Delta/\Delta$  или  $\Delta/Z$ . Однако трансформаторы со схемой  $\Delta_0/\Delta$  обычно не выпускаются.

У трансформаторов  $\Delta_0/\Delta_0/\Delta$  независимо от того, замкнута ли нейтраль обмотки высокого напряжения на землю или разомкнута, токи нулевой последовательности циркулируют в треугольнике, не выходя во внешнюю сеть, и приводит к полной компенсации магнитных потоков в сердечниках трансформатора. При включении ДГР в нейтраль обмотки среднего напряжения его мощность не должна превосходить мощность обмотки соединенной в треугольник.

Для подключения ДГР в сетях 10 кВ должны использоваться специальные ненагруженные трансформаторы с обмотками, соединенными по схеме  $\Delta_0/\Delta$ . При использовании для подключения ДГР трансформаторов собственных нужд, ТСН должны быть проверены по длительно допустимой нагрузке.  $I_{\text{доп}}$  определяется по формуле:

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{1,1(I_{\text{НОМ.Т}})^2 (I_{\text{КВ}})^2}, \quad (29)$$

где  $I_{\text{НОМ.Т}}$  – номинальный ток трансформатора, А;

$I_{\text{КВ}}$  – ток компенсации реактора, А.

При использовании ненагруженных трансформаторов со схемой  $\Delta/\Delta_0$ , мощность трансформатора при этом должна быть в 4 раза больше мощности реактора.

Для оценки длительно допустимой нагрузки трансформатора с ДГР принята чисто активная трехфазная нагрузка, равномерно распределенная между обмотками трансформатора.

На рисунке 29 приведено распределение тока в обмотках нагруженного трансформатора с ДГР.

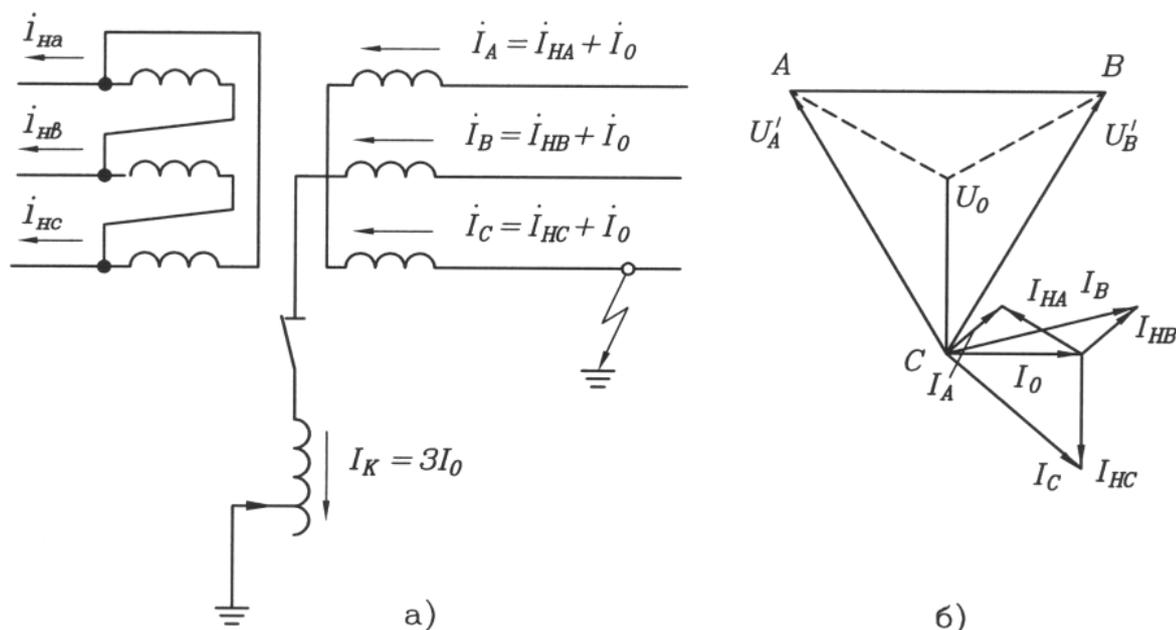


Рисунок 29. Распределение токов в обмотках нагруженного трансформатора с дугогасящим реактором (а) и векторная диаграмма токов относительно напряжения на нейтрали при замыкании на землю в сети (б)

Усредненная перегрузка по току, которая допустима в течение длительного замыкания на землю, подсчитывается как среднее квадратичное значение от токов в обмотке по формуле:

$$I_{\text{пер}} = \sqrt{\frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{3}} = \sqrt{I_0^2 + I_n^2} \quad (30)$$

Поэтому допустимый ток нагрузки трансформатора

$$I_n = \sqrt{I_{\text{пер}}^2 - I_0^2}, \quad (31)$$

где  $I_0$  – ток нулевой последовательности;

$I_n$  – ток дополнительной нагрузки.

При резонансной настройке ДГР и наличии емкостной асимметрии в нормальном режиме или при обрыве провода возможно возникновение резонансных перенапряжений. Это явление поясняет формула:

$$U_0 = \frac{U_{\text{нс}}}{\sqrt{V^2 + d^2}}, \quad (32)$$

где  $U_0$  – напряжение смещения (напряжение на нейтрали трансформатора при подключении ДГР);

$U_{\text{нс}}$  – напряжение несимметрии;

$V$  – степень расстройки компенсации, определяемая по формуле 26;

$d$  – коэффициент успокоения сети, равный:

$$d = \frac{I_R}{I_C} \cdot 100\%, \quad (33)$$

где  $I_R$  – активная составляющая тока ОЗЗ;  
 $I_C$  – емкостной ток замыкания на землю.

На рисунке 31 приведена схема включения ДГР вне зависимости от его конструктивного исполнения.

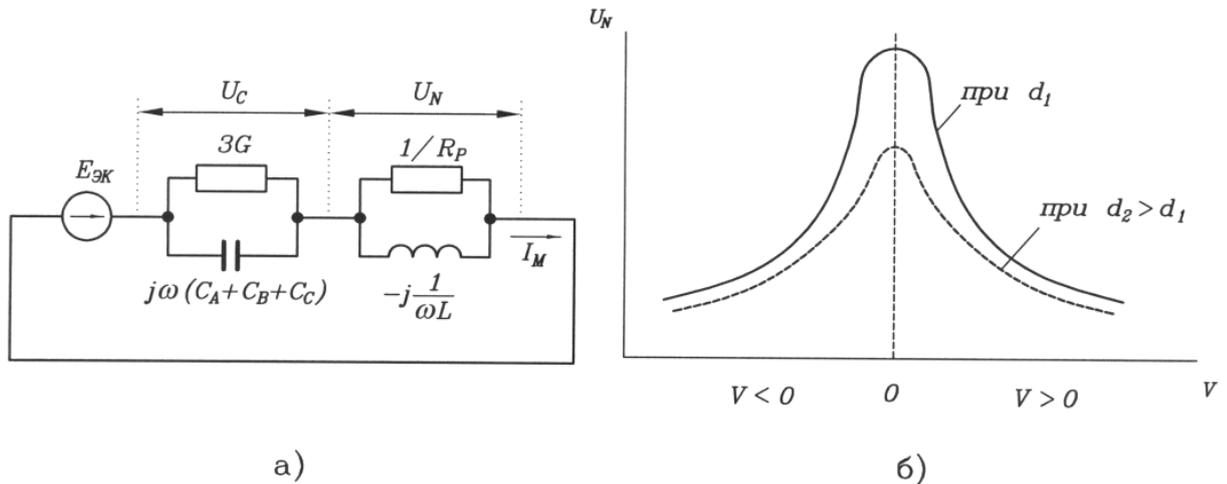


Рисунок 30. К возникновению резонансных перенапряжений в компенсационной сети: а – схема замещения; б – зависимость потенциала нейтрали от степени расстройки:

$U_C$  – напряжение сети;  
 $U_N$  – напряжение на реакторе;  
 $G$  – проводимость сети;  
 $R_P$  – активное сопротивление реактора.

При наличии емкостной асимметрии и резонансной настройке  $V=0$  напряжение смещения будет определяться только напряжением несимметрии и коэффициентом успокоения  $d$ . Коэффициент успокоения в сети для воздушных сетей с нормальным состоянием изоляции  $d=2 - 3 \%$ , при загрязнении изоляции коэффициент успокоения может вырасти до  $10 \%$ . Для кабельных сетей  $d=2 - 4 \%$ , однако, при наличии в сети кабелей с состарившейся изоляцией  $d$  может достичь  $10 \%$ . На рисунке 30 приведена схема замещения сети при ОЗЗ и уровень возможных резонансных перенапряжений.

Резонансные перенапряжения тем больше, чем выше степень асимметрии и меньше коэффициент успокоения. В целях ограничения резонансных перенапряжений напряжение несимметрии не должно превышать  $0,75 \%$ , тогда потенциал нейтрали  $U_N \leq 0,15 U_{ср}$ .

Обрыв фазы (без падения провода на землю) заметно увеличивает асимметрию сети, создавая тем самым предпосылку для резонансных перенапряжений. Вместе с тем, если до обрыва сеть работала с резонансной настройкой, то обрыв фазы, снижая суммарную емкость сети, тем самым выводит сеть из резонансного режима. Поэтому опасен и недопустим режим недокомпенсации,

так как в этом случае обрыв фазы может привести к резонансной настройке и возникновению опасных перенапряжений на изоляции. При выполнении условий перекомпенсации соответствуют требованиям ПТЭ потенциал нейтрали не превышает  $0,7 U_{\phi}$ .

В реальной сети при применении ДГР со ступенчатым регулированием настройка ДГР в резонансе мало вероятна и может произойти только при обрыве провода, в сети с ДГР плунжерного типа, из-за наличия зоны нечувствительности, настройка ДГР так же должна производиться с небольшой перекомпенсацией.

На рисунке 31 дана типовая схема подключения ДГР.

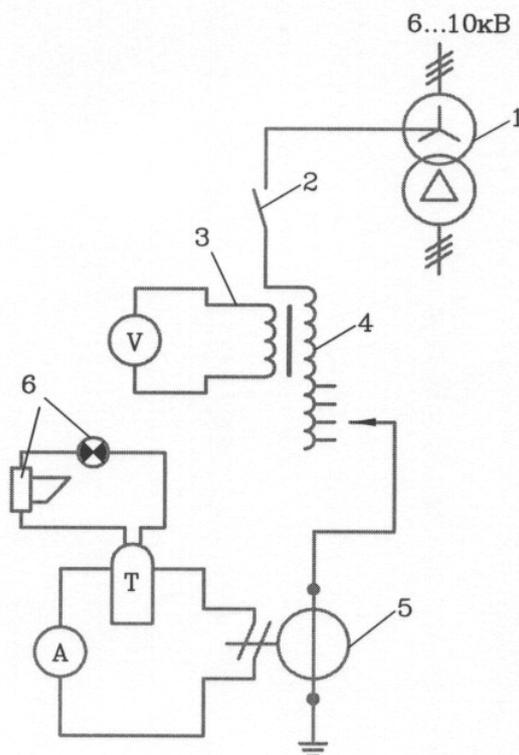


Рисунок 31. Схема включения дугогасящей катушки:

1 – заземляющий трансформатор; 2 – выключатель; 3 – сигнальная обмотка напряжения с вольтметром; 4 – дугогасящий реактор; 5 – трансформатор тока; 6 – звуковая и световая сигнализация; А – амперметр; V – вольтметр; Т – токовое реле.

Для снижения перенапряжений в сети с малыми токами ОЗЗ, БЭРНом предложена система ОМЗАЛ, которая является модернизированной системой автоматического шунтирования фазы (АШФ). На рисунке 32 приведена принципиальная схема системы ОМЗАЛ. Данная система обладает следующими недостатками:

- для ее подключения необходимо иметь на питающей подстанции кабельные выходы фидеров 10 кВ с установленными на них трансформаторами

нулевой последовательности, что практически отсутствует на подстанциях с малыми токами ОЗЗ;

- при производстве шунтирования «земли» включением заземляющего ножа на питающей подстанции, по поврежденной фазе не протекает ток 11 гармоника, на которую настроены все приборы поиска «земли». Это исключает возможность нахождения железобетонной опоры с «землей». Для поиска «земли» все равно необходимо разземлять поврежденную фазу.

Система ОМЗАЛ позволяет решить следующие вопросы:

- функции контроля:
- уровня напряжения нулевой последовательности;
- уровня фазных напряжений секции шин;
- величины тока нулевой последовательности на всех воздушных линиях, питающихся от данной секции шин;
- величины токов искусственного двойного замыкания на землю;
- функцию определения поврежденной фазы;
- функцию автоматического шунтирования фазы, на которой произошло однофазное замыкание на землю.

Однако, вышеперечисленные недостатки резко ограничивают область применения системы ОМЗАЛ. Кроме того, в технологических функциях предусмотрен оперативный запуск алгоритма измерения номинального тока замыкания на землю в нормальном режиме работы сети. При этом производится кратковременное включение выключателя фазы ОМЗАЛ на землю. Такая технологическая функция резко снижает надежность работы сети. Это подтверждается практикой применения устройств АШФ (почти все смонтированные устройства АШФ вышли из строя с повреждением ячеек КРУН).

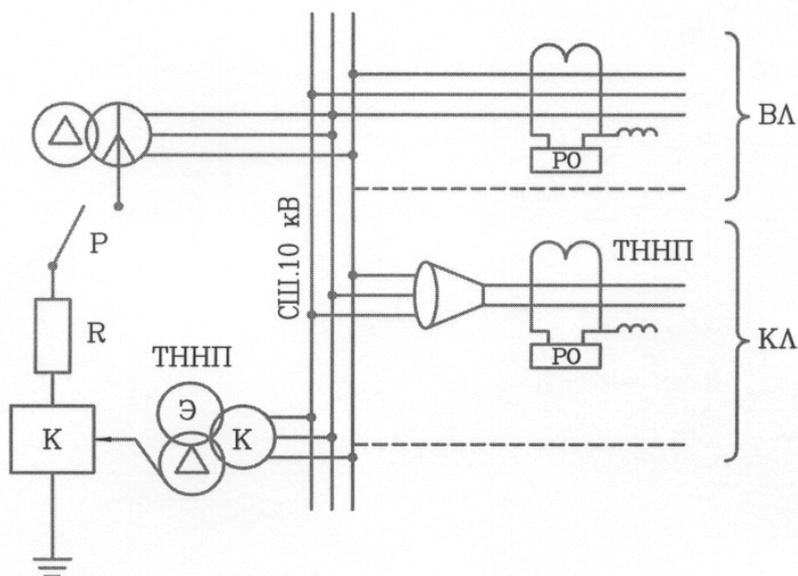


Рисунок 32. Принципиальная схема устройства ОМЗАЛ

Срабатывание устройства происходит при замыкании одной фазы сети на землю. После замыкания на землю в обмотках трансформатора напряжения нулевой последовательности (ТННП), соединенных в разомкнутый треугольник, появляется напряжение  $3U_0$ , в результате запускается блок управления К. Блок управления обеспечивает срабатывание выключателя поврежденной фазы и ее заземление. При этом остаточные заряды стекают на «землю», в результате ограничиваются дуговые перенапряжения и ток по поврежденной линии увеличивается лишь до определенного значения, достаточного для срабатывания регистрирующего органа РО, чем достигается повышение селективности.

### 10 Наладка дугогасящих реакторов

Выяснение необходимости установки ДГР на подстанции необходимо начинать с определения тока ОЗЗ по формулам 24, 25 (см. стр. 45). Увеличение емкостного тока сети за счет емкости оборудования подстанций можно ориентировочно оцениваться для воздушных и кабельных сетей 6-10 кВ – на 10 %, для воздушных сетей 35 кВ – на 12 %. Для кабельных сетей 35 кВ увеличение емкостного тока за счет оборудования подстанций учитывать не следует.

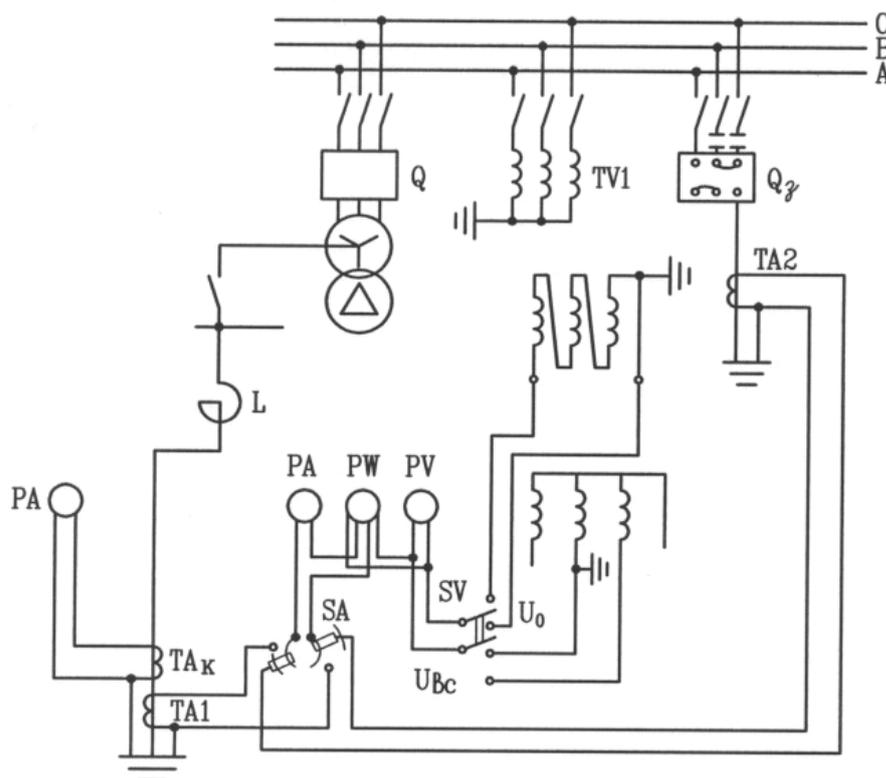


Рисунок 33. Схема измерения емкостного тока методом искусственного замыкания на землю:

Q – выключатель ДГР; Q<sub>з</sub> – выключатель, включающий заземление; TA<sub>2</sub> – трансформатор тока, специально установленный; L – ДГР; TA<sub>к</sub> – трансформатор тока ДГР; TV1 – трансформатор напряжения; SA – коммутатор тока; PA, PW, PV – амперметр, ваттметр и вольтметр соответственно; SV – коммутатор напряжения нулевой последовательности.

Более точным методом является измерение тока ОЗЗ при помощи создания искусственного ОЗЗ. Такое измерение имеет смысл проводить только для сетей сложной конфигурации, когда расчетным путем невозможно определить ток ОЗЗ. На рисунке 33 дана схема измерения токов ОЗЗ, позволяющая измерить ток ДГР, первую гармоническую составляющую, реактивную и активную составляющие тока ОЗЗ. Емкостной ток сети определяют по показаниям ваттметра РW при поочередном подведении к нему напряжения между не замкнутыми на землю фазами  $U_{BC}$  и напряжения  $3U_0$  от трансформатора напряжения.

Для замыкания на землю используется выключатель резервной ячейки. С двух полюсов этого выключателя со стороны питания снимается ошиновка, все три полюса соединяются последовательно с помощью закоротки. Закоротка должна быть рассчитана на ток короткого замыкания. Защита выключателя  $Q_3$  (токовая отсечка) выставляется на ток срабатывания равный пятикратному току ОЗЗ. Для измерения тока ОЗЗ в цепь выключателя  $Q_3$  устанавливается трансформатор тока ТА2. Класс точности трансформатора тока не ниже 1,0. Его номинальное напряжение может быть любым. Сопротивление вторичных цепей не должно превышать значения, допустимого для работы трансформатора тока в классе точности 1,0. Включение и выключение выключателя  $Q_3$  должно осуществляться дистанционно.

Реактивная и активная составляющие тока ОЗЗ определяются по формулам 34, 35.

$$I_p = \frac{W_p}{U_{BC}} K_m \quad (34) \quad I_a = \frac{W_a}{3U_0} K_m, \quad (35)$$

где  $W_a$  и  $W_p$  – активная и реактивная мощности;

$K_m$  – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Эффективное действующее значение токов высших гармонических составляющих в токе замыкания на землю определяется по формуле 36.

$$I_{BG} = \sqrt{I_{3\text{изм}}^2 - I_p^2 - I_a^2}, \quad (36)$$

где  $I_{3\text{изм}}$  – полный ток ОЗЗ.

По активной составляющей  $I_a$  тока ОЗЗ можно определить коэффициент успокоения и соответственно эффективность применения компенсации в сети, в которой производится измерение.

Так как измерение токов ОЗЗ методом создания искусственного замыкания на землю является довольно опасным методом (в сети могут появиться многоместные повреждения изоляции), этот метод имеет очень ограниченную область применения.

Коммутатор тока должен быть устроен так, чтобы при включении токовой обмотки ваттметра и амперметра в цепь одного трансформатора тока вторичные обмотки второго трансформатора тока закорачивались.

В процессе измерений необходимо измерить полный ток ОЗЗ с ДГР и без него.

Более безопасным является метод измерения токов ОЗЗ с помощью дополнительной емкости. Схема измерения с помощью дополнительной емкости приведена на рисунке 34. Один вывод дополнительной емкости присоединяется к контуру заземления подстанции, другой с помощью изолирующей штанги подсоединяется к фазам сети поочередно. Предварительно необходимо убедиться в отсутствии «земли» в сети.

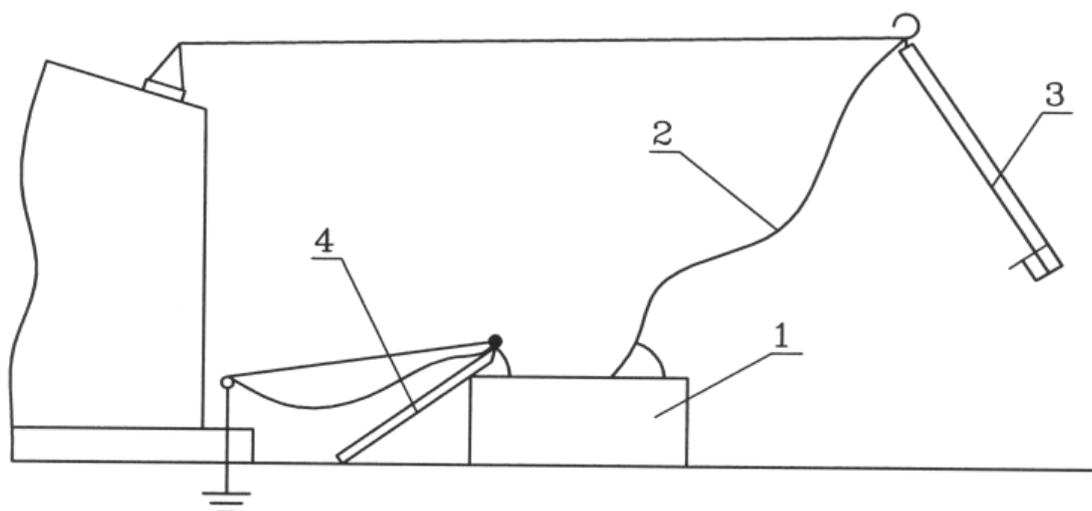


Рисунок 34. Измерение тока ОЗЗ методом подсоединения дополнительной емкости:

1 – дополнительная емкость; 2 – высоковольтный провод типа ПВЛ-1; 3- изолирующая штанга; 4 – разрядная штанга.

Производится измерение фазных и линейных напряжений во вторичных цепях трансформатора напряжения секции.

Величина емкостного тока определяется по формуле:

$$I_C = \frac{314 \cdot K \cdot U'_C \cdot U_L \cdot C}{U_L - \sqrt{3} U'_C}, \quad (37)$$

где  $U'_C$  и  $U_L$  - напряжение в вольтах, непосредственно измеренное во вторичных цепях трансформатора напряжения;

$U'_C$  – фазное напряжение на фазе, к которой подключен конденсатор;

$U_L$  – линейное напряжение;

$C$  – емкость подключенного конденсатора в фарадах;

$K$  – коэффициент трансформации трансформатора напряжения.

При наличии фазной емкостной несимметрии точность измерения этим способом уменьшается. Применимость этого метода измерения тока ОЗЗ: сети с токами ОЗЗ до 30-35 А.

Измерение напряжения несимметрии и смещения нейтрали должны быть приведены для всех основных режимах работы сети и при всех настройках ДГР со ступенчатым регулированием. По значению вектора напряжения несиммет-

рии и положению его относительно векторов линейных напряжений определяет необходимость и способ выравнивания емкостей фаз.

Измерения производятся по схеме рисунка 35 с использованием трансформатора напряжения, рассчитанного на напряжение сети, вольтметра и фазометра.

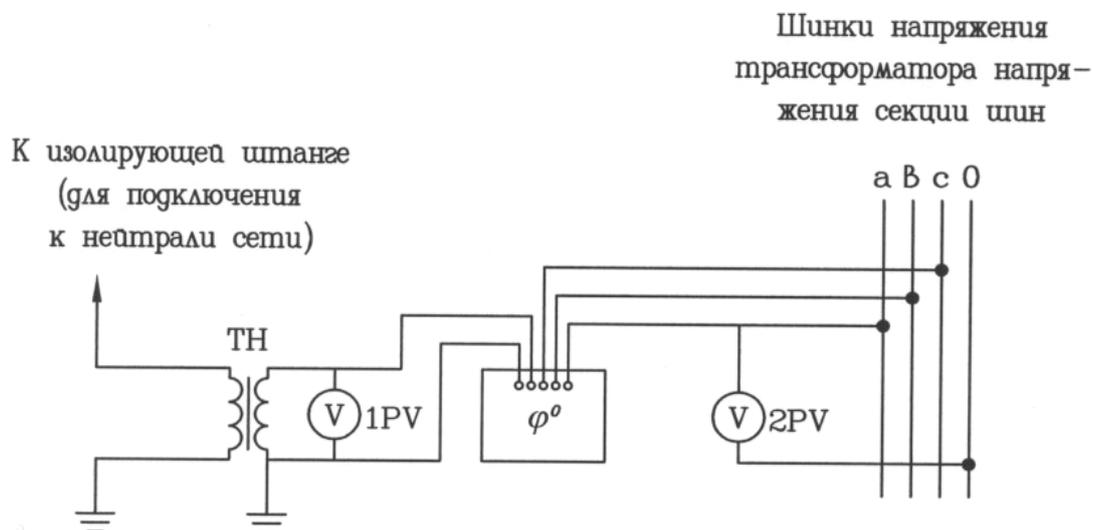


Рисунок 35. Схема измерений напряжений несимметрии и смещения нейтрали сети

Измерения производятся при кратковременном подключении трансформатора напряжения изолирующей штангой к нулевому выводу трансформатора, предназначенного для подключения ДГР.

Измерения напряжения смещения нейтрали должны начинаться при наибольшем токе ДГР. Если сеть имеет значительную несимметрию емкостей фаз относительно земли, то при настройке, близкой к резонансной, напряжение смещения нейтрали может достигнуть значений, соизмеримых с фазным напряжением, а через реактор пойдет ток, отключение которого разъединителем будет недопустимо, появится так называемая «ложная земля». Предельно допустимые смещения нейтрали и наибольшие токи, отключение которых допускается разъединителями, приведены в таблице 9.

Допустимые токи ОЗЗ, отключаемые разъединителем

Таблица 9

Напряжение сети	Предельное смещение нейтрали, кВ	Предельный отключаемый ток, А
6	1,75	30
10	3,0	20
35	4,3	10

При возникновении такого режима перед отключением разъединителя необходимо уменьшить напряжение смещения нейтрали путем изменения емкостного

тока (например подключить или отключить одну из линий, объединить секции).

Определение величины емкостного тока при измерении напряжения смещения при фазных настройках ДГР со ступенчатым регулированием можно произвести по формуле:

$$I_C = \frac{I_{2К} - \frac{U_{01}}{U_{02}} I_{1К}}{1 - \frac{U_{01}}{U_{02}}}, \quad (38)$$

где  $I_{1К}$ ,  $I_{2К}$  – значение установленных токов компенсации при двух положениях переключателя ДГР, А;

$U_{01}, U_{02}$  – напряжение смещения, возникшее при токах  $I_{01}$  и  $I_{02}$ , В.

При установленном плунжерном ДГР ток ОЗЗ можно определить по формуле:

$$I_C = I_{р\text{ изм}} \frac{U_{\phi}}{U_{0\text{ мас}}}, \quad (39)$$

где  $I_{р\text{ изм}}$  – ток реактора при наибольшем напряжении смещения.

Напряжение несимметрии в воздушных сетях 35 кВ может достигать нескольких киловольт. Поэтому в сети 35 кВ часто возникает необходимость в транспонировании линий электропередачи, при этом необходимо стремиться выровнять емкости фаз не только всей сети, но и отдельных ее частей.

Для определения длины линий, подлежащих перефазировке и определение напряжения несимметрии необходимо:

- измерить напряжение несимметрии по схеме рисунка 35;
- для определения направления вектора несимметрии необходимо измерить напряжение несимметрии при подключении конденсатора к фазам А, В, С;
- произвести следующие геометрические построения. Все построения производятся в масштабе, и они приведены на рисунке 36.

Из произвольно выбранного геометрического центра  $O$  треугольника линейных напряжений проводятся три окружности радиусами, равными измеренным напряжениям несимметрии  $U'_{\text{НЕС}_2}, U'_{\text{НЕС}_3}, U'_{\text{НЕС}_1}$ . На внутренней окружности из произвольной точки  $B'$  отложена хорда  $B'_m$ , равная радиусу этой окружности. Затем из точки  $m$  радиусом средней окружности  $U'_{\text{НЕС}_3}$  проведена дуга до пересечения с большей окружностью  $U'_{\text{НЕС}_1}$  в точке  $A'_1$ , которая будет второй вершиной равностороннего треугольника. Третья вершина определяется засечками  $A' B'$  на средней окружности.

Начало вектора естественной несимметрии  $U_{НС}$  определяется пересечением высот треугольника  $A' B' C'$ , параллельно которому из точки 0 проводятся направления фазных напряжений.

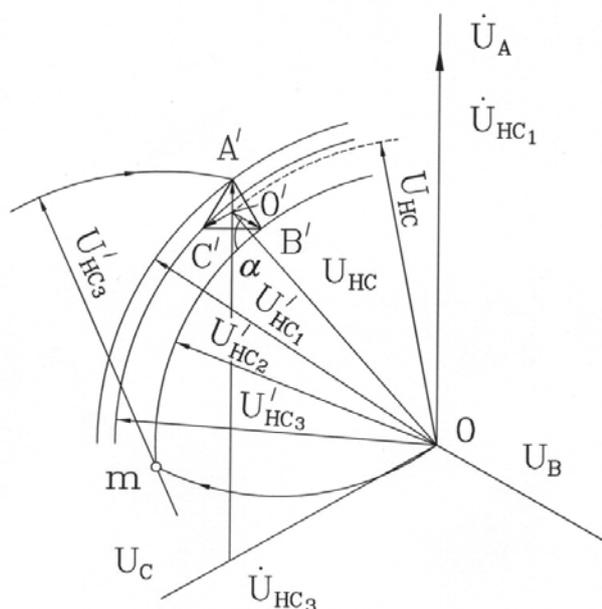


Рисунок 36. Определение направления вектора напряжения несимметрии до выравнивания емкостей фаз

Для выбора способа выравнивания фазных емкостей необходимо найти превышение емкостей фаз  $\Delta C_1$  и  $\Delta C_3$  над наименьшей емкостью  $\Delta C_2$ .

Вектор напряжения естественной несимметрии определяется по формуле:

$$U_{НС} \cdot = \frac{C + \Delta C_1 + a^2 C_2 + a(C_3 + \Delta C_3)}{C} U_{\phi} \cdot, \text{ где} \quad (40)$$

$$a = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (41) \quad a^2 = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2} \quad (42)$$

Определив графически по рисунку 36 составляющие фазной несимметрии по формулам 43 и 44 находим превышение емкостей фаз А и С над наименьшей емкостью.

$$\Delta C_1 = C \frac{U_{НС1}}{U_{\phi}} \quad (43) \quad \Delta C_3 = C \frac{U_{НС3}}{U_{\phi}} \quad (44)$$

Емкости фаз определяются по формулам 45, 46 и 47.

$$C_2 = \frac{C - \Delta C_1 - \Delta C_2}{3} \quad (45) \quad C_1 = C_2 + \Delta C_1 \quad (46) \quad C_3 = C_2 + \Delta C_2 \quad (47)$$

Емкость сети определяется по формуле 48.

$$C = \Delta C \frac{U_{\text{л}}}{U'} , \quad (48)$$

где  $U'$  - напряжение, равное (в масштабе) стороне треугольника  $A' B' C'$ .

Длина линий, подлежащих транспозиции, определяется по формулам 49 и 50.

$$\lambda_1 = \frac{C_1 - C_{\text{ср}}}{C_1' - C_2'} \quad (49) \quad \lambda_2 = \frac{C_3 - C_{\text{ср}}}{C_3' - C_2'} , \quad (50)$$

где  $C_1', C_2', C_3'$  - удельные емкости фаз относительно земли.

Проверить правильность расчетов можно, сравнив величину тока ОЗЗ, рассчитанного по формуле 51 и определенную по рисунку 37.

$$I_c = \Delta C \frac{U_0}{U'} \omega U_{\text{ф}} , \quad (51)$$

где  $U_0, U_{\text{ф}}$  - линейное и фазное номинальные напряжения сети.

Настройку ДГР без проведения опыта замыкания на землю можно проводить косвенным методом: по резонансной кривой путем подключения сторонней э.д.с. в вспомогательную обмотку ДГР. Схема измерения приведена на рисунке 37а.

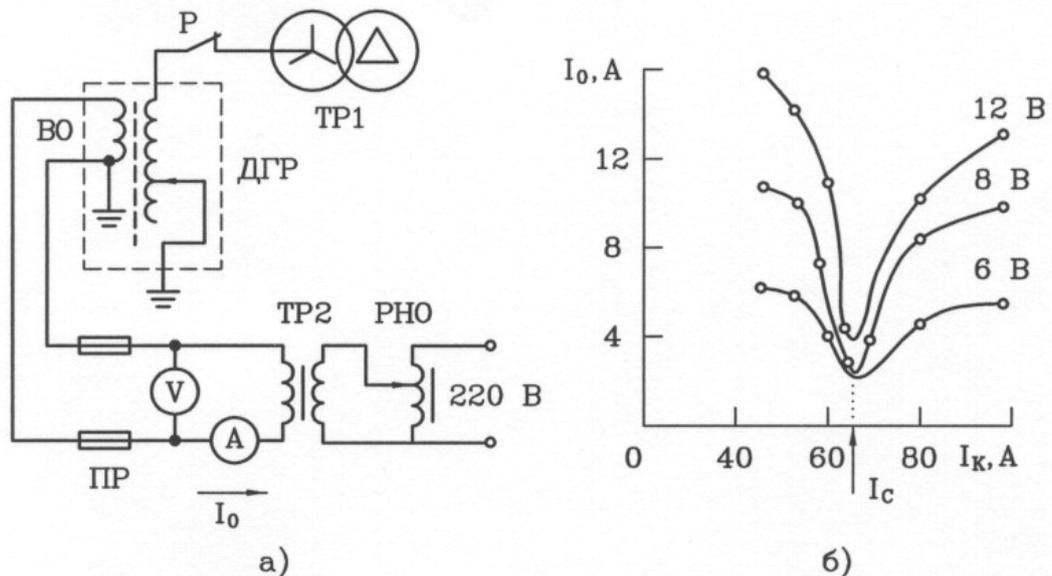


Рисунок 37. Измерение с использованием сторонней ЭДС:

а - схема снятия резонансной кривой с питанием от сторонней ЭДС; б - резонансные кривые во вспомогательной оболочке дугогасящего реактора: ПР - предохранители 20 А; TR2 - трансформатор 280/36 В; РНО - регулятор напряжения 1 кВ·А, 0...250 В; V - вольтметр 7,5...60 В; А - амперметр 10...20 А.

В вспомогательную (сигнальную) обмотку ДГР включается маломощный понижающий трансформатор. Напряжение на вспомогательной обмотке поддерживается неизменным. Индуктивность реактора изменяется плавно или

ступенчато (в зависимости от типа ДГР), и по показаниям амперметра строится кривая тока в вспомогательной обмотке. Если ДГР имеет ступенчатое регулирование, то по результатам измерений устанавливается ближайшая отпайка в зоне перекомпенсации. На рисунке 37б приведена резонансная кривая настройки ДГР. Резонансной настройке соответствует минимум протекающего тока, настройку ДГР можно также производить по максимальному значению напряжения смещения. Резонансной настройке будет соответствовать максимальное значение напряжения смещения. На рисунке 38 приведена схема измерения напряжения смещения и полученная резонансная кривая.

Для получения четко выраженной резонансной кривой необходимо, чтобы суммарное сопротивление от трансформатора смещения до вспомогательной обмотки не превышало  $U \text{ Ом}$ .

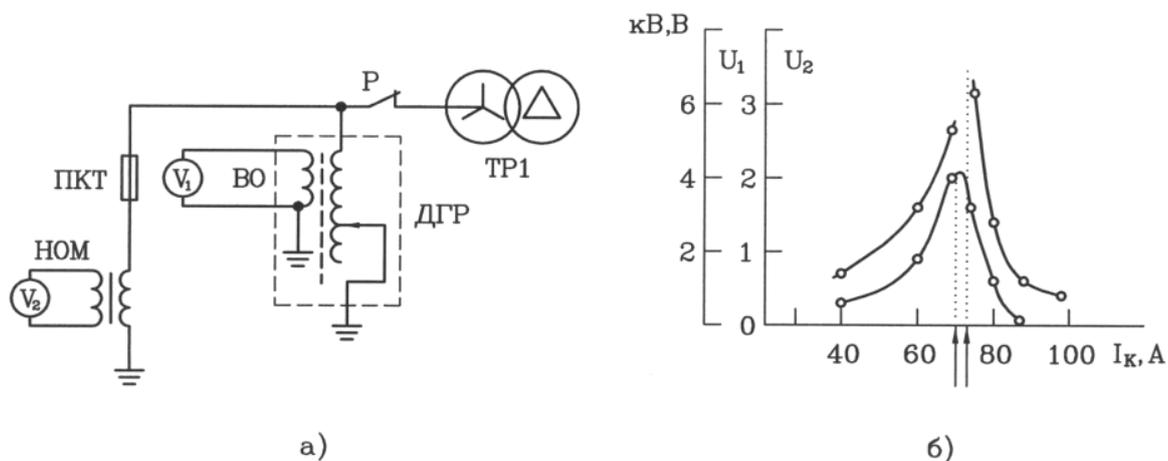


Рисунок 38. Измерение с использованием ЭДС несимметрии:

а – схема снятия резонансной кривой напряжения несимметрии:  $V_1$  – вольтметр 1,5...15 В;  $V_2$  – вольтметр 100 В; б – резонансные кривые напряжения несимметрии.

Если на подстанции установлен ДГР, то ток ОЗЗ можно определить косвенным методом. Схема измерения приведена на рисунке 39. Для измерения емкостного тока в цепь рабочего заземления ДГР включают трансформатор с регулируемым коэффициентом трансформации от  $1/2$  до  $1/3$ , через который на ДГР подается напряжение смещения нейтрали, регулируемое с помощью переключателя 10.

Величина напряжения нулевой последовательности  $U_{\text{изм}}$  определяется с помощью вольтметра 6 с изоляцией на 10 кВ.

Величина емкостного тока  $I_{\text{изм}}$  определяется по амперметру 14, включенному через трансформатор тока 11. Фактическая величина тока ОЗЗ определяется по формуле:

$$I_3 = I_{\text{изм}} \frac{U_{\phi}}{U_{\text{изм}}}, \quad (52)$$

где  $U_{\phi}$  – фазное напряжение.

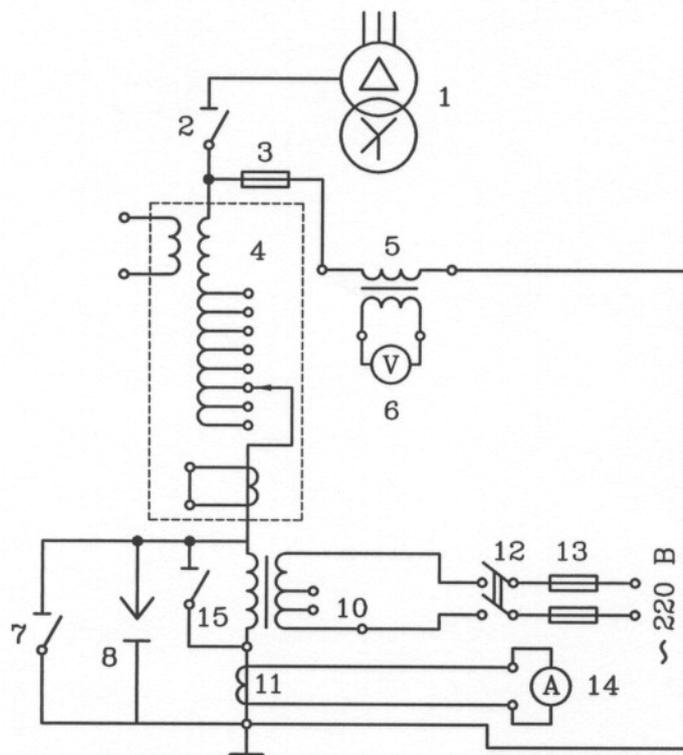


Рисунок 39. Схема измерения емкостного тока в сети 6-10 кВ по методу смещения ее нейтрали:

1 – трансформатор собственных нужд ПЩ; 2 – разъединитель; 3 - предохранитель; 4 – дугогасящая катушка; 5 – трансформатор напряжения; 6 - вольтметр; 7 – шунтирующий рубильник; 8 – пробивной предохранитель; 9 - трансформатор смещения нейтрали; 10 – переключатель; 11 – трансформатор тока; 12 – выключатель; 13 – предохранитель; 14 – амперметр; 15 – шунтирующий рубильник.

Плунжерные ДГР должны работать в автоматическом режиме. Работа ДГР основана на фазовом принципе, т.е. на контроле положения вектора напряжения нейтрали  $U_0$ , которое при резонансной настройке составляет угол  $300^\circ$  с выбранным опорным напряжением фаз В С. При этом модуль  $U_0$  наибольший.

В нормальном режиме работы сети контур нулевой последовательности током ДГР не обеспечивается, так как напряжение естественной несимметрии мало (в чисто кабельной сети оно стремится к нулю), поэтому для работы автоматики необходимо искусственно создать несимметрию фазных емкостей. Известны три метода создания несимметрии:

- введение опорного напряжения непосредственно в нейтраль через опорный трансформатор;
- подключение к одной из фаз (фВ) сети асимметрирующей емкости или использование несимметрии трансформатора (этот принцип не получил большого распространения);
- введение напряжения через вторичную регулировочную обмотку ДГР.

Все способы регулирования предусматривают контроль параметра, определяющего состояние контура, а именно, степень отклонения от резонанса и воздействие на индуктивность ДГР до тех пор, пока это отклонение не будет равно нулю или заданному значению. При этом в контуре создается напряжение искусственной несимметрии для измерения и поиска резонанса. Если напряжение несимметрии в схеме автоматики недостаточно для ее работы, то, поставив ключ в положение «дистанционно», учитывая показания табло «недокомпенсация, перекомпенсация», отрегулировать ток ДГР до появления необходимой величины  $U_0$ , затем перейти в режим автоматического регулирования.

При эксплуатации плунжерных ДГР необходимо учитывать, что при появлении «земли» автоматика ДГР блокируется и не работает.

## *11 Заземление нейтрали сети через резистор*

Эффективность режима заземления нейтрали сети принято оценивать отношением числа ОЗЗ, не перешедших в двойное замыкание (ДЗЗ) или междуфазное короткое замыкание (МКЗ), отключаемые релейной защитой, к общему числу ОЗЗ.

$$\mathcal{E} = 1 - \frac{(N_{\text{ДЗЗ}} + N_{\text{МКЗ}})}{N_{\text{ОЗЗ}}} = 1 - \frac{N_{\text{ДЗЗ}} + N_{\text{МКЗ}}}{N_{\text{ДЗЗ}} + N_{\text{МКЗ}} + N_{\text{КЗЗ}} + N_{\text{УЗЗ}}}, \quad (53)$$

где  $N_{\text{ДЗЗ}}$  – число ОЗЗ, перешедших в ДЗЗ;

$N_{\text{МКЗ}}$  – число ОЗЗ, перешедших в МКЗ;

$N_{\text{ОЗЗ}}$  – общее число ОЗЗ;

$N_{\text{КЗЗ}}$  – число кратковременных самоустранившихся ОЗЗ;

$N_{\text{УЗЗ}}$  – число устойчивых ОЗЗ (включая дуговые).

Показатель эффективности режима заземления нейтрали можно рассматривать как показатель, характеризующий надежность функционирования электрической сети с замкнувшейся на землю фазой.

В соответствии с многочисленными публикациями и опытом эксплуатации эффективность не превышает:

- для сетей с изолированной нейтралью – 0,7;
- для сетей с резонансно заземленной нейтралью – 0,8.

Однако, несмотря на очевидные преимущества, резонансного заземления нейтрали, опыт эксплуатации показывает, что наряду с сетями, имеющими достаточно высокий коэффициент эффективности, большое число компенсированных сетей имеет показатели эффективности, сопоставимые или даже худшие, чем сети с изолированной нейтралью. Основными причинами такого положения в компенсированных сетях является следующее:

- недостаточное техническое совершенство плунжерных ДГР и их автоматики;
- несимметрия фазных емкостей в воздушных сетях;

- большие значения остаточного (не скомпенсированного) тока в месте ОЗЗ при больших токах ОЗЗ из-за влияния активной составляющей тока ОЗЗ и величины гармонических, присутствующих в токе ОЗЗ;

- недостаточное техническое совершенство устройств защиты и селективной сигнализации наличия ОЗЗ, приводящих к необходимости увеличения остаточного тока в месте повреждения для обеспечения требуемой надежности, т.е. уход от резонансной настройки.

Активная составляющая может составлять до 10 % общего тока ОЗЗ. Поэтому при токах ОЗЗ 200-300 А остаточный ток может быть равен 20-30 А и более, что превышает предел по условиям самопогашения дуги.

Большая величина коэффициента успокоения, определяемая по формуле  $d = \frac{I_R}{I_C} \cdot 100\%$ , ограничивает область эффективного применения ДГР из-за длительного восстановления напряжения на поврежденной фазе.

В кабельных сетях ( по сравнению с воздушными) теряется основное преимущество компенсированных сетей – возможность продолжительной бесперебойной работы сети при ОЗЗ , так как всякое замыкание фазы кабеля на землю, как правило, является результатом повреждения изоляции кабеля, которое должно быть немедленно установлено, а аварийный участок отключен.

В подобных случаях необходимо, либо деление сети на электрически не связанные части, либо переход к другому режиму заземления нейтрали.

В сетях с резонансно заземленной нейтралью исключается применение простых и дешевых защиты и сигнализации. Эти устройства должны отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать фиксацию как устойчивых, так и дуговых прерывистых горений дуги;

- устройство защиты, действующее на отключение, должны селективно определять поврежденный элемент;

- устройство защиты должно действовать на отключение с минимально возможной выдержкой времени;

- работа устройства не должна зависеть от режима работы сети.

Исходя из вышеперечисленных требований, релейную защиту и сигнализацию ОЗЗ целесообразно строить, прежде всего, на выявлении величины емкостных токов и напряжений промышленной частоты, что не совместимо при наличии резонансной настройке ДГР.

Для селективной сигнализации замыканий на землю в компенсированных сетях используют следующие устройства:

- устройства реагирующие на значение или направление начальных емкостных токов нулевой последовательности в присоединениях. В начальный момент времени и в течении первого полупериода действие ДГР еще не успевает проявиться, что дает возможность быстродействующей сигнализации зафиксировать присоединение с поврежденной изоляцией. На этом принципе выполняют токовые защиты не направленного и направленного действия, реагирующие на абсолютное значение и направление начальных емкостных токов

нулевой последовательности в присоединениях. Недостатком таких устройств является невозможность отличить кратковременные проходящие нарушения изоляции от устойчивых замыканий на землю;

- устройства, реагирующие на установившиеся активные токи нулевой последовательности. Поскольку ДГР не влияют на значение и распределение активных составляющих токов ОЗЗ, последние могут быть использованы для селективной сигнализации. Однако, естественные активные токи малы, и это вызывает необходимость увеличения чувствительности защит и, следовательно, их стоимости;

- устройства, реагирующие на токи высших гармоник.

Ненадежность работы селективной сигнализации усложняет процесс определения отходящей линии с «землей», так как сигнализация в компенсированной сети не всегда может отличить появление «земли» от изменения нагрузки. Поиски «земли» путем поочередного отключения отходящих линий может привести к множественным повреждениям изоляции из-за расстройки резонансного режима компенсации.

Заземление нейтрали через активное сопротивление, разряжая емкость сети в промежутке между гашением и зажиганием перемежающей дуги, способствует снижению дуговых перенапряжений. Это снижение зависит от соотношения активной составляющей тока ОЗЗ и емкостной ( $I_a/I_C$ ). В пределе перенапряжения уменьшаются до величин  $2,4U_\phi$  соответствующих первому пику напряжения не поврежденной фазы. Предельное снижение перенапряжений практически наступает при  $I_a/I_C=1$ . Дальнейшее увеличение активной составляющей не сказывается на величине перенапряжений. Ограничивающее активную составляющую тока ОЗЗ, заземление нейтрали выбирают таким, при котором ток ОЗЗ превышает максимальный рабочий ток нагрузки.

Различают два варианта заземления нейтрали: через резистор - низкоомное и высокоомное.

При высокоомном заземлении нейтрали сопротивление заземляющего резистора выбирают из условия:

$$R = (1 \div 2)X_{C\Sigma}, \quad (54)$$

где  $X_{C\Sigma}$  – суммарное емкостное сопротивление сети, равное:

$$X_{C\Sigma} = \frac{U_\phi}{I_{C\Sigma}}, \quad (55)$$

где  $I_{C\Sigma}$  – суммарный емкостной ток ОЗЗ.

При выборе сопротивления заземляющего резистора из условия формулы (54) эффект накопления зарядов на фазах сети при дуговом перемежающемся ОЗЗ сводится к минимуму и перенапряжения на неповрежденных фазах при повторных зажиганиях дуги не превышают значений  $2,4-2,5 U_\phi$ . Если принять, что при высокоомном заземлении нейтрали ток ОЗЗ не должен превышать пре-

дельных значений, принятых для сетей с изолированной нейтралью, то при  $R = X_{C\Sigma}$  суммарный емкостной ток ОЗЗ должен быть в  $\sqrt{2}$  меньше чем для сети с изолированной нейтралью. Поэтому применение этого варианта заземления нейтрали целесообразно в сетях с малыми токами ОЗЗ до 10 А, и, в первую очередь, в собственных нуждах электростанций.

Оптимальное значение сопротивления высокоомного резистора  $R$  определяется формулой:

$$R = \frac{T}{3C} = \frac{0,01}{3 \cdot 3 \cdot C} = \frac{1}{900C}, \quad (56)$$

где  $T=0,01/3$  – постоянная времени разряда емкости нулевой последовательности;

$C$  – емкость фазы на землю.

Постоянная времени  $T$  обеспечивает практически полный разряд емкости за половину периода промышленной частоты после очередного погасания перемежающейся дуги.

Величина резистора может быть выбрана меньше тех значений, которые определяются по формуле 56. При этом эффект ограничения перенапряжений остается не меньше, чем при оптимальной величине сопротивления. Однако, появляется возможность целенаправленного регулирования тока ОЗЗ, Это может быть необходимым при малых токах ОЗЗ, когда требуется надежная работа селективных защит от ОЗЗ.

Как уже указывалось выше, запрещается применение высокоомных сопротивлений в нейтральных компенсированной сети, как это рекомендовалось некоторое время в России из-за увеличения коэффициента успокоения.

К достоинствам этого варианта заземления нейтрали относятся:

- возможность работы сети с ОЗЗ до принятия мер по отключению поврежденного элемента. Это позволяет отыскивать место ОЗЗ традиционным методом без поиска фидера с «землей» поочередным отключением;
- возможность самопогашения дуги и самоликвидации ОЗЗ;
- практически исключается возможность возникновения дуговых перемежающихся ОЗЗ и, соответственно, множественных повреждений изоляции в сети;
- уменьшается кратность перенапряжений на неповрежденной фазе;
- практически исключается возникновение феррорезонанса.

К недостаткам метода относится:

- дополнительные затраты на заземление нейтрали;
- увеличение тока в месте повреждения;
- возможность вторичных пробоев в точках сети с ослабленной изоляцией;
- ограничение развития сети по величине  $I_C$ ;
- утяжеление условий гашения дуги в месте повреждения;
- большая мощность заземляющего резистора и проблемы обеспечения его термической стойкости;

- с точки зрения технической безопасности сохраняется опасность поражения людей и животных при длительном ОЗЗ.

При низкоомном заземлении нейтрали минимальное значение тока ОЗЗ в месте повреждения ограничивается двумя условиями:

- обеспечение функционирования простых токовых защит нулевой последовательности, так как при применении этого метода отключается фидер с «землей» с минимальной выдержкой времени, обеспечивающей селективность;
- полное исключение возможности возникновения наиболее опасных дуговых перемежающихся ОЗЗ: возможность работы с неустрашимой большой фазной емкостной несимметрией.

В большинстве случаев, при использовании такой системы заземления нейтрали, напряжение, появляющееся на резисторе при ОЗЗ, близко к фазному напряжению сети, а ток через резистор практически равен току в месте повреждения. Это справедливо для ОЗЗ в сети на выводах трансформатора и генератора. При ОЗЗ в генераторах, двигателях и трансформаторах ток ОЗЗ будет меньше. Если замыкание происходит на нейтрали аппарата, то на заземляющем резисторе напряжение не появляется. В промежуточных точках обмотки между нейтралью и вводами ток ОЗЗ изменяется от нуля до тока при замыкании на выводах.

Заземляющие резисторы и трансформаторы выбираются исходя из ограниченного времени протекания тока. Временный интервал, приемлемый для таких систем, определяется термической стойкостью резисторов (6 сек - для резисторов из композиционных материалов, до 3 сек – из БЭТЕЛа (бетон электротехнический)).

Заземляющие резисторы выбираются по начальному току без учета нагрева.

При использовании для подключения резистора трансформатора со схемой соединения  $\Delta/\Delta$ -II или «зиг-заг» без вторичной обмотки номинальный ток трансформатора определяется номинальным током резистора. В этом случае трансформатор рассчитывается на протекание этого тока в течении расчетного времени термической стойкости резистора без повышения его нормируемых температурных параметров.

В зависимости от параметров сети в системах с низкоомным заземлением нейтрали используется резистор, который ограничивает ток в месте повреждения до относительно небольшого значения по сравнению с током междупазного короткого замыкания 50-100 А. Величина этого тока диктуется требованиями релейной защиты. С точки зрения ограничения перенапряжений он может быть на порядок меньше.

Релейная защита может осуществляться в этом случае со схемой, содержащей:

- три трансформатора тока, вторичные обмотки которых соединены в звезду, а реле включается на результирующий ток нулевой последовательности. При такой схеме минимум тока срабатывания реле ограничен коэффициентом трансформации трансформаторов тока. Для получения необходимой чувствительности ток ОЗЗ должен быть более 100 А;

- трансформатор тока нулевой последовательности, магнитопровод которого конструктивно охватывает все три фазы защищаемой сети.

По сравнению с высокоомным заземлением нейтрали, низкоомное имеет следующие преимущества:

- практически исключается возможность дальнейшего развития повреждения;

- простое решение по сравнению с релейной защитой от ОЗЗ;

- полностью исключает возможность возникновения дуговых прерывистых ОЗЗ;

- уменьшается длительность воздействия перенапряжений, что увеличивает срок службы изоляции;

- полностью исключается возможность возникновения феррорезонанса.

Этот метод можно применять в сети с большими токами ОЗЗ при наличии высокой степени резервирования. Наибольший эффект этот метод дает в чисто кабельной сети. В воздушной сети и в сети с низким уровнем резервирования по сети применение этого метода ограничено, так как отыскание «пробитого» изолятора на железобетонной опоре возможно только под напряжением.

При длительной «земле» в сети, даже при металлическом заземлении фазы сети на землю, напряжение на неповрежденной фазе вырастает до линейного. Снижение пробивного напряжения кабеля или, другими словами, уменьшение срока службы, при увеличении рабочего напряжения, связано с ионизацией воздушных включений, образующихся при переменном тепловом режиме работы кабеля. Пузырек воздуха, расположенный вблизи жилы кабеля, попадает в область наибольшей напряженности поля, поэтому ионизация может начаться при рабочем напряжении. Даже в новом кабеле изоляция всегда имеет газовые включения в виде растворенного воздуха и пустот, не заполненных вязким пропиточным составом. Ток ионизации вызывает появление хорошо проводящих (в результате обугливания) каналов. После того, как в нескольких местах, примыкающих к жиле, образуются проводящие каналы, электрическое поле искажается, появляется тангенциальная составляющая и разряд получает возможность развиваться вдоль жилы кабеля. На этом пути прочность кабеля значительно ниже, образуется ветвистый разряд, что увеличивает интенсивность ионизации, которая сопровождается разложением изоляции.

Пробой изоляции кабеля может иметь не только ионизационный, но и тепловой характер, так как трехжильные кабели имеют неблагоприятную конструкцию с точки зрения отвода тепла, который затруднен из центральной части кабеля. Кроме того, электрическое поле трехжильного кабеля не является строго радиальным, но и имеет составляющую, направленную вдоль изоляции. Наиболее интенсивно протекают ионизационные процессы в кабелях с обедненной пропиткой.

В общем случае скорость старения кабелей определяется энергией, выделяемой в кабеле. Этот процесс может быть описан выражением:

$$\ln(U_0 - U) = k t e^{\frac{Q}{R}}, \quad (57)$$

где  $t$  – время снижения прочности от первоначальной  $U_0$  до минимально допустимого значения  $U$ ;

$R$  – энергия реакции,  $\text{вт}\cdot\text{сек}$ ;

$Q$  – энергия активизации,  $\text{вт}\cdot\text{сек}$ ;

$k$  – постоянная.

Энергия реакции химических изменений изоляции определяется нагревом и напряженностью электрического поля. Если в газовых включениях происходит процесс ионизации, то энергия ионизации пропорциональна первой степени воздействующего напряжения.

Приближенным практическим соотношением, вытекающих из выражения 56, является восьмиградусное правило: при превышении температуры на  $8^\circ\text{C}$  долговечность изоляции кабелей сокращается в 2 раза.

При напряжении, воздействующим на изоляцию кабеля  $6/\sqrt{3}$ , процесс ионизации практически отсутствует. Поэтому долговечность кабелей, работающих в сети с напряжением 6 кВ больше, чем в сети 10 кВ. Для кабелей, работающих в сети 10 кВ износ изоляции в первую очередь определяется ионизационным процессом в режиме ОЗЗ. Ионизационные процессы начинаются уже с напряжения 8 кВ. В этом случае зависимость логарифма времени  $T$  до пробоя от воздействующего напряжения определяется выражением:

$$\ln T = f\left(\frac{1}{U}\right), \quad (57a)$$

где  $T$  – время воздействия ионизационных процессов (время ОЗЗ).

Минимальная прочность изоляции кабеля должна быть не менее  $2U_{\text{Л}}$ .

При возникновении ионизационных процессов происходит резкое увеличение  $\text{tg}\delta$  изоляции, что увеличивает активные потери в изоляции и вызывает усиленное тепловое ее старение.

Кривая ионизации для кабелей 10 кВ в состоянии поставки приведена на рисунке 40.

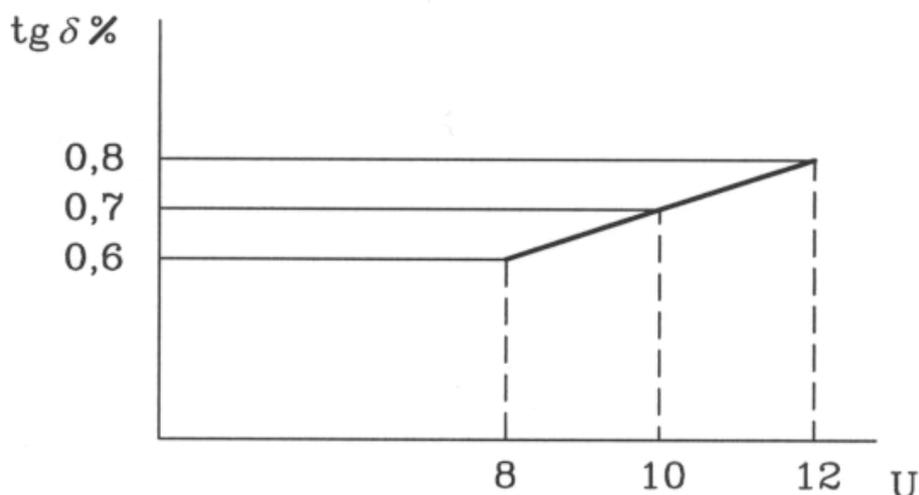


Рисунок 40. Кривая изменения  $\text{tg}\delta$  в новых кабелях

ГОСТом нормируется увеличение  $\text{tg}\delta$  при рабочем напряжении сети в новых кабелях величиной  $\text{tg}\delta=0,8\%$ . По опыту эксплуатации  $\text{tg}\delta$  изоляции кабеля может вырасти до величины 2-2,5 %, что резко снижает срок службы кабеля.

Применяя режим заземления нейтрали через резистор с отключением ОЗЗ практически без выдержки времени, мы резко снижаем время работы кабеля в режиме ОЗЗ, что кроме увеличения надежности работы сети из-за снижения уровней перенапряжения, увеличиваем срок службы кабелей из-за значительного снижения время воздействия линейных напряжений и напряжений, возникающих перенапряжений, что увеличивает срок службы кабеля. Кроме того, этот режим позволяет применять кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки А, которые по техническим условиям не могут работать при ОЗЗ, что снижает испытательные напряжения в процессе эксплуатации и стоимость кабеля.

В Белорусской энергосистеме принято в чисто кабельной сети установка низкоомных резисторов.

По условиям ограничения перенапряжений сопротивление резистора определяется по формуле:

$$R_p = \frac{U_{\phi}}{I_c}, \quad (58)$$

где  $R_p$  – сопротивление резистора, Ом;

$I_c$  – емкостной ток сети, А.

На подстанциях 110 кВ, с заземленной через резистор нейтралью, в сетях 6-35 кВ условия электробезопасности соблюдаются всегда, так как стекающий в землю ток с нейтрали при ОЗЗ в сети 6-35 кВ всегда значительно меньше тока ОКЗ в сети 110 кВ. Глухое заземление нейтрали сети 6-35 кВ переводит эти сети по требованиям к величинам сопротивления контура заземления в сети с большими токами замыкания на землю, что потребовало бы больших капитальных вложений по реконструкции контуров заземления ТП и РП.

Защита от ОЗЗ в сети организуется на всех присоединениях. Устанавливается максимально токовая защита нулевой последовательности с действием на отключение присоединений без выдержки времени при низкоомном заземлении нейтрали и с действием на сигнал при высокоомном заземлении нейтрали. Селективность защит нулевой последовательности присоединений определяется тем, что активная составляющая тока ОЗЗ протекает только через поврежденное присоединение, в то время как через остальные присоединения протекает только собственный емкостной ток нулевой последовательности, от которого защита должна быть надежно отстроена.

При низкоомном заземлении нейтрали можно выделить следующие схемные варианты 41-44.

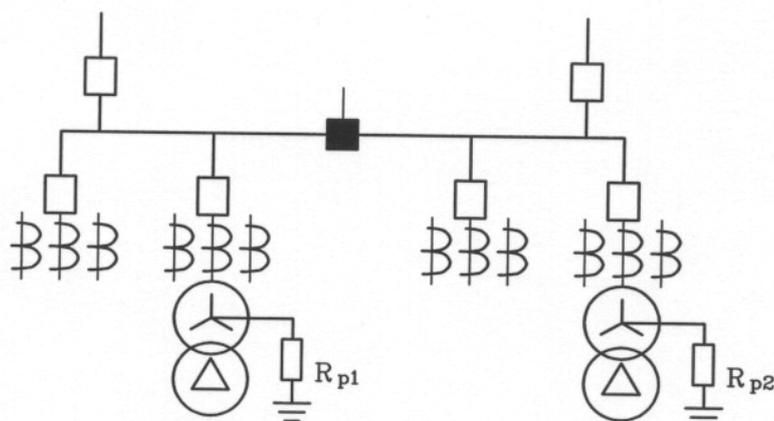


Рисунок 41. Тупиковая подстанция, не имеющая фидера связи с другими подстанциями

Если от такой подстанции запитаны РП, имеющие выключатели, то целесообразно произвести установку и в РП устройства РЗА на действие селективного отключения участка присоединения с ОЗЗ. Такое мероприятие позволяет уменьшить число отключений при ОЗЗ.

При выходе из строя резисторов либо трансформатора для подключения резистора режим ОЗЗ, по возможности, должен быть кратковременным.

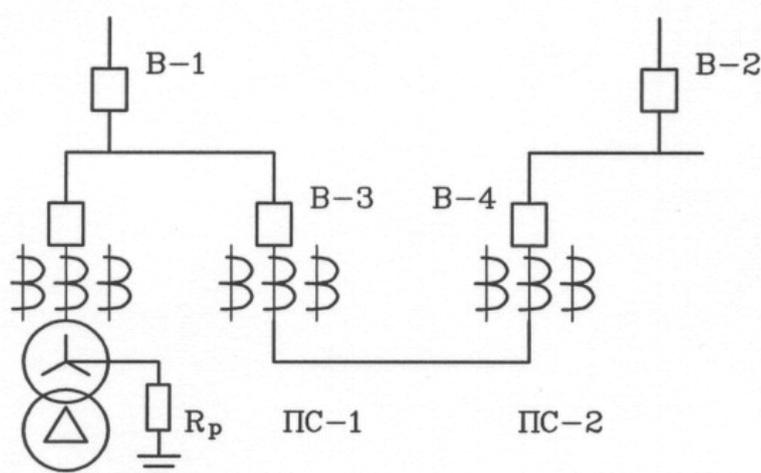


Рисунок 42. Подстанция с заземленной через резистор нейтралью, имеющая связь с подстанцией без компенсации емкостных токов

При питании ПС-2 от ПС-1 выключатель В-3 должен быть подключен к устройству РЗА от ОЗЗ на отключение выключателя при возможности питания

ПС-2 по другим связям. В этом случае при ОЗЗ в сети после выключателя В-3 сеть перейдет в нормальный режим работы.

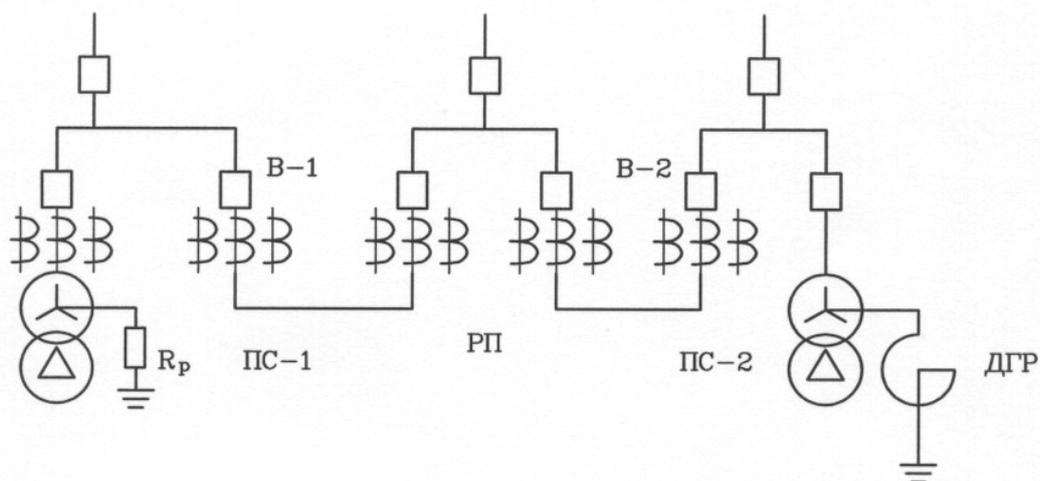


Рисунок 43. Подстанция с заземленной через резистор нейтралью имеет связь с подстанцией с компенсацией емкостных токов при помощи ДГР

Режим работы сети по такой схеме кратковременный на период переключения нагрузки. При параллельной работе ПС-1 и ПС-2 в режиме ОЗЗ селективно отключаются выключатели на подстанциях, или распределительном пункте РП. При отсутствии РП с выключателями и появлении ОЗЗ в сети, питающемся от ПС-2, отключается выключатель В-1. В этом случае сеть переходит на работу в нормальном режиме.

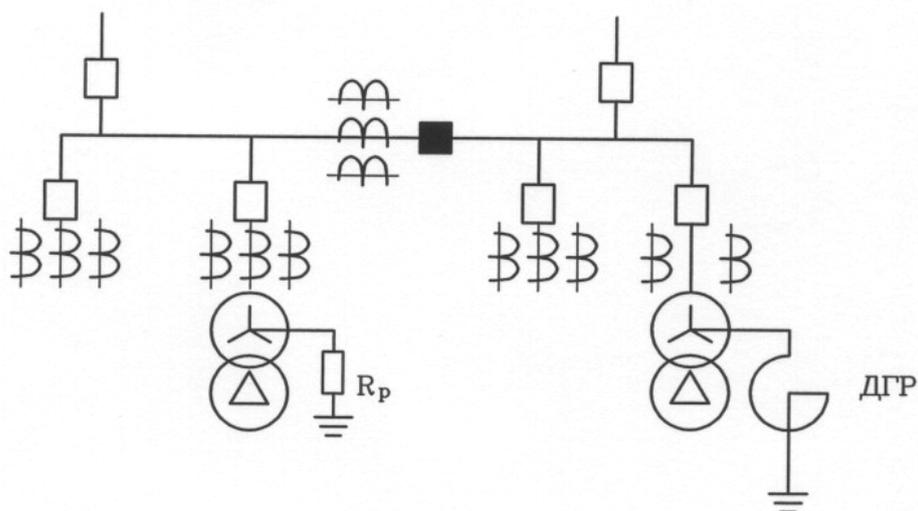


Рисунок 44. На период реконструкции подстанции допускается работа одной секции с заземлением через резистор, а другой через ДГР

## 12 Перенапряжения в обмотках трансформаторов

Суммарная длина провода в обмотках трансформаторов высокого напряжения достигает нескольких километров, поэтому при включении обмотки толчком, в обмотке возникают волновые процессы, на рисунке 45 приведена схема замещения обмотки трансформатора. Благодаря тому, что провод обмотки навивается вокруг магнитопровода, появляются дополнительные параметры схемы замещения – емкость между соседними витками (продольная емкость и взаимная индуктивность  $M$  каждого витка со всеми остальными витками обмотки).

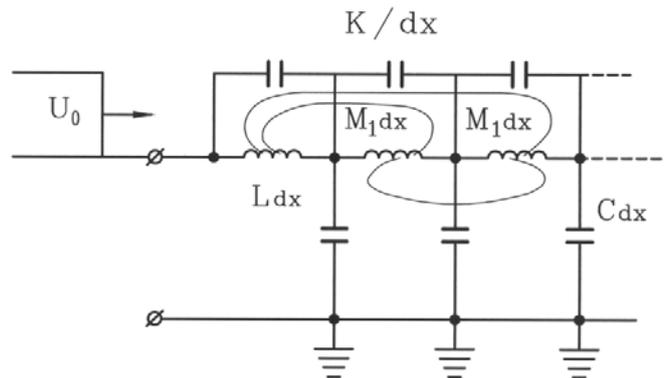


Рисунок 45. Схема замещения трансформатора при импульсных воздействиях

Распределение напряжения в установившемся режиме зависит от режима нейтрали. В случае заземленной нейтрали, в силу однородности обмоток, установившееся распределение напряжения будет определяться наклонной прямой рисунка 46а. При изолированной нейтрали в установившемся режиме вся обмотка примет одинаковый потенциал относительно земли и представит собой горизонтальную прямую линию (рисунок 46б).

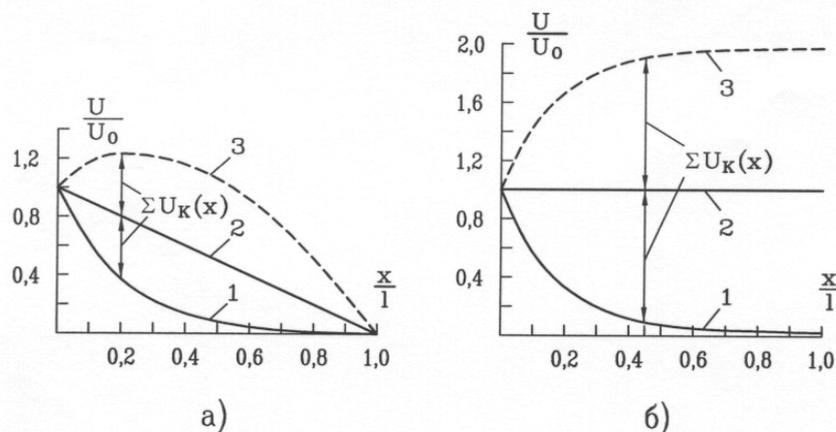


Рисунок 46. Приближенное определение максимальных потенциалов в обмотке трансформатора с заземленной (а) и изолированной (б) нейтралью: 1 – начальное распределение напряжения; 2 – конечное распределение напряжения; 3 – огибающая максимальных потенциалов.

Из рисунка 46 можно сделать вывод:

- при изолированной нейтрали наибольшее напряжение имеет место на конце обмотки и его величина при бесконечно длинной волне приближается к  $2U_0$  (по данным измерений  $1,6 - 1,8 U_0$ );
- при заземленной нейтрали наибольшее напряжение не превосходит  $1,2 - 1,3 U_0$ .

Следовательно, в обоих случаях на главную изоляцию может воздействовать напряжение, превышающее напряжение источника. Поэтому разрядники и ОПН для защиты обмоток трансформаторов должны быть расположены вблизи трансформаторов.

Обмотки трансформаторов 110-220 кВ предназначены для работы в сети с глухо заземленной нейтралью. Изоляция таких трансформаторов выполняется в соответствии с распределением напряжения на рисунке 46а, т.е. конец обмотки выполняется с ослабленной изоляцией (испытательное напряжение нейтрали трансформаторов 110 – 100 кВ, 220 – 200 кВ).

Часто по условиям селективности отключения однофазных коротких замыканий в сети, часть нейтралей разземляют и тогда распределение напряжения по длине обмотки будет в соответствии с кривой рисунка 46б. Кроме того, при неполнофазном питании трансформатора на нейтрали трансформаторов в этом случае будет фазное напряжение. Для защиты нейтрали от перенапряжений неполнофазного режима, нейтрали таких трансформаторов защищаются разрядниками или ОПНами, коммутации трансформаторов несмотря на то, что нейтрали трансформаторов защищены, допускается только при заземленной нейтрали, так как при отключении возможно неодновременное отключение по фазам, т.е. неполнофазный режим.

Длительная эксплуатация трансформаторов не допускается, если его неиспользуемые обмотки не соединены в трехфазную симметричную схему (звезду или треугольник), так как от открытого конца обмотки происходит удвоение всех перенапряжений (отражение волны от сопротивления равного бесконечности).

Для защиты нейтрали трансформаторов устанавливаются разрядники:

- для сети 110 кВ 2PVC20, или PVC15+PVC-35. или ОПН-110/59; 60.

Так как максимально допустимое напряжение ОПН значительно ниже фазного напряжения сети, ОПН выбирается не ниже третьего класса разряда линии.

На рисунке 47 приведено распределение напряжения в обмотках автотрансформатора. В обмотках автотрансформаторов при воздействии импульсной волны со стороны высокого напряжения (точка В) и разомкнутым вводе среднего напряжения (точка С) колебания в автотрансформаторе развиваются точно так, как и в трансформаторе с заземленной нейтралью. При воздействии импульсной волны со стороны обмотки среднего напряжения (точка С) и разомкнутой обмотки ВН начальное и конечное распределение напряжения вдоль обмотки СН (рисунок 47б) характерны для трансформаторов с заземленной нейтралью. Приложенное напряжение будет стремиться создать в разомкнутой обмотке ВН одинаковое напряжение, равное  $U_0$ , как для трансформаторов с

изолированной нейтралью. Но, поскольку в обмотке СН проходит ток принудительного режима и обе обмотки магнитно связаны друг с другом, в обмотке ВН будет наводиться дополнительное напряжение, равное:  $(K-1)U_0$ , где  $K$  - коэффициент трансформации. На рисунке 47б приведено конечное распределение напряжения для для автотрансформатора с  $K=2$ . Из кривых видно, что максимальное напряжение в точке А теоретически может достигнуть  $4U_0$ , что вызвано затуханием свободных колебаний. Поэтому по условиям координации изоляции запрещается защищать автотрансформаторы разрядниками типа РВС. Для защиты автотрансформаторов необходимо применять разрядники типа РВМГ или ОПН. Высоковольтную обмотку автотрансформаторов разземлять запрещается.

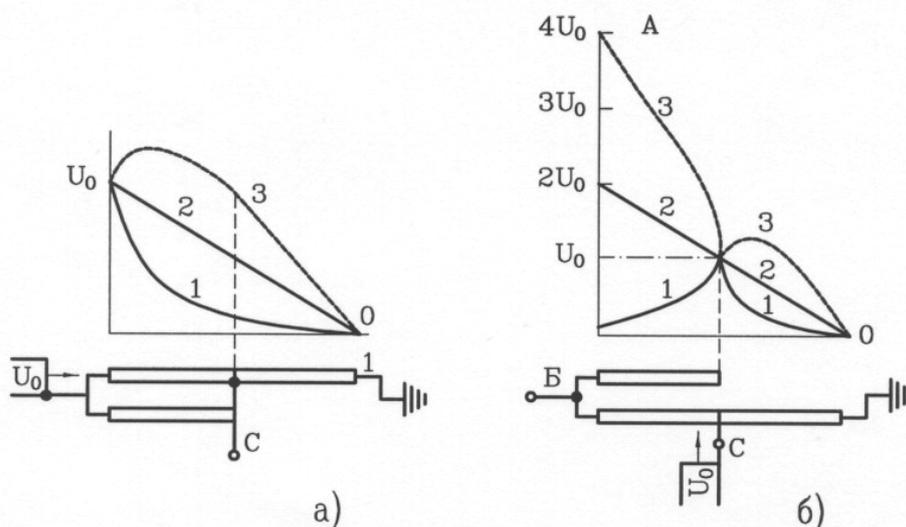


Рисунок 47. Распределение напряжения в обмотках автотрансформатора при воздействии волны со стороны обмотки высокого (а) и среднего (б) напряжения. Коэффициент трансформации  $k=2$ :  
 1 – начальное распределение; 2 – конечное распределение;  
 3 – огибающая максимальных потенциалов.

### ***13 Самопроизвольное смещение нейтрали в сети с изолированной нейтралью***

В сетях 6-35 кВ с изолированной нейтралью, а также в участках сетей или в схемах коммутации 110-220 кВ, выделяющихся по условиям эксплуатации в режиме работы с изолированными нейтралью, в особенности при проходящих замыканиях на землю или при отключении коротких замыканий, возможно возбуждение феррорезонансных процессов, заключающихся в самопроизвольной компенсации емкостных проводимостей фаз сети или схемы коммутации нелинейными индуктивными проводимостями трансформаторов напряжения (ТН), высоковольтные обмотки которых соединены с землей (ТН типа НТМИ, ЗНОМ, НКФ).

Феррорезонансные процессы (ФРП), в результате которых возникают самопроизвольные смещения нейтрали, могут быть двух видов, различных по форме и интенсивности, требующие для каждого соответствующих мер защиты:

- самопроизвольные смещения нейтрали, возникающие в сетях или схемах коммутации с очень малыми емкостными проводимостями на землю. Это быстро развивающийся процесс, как правило, сопровождается опасными перенапряжениями относительно земли, опрокидываниями фазы напряжения и увеличенными токами в высоковольтных обмотках ТН для контроля изоляции. Перенапряжения при этом виде самопроизвольных смещений нейтрали являются длительно действующими. Они могут достигнуть значения  $4U_{\phi}$ , опасных для изоляции оборудования.

- длительные феррорезонансные колебания фазных напряжений, в результате которых на нейтрали выделяются субгармоническая составляющая напряжения нулевой последовательности с частотой близкой к 25 Гц. Этот процесс может возникнуть в сети или схеме коммутации с изолированной нейтралью, когда на каждый ТН приходится 0,8-1,5 А емкостного тока замыкания на землю, обусловленного емкостями оборудования, ошинок или линий сети. Низкочастотные феррорезонансные колебания напряжения могут достигать величины  $U_{\phi}$ , поэтому значительные перенапряжения не возникают. Однако, значения токов, протекающих через высоковольтные обмотки ТН, могут достигать опасных величин (более 0,5 А и 1 А соответственно, в схемах 6-35 кВ и 110-220 кВ).

Процессы самопроизвольной пофазной компенсации, описанные выше, часто сопровождаются многоместными повреждениями изоляции, они также могут вызвать перегорание предохранителей, а при их отсутствии или не перегорание имеющихся предохранителей, повреждение высоковольтной обмотки ТН.

В цепях ТН возможность возникновения и существования феррорезонансного процесса определяется следующими условиями.

- 1 условие:

Величина эквивалентной емкости сети ( $C_{\text{ЭК}}$ ) должна находиться в пределах, определяемых пределами изменения индуктивности ТН, т.е.

$$\frac{1}{\omega^2 L_{\text{ХХ}}} \leq \mathcal{E}_{\text{ЭКВ}} \leq \frac{1}{\omega^2 L_{\text{S}}}, \quad (59)$$

где  $L_{\text{ХХ}}$  – индуктивность холостого хода, Гн;

$L_{\text{S}}$  – индуктивность насыщения, Гн;

$\omega$  – угловая частота напряжения сети, 1/с.

Возбуждение ФРП связано с нелинейным изменением индуктивности ТН. Причем, начавшееся плавное изменение индуктивности происходит до тех пор, пока не возникнут условия резонанса:

$$\omega \cdot L = 1 / \omega C \quad (60)$$

Рассматривая процессы намагничивания стального сердечника ТН можно определить пределы изменения индуктивности ТН: максимальное значение равно индуктивности холостого хода и это значение будет в режиме насыщения, после чего остается неизменной и равно индуктивности обмотки ТН без магнитопровода, правда, в связи и с тем, что значительная часть потока внутри обмотки покидает магнитопровод, индуктивность ТН достигает всего 30-50 % индуктивности обмотки без сердечника.

- 2 условие:

Для возбуждения ФРП в контуре с параметрами, отвечающими условию 59 необходимо событие, приводящее к изменению индуктивности ТН. Таким событием в сети с изолированной нейтралью является отключение металлического замыкания на землю, при котором напряжение ТН скачком изменяется с  $U_{л}$  до  $U_{ф}$ .

В сетях 6-10 кВ суммарный поток после скачка напряжения от линейного до фазного превышает поток начального превышения и феррорезонанс возникает даже при отключении металлического замыкания на землю при номинальном уровне напряжения в сети.

В сети 35 кВ при отключении замыкания и при номинальной величине напряжения ФРП не возникает. В тоже время при напряжении в сети на 5 % выше номинального, второе условие возбуждения ФРП соблюдаются и в сети 35 кВ.

В сети с изолированной нейтралью с учетом возможных колебаний напряжения в сети ТН надо рассчитывать так, чтобы:

$$U_{н} = 1,15(U_{л} + U_{ф}) \cong 1,8U_{л} \quad (61)$$

ТН типа НАМИ, рекомендуемый вместо ТН типа НТМИ, так и рассчитан. У этого ТН обмотка фазы В, подключаемая к фазному проводу и земле, рассчитана на длительное приложение линейного напряжения и на полное испытательное напряжение  $4U_{л} = 42$  кВ. У трансформатора НТМИ испытательное напряжение всего на 30 % выше линейного.

- 3 условие:

Условие возникновения ФРП может быть сформулировано так: величина энергии, поступающей в феррорезонансный контур при каждом измерении параметра (индуктивности ТН) должно быть больше величины потерь в нем. Внесение в контур затухания, эквивалентного затуханию, вносимого критическим сопротивлением, предотвращает возбуждение ФРП. Величина резистора, необходимого для подавления ФРП, может быть вычислена по формуле 62:

$$R = 2\sqrt{L/C} \quad (62)$$

При возникновении феррорезонанса в сети с изолированной нейтралью появляются значительные смещения нейтрали, при которых меняются фазные напряжения сети при неизменных линейных. Основными причинами возникновения смещения нейтрали и соответственно нарушение симметричности системы фазных напряжений является:

- различная емкость фаз относительно земли;

- повреждения отдельных элементов сети;
- неустойчивость нейтрали при возникновении колебательных контуров и явлений феррорезонанса (включение ТН вместе с «холостыми» шинами, включение «холостой» линии);
- влияние ненормальных режимов в одном участке сети на смежные здоровые участки.

На рисунке 48 приведены схема замещения и соответствующая векторная диаграмма при смещении нейтрали.

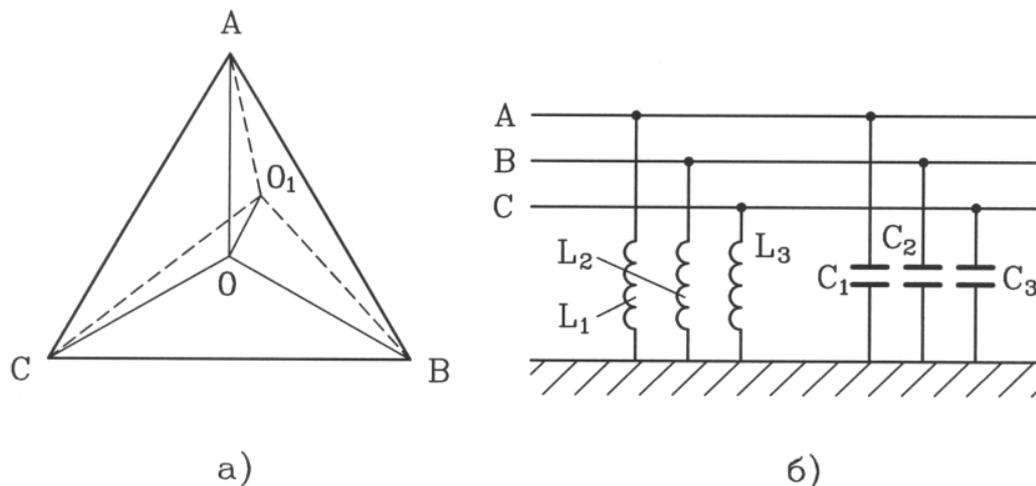


Рисунок 48. Векторная диаграмма напряжений при смещении нейтрали (а) и схема замещения сети с изолированной нейтралью (б)

Наиболее часто возникновение феррорезонанса происходит при включении холостых шин вместе с электромагнитными ТН, которые работают в режиме близком к насыщению. Это касается как сети 6-35 кВ, так и сети 110 кВ с ТН типа НКФ. На рисунке 49а приведена векторная диаграмма токов при включении холостых шин вместе с ТН и типовая вольт-амперная характеристика ТН (рисунок 49б).

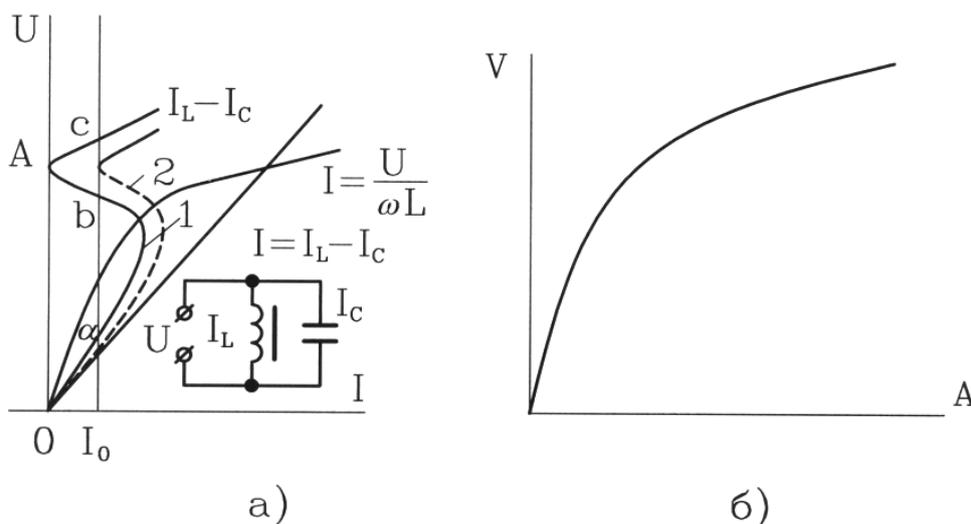


Рисунок 49. Схема и характеристики при феррорезонансе (а) и вольт-амперная характеристика ТН (б)

В точке А рисунка 49а ток индуктивности ТН и зарядный емкостной ток шин равны, что вызывает резонанс токов с соответствующим повышением напряжения. Так как ТН работает в режиме, близком к насыщению, т.е. почти на горизонтальной части вольт-амперной характеристики, небольшое увеличение напряжения вызывает значительное повышение тока и, соответственно, повреждение ТН. В трехфазных сетях, при возникновении резонанса на основную гармонику, напряжение на двух фазах может увеличиться почти в два раза, в то же время напряжение на третьей фазе будет близко к нулю. Контроль изоляции в этом случае покажет наличие «земли» в сети. Такое состояние может быть устойчивым и длиться до повреждения ТН.

На подстанциях, где наблюдается явление смещения нейтрали, запрещается включение «холостых» шин вместе с ТН. В этом случае при появлении ложной «земли», чтобы ликвидировать «землю», достаточно на секцию включить нагрузку.

Уменьшить величину дуговых перенапряжений и число замыканий на «землю» без значительного искусственного увеличения тока замыкания на «землю» можно за счет включения в нейтраль сети высокоомного резистора. Величина сопротивления резистора, определенная по выражению 62 ( $R = 2\sqrt{L/C}$ ) принято 10 кОм на ток 0,2 А для ТН типа НТМИ.

Кроме того, в цепь обмотки разомкнутого треугольника (3U) включать активное сопротивление величиной 25 Ом. Это сопротивление должно быть рассчитано на длительное протекание тока 4 А. Оно устанавливается непосредственно у ТН без предохранителей.

Для ТН типа ЗНОМ-35 величина сопротивления, установленного в нейтрале ВН, приведена в таблице 10.

Величина сопротивления для заземления нейтрали  
ВН ТН типа ЗНОМ-35

Таблица 10

Длина фазы сети, км	Количество ТН контроля изоляции			
	Сопротивление в Ом			
	1	2	3	4
6 - 10	7,0			
11 – 15	3,5	10	10	1
16 – 20	1,5	6,0	10	10
21 – 25	0,5	4,0	7,5	10
25 – 30		3,0	5,3	8,8
31 – 35		2,0	3,9	7,2
36 – 40		1,4	3,0	5,2

Более рациональным средством борьбы с феррорезонансом является применение нерезонирующих трансформаторов напряжения. Антирезонансность этих ТН обеспечивается оригинальной схемой соединения обмоток ТН,

где однофазный трансформатор нулевой последовательности подключен к нейтрали первичных обмоток трехфазного трансформатора прямой последовательности. При такой схеме исключается несимметрия фазных индуктивностей намагничивания ТН при их возможном насыщении, благодаря чему возникает феррорезонанс. В таких ТН запрещается установка резисторов в схеме обмоток, собранных в открытый треугольник, и нет необходимости в заземлении нейтрали высоковольтной обмотки через резистор. ТН типа НАМИ не вступает в резонанс с емкостью ненагруженных шин и линий любой протяженностью, а также выдерживает без ограничения длительности, как любые виды ОЗЗ, в том числе через перемежающуюся дугу, так и повышения напряжения, вызванные феррорезонансом с другим ТН.

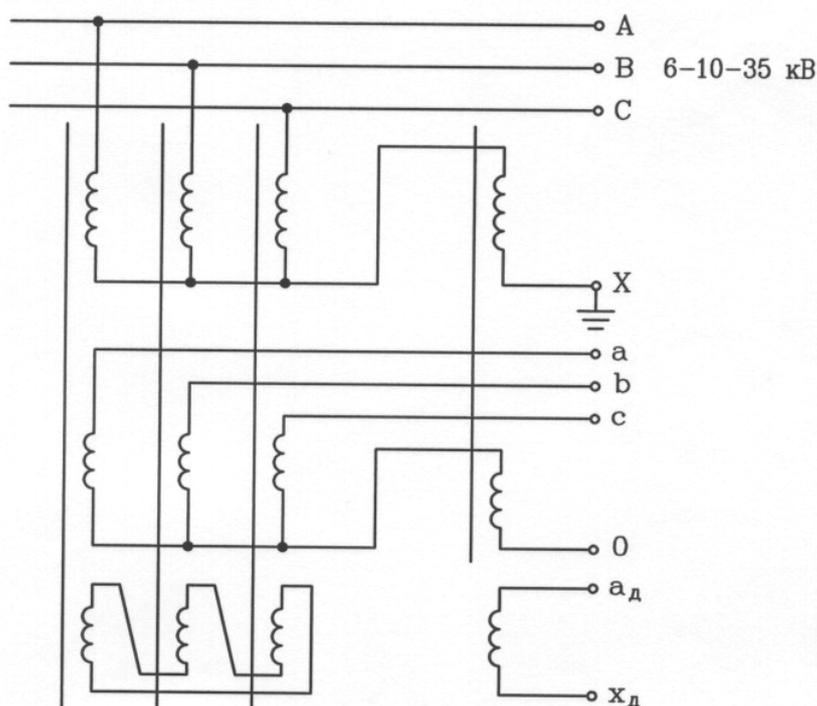


Рисунок 50. Трехфазные антирезонансные трансформаторы напряжения типа НАМИ-6, 10, 35 кВ

В сетях различного назначения и разных классов напряжения практически всегда есть элементы, содержащие ферромагнитные сердечники. Поэтому в любой схеме имеется принципиальная возможность появления феррорезонансных процессов на промышленной частоте, на высших или низших гармониках. Для возникновения этих процессов необходимо наличие двух условий:

- входное сопротивление сети, подключенной к зажимам обмотки, должно иметь емкостной характер;
- токи должны быть достаточны для перехода кривых намагничивания за колено насыщения (рисунок 49б).

Активные составляющие входных сопротивлений, как подключенной сети, так и в самой обмотке, демпфируют феррорезонансные колебания. Поэтому

наиболее опасными в отношении феррорезонансных перенапряжений являются режимы холостого хода или преобладание реактивной нагрузки.

В симметричных трехфазных режимах сети, имеющиеся в схеме емкостные элементы (участки воздушных и кабельных линий, батареи конденсаторов, собственная входная емкость обмоток относительно земли) обычно оказываются зашунтированными низкоомным входным сопротивлением питающей сети, которое всегда имеет индуктивный характер, поэтому в нормальных режимах феррорезонанс маловероятен.

Наиболее часто феррорезонанс возникает при неполнофазных режимах с изолированной нейтралью, когда емкость сети относительно земли оказывается соединенной последовательно с обмотками силового трансформатора или электромагнитного трансформатора напряжения. На рисунке 49 даны варианты схем, в которых возможно возникновение феррорезонанса.

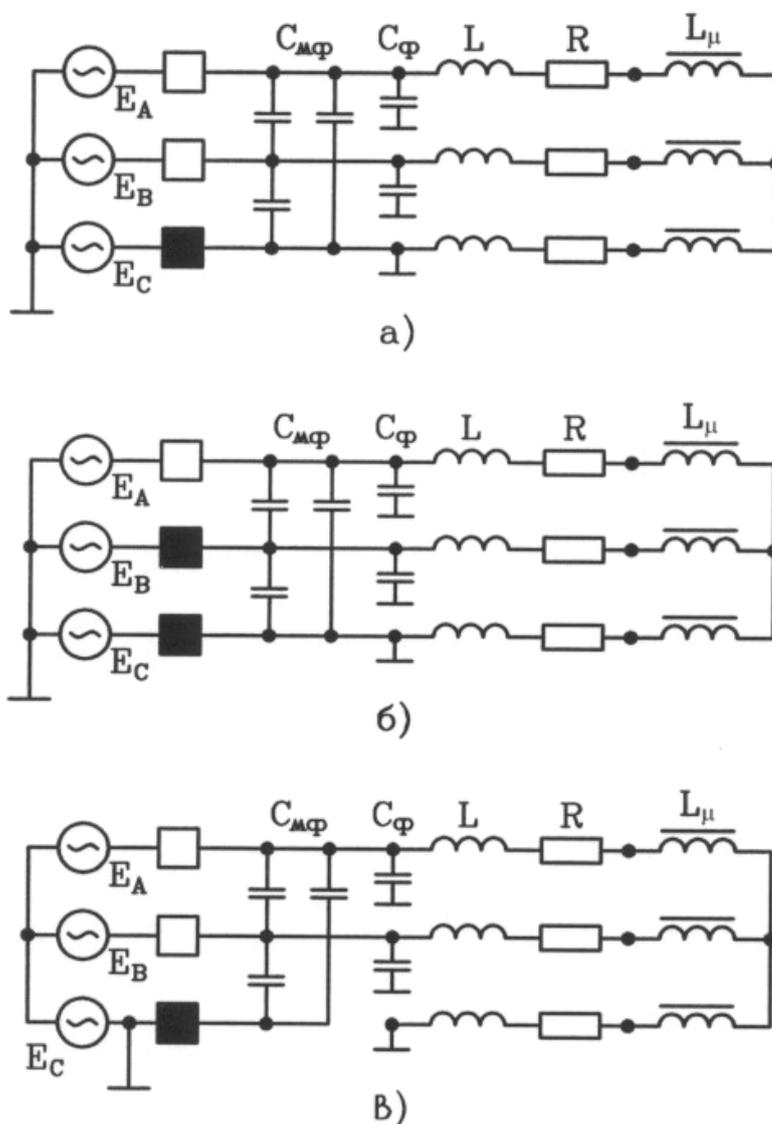


Рисунок 51. Варианты схем, в которых возможно развитие феррорезонансных перенапряжений

Особым образом устанавливаются феррорезонанс гармоник с четными порядковыми номерами. Для их существования необходимо существование постоянной составляющей в кривой изменения потока, что возможно лишь в случае сохранения остаточной намагниченности сердечника либо наличия постоянной составляющей тока в индуктивности контура. В схемах промышленной частоты обычно ток не имеет постоянной составляющей, однако, при включении цепи под напряжение в шунте намагничивания трансформатора может появиться апериодическая переходная составляющая тока, длительность затухания которой может достигнуть несколько десятков периодов промышленной частоты. Эта составляющая тока нарушает симметрию изменения потока, что и создает возможность возбуждения гармонических колебаний с четным порядковым номером. В первые полупериоды эти колебания могут существенно повысить величину перенапряжений на включенном оборудовании. Длина линии, на которой возникает опасность возбуждения второй гармонической, в случае включения линии в блоке с трансформатором, составляет не менее 200 км.

Для развития феррорезонанса благоприятными условиями являются:

- режим холостого хода или малая величина активной нагрузки;
- небольшое номинальное напряжение сети, при котором потери на корону незначительны;
- несимметрия трехфазной сети, в частности, возникновение несимметричного короткого замыкания при изолированной нейтрали сети или неполнофазное включение.

Допустимая кратность внутренних перенапряжений для электрооборудования 6-35 кВ по отношению к наибольшему рабочему фазному напряжению определяется выражением:

$$K_{\text{доп}} = \frac{U_{\text{доп}}}{U_{\text{НР}} / \sqrt{3}} = \frac{K_{\text{и}} K_{\text{к}} U_{\text{исп}}}{U_{\text{НР}} / \sqrt{3}}, \quad (63)$$

где  $U_{\text{исп}}$  – нормированное одноминутное заводское испытательное напряжение (действующее значение) главной изоляции;

$K_{\text{и}}=1,3$  – коэффициент импульса при внутренних перенапряжениях для главной изоляции трансформаторов;

$K_{\text{к}}=0,9$  – коэффициент кумулятивности.

Для электродвигателей коэффициенты импульса и кумулятивности равны единице, а испытательное напряжение задается выражением:

$$U_{\text{исп}} = 2U_{\text{ном}} \quad (64)$$

В таблице 11 приведены значения допустимой кратности перенапряжений для современной терморезистивной изоляции. Для миколентной изоляции

допустимая кратность перенапряжений дается не по нормам заводских испытаний, а по нормам профилактических испытаний.

Допустимая кратность внутренних перенапряжений  $K_{доп}$   
для электрооборудования 6-35 кВ

Таблица 11

$U_H$ , кВ	6	10	15	20	35
Нормальная изоляция	7,0	5,9	5,2	4,9	4,3
Облегченная изоляция	4,5	4,1	4,3	4,4	
Изоляция электродвигателей	3,4	3,3			

#### ***14 Явление феррорезонанса и смещение нейтрали в сетях с глухо заземленной нейтралью***

Основной целью предотвращения и подавления феррорезонанса в схемах распределительных устройств 110-330 кВ, содержащих трансформаторы напряжения и выключатели с емкостными делителями напряжения, является исключение повреждений, как правило, трансформаторов напряжения 110-330 кВ электромагнитного типа и связанных с ними отключений шин и другого электрооборудования.

Такие же повреждения оборудования возможны при неполнофазных режимах в сетях 110 кВ с участками с изолированной нейтралью, особенно при отключении ВЛ, когда на всех отпаечных подстанциях нейтрали трансформаторов разземлены, но от них питаются синхронные двигатели. При отключении ВЛ на подстанции с синхронными двигателями на время выбега они переходят в режим генератора из-за опрокидывания фазы. Последствием такого режима (работа с изолированной нейтралью) возможны повреждения ТН на одних и тех же фазах, на всех отпаечных подстанциях из-за смещения нейтрали.

Повреждения трансформаторов напряжения при феррорезонансе происходят поэтапно и заканчиваются взрывом ТН при подаче на него рабочего напряжения. Процесс повреждения начинается с момента снятия напряжения с шин или узлового присоединения с электромагнитными ТН воздушными выключателями или масляным выключателем ВМТ-220, у которых контактные разрывы шунтированы конденсаторами. Феррорезонанс возникает в каждой фазе обособленно, как на основной частоте (50 Гц), так и на субгармонических составляющих основной частоты. При ФРП резко возрастает ток в обмотке ВН трансформатора напряжения до значения нескольких ампер, повышается фазное напряжение до 1,3-1,6  $U_{ф}$ . В обмотке ВН трансформатора напряжения в этом режиме возникают витковые замыкания вследствие нагрева при протека-

нии значительных токов. Витковые замыкания изменяют индуктивность ТН, феррорезонансный контур расстраивается и режим нормализуется. Внешние признаки повреждения при этом не наблюдаются. Повреждение может быть обнаружено в начальной стадии – по характерному звуку, издаваемому трансформатором напряжения, а в дальнейшем по результатам анализа проб трансформаторного масла.

На рисунке 52 дана поясняющая схема возникновения ФРП.,

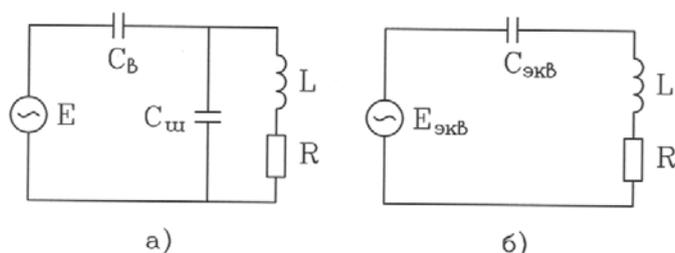


Рисунок 52. Схема замещения ОРУ 220-330 кВ:

а – электромагнитными ТН при снятом напряжении с шин выключателем; б – эквивалентная.

L – индуктивность ТН; R – активное сопротивление ВН трансформатора на-  
пряжения; E<sub>ЭКВ</sub> – электродвижущая сила сети;  
C<sub>ЭКВ</sub>=C<sub>В</sub>+C<sub>М</sub>.

Эквивалентная э.д.с. определяется по формуле:

$$E_{\text{ЭКВ}} = E_{\text{ИСТ}} \cdot \frac{C_{\text{В}}}{C_{\text{В}} + C_{\text{М}}}, \quad (65)$$

где C<sub>В</sub> – сумма результирующих значений емкостей конденсаторов, шун-  
тирующих контактные разрывы;

C<sub>М</sub> – сумма значений емкостей на землю электрооборудования, ошинов-  
ки и шин.

Область существования феррорезонанса приведена на рисунке 53.

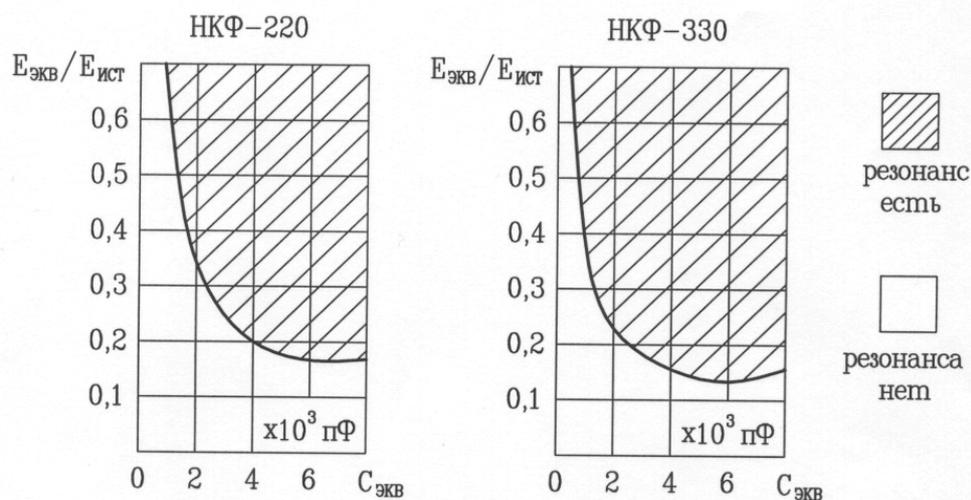


Рисунок 53. Области существования феррорезонанса напряжений на час-  
тоте напряжения 50 Гц при наибольшем рабочем напряжении и частоте  
сети 50 Гц в ОРУ 220-330 кВ

Данные, необходимые для расчета эквивалентных э.д.с. схем замещения, приведены в таблицах 12, 13. Значение емкости ошиновки по отношению к земле принимается 8-10 пФ/м.

Результирующие значения емкости конденсаторов, шунтирующих контактные разрывы отделителей воздушных выключателей 220-330 кВ.

Таблица 12

Тип выключателя	Результирующая продольная емкость конденсаторов отделителя $C_B$ , пФ
ВВД-220Б-40/2000	1650
ВВБ-220-12	825
ВВБ-220У-15	413
ВВН-220 (ВВН-220-10 и ВВН-220-15)	250
ВНР	350
ВВБ-330Б	413
ВВБ-330Б-40/3200	413
ВВН-330-15	167
ВНВ-330	180
ВВШ-220	250
ВВБ-220-12	825
ВВД-220	825
ВНВ-220	700
ВВН-330-15	167
ВВН-330	303
ВВД (ВВДМ)-330	413
ВВ-330Б	167

Емкость электрооборудования 220-330 кВ по отношению к земле

Таблица 13

Тип оборудования	Емкость, пФ
Разъединитель РЛНЗ-220	100
Трансформатор тока ТФНД-220	150
Трансформатор напряжения НКФ-220	200
Разрядник РВС-220	85
Выключатель ВВН-220 (полуполнос)	250
Выключатель ВВБ-220-12 (полуполнос)	300
Трансформатор тока ТФКН-330	900
Трансформатор тока ТРН-330	1000
Разъединитель 330 кВ	150
Трансформатор напряжения 330 кВ	300
Разрядник 330 кВ	100

Емкости оборудования, не указанные в таблицах рекомендуется принимать по аналогии с указанными и близким по конструкции, если отсутствуют паспортные данные.

Эквивалентная э.д.с. может быть уточнена (измерена) по вольтметру, подключенному к соответствующему ТН. При этом система шин вместе с ТН должна быть отключена выключателем, а их разъединители должны оставаться включенными. Измеренная таким способом  $E_{ЭКВ}$  близка к действительной при значениях  $E_{ЭКВ} \leq 0,7U_H$ , при которых ток ТН еще не влияет на распределение напряжения по емкостям схемы замещения. При  $E_{ЭКВ} > 0,7U_H$  ее значение принимается по расчету.

При типовой схеме подстанции 330 кВ четырехугольник с выключателями ВВ-330Б и ВВН-330 проведенные измерения и расчеты показывают, что в этом случае условия для возникновения феррорезонанса отсутствуют. В схемах шестиугольника, а также в схемах четырехугольника, при использовании выключателей ВВД (ВВДМ)-330, ВНВ-330 возможно возникновение феррорезонанса. На подстанциях с емкостными ТН явление ФРП невозможно.

Созданию искусственного условия для измерения  $E_{ЭКВ}$  должен предшествовать расчет  $E_{ЭКВ}$ . Измерение  $E_{ЭКВ}$  допускается только при условии соблюдения условий рисунка 50.

Для подавления феррорезонанса необходимо применение специальных устройств, фиксирующих возникновение ФРП и осуществляющих его подавление. Это мероприятие должно рассматриваться как основное, при этом должны быть соблюдены следующие требования

- устройство должно подавлять феррорезонанс в каждой из фаз ТН независимо;
- время от возникновения ФРП до момента начала воздействия на работу ТН должно быть не более 0,1 с;
- полное время подавления ФРП должно быть не более 1 с;
- устройство должно обеспечить быстрый возврат его схемы в исходное положение после подачи рабочего напряжения на ТН за время не более 0,03-0,06 с;
- устройство не должно воздействовать на ТН при коротких замыканиях в сети;
- остающееся напряжение на выводах вторичной обмотки ТН после подавления ФРП должно быть не более  $0,35U_H$ ;
- испытательное напряжение устройства должно соответствовать испытательному напряжению измерительной обмотки, к которой оно подсоединяется;
- термическая стойкость устройства в режиме подавления ФРП должно быть не менее 1200 с (при нагрузке ТН, соответствующей номинальной);
- устройство должно иметь контакты для сигнализации его срабатывания (фиксации ФРП);
- количество циклов отключения-включения должно быть 5-10 для каждого режима;

- при испытаниях должны осциллографироваться фазные напряжения на вторичной обмотке трансформатора напряжения, а также токи в фазах обмотки высокого напряжения, напряжения на входах обмоток, соединенных в разомкнутый треугольник и одно линейное напряжение на вторичной обмотке трансформатора напряжения системы шин (линии), от которой подается напряжение на исследуемую часть распределительного устройства;

- при испытаниях должны быть приняты меры по защите испытываемого трансформатора напряжения от повышения на нем напряжения сверх допустимого и ограничения времени воздействия этого напряжения.

Возникновение феррорезонанса, как правило, должно фиксироваться по содержанию третьей гармонической составляющей в фазных напряжениях вторичных обмоток трансформатора напряжения.

Уставка срабатывания элемента фиксации феррорезонанса устройства должна быть отстроена (коэффициент  $K=2$ ) от наибольшего значения напряжения небаланса, измеренного на дополнительной обмотке трансформатора напряжения, соединенной в открытый треугольник, и пересчитанного на фазное значение.

Напряжение (уставка) срабатывания на входе фильтра фиксации феррорезонанса должна быть не более 0,15 и не менее 0,05 номинального фазного напряжения.

Уставка срабатывания автоматического выключателя, подключающего к обмотке трансформатора напряжения, соединенной в «звезду», устройство фиксации и подавления феррорезонанса, по току должна быть в пределах 480-500 А по тепловому расцеплению (отсечка выведена из работы).

Значение выдержки времени должно быть 5 с.

Для обеспечения правильности действия АПВ шин распределительного устройства, где возникает феррорезонанс, при котором повышение напряжения не превышает 1,3 номинального и не установлено устройство подавления феррорезонанса, должно быть выполнено следующее:

- действие АПВ шин (опробование напряжением) от выбранного присоединения должно осуществляться как при отсутствии рабочего напряжения на шинах, так и при наличии напряжения, вызванного феррорезонансом;

- отключение автоматического выключателя (отсутствие напряжения) питания, неисправности для снятия запрета (разрешения) АПВ шин;

- устройство не должно вносить недопустимых искажений в режим работы ТН, измерительных цепей, релейной защиты и автоматики.

В качестве резервного мероприятия по предотвращению ФРП должно быть применено одно из указанных ниже:

- устройство второго устройства фиксации и подавления ФРП;

- изменение порядка ведения оперативных переключений;

- изменение схем действия релейной защиты (запрет отключения выключателей соответствующих присоединений), обеспечение необходимой последовательности действия АПВ шин при возникновении ФРП, введение в действие АПВ шин в тех случаях, когда оно не применялось.

Резервное мероприятие должно вводиться в работу при:

- неисправности устройства фиксации и подавления ФРП, его профилактическом осмотре или восстановлении;
- оперативных переключениях или «неуспешном» АПВ шин, когда длительность нахождения системы шин (части распределительного устройства) в расчетном режиме более 1200 с;
- выводе из действия устройств АПВ шин, когда оно применяется в качестве основного мероприятия.

Допускается не применять специальные мероприятия по предотвращению и подавлению ФРП при оперативных переключениях и автоматических отключениях систем шин РУ, если повышение напряжения при феррорезонансе не превышает 1,15 от наибольшего рабочего, а длительность переключений – не более 1200 с и имеется устройство сигнализации и подавления ФРП.

При проведении испытаний для выяснения возможности возникновения ФРП должны быть соблюдены следующие условия:

- испытания должны проводиться в тех режимах, при которых количество выключателей, отключаемых одновременно действием защиты шин, является минимальным и максимальным, а напряжение – близко или равно наибольшему рабочему;
- при возможности повышение напряжения в распределительном устройстве до 1,15-1,3 наибольшего рабочего должны производиться только расчеты.

Включение присоединений на систему шин с АПВ после действия защиты шин, кроме предназначенного для опробования напряжением системы шин, должно блокироваться при наличии напряжения, вызванного феррорезонансом.

Применение элегазовых выключателей и нерезонирующих трансформаторов типа НАМИ-110-330 кВ снижает опасность появления феррорезонанса в сети 110-330 кВ.

### ***15. Защита от высокочастотных коммутационных перенапряжений***

Высокочастотные перенапряжения на элементах высоковольтных подстанций являются результатом высокоскоростной перезарядки емкостей шин распределительных устройств при электрических пробоях изоляционных промежутков во время аварий и эксплуатационных коммутаций.

Высокочастотные перенапряжения возникают:

- в начальные моменты коротких замыканий на шинах подстанций и при не удаленных коротких замыканиях на присоединениях: при работе короткозамыкателей, при электрических пробоях межконтактных промежутков высоковольтных выключателей, при срабатывании искровых промежутков при коммутациях разъединителями холостых шин и маломощных электрических аппаратов, шин ячеек выключателей, обходных систем шин, ячеек с трансформаторами напряжения, разрядниками.

Коммутация разъединителями холостых участков шин вызывают высокочастотные перенапряжения с наибольшими амплитудами и частотами воздействия. Каждая такая коммутация сопровождается многократными пробоями промежутка между сходящимися и расходящимися контактами разъединителя. При каждом пробое в высоковольтной схеме подстанции возникают затухающие электромагнитные колебания с частотами от 50 до 1000 кГц, длительностью 10-500 мкс. Число таких процессов за одну коммутацию разъединителя может составлять от нескольких десятков до нескольких тысяч в зависимости от параметров схемы, класса напряжения распределительного устройства, скорости движения и конструкций контактов разъединителей, метеорологических условий. Амплитуда колебаний напряжения меняется за коммутацию от сотен вольт, при малых размерах межконтактного промежутка разъединителя, до  $3,5U_{фм}$  - при максимальных пробиваемых расстояниях между контактами, что представляет реальную опасность для оборудования. Наблюдаются выходы из строя элементов настройки заградителей, повреждения изоляции измерительных трансформаторов, взрывы разрядников. Разрядники, ОПН, искровые промежутки как средство защиты от ВЧ перенапряжений малоэффективны в связи с резким подъемом их вольт-секундной характеристики при предразрядных временах менее 1 мкс.

Разрядники сами нуждаются в защите от ВЧ перенапряжений. Высокие значения ВЧ перенапряжений приводят к многократным срабатываниям разрядников за одну коммутацию разъединителя, к перегрузке нелинейных сопротивлений сопровождающим током и к отказу разрядников.

Электрический пробой межконтактного промежутка (МП) (рисунок 54) возникает каждый раз, когда его электрическая прочность  $U_{пр}$  (рисунок 55) оказывается меньше разности потенциалов на контактах:

$$U_{пр} < E_{п} - E_{х} , \quad (66)$$

где  $E_{п}$  и  $E_{х}$  – соответственно потенциалы питающей и холостой (коммутируемых) шин.

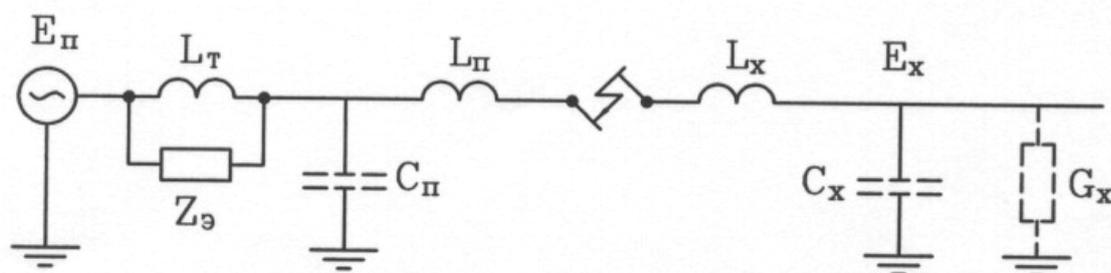


Рисунок 54. Схема замещения при коммутации разъединителем холостых шин

После пробоя происходит выравнивание потенциалов на емкостях шин и  $C_{\Pi}$  и  $C_{\text{X}}$ , сопровождаемое высокочастотным переходным напряжением, первая максимальная амплитуда которого соответствует значению ВЧ перенапряжения.

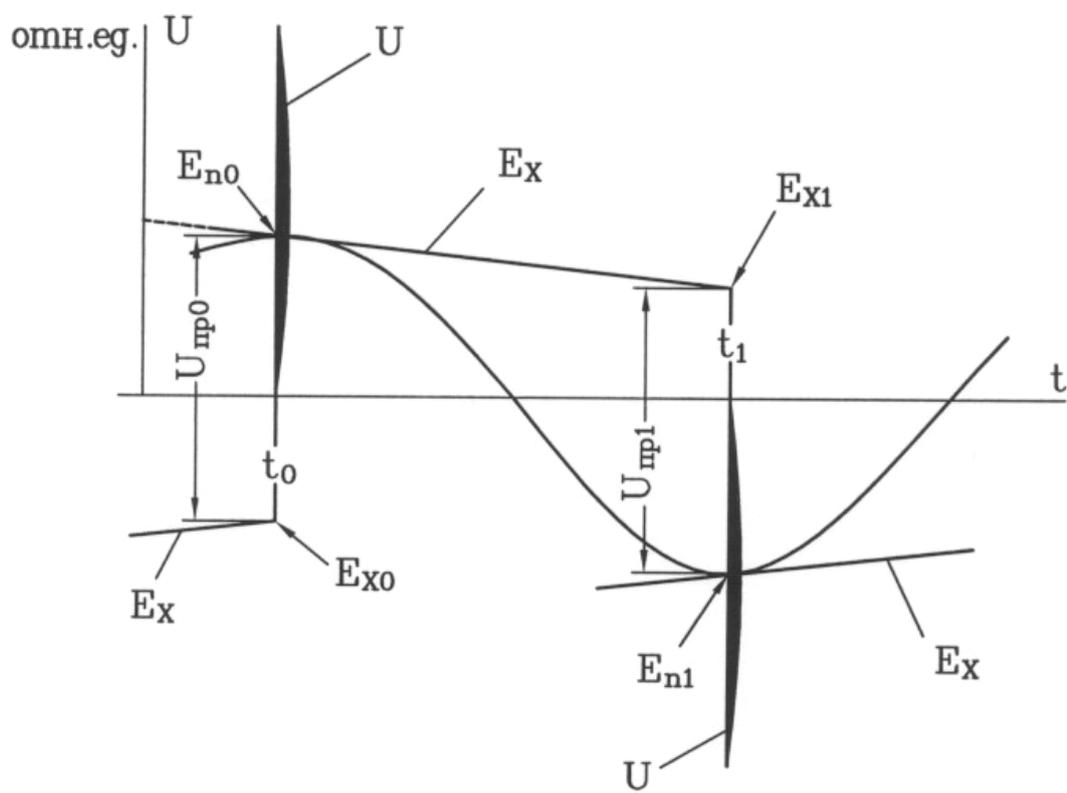


Рисунок 55. Пробой межконтактного промежутка разъединителя при коммутации холостых шин

Максимальную интенсивность переходные процессы приобретают при коммутации, отключении разъединителя при таких расстояниях между контактами, когда пробой следует через пол периода промышленной частоты в максимумы фазного напряжения на питающих шинах ( $E_{\Pi} = U_{\text{фм}}$ ). При этом значения перенапряжений определяются соотношением емкостей шин  $C_{\Pi} / C_{\text{X}}$  и величиной и знаком остаточного потенциала  $E_{\text{X}}$  на холостой шине в момент пробоя межконтактного промежутка разъединителя.

Характер этих зависимостей показан в таблице 14.

В большинстве случаев гашение дуги наблюдается после затухания высокочастотного процесса (рисунок 54), но в ряде случаев возможны гашения дуги в один из моментов прохождения через нуль высокочастотного тока. Если гашение дуги происходит после затухания высокочастотного переходного процесса, то в момент гашения на обеих шинах имеется потенциал  $E_{\Pi} \leq U_{\text{фм}}$ .

Параметры переходных процессов при отключении холостых шин  
разъединителями 110 кВ и выше для случая подпитки от ВЛ

Таблица 14

$C_{\Pi} / C_{X}$	$E_{\Pi}$ , отн. ед	$E_{X}$ , отн. ед	$U_{\text{пр}}$ , отн. ед	$E_{\text{отн}}$ , отн. ед	$U_{M}$ , отн. ед	$U_{1M}$ , отн. ед
10	1	-0,7	1,7	0,85	2,4	1,6
4	1	-0,7	1,7	0,66	2,2	1,4
2	1	-0,7	1,7	0,43	2,0	1,1
1	1	-0,7	1,7	0,15	1,8	0,9
0,75	1	-0,7	1,7	0	1,8	1
0,5	1	-0,7	1,7	-0,13	1,9	1,1
10	1	0	1	0,81	1,7	0,9
2	1	0	1	0,67	1,6	0,8
1	1	0	1	0,5	1,4	0,5
0,5	1	0	1	0,33	1,6	0,7

В верхней части таблицы 14 приведены параметры переходных процессов для случая естественной проводимости изоляции холостой шины ( $TЗ=0,028с$ ), когда остаточный потенциал к моменту следующего пробоя снижается на 30 %.

$$TЗ = \frac{C_{X}}{G_{X}}, \quad (68)$$

где  $TЗ$  – постоянная времени;

$C_{X}$  – суммарная емкость холостых шин;

$G_{X}$  – суммарная активная проводимость шин.

В нижней части таблицы 14 параметры переходных процессов даны для случая полного снятия заряда с коммутируемой холостой шины между двумя последовательными пробоями, что может быть при установке на холостых шинах электромагнитных трансформаторов напряжения ведущем к повышению проводимости  $G_{X}$ . Снятие заряда сокращает значение пробиваемого межконтактного промежутка разъединителя на 60 %, соответственно сокращается число генерируемых высокочастотных процессов за одну коммутацию разъединителя, на 25-40 % снижаются амплитуды переходных процессов.

При  $C_{\Pi} \gg C_{X}$  (коммутация шинными разъединителями коротких холостых шин в ячейках выключателей, разрядников) амплитуда высокочастотной составляющей  $U_{1M}$  и полная амплитуда перенапряжений  $U_{M}$  имеют наибольшие значения.

При  $C_{\Pi} \approx C_{X}$  (коммутация разъединителем равных по длине шин) возникает минимум перенапряжений .

При  $C_{\Pi} < C_{X}$  интенсивность переходных процессов вновь возрастает.

Если питающие шины не имеют присоединения ВЛ, а получают питание от трансформаторов или автотрансформаторов, то после пробоя межконтактного промежутка разъединителя вместо аperiodического процесса подзарядки емкостей шин, наблюдается периодический процесс. Ток, протекающий через

дугу между контактами разъединителя, представляет собой сумму высокочастотного и низкочастотного токов.

Гашение дуги в большинстве случаев происходит после затухания высокочастотного процесса в один из моментов прохождения через нуль тока низкой частоты. Гашение в минимумы низкочастотных переходных напряжений затруднены повышенными восстанавливающимися напряжениями на контактах разъединителя. После гашения дуги на холостых шинах остается повышенный потенциал  $E_x > E_{\Pi} \leq U_{\text{фм}}$ , значение которого определяется амплитудой низкочастотных колебаний и зависит от соотношения  $C_{\Pi} / C_x$  в соответствии с таблицей 15.

Параметры переходных процессов при отключении холостых шин разъединителями 110 кВ и выше для случая питания от трансформатора

Таблица 15

$C_{\Pi} / C_x$	$E_{\Pi}$ , отн. ед	$E_x$ , отн. ед	$U_{\text{пр}}$ , отн. ед	$E$ , отн. ед	$U_{2\text{м}}$ , отн. ед	$U_{\text{нч}}$ , отн. ед	$U_{\text{м}}$ , отн. ед	$U_{1\text{м}}$ , отн. ед
10	1	-0,79	1,79	0,84	0,16	1,1	2,3	1,63
4	1	-0,91	1,91	0,62	0,38	1,3	2,1	1,53
2	1	-1,09	2,09	0,3	0,7	1,6	1,4	1,39
1	1	-1,36	2,36	-0,18	1,18	2,1	1,2	1,18
0,75	1	-1,5	2,5	-0,43	1,43	2,3	1,6	1,43
0,5	1	-1,71	2,71	-0,81	1,81	2,6	2,4	1,81
0,4	1	-1,83	2,83	-1,0	2,0	2,8	2,8	2,0
10	1	0	1	0,91	0,09	1	1,73	0,91
2	1	0	1	0,8	0,2	1,2	1,52	0,8
1	1	0	1	0,5	0,5	1,5	0,95	0,5
0,5	1	0	1	0,33	0,67	1,6	0,63	0,67
0,4	1	0	1	0,29	0,71	1,6	0,55	0,71

Принудительное снятие  $E_x$  в 2-3 раза снижает как высокочастотные ( $U_{\text{м}}$ ), так и низкочастотные ( $U_{\text{нч}}$ ) перенапряжения. На 40-60 % сокращается величина пробивного межконтактного промежутка разъединителя.

Если  $C_{\Pi} \gg C_x$  (коммутация трансформаторным разъединителем коротких холостых шин в ячейке трансформаторного разъединителя) амплитуды низкочастотных переходных напряжений  $U_{2\Pi}$  малы, разряды между контактами разъединителя прекращаются при  $U_{\text{пр}} < 2U_{\text{фм}}$ .

При  $C_{\Pi} = C_x$  перенапряжения минимальны, но амплитуда низкочастотной составляющей  $U_{2\Pi}$  превышает амплитуду фазного напряжения.

Наиболее неблагоприятным является случай  $C_{\Pi} < C_x$  (коммутация разъединителем маломощного трансформатора на протяженную обходную систему шин без нагрузки). При таких коммутациях помимо высоких амплитуд высоко-

частотных перенапряжений возникают низкочастотные перенапряжения, значения которых может достигать  $2-2,5 U_{фм}$ .

Системы шин крупных подстанций с числом ячеек 10 и более имеют большую протяженность. По отношению к высокочастотному процессу они являются длинными линиями-волноводами и могут иметь резонансные точки. Если на одном конце таких шин производится (коммутация шинного разъединителя, выключателя), то на достаточном удалении от места коммутации могут возникнуть резонансные ВЧ перенапряжения повышенной кратности. Обстоятельства, способствующие проявлению резонанса: отсутствие между местом коммутации и резонансной точкой междушинных соединений, продольных реакторов, емкостных трансформаторов напряжения

Приближенная оценка ожидаемых амплитуд ВЧ перенапряжений может быть выполнена по выражению:

$$U_{вч} = K_y (U_{фм} - E_x) + E_x = K_y U_{пр} + E_x, \quad (69)$$

где значения  $E_x, U_{пр}$  принимаются в соответствии с таблицей 15.

$K_y$  – ударный коэффициент, принимается согласно таблице 16.

#### Значения ударного коэффициента для оценки амплитуд ВЧ перенапряжений

Таблица 16

Место оценки амплитуды ВЧ перенапряжений	Ударный коэффициент
Разомкнутые концы шин	1,7 – 2,1
Высокочастотные заградители	1,5 – 2,1
Промежуточные точки шин	1,5 – 1,9
Коммутируемый разъединитель при:	
$C_B \gg C_X$	1,7 – 2,1
$C_B \leq C_X$	1,3 – 1,4
Силовой трансформатор	1,1 – 1,2
Емкостной трансформатор напряжения	1,1 – 1,2

На действующих подстанциях 110 кВ и выше для повышения надежности работы высоковольтного оборудования, а также для понижения уровня перенапряжений и помех во вторичных цепях необходимо:

- для распределительных устройств с числом ячеек 10 и более, или имеющих длинные (более 50 м) воздушные переходы к ближним трансформаторам, к трансформаторам и автотрансформаторам распределительных устройств смежных классов напряжения, необходимо произвести оценку возможного уровня перенапряжений по формуле 69;

- провести регулировку приводов разъединителей (особенно разъединителей обходных систем шин) на синхронность движения ножей. Разность межконтактных промежутков трех фаз разъединителей во время включения или отключения не должна превышать 10 %;

- минимально использовать ручные привода разъединителей;

- не допускать недовключенное положение разъединителей с горящим искровым разрядом;
- на подстанциях 220 кВ и выше целесообразно исключить подачу напряжения на протяженные холостые шины и снятие напряжения с них с помощью разъединителя;
- на электрических станциях включение генераторных блоков на холостую обходную систему шин и обратную операцию целесообразно производить выключателем, что приводит к снижению как высокочастотных, так и низкочастотных перенапряжений. При выполнении этих операций разъединителем, необходимо понизить напряжение генераторных блоков, а при наличии секционирования шин, произвести ее деление;
- при выборе средств защиты от перенапряжений предпочтение следует отдавать средствам с повышенным коэффициентом импульса;
- если разрядник, ОПН устанавливается в ячейке с ТН, то его надо устанавливать первым от шин;
- нельзя располагать разрядник, ОПН в средней части длинных воздушных переходов от блочных трансформаторов, где наиболее вероятна кучность ВЧ перенапряжений, средства защиты должны быть максимально приближены к трансформатору под защиту его входной емкости.

При проектировании, для снижения уровня высокочастотных перенапряжений, необходимо:

- основные системы шин должны иметь максимальную емкость на землю, за счет расположения их на нижнем этаже распределительного устройства, уменьшения высоты подвеса, увеличения сечения проводов, увеличения шага расщепления (для распределительных устройств 330 кВ и выше), установки оборудования с повышенной емкостью;
- обходные системы шин должны иметь минимальную емкость на землю;
- короткие участки шин, подлежащие коммутации шинными разъединителями и разъединителями обходной системы шин (шины ячеек выключателей, шинных разрядников, ОПН, шинных ТН), при коммутации которых выполняется условие  $C_{\Pi} \gg C_{\text{X}}$  должны иметь максимальную емкость на землю;
- на протяженных системах шин, подлежащих частым коммутациям разъединителями в холостом режиме (обходные системы шин), использование емкостных трансформаторов напряжения нежелательно. Предпочтение надо отдавать электромагнитным трансформаторам напряжения, их надо устанавливать на всех трех фазах шин. На рабочих системах шин и длинных воздушных переходах целесообразно применять емкостные трансформаторы напряжения
- для распределительных устройств с протяженными сборными шинами мерой ограничения высокочастотных перенапряжений является высокочастотное деление шин продольными реакторами, в качестве которых могут быть использованы высокочастотные заградители без элементов настройки с упрощенной защитой. Особенно эффективно высокочастотное деление на обходных системах шин, при применении которого, как правило, исключается возможность появления резонансных точек, создается преграда для распространения

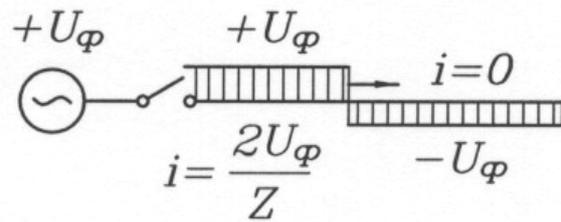
волн высокочастотных перенапряжений по шинам распределительного устройства, исключается возможность погасания дуги между контактами разъединителей при незавершенном высокочастотном процессе и соответственно вероятность возникновения высокочастотных перенапряжений высокой кратности.

Для повышения надежности устройств высокочастотной автоматики и связи может быть использован дополнительный реактор, устанавливаемый перед высокочастотным заградителем со стороны распределительного устройства.

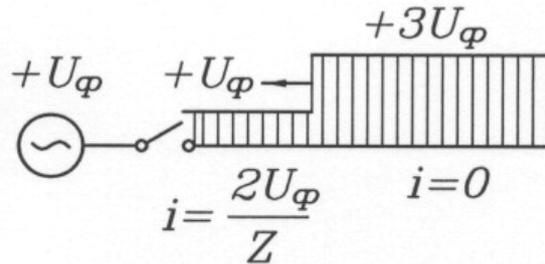
### ***16 Перенапряжения при отключении холостых линий и батарей конденсаторов***

Перенапряжения при отключении холостых линий и батарей конденсаторов имеют много общего с перенапряжениями при дуговых замыканиях на землю, так как в обоих случаях они связаны с постепенным накоплением зарядов на отключаемой емкости при повторных зажиганиях дуги. В данном случае повторное зажигание дуги происходит между контактами выключателя, отключающего холостую линию от напряжения. Рассмотрим отключение холостой линии длиной  $L$ , имеющей волновое сопротивление  $Z$ , отключение происходит от источника бесконечной мощности с фазовым напряжением  $U_{\phi}$ . Когда выключатель еще был замкнут, через него проходил зарядный (емкостной) ток холостой линии, который опережал напряжение практически на 90 %. Так как обрыв дуги всегда вблизи нуля тока, а напряжение источника при этом проходит через максимум, после отключения емкости линии остаются заряженными до амплитуды напряжения источника.

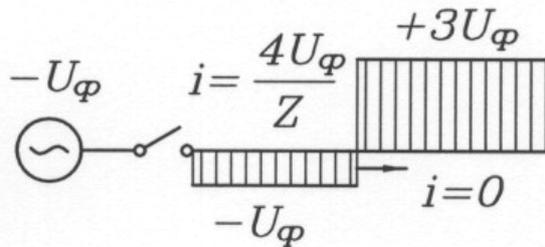
Предположим, что первый обрыв дуги произошел в момент времени, когда напряжение источника  $U = -U_{\phi}$ . После этого напряжение на линии осталось неизменным, а напряжение источника продолжало свое синусоидальное изменение. Через полпериода напряжение источника стало  $U = +U_{\phi}$  и, следовательно, напряжение между контактами выключателя достигло величины  $2U_{\phi}$ . Несмотря на то, что за прошедшие пол периода прочность между контактами выключателя успела значительно возрасти, не исключена возможность пробоя и повторного зажигания дуги в выключателе. Если повторное зажигание дуги произойдет при положительном максимуме напряжения источника, то линия будет стремиться перезарядиться от напряжения  $-U_{\phi}$  до напряжения  $+U_{\phi}$ . Поэтому по линии будет распространяться волна напряжения  $+2U_{\phi}$  и проходить ток  $i = \frac{2U_{\phi}}{Z}$ . Распределение напряжения вдоль линии при движении этой волны показано на рисунке 56. Частота свободных колебаний при этом примерно на порядок выше промышленной частоты и, в первом приближении можно пренебречь изменением напряжения источника э.д.с. за время  $\Delta t$ , равное времени прохождения волны по линии.



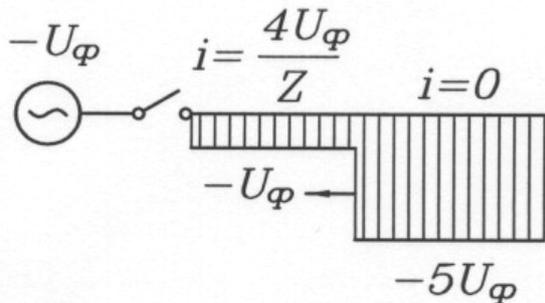
а)



б)



в)



г)

Рисунок 56. Распределение напряжения вдоль отключаемой холостой линии в различные моменты времени:

а – после первого зажигания дуги до отражения волны от конца линии; б – то же после отражений; в – после второго зажигания дуги до отражения волны от конца линии; г – то же после отражения.

Дойдя до холостого конца линии, волна напряжения отразится с тем же знаком, следовательно, на линии будет устанавливаться напряжение  $+4U_{\phi}-U_{\phi}=3U_{\phi}$  (рисунок 56б). Волна тока напротив отражается с обратным зна-

ком, следовательно, во всех участках линии, где прошла отраженная волна, суммарный ток становится равным нулю. Поэтому, как только отраженная волна дойдет до начала линии, ток в выключателе проходит через нуль и дуга в нем вновь может оборваться.

После погасания дуги напряжение на линии остается неизменным и равным  $+3U_{\phi}$ , а напряжение источника продолжает изменяться по синусоиде. В связи с этим напряжение между контактами выключателя возрастает от величины  $2U_{\phi}$ , которое оно имело непосредственно после погасания дуги, до  $4U_{\phi}$  через полпериода, когда напряжение источника снова изменит свой знак и станет равным  $U=-U_{\phi}$ . Если предположить, что в этот момент произойдет второе повторное зажигание дуги, то линия должна будет перезарядиться от напряжения  $+3U_{\phi}$  до напряжения источника, т.е.  $=-U_{\phi}$ . В линии возникнет волна с напряжением  $-4U_{\phi}$ , сопровождающаяся током  $i = \frac{4U_{\phi}}{Z}$ . Это видно на рисунках

56в и 56г. После прохождения процесса, описанного выше, через время  $2\tau = \frac{2l}{V}$  ток через выключатель проходит через нуль и дуга снова может оборваться, после чего линия остается заряженной до напряжения  $-5U_{\phi}$ .

В рассмотренной схеме, когда линия отключалась от источника бесконечной мощности, напряжение на шинах в процессе отключения оставалось неизменным, поэтому никаких перенапряжений на изоляции подстанции не было. В действительности источник обладает определенной индуктивностью, которая оказывает заметное влияние на величину перенапряжений. Процессы в этой схеме будут аналогичны рассмотренным выше, однако, напряжение и ток, бегущие на линии волны, будут постоянно нарастать от нуля до максимума. Благодаря этому ток в выключателе не будет проходить через нуль в момент прихода отраженной от конца линии волны.

Учитывая падение напряжения на волновом сопротивлении линии, напряжение после повторного зажигания можно определить по формуле:

$$U_{1\max} = U_{\text{нач}} + (U_{\text{уст}} - U_{\text{нач}})K_{\text{уд}} = E_m + (-E_m - E_m)1,8 = -2,6E_m, \quad (70)$$

где  $K_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент равный 1,8;

$U_{\text{уст}}$  – мгновенное значение э.д.с. источника в момент включения;

$U_{\text{нач}}$  – начальное напряжение на емкости при включении.

Наиболее опасно зажигание дуги в момент, когда начинается перезаряд емкости линии от начального напряжения  $U_{\text{нач}} = -2,6E_m$  до установившегося  $E_{\text{уст}} = +E_m$  и перенапряжения достигнут величины в соответствии с формулой:

$$E_{2\max} = -2,6E_m (E_m + 2,6E_m) \cdot 1,8 \approx 3,3E_m \quad (71)$$

Продолжая рассуждения аналогичным образом видно, что повторные зажигания дуги в наиболее неблагоприятные моменты времени могут вызвать многократные опасные для изоляции перенапряжения. В реальных выключателях зажигание дуги происходит в случайные моменты времени, и процесс на-

растания напряжения от одного повторного зажигания к другому не приводит к столь быстрому росту их величины. Тем не менее, большое количество повторных зажиганий дуги, достигающее в некоторых типах масляных выключателей 12 – 15, при каждой коммутации фазы линии, приводят к опасным перенапряжениям. Остающееся на линии напряжение после окончательного гашения дуги может доходит до  $1,6 - 1,8 U_{\phi}$ , что создает предпосылки для высоких перенапряжений при последующем автоматическом повторном включении линии.

Особенно опасны эти перенапряжения для малообъемных масляных выключателей, они могут разрушиться при перекрытии изоляции линии, так как малая величина емкостного тока отключаемой линии не создает достаточного давления в его дугогасительной камере для надежного гашения дуги короткого замыкания. Поэтому, если в ходе отключения линии возникает короткое замыкание и ток короткого замыкания резко возрастает, такой выключатель может оказаться неспособны погасить дугу.

В некоторых выключателях для ограничения перенапряжений применяют шунтирующее сопротивление, изображенное на рисунке 57.

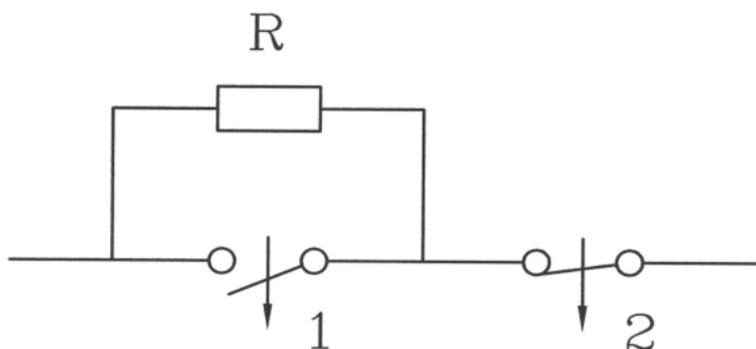


Рисунок 57. Схема выключателя с шунтирующим сопротивлением.  
Разрыв 1 размыкается первым

Выключатель имеет два разрыва на фазу, один из которых шунтирован сопротивлением  $R$ . Именно этот разрыв размыкается первым, после чего начинают размыкаться контакты второго разрыва. В первом разрыве дуга гаснет при прохождении тока через нуль, но после этого линия остается соединенной с источником через сопротивление  $R$ . Поэтому при изменении напряжения источника заряд на линии не остается неизменным, а частично стекает обратно в источник. Ток в цепи приобретает активную составляющую, он проходит через нуль уже не при максимуме напряжения и напряжение, оставшееся на линии при гашении дуги во втором разрыве, оказывается существенно ниже  $U_{\phi}$ . Это снижает вероятность повторного зажигания дуги, но даже если это произойдет, величина перенапряжения окажется сильно сниженной. Наибольшее снижение перенапряжений получится тогда, когда сопротивление  $R$  имеет порядок емкостного сопротивления линии, и, следовательно, ток опережает напряжение примерно на  $45^{\circ}$ .

Радикальной мерой борьбы с этим видом перенапряжений является применение выключателей без опасных повторных зажиганий дуги при отключении линии (элегазовых, вакуумных). В противном случае целесообразно оснастить линию средствами снятия остаточного заряда:

- вынести на линию измерительный электромагнитный трансформатор напряжения;

- подключить к линии шунтирующий реактор, приближая форму кривой остающегося на линии напряжения к кривой воздействующей э.д.с. он замедляет рост напряжения между контактами выключателя и тем самым уменьшает вероятность возникновения повторных зажиганий дуги;

- установка вентильных разрядников и ОПН. Однако при этом, вследствие многократности зажиганий дуги в ходе каждой коммутации, происходит ускоренное расходование ресурса пропускной способности резисторов и варисторов этих аппаратов.

Процессы подобные возникающим при коммутации ненагруженных линий электропередач возникают и при отключении батарей конденсаторов поперечной компенсации или сборных шин подстанций. Отличие этого случая от разобранных выше заключается только в том, что собственные колебания происходят практически с одной частотой  $\omega = \frac{1}{\sqrt{L_0 C}}$ . Схема замещения этого процесса приведена на рисунке 58.

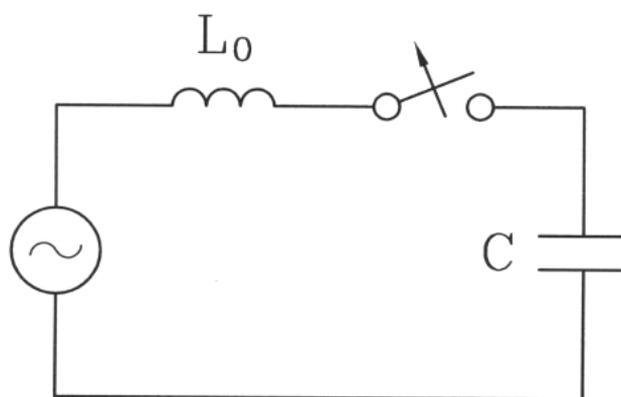


Рисунок 58. Схема замещения процесса отключения конденсаторной батареи:

$L_0$  – индуктивность источника,  
 $C$  – отключаемая емкость.

## 17 Перенапряжения при отключении индуктивности

Схема замещения процесса отключения индуктивности приведена на рисунке 59, в котором  $L_1$  и  $C_1$  представляют собой индуктивность и емкость источника,  $L_2$  – отключаемая индуктивность (например, холостой трансформатор), а  $C_2$  – собственная емкость катушки индуктивности. Помимо этих четы-

рех параметров схемы, величина возникающих в ней перенапряжений в очень сильной степени зависит от процессов обрыва дуги в выключателе.

При больших токах (например, при отключении мощных индуктивных нагрузок или коротких замыканий) окончательный разрыв цепи всегда имеет место в момент прохождения тока через нуль, причем снижение тока до нуля происходит плавно. Поэтому в момент разрыва цепи в индуктивности  $L_2$  магнитная энергия практически отсутствует и процесс отключения не сопровождается всплеском напряжения на выключателе.

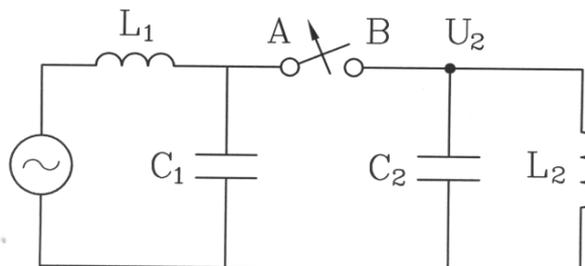


Рисунок 59. Схема для анализа перенапряжений при отключении индуктивностей:

$L_2$  – отключаемая индуктивность;  $L_1, C_1$  – соответственно индуктивность и емкость питающей сети.

При малых токах (например, при отключении холостых трансформаторов) степень ионизации дуги оказывается незначительной, и под действием рабочего дутья выключателя может произойти очень быстрый распад дугового столба еще до того, как ток проходит через свое нулевое значение. При этом сопротивление дуги скачком возрастает, а ток в дуге резко снижается до нуля. Происходит так называемый «срез» тока, который и является основной причиной перенапряжений. Мгновенное значение тока, которое может быть «срезано» зависит от степени ионизации дуги в этот момент времени и от дугогасящих возможностей выключателя. В зависимости от амплитуды тока через выключатель  $I_M$  величина тока среза  $I_{ср}$  приблизительно изменяется так, как показано на рисунке 60.

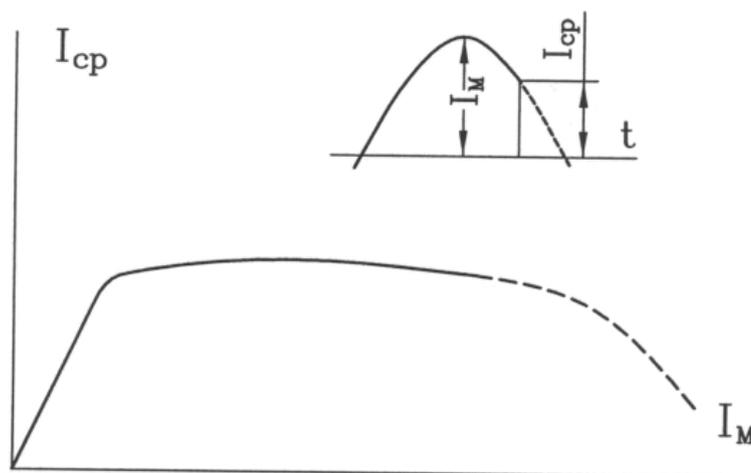


Рисунок 60. Примерный характер зависимости тока среза от амплитуды тока через выключатель

При очень малых токах срез может происходить на амплитуде, поэтому  $I_{\text{ср}}$  растет пропорционально  $I_M$ . После того, как  $I_M$  делается равной максимальной возможности для данного выключателя току среза, величина  $I_{\text{ср}}$  практически перестает изменяться, а момент среза постепенно перемещается к моменту прохождения тока через нуль. В дальнейшем ток среза снова начинает уменьшаться, так как при больших амплитудах переменного тока степень ионизации канала дуги сильно возрастает, что затрудняет его быстрое разрушение.

Пренебрегая такими ответвляющимися в емкости схемы, можно считать, что в этот момент времени в индуктивностях  $L_1$  и  $L_2$  была запасена энергия

$$\frac{L_1 I_{\text{ср}}^2}{2} \text{ и } \frac{L_2 I_{\text{ср}}^2}{2}.$$

На рисунке 61 приведена схема развития перенапряжений при «срезе» тока.

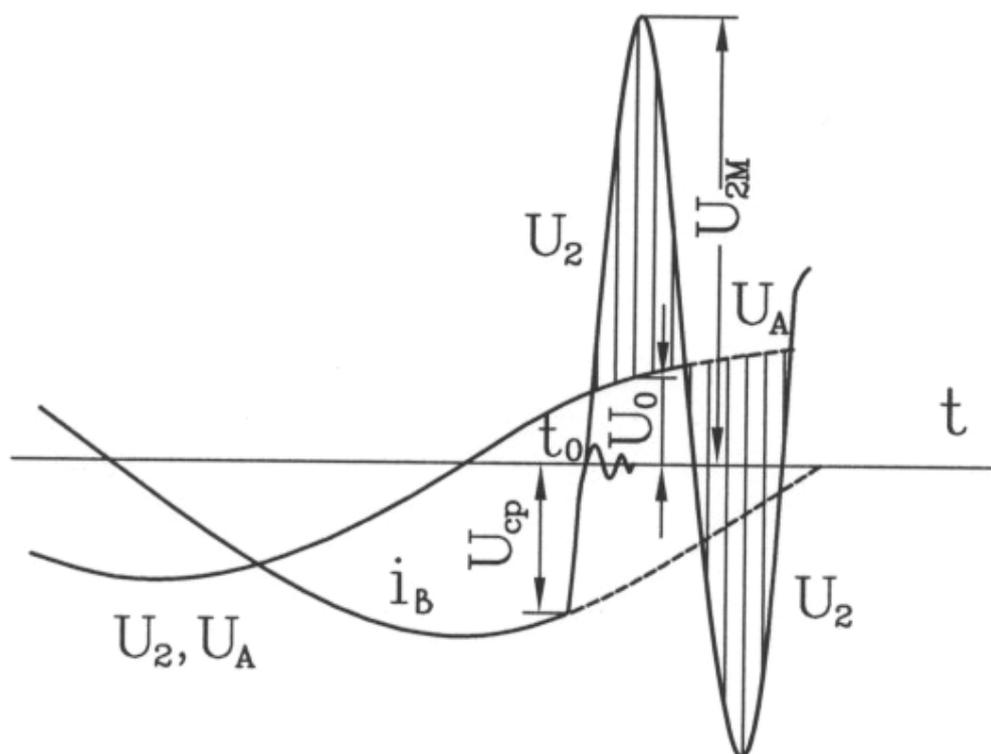


Рисунок 61. Развитие перенапряжений при отключении индуктивности без учета повторных зажигания дуги в выключателе (заштриховано напряжение между контактами выключателя)

Так как явление среза происходит при относительно малых токах, отключаемая индуктивность  $L_2$  всегда значительно больше  $L_1$ , поэтому величина  $\frac{L_1 I_{\text{ср}}^2}{2}$  очень мала и не оказывает влияние на протекание процесса. После об-

рыва тока энергия  $\frac{L_2 I_{\text{ср}}^2}{2}$  оказывается «запертой» в контуре  $L_2 C_2$ , что приводит к колебательному процессу в этом контуре.

Напряжение между контактами выключателя  $U_{\text{AB}}$  (рисунок 60) определяется разностью напряжений  $U_A$  и  $U_2$ .  $U_{2\text{max}}$  можно определить из выражения:

$$\frac{U_{2\text{max}}^2 C_2}{2} = \frac{U_0^2 C_2}{2} + \frac{I_{\text{ср}}^2 L_2}{2}, \quad (72)$$

где  $U_0$  – мгновенное значение напряжения  $U_2$  (напряжение на емкости  $C_2$ ) в момент среза.

Так как в момент обрыва тока в индуктивности  $L_1$  также запасена определенная энергия в контуре  $L_1 C_1$  также развивается колебательный процесс. Однако вследствие малой величины этой энергии и относительно большой величины емкости  $C_1$  амплитуда этих колебаний невелика. Поэтому напряжение в точке А приблизительно может быть принято равным напряжению источника. В этом случае напряжение между контактами выключателя изменяется как показано на рисунке 61 штриховкой, т.е. первый максимум  $U_{\text{AB}}$  меньше напряжения  $U_2$  на величину мгновенного значения напряжения источника, а второй наоборот больше. Поэтому напряжение между контактами выключателя от нулевого очень близко возрастает до величины значительно превышающей номинальное напряжение, и повторные зажигания дуги в выключателе неизбежны.

После обрыва тока в выключателе в связи с расхождением контактов электрическая прочность межконтактного промежутка постоянно возрастает как показано на рисунке 62.

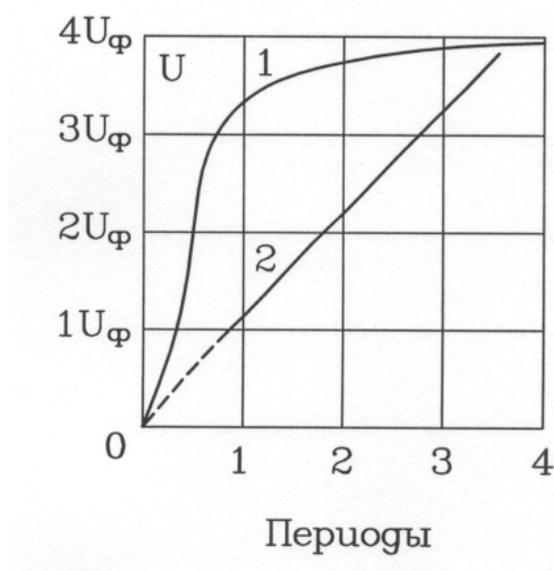


Рисунок 62. Нарастание электрической прочности между контактами выключателей:

1 – воздушные выключатели; 2 – масляные выключатели.

Процесс повторных пробоев между контактами выключателя показан на рисунке 63.

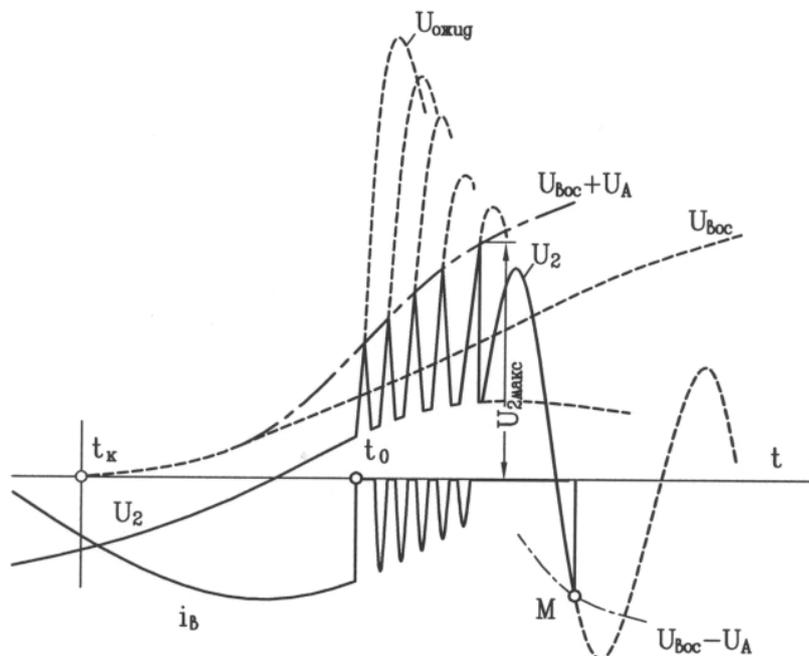


Рисунок 63. Схематическая картина образования повторных зажиганий в выключателе

Первый срез тока как и на рисунке 61 происходит в момент времени  $t_0$ , после чего напряжение начинает возрастать. Контакты выключателя начали расходиться в момент времени  $t_k$ , т.е. несколько раньше среза тока. Если бы дуга погасла в момент времени  $t_k$ , то восстанавливающаяся прочность выключателя изменилась бы так, как показано кривой  $U_{вос}$ . В действительности до момента  $t_0$ , пока дуга в выключателе не погасла, фактическая прочность промежутка между контактами равна нулю. Но в момент среза тока, вследствие интенсивного распада дугового столба, прочность промежутка очень быстро возрастает до величины, определяемой кривой  $U_{вос}$ . Повторный пробой между контактами произойдет в тот момент времени, когда кривая напряжения на выключателе пересечется с кривой  $U_{вос}$ . После этого напряжение между контактами выключателя снизится практически до нуля, а напряжение  $U_2$  до величины напряжения источника. Поэтому момент повторного пробоя может быть определен как точка пересечения кривой  $U_{вос} + U_A$  и кривой ожидаемого напряжения  $U_{ожид}$  на отключаемой индуктивности.

В момент пробоя между контактами снова появится ток  $i_b$ , который весьма быстро возрастает, после чего происходит новый срез тока, но уже при несколько меньшем его мгновенном значении. Вследствие этого и амплитуда ожидаемого напряжения оказывается несколько меньше. Процесс повторных

зажиганий длится до тех пор, пока постепенно уменьшающийся максимум восстанавливающегося напряжения между контактами выключателя не станет меньше восстанавливающейся прочности. Обычно это происходит вблизи момента нормального прохождения синусоидального тока через ноль.

Напряжение  $U_2$  проходит через нуль и начинается второй полупериод собственных колебаний. Но, как видно из рисунка 61, во время второго полупериода напряжение между контактами выключателя больше  $U_2$  на величину мгновенного значения источника напряжения. Поэтому возможно еще одно повторное зажигание дуги в том случае, если кривая  $U_{\text{вос}} - U_{\Delta}$  пересечется с кривой напряжения  $U_2$ . На рисунке 63 такое пересечение имеет место в точке М, после чего процесс повторных зажиганий дуги в выключателе может продолжаться.

Если ожидаемое напряжение невелико, то его амплитуда делается меньше  $U_{\text{вос}} + U_{\Delta}$  уже после небольшого числа повторных зажиганий происходит окончательный разрыв цепи. При значительных затуханиях собственных колебаний второй максимум напряжения значительно меньше первого, поэтому уменьшается вероятность повторных зажиганий. Чем дольше затягивается процесс повторных зажиганий, тем большей величины достигает напряжение  $U_2$ , следовательно уменьшение  $U_{\text{ожд}}$  и увеличение затуханий способствует снижению перенапряжений.

При увеличении скорости восстановления прочности промежутка длительность существования повторных зажиганий также сокращается, но при этом величины перенапряжений возрастает.

На основании упрощенной приведенной картины (без учета колебания напряжения со стороны источника, нелинейным характером кривой намагничивания, отключаемой индуктивности, благодаря чему колебания напряжения и тока, помимо основной частоты имеют также высшие гармоники) видно, что предельная величина перенапряжений на контактах выключателя может быть равна предельной прочности промежутка, а напряжение на отключаемой индуктивности на величину фазового напряжения больше. Так как предельная величина  $U_{\text{вос}}$  близка к  $4U_{\text{ф}}$ , перенапряжение при отключении индуктивности не должно превышать  $5U_{\text{ф}}$ . Исключение составляет искусственная схема, когда в сети данного напряжения используется выключатель более высокого номинального напряжения. В этом случае предельное значение  $U_{\text{вос}}$  по сравнению с номинальным напряжением будет значительно превышать  $4U_{\text{ф}}$ , в связи с чем и перенапряжения могут быть весьма большими.

Быстродействующие выключатели, обладающие большой скоростью восстановления электрической прочности, всегда дают большие перенапряжения при отключении индуктивности.

## 18 Коммутационные перенапряжения, создаваемые вакуумными выключателями и их ограничение

Некоторые особенности процесса гашения дуги в вакуумном выключателе (явление многократных повторных зажигания) могут приводить к возникновению высоких кратностей перенапряжений.

В большинстве случаев причинами, приводящими к возникновению перенапряжений, являются:

- срез тока до его нулевого значения и освобождение энергии, запасенной в индуктивных элементах схемы;
- недостаточная электрическая прочность межконтактного промежутка в начальный интервал времени после прерывания тока дуги, который не может выдержать переходного восстанавливающегося напряжения, что приводит к повторным зажиганиям дуги;
- виртуальный срез тока, достигающего до сотен ампер, в соседних фазах вызванный повторными зажиганиями дуги в первой отключаемой фазе;
- возможность многократных пробоев (предпробоев), сопровождающихся гашением переходного тока при уменьшающемся межконтактном промежутке в процессе коммутации включения.

Схема замещения сети при отключении вакуумным выключателем электродвигателя представлена на рисунке 65. Наибольший уровень перенапряжений, при многократных повторных зажиганиях дуги, является отключение пускового тока электродвигателя (прерванный пуск). В этом случае, а также при отключении рабочего тока, схема замещения электродвигателя в виде трехлучевой звезды с изолированной нейтралью за сверхпереходными индуктивными сопротивлениями. В редких случаях очень коротких кабелей (десятки метров), питающих электродвигатели, необходимо учитывать их емкость. Схема замещения справедлива как для синхронных, так и асинхронных электродвигателей. Внутренняя э.д.с. электродвигателей при коммутации отключения пусковых токов равна нулю.

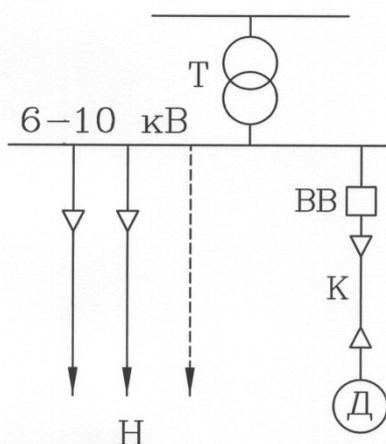


Рисунок 64. Расчетная схема сети с электродвигателем

Общая расчетная схема для анализа перенапряжений, создаваемых вакуумными выключателями, представлена на рисунке 64. Здесь показана общая нагрузка (Н), из состава которой выделена нагрузка отдельного присоединения в виде питающего кабеля (К) с электродвигателем (Д), коммутируемого вакуумным выключателем (ВВ). Питание секции осуществляется от шин неизменного напряжения через питающий трансформатор (Т).

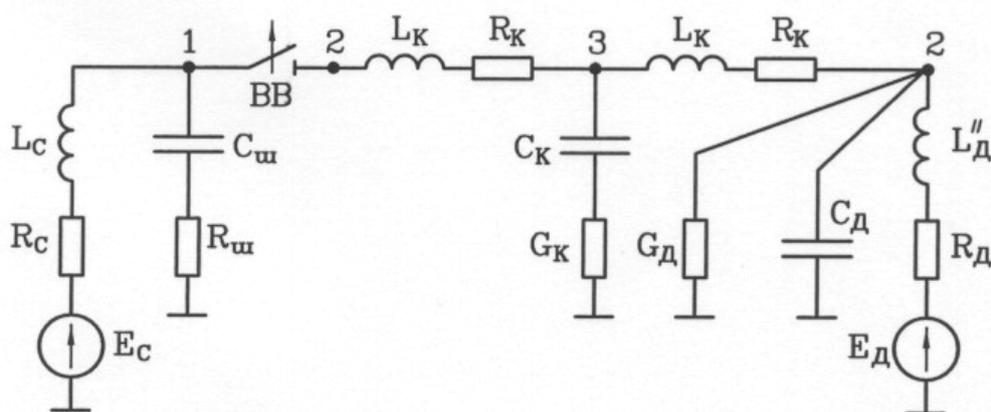


Рисунок 65. Схема замещения сети с электродвигателем

На рисунке 66 показан процесс включения заторможенного электродвигателя, когда первая фаза “а” включается в момент минимума напряжения сети, а вторая фаза “с” – в минимум напряжения свободных колебаний. При этом максимальные перенапряжения имеют величину двукратных. Существенно более опасными являются перенапряжения, возникающие при включении электродвигателя в процессе автоматического повторного включения (АПВ), когда момент замыкания контактов первой включенной фазы выключателя соответствует максимуму напряжения на контактах. В свою очередь это напряжение имеет наибольшее значение в том случае, если в момент включения э.д.с. сети и внутренняя э.д.с. электродвигателя находится в противофазе. Включение первой фазы “а” в момент максимума разности потенциалов на контактах вызывает максимальные перенапряжения на высокой частоте  $\sim 140$  кГц кратностью  $\sim 2,8$ . На двух не включенных фазах имеют место относительно низкочастотные свободные колебания  $\sim 3$  кГц, при этом напряжения на фазах “в” и “с” достигают величины  $3,95 U_{\phi}$ .

Включение второй “с” и третьей фаз вызывают высокочастотные импульсы перенапряжений другой полярности (максимум равен  $3,05$  на фазе “с”) и крутые срезы напряжений, максимальный из которых равен разности указанных значений  $3,85+3,07=7,0$ . Эти срезы напряжения воздействуют на витковую изоляцию первых катушек электродвигателя. Регулирование разброса в моментах включения отдельных фаз выполнить в нужных пределах  $0,05 - 0,08$  мс практически невозможно.

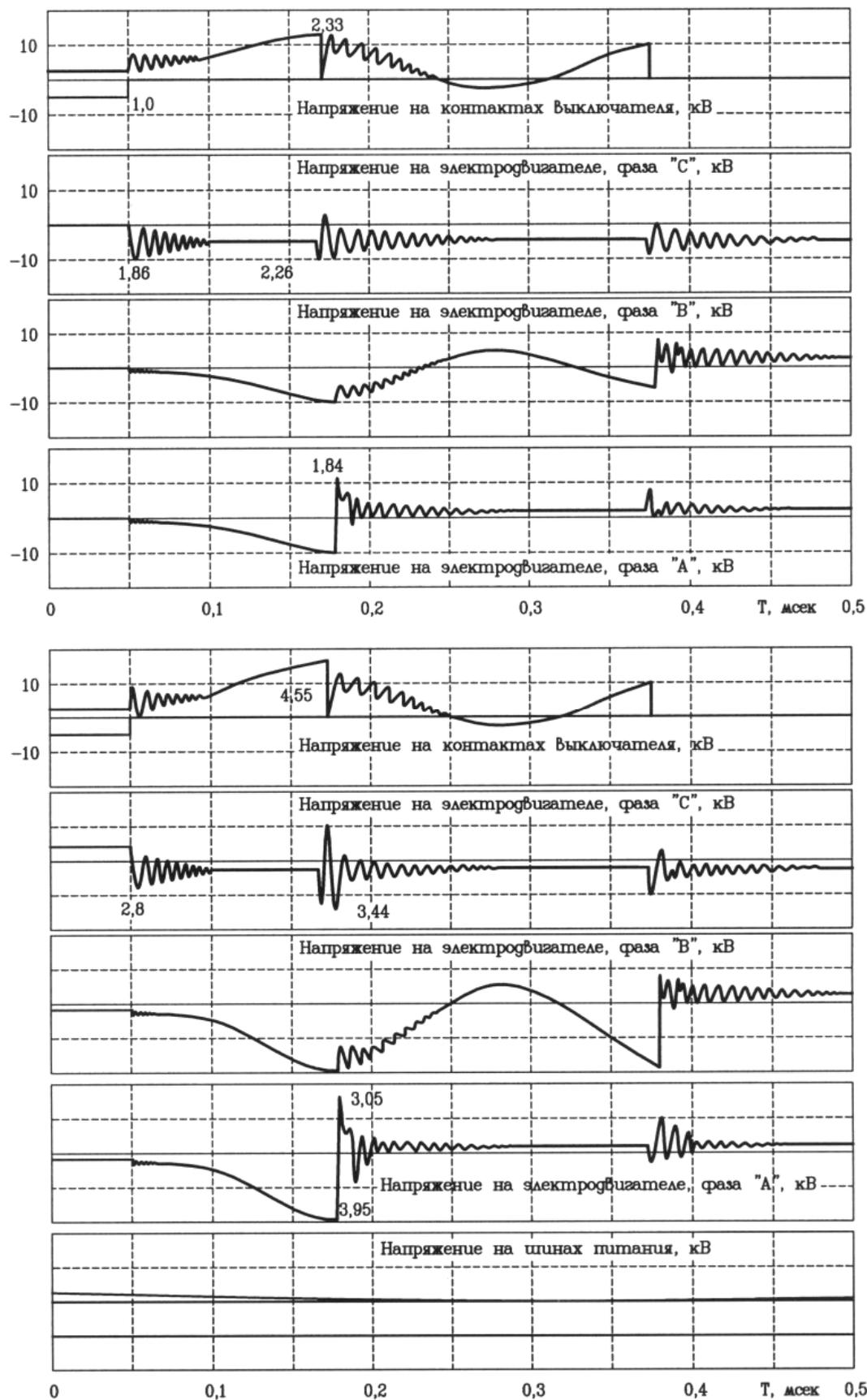
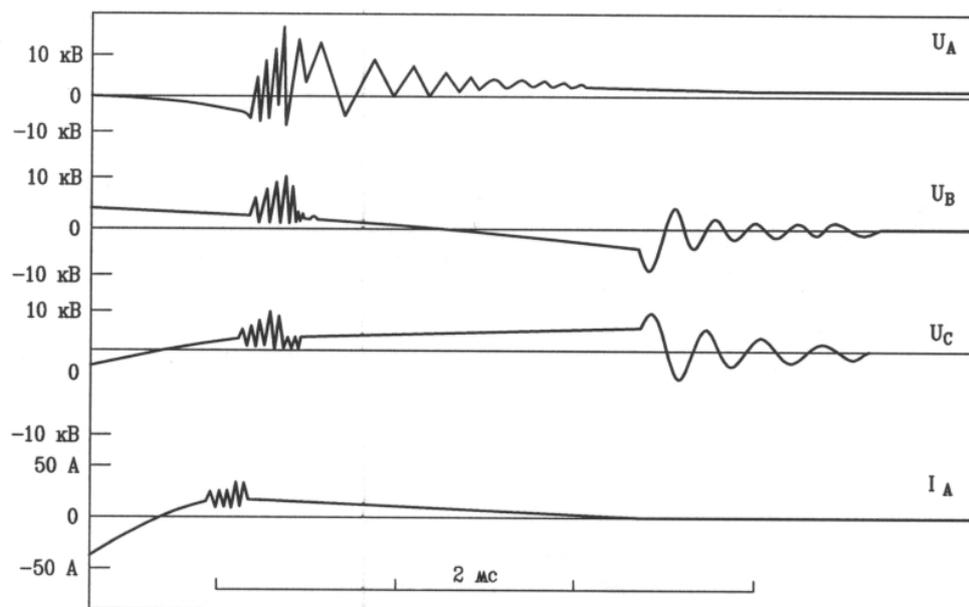
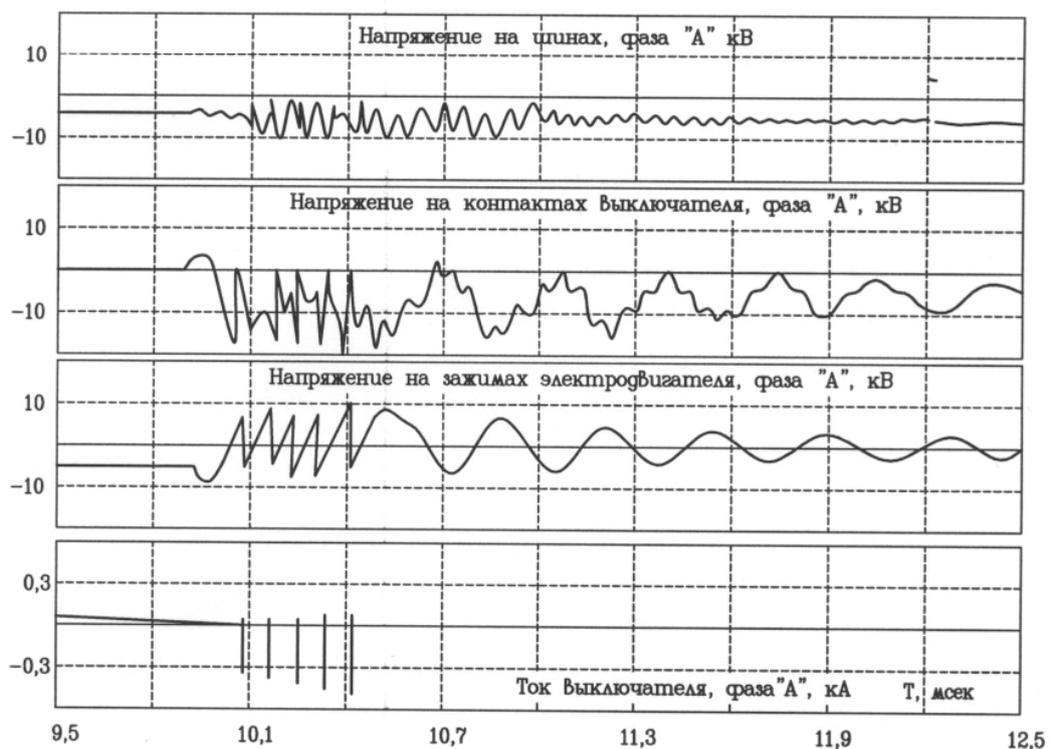


Рисунок 66. Пуск и самозапуск электродвигателя мощностью 630 кВт и напряжением 6 кВ



а)



б)

Рисунок 67. Фрагмент экспериментальной осциллограммы отключения пускового тока электродвигателя мощностью  $P_{ДВ}=200$  кВт (а); отключение пускового тока: ток среза  $I_{ср}=5$  А, скорость восстановления диэлектрической прочности  $dU_{ДЭ}/dt=15$  кВ/мс,  $di/dt=50$  А/мкс, начало отключения  $t_{откл}=0,85$  мс, длина кабеля  $l_K=100$  м, емкость на шинах  $C_{ш}=0,1$  мкФ, мощность электродвигателя  $P_{ДВ}=200$  кВт (б)

Другой коммутацией электродвигателя, приводящей к опасным перенапряжениям, является отключение выпавшего из синхронизма электродвигателя. Наиболее опасным является момент отключения первой фазы, совпадающей с противофазным положением э.д.с. сети и внутренней э.д.с. электродвигателя, максимальная кратность перенапряжений имеет место при отключении первой фазы и составляет примерно  $5 U_{\phi}$ .

Отключение пускового тока заторможенного электродвигателя (рисунок 67) сопровождается повторными зажиганием дуги в выключателе с последующим отключением этой фазы. Кратность перенапряжений составляет примерно 2. 1.

Существенно меньшая интенсивность переходного процесса имеет место при нормальном отключении вращающегося электродвигателя вне зависимости от его загрузки.

Дуга в вакуумных выключателях поддерживается не за счет ионизированных газов дугогасящей среды, как в выключателях других видов, а только за счет ионизированных паров металлов, испаряющихся с поверхности контактов, следствием чего является неустойчивость дуги малого тока и повышенная способность срезать (резко оборвать) ток до его естественного перехода через нулевое значение. Индуктивность нагрузки и напряжение источника практически не влияет на значение тока среза. Большую роль играет материал контактов.

Наиболее эффективным средством защиты от перенапряжений при отключении индуктивностей (по сравнению с задержкой отключения двух фаз, управления моментом коммутации) является правильно выбранная демпфирующая RC-цепочка. Она несколькими путями благоприятно влияет на переходные процессы при отключении:

- уменьшает амплитуду перенапряжений при срезе тока, так как увеличивает емкость отключаемой нагрузки. При этом снижается также амплитуда восстанавливающегося после среза тока;
- демпфирует высокочастотные колебания при повторных зажиганиях и в меньшей степени колебания после срезов тока;
- снижает частоту колебаний после среза тока, т.е. уменьшает частоту восстанавливающегося напряжения, чем снижает возможность повторных зажиганиях;
- сдвигает нуль тока высокочастотных колебаний относительно максимума напряжения, поэтому в момент гашения при нуле тока напряжение на емкости ниже максимального. Это снижает восстанавливающееся напряжение и возможность повторных зажиганиях;
- снижает крутизну фронта перенапряжений при повторных зажиганиях вследствие снижения частоты колебаний из-за увеличения емкости. Это облегчает воздействия на продольную изоляцию.

Все эти проявления RC-цепочки снижает перенапряжения при многократных повторных зажиганиях и препятствуют эскалации напряжений.

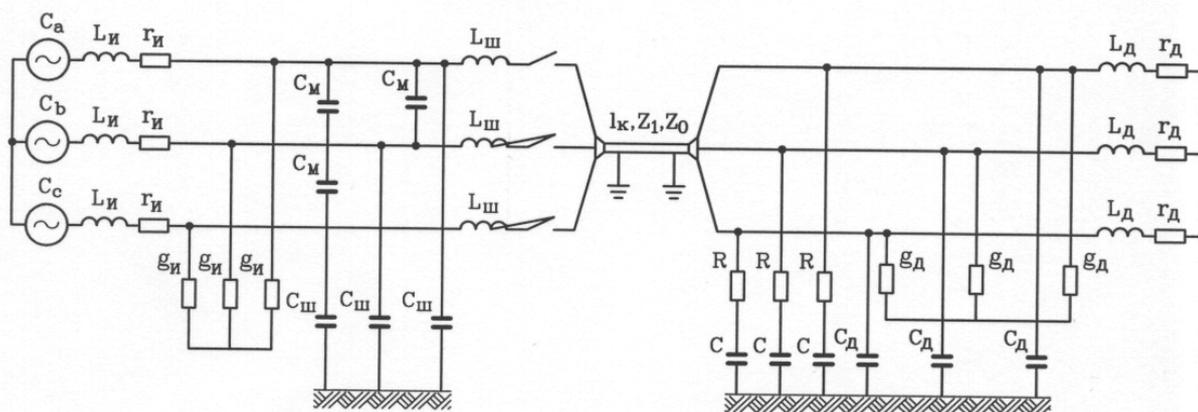


Рисунок 68. Схема замещения при отключении двигателя (трансформатора) и ее параметры:

$L_{И}, L_{Ш}, L_{Д}$  - индуктивности источника, шин, отключаемого двигателя (трансформатора);  $C_{Ш}, C_{М}$  - емкость на землю и между фазами кабельных присоединений на стороне источника и присоединенным к шинам конденсаторных батарей (если таковые имеются);  $C_{Д}$  - емкость двигателя;  $g_{И}, g_{Д}$  - проводимости, воспроизводящие потери в стали питающих трансформаторов и в двигателе;  $G_{И}, G_{Д}$  - активные сопротивления источника и двигателя;  $R, C$  - активное сопротивление и емкость RC-цепочки;  $Z_0, Z_1$  - волновое сопротивление кабеля по прямой и нулевой последовательности.

Вместе с тем демпфирующие RC-цепочки имеют определенные недостатки:

- емкость RC-цепочки увеличивает общий емкостной ток замыканий на землю, так как емкость цепочки в несколько раз должна превышать емкость на землю защищаемого присоединения, то при большом числе таких присоединений возможно резкое увеличение тока замыкания на землю и связанная с этим необходимость в ряде случаев установки дугогасящих устройств;

- трудности размещения защитной цепочки вблизи выводов двигателя, установка RC-цепочки у выключателя снижает эффективность ограничения перенапряжений и поэтому не всегда допустима.

На рисунке 68 дана схема замещения отключения двигателя при установке RC-цепочки.

Схема замещения имеет несколько основных колебательных контуров:

- контур цепи нагрузки (отключаемого объекта), частота собственных колебаний которого определяется индуктивностью и емкостью кабеля, нагрузки и защитных аппаратов. Обычно эта частота лежит в диапазоне 1,3 – 5 кГц;

- контур высокочастотных колебаний при повторных зажиганиях, частота которых определяется индуктивностью кабеля, ошиновки и емкостями кабеля и нагрузки, эта частота лежит в пределах 100 – 300 кГц;

- контур источника питания, собственная частота которого определяется индуктивностью источника и емкостью присоединений на шинах распределительного устройства. Частота колебаний лежит в пределах 2 – 5 кГц.

В схеме замещения присутствуют также собственные колебания всей схемы при замкнутом выключателе, а также высокочастотные колебания на стороне нагрузки при отключенном выключателе. Влияние последних колебаний на ход процесса коммутации незначительно. Схема рисунка 68 используется также при выборе защиты двигателя при помощи ОПН.

Емкость с защитной RC-цепочкой выбирается в 5 раз больше емкости отключаемого присоединении (емкость кабеля по прямой последовательности плюс емкость защищаемого объекта). Сопротивление R защитной RC-цепочки определяется по формуле:

$$R = 1,75\sqrt{L/C} \text{ ом}, \quad (73)$$

где  $L=L_{ш}+L_{к}$ ;

$L_{ш}$  – индуктивность ошиновки, принимаемая равной  $25 \cdot 10^{-6}$  Гн;

$L_{к}$  – индуктивность кабеля 6 кВ на высоких частотах (в зависимости от поперечного сечения токоведущей жилы S, приведено в таблице 15).

Индуктивность кабеля в зависимости от его сечения

Таблица 15

S, мм <sup>2</sup>	35	50	70	95	120	150	185	240
L <sub>к</sub> , мГн/км	0,14	0,12	0,1	0,09	0,08	0,07	0,06	0,055

Эквивалентная емкость двигателя C<sub>д</sub>, мкФ, при отсутствии конкретных данных может быть определена по формуле:

$$C_{д} = 4 \cdot 10^{-4} \sqrt{P_{н}}, \text{ мкФ}, \quad (74)$$

где P<sub>н</sub> – номинальная мощность двигателя, кВт.

Для RC-цепочки можно применять бумажно-масляные конденсаторы на напряжение 6-10 кВ, резистор R должен быть рассчитан на длительную мощность 100 кВт.

Полученные расчетные значения R и C могут быть округлены на 15 % до ближайших стандартных значений.

Защита от перенапряжений инициируемые вакуумными выключателями при отключении электродвигателей осуществляется также ОПНами, подключенными между фазой и землей со стороны коммутируемого присоединения или параллельно контактам выключателя. ОПН, установленные на шинах, не защищают присоединения при его отключении вакуумным выключателем. Устанавливаемые между фазой и землей ОПН должны располагаться непосредственно у защищаемого объекта или в начале кабеля, в ячейке КРУ у выключателя, если длина кабеля не более 50 м.

Основные параметры ОПН для защиты сетей 6 кВ с электродвигателями  
Таблица 16

Параметры ОПН	ОПН между фазой и землей на зажимах электродвигателя	ОПН между фазой и землей на питающем конце кабеля	ОПН между контактами выключателя
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ, не менее	6	6	5,5
Напряжение частотой 50 Гц на ограничителе: а) допустимое не ограниченное время, кВ, не менее; б) допустимое в течение 2 часов, кВ, не менее	6,6 -	6,6	6,6
Остаточное напряжение при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой 500 А, кВ, не более	18,5	14,8	13,5
Пропускная способность двадцати прямоугольных импульсов тока 2000 мкс с амплитудой, А	400	400	150

ОПН, подключаемый непосредственно на зажимах защищаемого объекта, обеспечивает ограничение перенапряжений до необходимого уровня, и вместе с тем, оказывается неуязвимым в режиме с перемежающейся дугой. Последнее обусловлено тем, что при перенапряжениях, вызванных перемежающейся дугой, ток через ОПН имеет безопасное значение, поэтому такие ОПН могут применяться в схемах с любым значением емкостного тока на землю. Этим свойствам отвечают ОПН с параметрами, приведенными во втором столбце таблицы 16.

Если длина кабеля менее 50 м, емкостной ток замыкания на землю не превышает 10 А, то ОПН может устанавливаться между фазой и землей в ячейке КРУ у выключателя со стороны кабеля, питающего электродвигатель. Его параметры должны соответствовать третьему столбцу таблицы 16.

При включении ОПН параллельно контактам выключателя обеспечивается более глубокое ограничение перенапряжений, а сам ОПН подвергается менее тяжелым воздействиям. Параметры этих ОПН, независимо от режима работы нейтрали сети, величина тока замыкания на землю и длины коммутируемого кабеля, должны соответствовать четвертому столбцу таблицы 16.

## 19 Перенапряжения при обрыве одного провода в системе с заземленной нейтралью

Упрощенная схема замещения при обрыве одного провода в системе с заземленной нейтралью приведена на рисунке 69, где  $Z$  означает соединенные параллельно междуфазовые емкости  $C$  и индуктивности трансформатора. Перенапряжения возникают благодаря прохождению тока через последовательно соединенные емкости  $C_0$  и звезду сопротивлений  $Z$ . Путь замыкания этого тока показан на схеме стрелками. Фаза “а” источника не участвует в создании этого тока, следовательно, эквивалентная э.д.с. определяется по формуле:

$$U_{\text{экв}} = \frac{\dot{U}_B + \dot{U}_C}{Z} = 0,5U_{\phi} \quad (75)$$

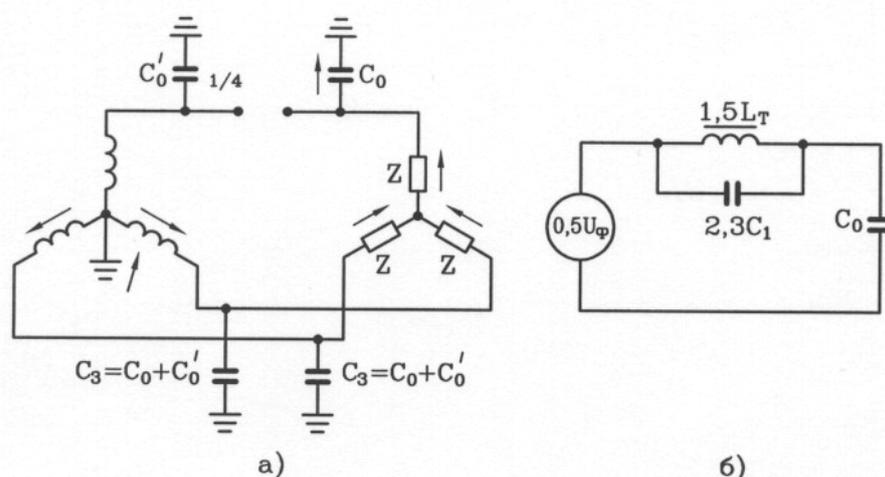


Рисунок 69. Обрыв одного провода в схеме с заземленной нейтралью.  
а – схема замещения; б – расчетная схема.

При соотношении  $\frac{X_{c_1}}{X_m} > 6$  перенапряжения не превышают  $\sqrt{3}U_{\phi}$ . Из этого условия по известному сопротивлению холостого хода трансформатора можно определить предельную емкость линии, т.е. предельную ее длину, при которой перенапряжения начинают превышать величину  $\sqrt{3}U_{\phi}$ , по формуле:

$$l_{\text{пр}} = \frac{1}{6\omega C_1 X_m} = \frac{i_{\text{хх}} \% S_{\text{н}}}{188 C_1 U_{\text{н}}^2}, \quad (76)$$

где  $i_{\text{хх}} \%$  - ток холостого тока трансформатора в процентах;

$C_1$  - емкость прямой последовательности на 1 км линии, мкФ.

$S_{\text{н}}$  - номинальная мощность трансформатора.

Поэтому вероятность возникновения значительных перенапряжений при несимметричном отключении фаз достаточно велико. При длинах линии больше предельной следует стремиться уменьшить вероятность несимметричных отключений, применение выключателей с пофазным управлением. Кроме того нежелательно длительно оставлять включенными холостые или слабо загруженные трансформаторы.

## 20 Перенапряжения при обрыве провода в системе с изолированной нейтралью

При обрыве провода в фазе “а” и падение его на землю со стороны источника, ток фазы “а” после обрыва провода будет стекать в землю через место заземления, затем возвращаться на провод через емкость  $C_0$ , после чего он разветвляется, часть тока проходит через емкость  $C_1$ , а другая – через индуктивность трансформатора  $L_m$ . Цепь тока замыкается через фазы “в” и “с” источника. Этот процесс изображен на рисунке 70.

В силу полной симметрии потенциалы нулевых точек трансформатора и звезды междуфазных емкостей одинаковы, поэтому схему рисунка 70а можно преобразовать в схему 70б, а затем в схему 70в. Эквивалентная э.д.с. по схеме 70б будет равна  $1,5 U_{\phi}$ . Величина перенапряжений является функцией характеристики намагничивания трансформатора и емкостей  $C_0$  и  $C_1$ . В этом случае максимальные перенапряжения на индуктивности достигает  $2,1 U_{\phi}$ , на емкости –  $3,6 U_{\phi}$ . При этом возможно изменение порядка чередования фаз трансформаторе нагрузки на обратный. Поэтому, если трансформатор имел небольшую моторную нагрузку, то после обрыва провода направление вращения двигателей может измениться на обратное. Такие случаи неоднократно отмечались в эксплуатации. Этот процесс виден на векторной диаграмме рисунка 71.

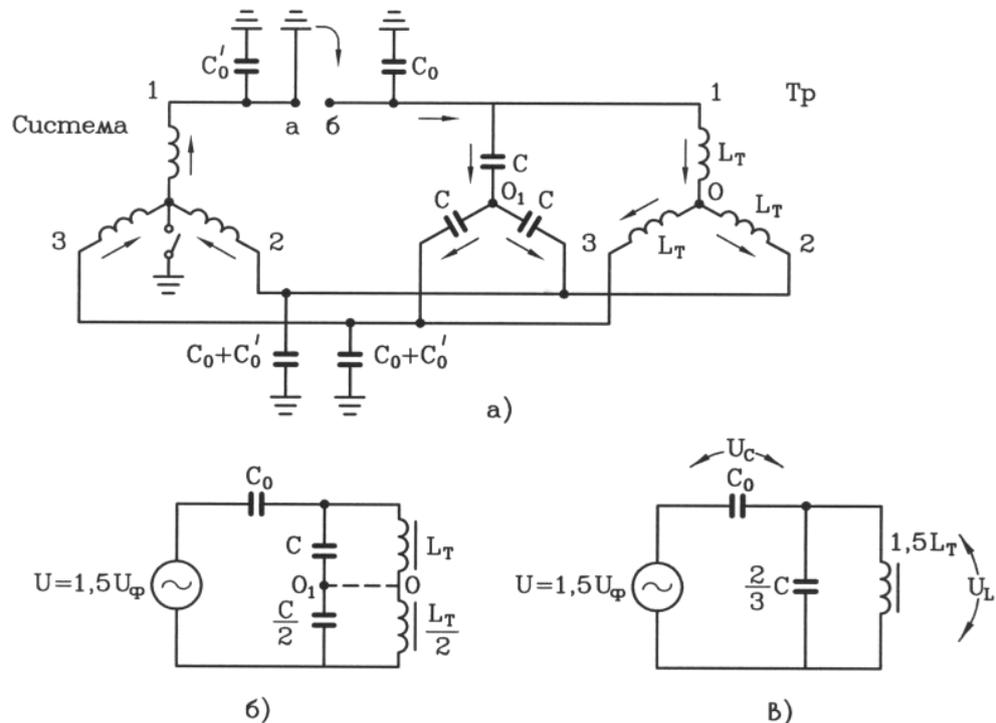


Рисунок 70. Схема замещения для случая обрыва одного провода с заземлением в системе с изолированной нейтралью

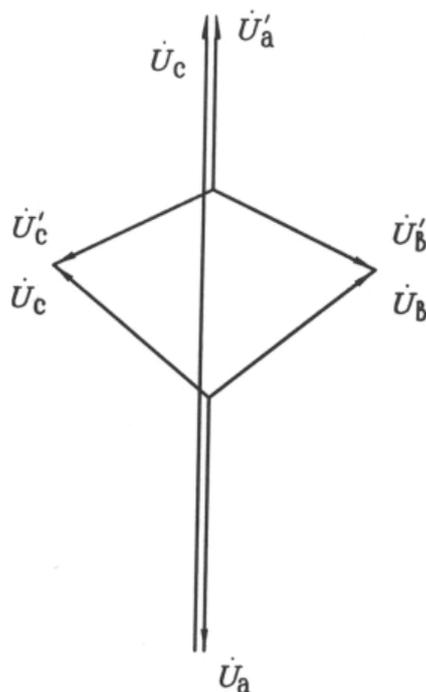


Рисунок 71. Векторная диаграмма схемы рисунка 70 при «опрокидывании» фазы

### ***21 Перенапряжения вследствие емкостного эффекта линии***

Перенапряжения вследствие емкостного эффекта линии редко достигают значений, приводящих к пробое изоляции, поскольку уже на стадии проектирования сетей стремятся не допускать условий, при которых возможны такие ситуации. Однако, с ростом вынужденной составляющей напряжения пропорционально ей увеличиваются и возможные амплитуды коммутационных перенапряжений, а также затрудняется работа защитных аппаратов (разрядников, ОПН).

Эти перенапряжения возникают при временных, с точки зрения эксплуатации, режимах работы, неблагоприятных сочетаниях параметров сети и могут продолжаться пока не изменится схема и режим сети. Длительность таких перенапряжений – от долей секунды до десятков минут – ограничивается действием релейной защиты или оперативного персонала. Наиболее часто они появляются при несимметричных режимах, при однофазных или двухфазных коротких замыканий на землю, разбросе действия или отказе фаз выключателя.

Напряжение в разных точках вдоль линии (рисунок 72а) и на шинах питающей подстанции может существенно различаться. В большинстве случаев на приемном конце напряжение оказывается ниже, чем на питающем. В холостом режиме и при малой нагрузке, наоборот, возникает подъем напряжения в конце линии. На рисунке 72б дана П-образная схема замещения при симметричном режиме многократно транспанированной линии.

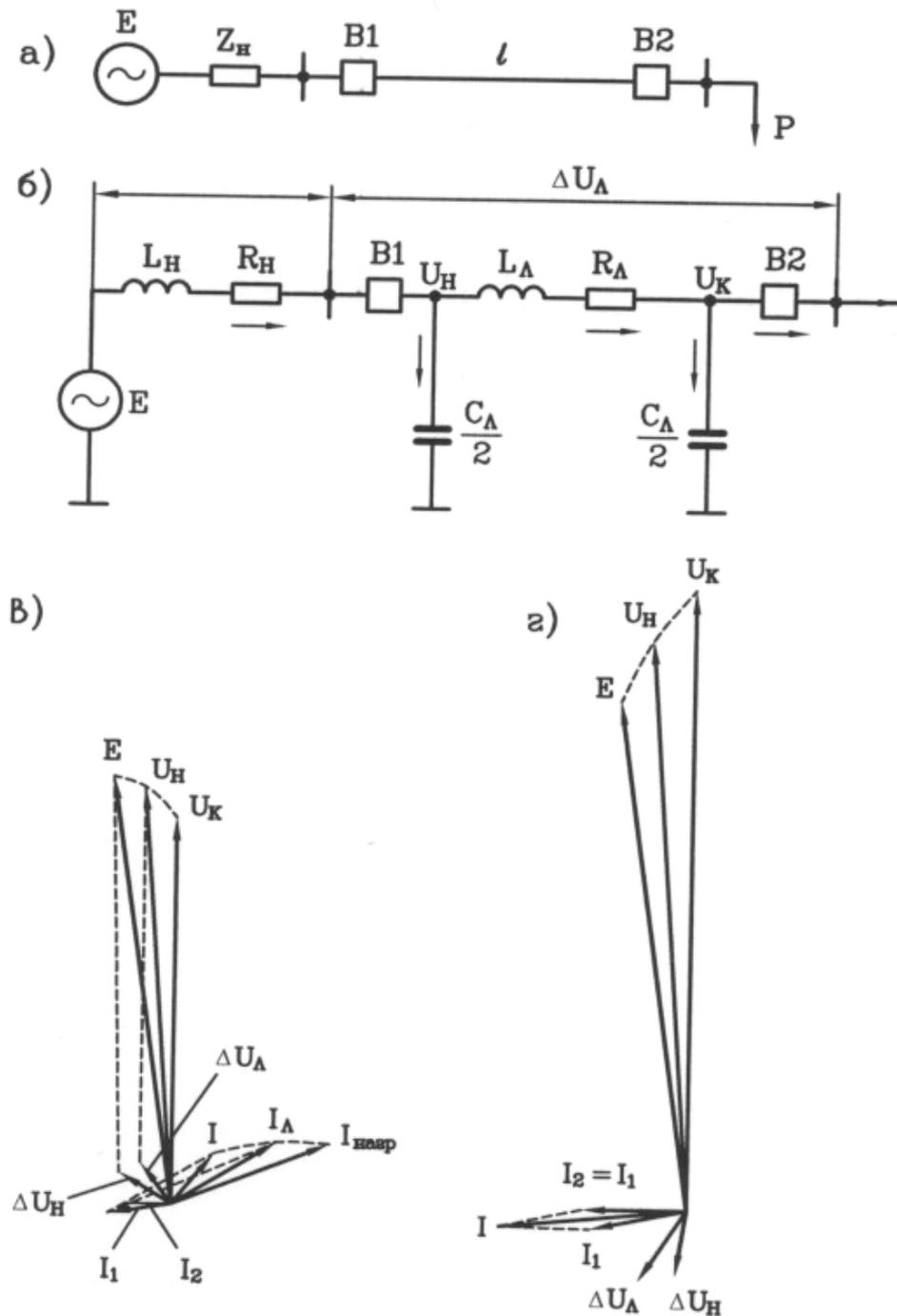


Рисунок 72. Принципиальная (а) и эквивалентная (б) схемы электропередачи и векторные диаграммы токов и напряжений в режиме нормальной работы линии (в) и одностороннего питания (г):

$L_H, R_H$  – эквивалентные параметры генератора в начале линии;  $P$  – мощность нагрузки приемного конца линии;  $U_H, U_K$  – напряжение в начале и конце линии;  $B1$  и  $B2$  – выключатели.

На рисунке 72в и 72г приведены векторные диаграммы токов и напряжений для двух режимов работы: передачи большой мощности и одностороннего питания линии ( $P=0$ ). В первом случае (рисунок 72в) ток нагрузки  $I_{\text{нагр}}$ , имеющий активно-индуктивный характер, создает на индуктивностях  $L_H$  и  $L_L$  падение напряжения, вследствие чего напряжение в конце линии  $U_K$  оказывается ниже чем в начале  $U_H$ , а напряжение в начале линии  $U_H$  – меньше э.д.с. системы  $E$ . Во втором случае (рисунок 72г) ток нагрузки  $I_{\text{нагр}}$ , имеющий активно-емкостной характер, создает на индуктивностях  $L_H$  и  $L_L$  такие падения напряжения, что напряжение в конце линии  $U_K$  оказывается по модулю больше  $U_H$ , а  $U_H$  – больше  $E$ . Такое увеличение напряжения на линии можно рассматривать как приближение к резонансным условиям. Чем ближе низшая частота собственных колебаний схемы  $\omega'$  к частоте вынуждающий э.д.с.  $\omega$ , тем больше будет повышаться напряжение на линии.

Схема одностороннего питания линии возникает практически в процессе каждого его включения и отключения, поскольку моменты коммутации выключателей на разных концах линии не совпадают. Длительность работы линии в режиме одностороннего питания может достигнуть 20 минут.

Повышения напряжения вследствие емкостного эффекта могут достигать значений, при которых возникает общая корона на проводах. В результате вокруг проводов образуются объемные заряды, что эквивалентно увеличению емкости проводов относительно земли, а также возрастают активные потери в линии. При волновой длине линии  $\lambda \ll \lambda_{\text{кр}}$  входное сопротивление линии относительно ее начала имеет емкостной характер, поэтому коронный разряд вызывает увеличение волновой длины линии, т.е. приближение параметров схемы к резонансным. При  $\lambda > \lambda_{\text{кр}}$  возрастание емкости проводов вследствие развития короны, наоборот, приводит к удалению от резонанса.

Большинство линий электропередачи имеет относительно небольшую длину. Поэтому обеспечивается условие  $\lambda \ll \lambda_{\text{кр}}$ . В этом случае повышение напряжения, вызванное эффектом короны, компенсируется за счет роста активных потерь на корону.

Подключение к линии (особенно в ее конце) силовых трансформаторов снижает емкостной эффект за счет компенсации части емкостного зарядного тока линии индуктивным током намагничивания трансформатора  $I_{\mu}$ , особенно при насыщении стали, когда  $I_{\mu}$  резко увеличивается. В этом случае нельзя пренебрегать влиянием  $I_{\mu}$  на перенапряжения при емкостном эффекте.

Совместное влияние короны на проводах линий и насыщение стали магнитопроводов трансформатора приводит, как правило, к некоторому снижению перенапряжений вследствие емкостного эффекта. Но не всегда такое снижение оказывается достаточным для ограничения перенапряжений до безопасной для изоляции величины, поэтому в ряде случаев приходится ограничивать перенапряжений. Одной из таких мер является последовательность коммутаций выключателей на линии, когда системная автоматика и релейная защита настраи-

вается таким образом, чтобы при включении линии первым срабатывал выключатель со стороны более мощной подстанции, т.е. в режиме одностороннего питания линия подключается к подстанции с меньшим значением реактивного сопротивления, что способствует уменьшению перенапряжений.

Важной мерой ограничения перенапряжений, вследствие емкостного эффекта, является уменьшение длины участков линии. Этому способствует сооружение промежуточных подстанций, связывающих линию с местными энергосистемами. При больших длинах участков линии ( $l > 300$  км) и малой мощности связуемых систем на линии устанавливаются шунтирующие реакторы. Их подключение компенсирует емкостной ток линии и уменьшает ее эквивалентную длину.

В соответствии с опытом эксплуатации перенапряжения, возникающие на односторонне питаемых линиях вследствие емкостного эффекта, весьма ограничены. В частности, на питающем конце они, как правило, не превышают  $1,1U_{\phi}$ , а на разомкнутом –  $1,25U_{\phi}$ . Относительно малые повышения напряжения обусловлены небольшой длиной линии, а также применением рассмотренных выше мер защиты. Но несмотря на малую величину перенапряжений, не представляющих непосредственной опасности для изоляции, необходимо применять все меры по их снижению, поскольку это обуславливает заметное снижение коммутационных перенапряжений при включении и отключении линии. В этих коммутациях напряжение, возникающее на линии вследствие емкостного эффекта, часто представляет собой начальный или установившейся режим коммутации. В отдельных случаях эти перенапряжения могут превышать  $1,25U_{\phi}$ . Это возникает, как правило, при выходе из строя или нарушении работы оборудования в пусковом режиме электропередачи (неправильная очередность коммутаций выключателей, ошибочное отключение, выход из строя шунтирующего реактора). Повышение напряжения на линии, связанное с емкостным эффектом, возможно также в режиме передачи малой мощности при двухстороннем питании линии. В случае, когда линия имеет значительную длину или связана с шинами подстанции, ограниченной мощности, перенапряжения на ней, вследствие емкостного эффекта, могут достигать значительной величины.

При отключении несимметричных коротких замыканий, из-за неодновременного срабатывания выключателей, по концам линии возникают режимы одностороннего питания. В таких режимах происходит наложение напряжения, вызванного несимметрией схемы, на рост напряжения вследствие емкостного эффекта.

В сетях сверхвысокого напряжения эффективной мерой снижения перенапряжений неполнофазных режимов является установка «четырёхлучевых» реакторов, т.е. трехфазных реакторов, нейтраль которых присоединяется к земле не непосредственно, а через компенсирующий реактор, включаемый релейной защитой при возникновении перенапряжений. Момент включения определяется по стоку реактивной мощности с линии. Индуктивная составляющая компенсирующего реактора подбирается так, чтобы скомпенсировать емкость

сети для тока нулевой последовательности, а активная составляющая помогает погасить резонанс за счет снижения добротности контура нулевой последовательности. Компенсирующие реакторы также помогают снять с линии остаточный заряд при ее отключении в режиме АПВ.

## ***22 Ограничение токов однофазных коротких замыканий в электрических сетях 110-220 кВ энергосистем***

Основной целью ограничения токов однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) является приведение их значений в соответствие с допустимыми, указанными в технических условиях и стандартах, а также повышение надежности работы электрооборудования.

Ограничение токов ОЗЗ в электрических сетях 110 кВ должно выполняться при их значениях, больших 30-35 кА, а в сетях 220 кВ – при токах, больших 35-40 кА. Ограничению подлежат также токи сквозных ОЗЗ, протекающих через обмотки автотрансформаторов со средним напряжением до 220 кВ включительно, если их кратность на стороне среднего напряжения превышает 80 % допустимой по техническим условиям при питании со стороны низшего напряжения.

При ограничении токов ОЗЗ следует учитывать следующие основные факторы:

- допустимый уровень напряжения на нейтралях трансформаторов и автотрансформаторов;
- допустимые параметров восстанавливающегося напряжения при отключении ОЗЗ;
- допустимый уровень повышения напряжения промышленной частоты на неповрежденных фазах;
- обеспечение селективности и чувствительности защит;
- надежность электроснабжения потребителей;
- наличие на объекте автотрансформаторов;
- наличие на стороне низшего напряжения трансформаторов на подстанциях, выполненных отпайками от линий, генерирующих источников и электродвигателей большой мощности;
- технико-экономические показатели;
- ограничение по площади на действующем объекте.

Для ограничения токов ОЗЗ рекомендуется применять следующие способы их ограничения:

- деление сети;
- частичное разделение нейтралей трансформаторов;
- заземление нейтралей через реакторы.

Частичное разземление нейтралей трансформаторов 110 кВ подстанций, выполненных на отпайках от ВЛ, допустимо при отсутствии на стороне низше-

го напряжения трансформатора генерирующих источников и электродвигателей большой мощности (более 2000 кВт).

Частичное разземление нейтралей трансформаторов 110-220 кВ в распределительных устройствах электростанций допустимо при отсутствии на них автотрансформаторов связи с сетями других классов напряжения. При этом должны быть приняты меры, исключающие действие релейной защиты и системной автоматики, которые могут привести к выделению участков сети без трансформаторов с заземленными нейтралью; проверено отсутствие существенного возрастания параметров восстанавливающегося напряжения при отключении однофазного к.з.

Деление сети для ограничения токов ОЗЗ должно выполняться в следующих случаях:

- деление существенно не снижает надежность работы сети, не увеличивает сквозных токов ОЗЗ через автотрансформаторы;
- ограничение токов ОЗЗ в сочетании с опережающим делением на двух и трехфазные к.з. неэффективно.

Заземление нейтралей трансформаторов 110-220 кВт и автотрансформаторов через реакторы рекомендуется осуществлять в распределительных устройствах электростанций и подстанций с автотрансформаторами, если по условиям надежности частичное разземление нейтралей недопустимо.

При выборе токоограничивающих реакторов необходимо руководствоваться следующим:

- уровень напряжения на нейтрали трансформатора или автотрансформатора при включении в нейтраль реактора в указанных ниже режимах не должен превышать приведенного в таблице 18 с учетом его продолжительности;
- за расчетное время воздействия тока ОЗЗ принимается время действия первых ступеней резервных защит нулевой последовательности;
- реактор, включаемый в нейтраль, должен длительно выдерживать прохождение тока естественной несимметрии, ограничивать ток ОЗЗ до заданного значения, выдерживать действие токов к.з., а также токов при неполнофазных режимах;
- при включении в нейтраль автотрансформаторов и трансформаторов реакторов должно сохраняться эффективное заземление нейтрали (напряжение на неповрежденных фазах при однофазном к.з., а также напряжение «фаза-земля» при неполнофазном режиме не должно превышать значения  $1,37U_{ф.н.р.}$ );
- при включении в нейтраль реактора параллельно реактору должен быть включен ОПН и резисторная установка с сопротивлением  $850 \pm 150$  Ом.

Расчетным режимом для определения значения сопротивления реактора, включаемого в нейтраль трансформаторов со средним напряжением 220 кВ и уровня напряжения на нейтрали является режим трехфазного включения со стороны высокого напряжения на однофазное к.з. на стороне среднего напряжения, со средним напряжением 110 кВ – сохранение эффективного заземления нейтрали при отключении его со стороны среднего напряжения.

Уровни допустимых значений напряжения промышленной частоты

Таблица 18

Класс напряжения	Вид электрооборудования	Напряжение испытательное (1 мин), кВ	Допустимое напряжение	
			Длительность, с	Значение, кВ
110	Трансформаторы	85	0,1 1,0 3 Длительный	85 75 65 10,5
		100	0,1 1,0 3 Длительный	100 90 75 50
220	Трансформаторы и автотрансформаторы	85	0,1 1,0 3 Длительный	85 75 65 10,5
		200	0,1 1,0 3 Длительный	160 140 135 125
35	Токоограничивающие реакторы (ТРОС-35-Х-Х)	85 (80)*	0,1 1,0 3 20 Длительный	- 75 65 25 1,0-1,5**
35	Резисторная установка (БРУ-Н)	-	0,1 1,0 3 20 1800 3600 Длительный	85 75 65 25 1 3 1,5

\* испытательное напряжение (1 мин) внутренней изоляции;

\* допустимое напряжение в зависимости от типа реактора.

Значение сопротивления токоограничивающего реактора (режим после отключения автотрансформатора со средним напряжением 110 кВ) находится из выражения:

$$X_P = \frac{(3X_{BC_1} - X_{CO_0})(X_{BO_0} - X_{HO_0}) - X_{BO_0} X_{HO_0}}{3(X_{BC_1} + X_{CO_0} + X_{HO_0})}, \quad (77)$$

где  $X_{BO_0}, X_{CO_0}, X_{HO_0}$  - сопротивление схемы нулевой последовательности со стороны соответственно высшего, среднего и низшего напряжений автотрансформатора, представленного нетрадиционной схемой замещения (рисунок 73) с реактором в нейтрале.

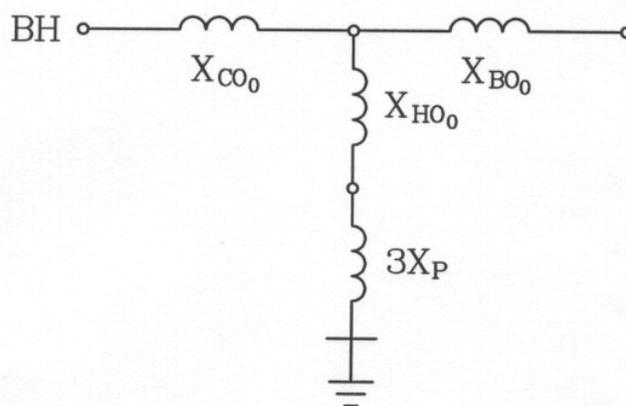


Рисунок 73. Нетрадиционная схема замещения автотрансформатора с реактором в нейтрале

$X_{BO_0}, X_{CO_0}, X_{HO_0}$  - определяются соответственно по формулам:

$$X_{BO_0} = n^2 X_{BH} + (n+1)n \cdot X_{HH} \quad (78)$$

$$X_{CO_0} = -(n-1)X_{HH} + X_{CH} \quad (79)$$

$$X_{HO_0} = nX_{HH}, \quad (80)$$

где  $n$  - коэффициент трансформации автотрансформатора (ВН-СН) по формуле:

$$n - 1 = \frac{U_{BH} - U_{CH}}{U_{CH}}, \quad (81)$$

где  $X_{BH}, X_{CH}, X_{HH}$  - результирующее сопротивление схемы прямой последовательности (обратной) со стороны соответственно высшего, среднего и низшего напряжений автотрансформатора, представленного традиционной схемой замещения (рисунок 74), приведенные к напряжению на стороне среднего напряжения, Ом.

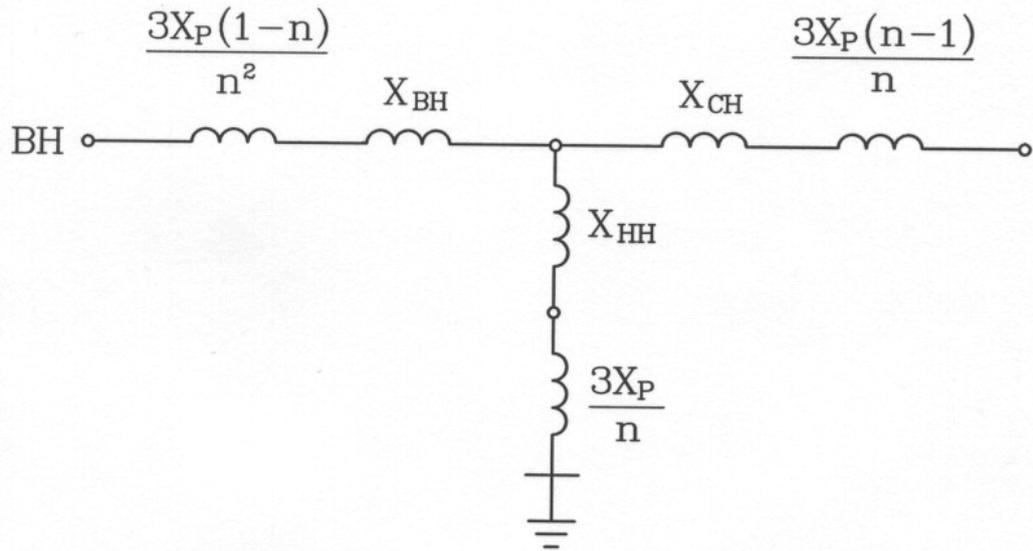


Рисунок 74. Традиционная схема замещения автотрансформатора с реактором в нейтрали

$$X_{BC_1} = X_{BH_1} + C_{CH_1} + (X_1 - X_{1ГОСТ}), \quad (82)$$

где  $X_1$  – результирующее сопротивление прямой последовательности сети высшего напряжения, приведенного к стороне среднего напряжения, Ом;

$X_{1ГОСТ}$  – сопротивление прямой последовательности, определенное по нормируемым ГОСТ на автотрансформаторы значениям динамической устойчивости обмоток, приведенные к стороне среднего напряжения, Ом.

Для блочных трансформаторов электростанций сопротивление реактора, включаемого в нейтраль, определяется по формуле 83 и 84.

Для трансформатора 110 вВ:

$$X_P \leq 3,7X_{T_1} \quad (83)$$

Для трансформатора 220 кВ:

$$X_P \leq 2X_{T_1}, \quad (84)$$

где  $X_{T_1}$  – сопротивление прямой последовательности блочного трансформатора.

### **23 Особенности защиты подстанций с элегазовыми комплектными распределительными устройствами (КРУЭ) от резонансных, высоко- и низкочастотных коммутационных и грозовых перенапряжений**

Все элементы КРУЭ с кабельными и обычными вводами и оборудование подстанции, куда относятся: подходы присоединений ВЛ, силовые трансформаторы или автотрансформаторы, измерительные трансформаторы, установленные на стороне ВЛ, ограничители перенапряжений – подвергаются воздействию двух различных групп перенапряжений.

Первая группа – это резонансные, низкочастотные коммутационные и грозовые перенапряжения, которые имеют место в электрических сетях 110-750 кВ с эффективно заземленной нейтралью.

Вторая группа воздействующих перенапряжений – это высокочастотные с фронтом 5-20 нс коммутационные перенапряжения, возникающие при включении или отключении элегазовым разъединителем участков холостых шин КРУЭ. При этих коммутациях кратность перенапряжений может достигнуть 2,3-2,8 по отношению к амплитуде фазного максимального рабочего напряжения. Конкретные их величины зависят от соотношения волновых сопротивлений шинопроводов, компоновки КРУЭ, длин и конфигурации коммутируемых участков и мгновенных значений напряжений на шинах в моменты пробоя межконтактного расстояния разъединителя. Общее количество пробоев в процессе операции определяется скоростью схождения (расхождения) контактов и может достигать сотен, что предопределяет широкий спектр начальных напряжений на шинах от  $+U_{фм}$  до  $-U_{фм}$ . С точки зрения величин перенапряжений наиболее неблагоприятны условия, когда напряжения на контактах разнополярны и максимальны, т.е.  $\Delta U=2U_{фм}$ . При операции отключения таким условиям отвечает один из последних пробоев, а в включении – один из первых.

Вследствие компактности КРУЭ процессы перезаряда емкостей шин характеризуются очень высокими частотами – до десятков мегагерц.

При тщательно очищенных и полированных металлических поверхностях элементов КРУЭ электрическая прочность элегазовой изоляции при воздействии ВЧ-перенапряжений примерно в полтора раза превосходит прочность этой изоляции при воздействии грозового импульса. При шероховатости электродов порядка 0,1-0,3 мм электрическая прочность практически одинакова при воздействии высокочастотных перенапряжений и грозовых импульсов. При появлении на поверхности шинопровода металлических частиц длиной 2-6 мм и воздействии ВЧ-перенапряжений электрическая прочность оказывается почти вдвое ниже, чем при воздействии грозовых перенапряжений.

Постоянное напряжение на холостом шинопроводе снижает электрическую прочность элегазовой изоляции в объеме, что связано с налипанием свободных металлических частиц на шинопровод.

Техническими средствами для защиты КРУЭ и оборудования подстанции от перенапряжений включают в свой состав:

- нелинейные ограничители перенапряжений как обычного исполнения, так и в элегазе ОПНЭ, для ограничения амплитуд низкочастотных коммутационных перенапряжений, возникающих при коммутациях ненагруженных воздушных линий и силовых трансформаторов, и грозowych перенапряжений набегающих с линии;

- предвключаемые резисторы в элегазовых выключателях, снижающие амплитуду низкочастотных коммутационных перенапряжений при плановых включениях линии, а при аварийном отключении линии из-за неуспешного АПВ, снижающие амплитуду и скорость восстанавливающегося напряжения на контактах коммутирующего элегазового выключателя;

- встроенные в элегазовые разъединители предвключаемые резисторы двухстороннего действия, уменьшающие амплитуду и растягивающие фронт высокочастотных коммутационных перенапряжений, возникающих при коммутациях участков холостых шинопроводов КРУЭ в процессе сборки (разборки) схемы;

- снижение сопротивления заземления опор и повышение эффективности тросовой защиты линии на подходе к подстанции, что ограничивает амплитуду и число волн грозowych перенапряжений, набегающих с линии.

Если общее число ограничителей ОПН и ОПНЭ, установленных как в самом КРУЭ так и на всех входящих и выходящих из КРУЭ присоединениях,  $\Pi = \Pi_{\text{ОПН}} + \Pi_{\text{ОПНЭ}}$ , то амплитуда воздействующих на оборудование подстанции и газонаполненные элементы КРУЭ низкочастотных коммутационных перенапряжений определяется неравенством:

$$K_{\text{возд}} \leq K_{\text{защ}} / n^2 = K_{\text{защ}} / n^{0,04}, \text{ кВ}, \quad (85)$$

где  $K_{\text{защ}}$  – остающееся напряжение на ОПН.

Выбор системы защиты от низкочастотных коммутационных перенапряжений состоит в следующем. Если рассчитанное по формуле 85  $K_{\text{возд}}$  превышает  $K_{\text{доп}}$ , которое для КРУЭ-110 кВ равно 230 кВ, то число ОПН увеличивается до  $\Pi'_{\text{ОПН}} > \Pi_{\text{ОПН}}$ , при котором выполняется условие:

$$K_{\text{возд}} = \frac{K_{\text{защ}}}{(\Pi'_{\text{ОПН}} + \Pi_{\text{ОПНЭ}})^{0,04}} \leq 230 \text{ кВ} \quad (86)$$

Если все элементы КРУЭ и встроенного оборудования выдержали после-ремонтные испытания в соответствии с ГОСТ 1516.3-02, внешний по отношению к КРУЭ комплекс защитных мер и аппаратов ограничивает воздействия:

- на изоляцию вводов «воздух-элегаз», воздушных присоединений, силовых и измерительных трансформаторов 110 кВ до 73 кВ;

- на ограничители перенапряжений 88 кВ в течении 20 мин и 95 кВ в течении 20 с.

то система защиты от резонансных перенапряжений является достаточной.

## 24 Параметрическое возбуждение генераторов, работающих на ненагруженную линию

Параметрическое самовозбуждение генераторов, работающих на разомкнутую на конце линию электропередачи, в эксплуатационных условиях недопустима. Упрощенные оценки границ областей параметров, внутри которых возможно самовозбуждение, с достаточной для практики точностью выполняются с помощью построения, показанного на рисунке 75. По обеим осям координат выбираются одинаковые масштабы.

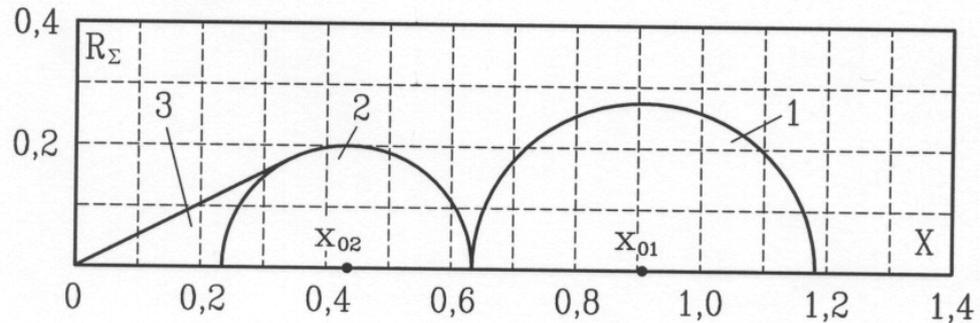


Рисунок 75. Области параметрического самовозбуждения генераторов, работающих на нагруженную воздушную линию электропередачи.

Расчеты удобно вести в относительных единицах, приняв за базисную величину значение волнового сопротивления воздушной линии  $Z_w$ , определяемое по таблице 19.

Волновое сопротивление воздушной линии

Таблица 19

Напряжение линии, кВ	$Z_w$ , Ом
110	845/875
220	785/820
330	645/675

Примечание: в числителе указаны значения для опор со сплошными тросами, в знаменателе – с разрезанными тросами.

По оси ординат отмечаются две точки:

$$X_{01} = X_T + 0,5(X_\alpha + X_q), \quad (87)$$

$$X_{02} = X_T + 0,5(X'_\alpha + X_q), \quad (88)$$

где:  $X_T$  – реактивность рассеивания обмоток всех параллельно и последовательно соединенных трансформаторов, включенных между генераторами и воздушной линией;

$X_\alpha, X'_\alpha, X_q$  – соответствующие параметры всех параллельно включенных генераторов, питающих электропередачу, причем  $X_T, X_\alpha, X'_\alpha, X_q$  определяются по параметрам прямой последовательности.

Из точки  $X_{01}$  радиусом  $0,5(X_\alpha + X_q)$  проводится полуокружность, которая ограничивает первую область самовозбуждения.

Из точки  $X_{02}$  радиусом  $0,5(X_q - X'_\alpha)$  проводится полуокружность, которая ограничивает вторую область самовозбуждения.

Из начала координат к второй (левой) полуокружности проводится касательная, которая ограничивает третью область самовозбуждения.

Для турбогенераторов, у которых  $X_\alpha = X_q$ , не существует первой области самовозбуждения. Для генераторов без демпферных обмоток не существует третьей области.

Для того, чтобы исключить самовозбуждение генератора, точка с координатами  $X_\Sigma$  и  $R_\Sigma$  должна оказаться вне области самовозбуждения.

Координаты  $X_\Sigma$  и  $R_\Sigma$  определяются по формулам:

$$X_\Sigma = Z_W \frac{\cos(\lambda' - \varphi)}{\cos \varphi \sin \lambda_1}, \text{ где } \varphi = \arctg(X_1 / Z_W) \quad (89)$$

Для схемы рисунка 76б:

$$X_\Sigma = \frac{Z_W(X_1 + X_P)(X_{P1} + X_{P2}) \cos \lambda' + [Z_W^2(X_1 + X_{P1}) - X_{P1}X_1X_{P2}] \sin \lambda'}{(X_{P1}X_{P2} - Z_W^2) \sin \lambda' - Z_W(X_P + X_{P2}) \cos \lambda'}, \quad (90)$$

$$\text{Где } X_P = \frac{X_{P1}X_{P2}}{X_{P1} + X_{P2}} \quad (91)$$

Величину  $R_\Sigma$  для обеих схем находят по формуле:

$$R_\Sigma = R + R_T + R_G; \quad R = R_W \cdot l, \quad (92)$$

где:  $l$  – длина линии;

$Z_W$  – удельное волновое сопротивление линии;

$R_G, R_T$  – соответственно активные сопротивления питающих генераторов и трансформаторов.

Этими формулами определяется минимально допустимое по условиям самовозбуждения число генераторов и трансформаторов, от которых может питаться ненагруженная воздушная линия, так как с увеличением числа генераторов и трансформаторов уменьшаются радиусы окружностей, ограничивающих области самовозбуждения, а центры окружностей приближаются к началу координат.

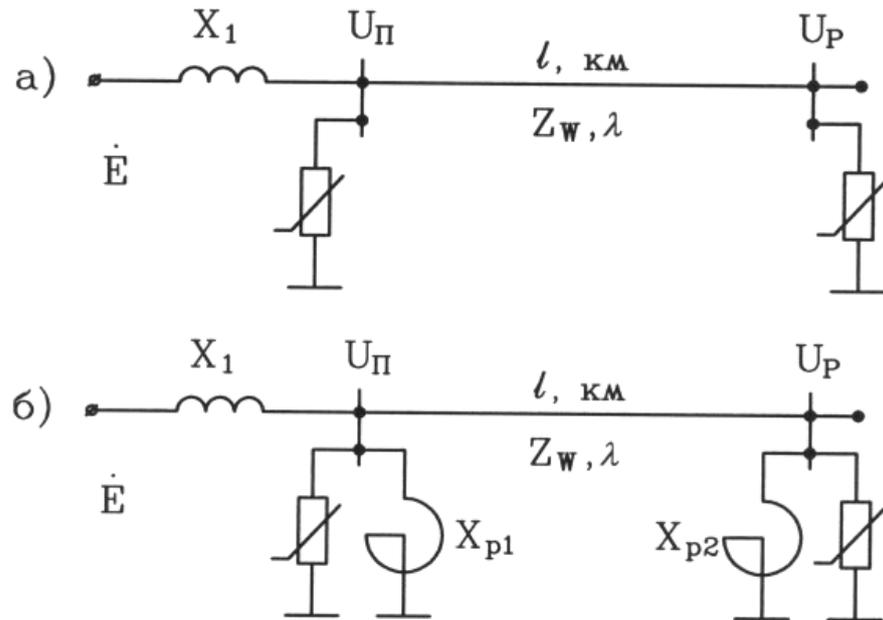


Рисунок 76. Расчетная схема определения вынужденного напряжения.

### 25 Защита от перенапряжений при помощи вентильных разрядников

Простейший вентильный разрядник имеет искровые промежутки, соединенные последовательно с сопротивлением с нелинейной вольт-амперной характеристикой (рисунок 77). В разрядниках применяются также шунтирующие сопротивления, присоединяемые параллельно искровым промежуткам, а иногда – шунтирующие емкости.

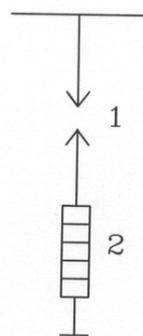


Рисунок 77. Искровые промежутки, соединенные последовательно с сопротивлением:

1 – искровой промежуток; 2 – нелинейное последовательное сопротивление.

Шунтирующие сопротивления и емкости дают возможность управлять распределением напряжения по искровым промежуткам. Шунтирующие сопротивления служат для создания более равномерного распределения напряжения

по искровым промежуткам разрядника напряжения промышленной частоты и длительно действующих внутренних перенапряжений. При этом обеспечивается поддержание на требуемом уровне пробивных напряжений разрядников. Шунтирующие емкости используются как для выравнивания напряжения, так и для создания более неравномерного распределения по искровым промежуткам, главным образом при воздействии на разрядник кратковременных грозовых перенапряжений.

Внутренний разрядник имеет свойство вентиля: после пробоя искровых промежутков разрядника его последовательное сопротивление меняет электропроводность в зависимости от величины проходящего через него тока (или приложенного к нему напряжения). При увеличении тока через разрядник (или напряжения на последовательном сопротивлении) его электропроводность возрастает, при уменьшении тока (или напряжения на последовательном сопротивлении) – уменьшается.

Защитное действие вентильного разрядника обусловлено тем, что при воздействии перенапряжения, превышающего пробивное напряжение искровых промежутков разрядников (например, при воздействии грозовых перенапряжений, превышающих импульсное пробивное напряжение разрядника), происходит их пробой и последовательное сопротивление разрядника подсоединяется к сети. В дальнейшем действующее на изоляцию перенапряжение определяется падением напряжения на последовательном сопротивлении разрядника вследствие протекания через разрядник тока, обусловленного воздействием перенапряжением (при грозовых перенапряжениях – тока молнии через разрядник). Остающееся напряжение вследствие нелинейности вольт-амперной характеристики последовательного сопротивления разрядника и вследствие падения напряжения на предвключенном разряднику сопротивлении (сопротивлении линии и канала молнии, индуктивность источника) безопасно для защищаемой изоляции. Ток, следующий за пробоем искровых промежутков грозовым перенапряжением и протекающий через разрядник под действием напряжения промышленной частоты, называется сопровождающим током. Сопровождающий ток или ток срабатывания разрядника под действием внутреннего перенапряжения ограничивается последовательным сопротивлением, величина которого возрастает при снижении напряжения на разряднике. При уменьшении этого тока до нуля дуга его прерывается искровыми промежутками разрядника. Вентильный разрядник приходит в исходное состояние.

Идеализированные формы импульсного перенапряжения и тока в вентильном разряднике при срабатывании его под действием грозового перенапряжения даны на рисунке 78.

Искровые промежутки вентильных разрядников отделяют нелинейное последовательное сопротивление разрядника от элементов электрической установки, находящихся под постоянным воздействием рабочего напряжения, подключая его в момент появления перенапряжения, которое могло бы представлять опасность для защищаемой изоляции, и обеспечивает последующее гашение дуги сопровождающего тока.

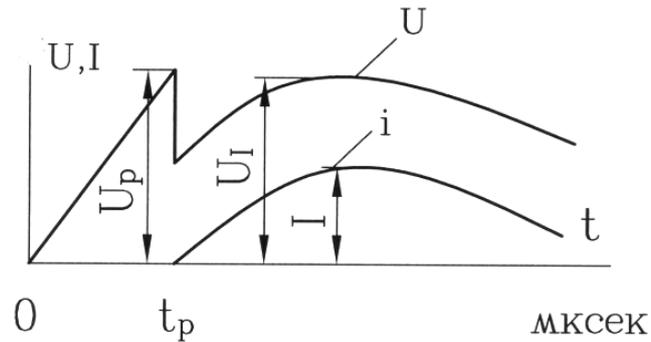


Рисунок 78. Импульсные напряжения и ток при срабатывании вентильного разрядника от грозового перенапряжения:

$t_p$  – время от начала импульса грозового перенапряжения на разряднике до момента пробоя его искровых промежутков,  $U_1$  – остающееся напряжение на разряднике при протекании через него импульсного тока грозового перенапряжения,  $U_p$  – импульсное пробивное напряжение разрядника.

К искровым промежуткам вентильных разрядников предъявляют следующие требования:

- искровые промежутки должны иметь, по возможности, горизонтальную вольт-амперную характеристику, т.е. должны мало изменять свое пробивное сопротивление в широком диапазоне предразрядного времени, от долей микросекунды до нескольких миллисекунд;
- искровые промежутки должны иметь минимальный разброс пробивного напряжения;
- искровые промежутки не должны изменять свои пробивные напряжения после многократного пропускания нормированных импульсных и сопровождающих токов, а также при неизбежных при эксплуатации колебаниях температуры и при механических воздействиях при транспортировке.

Для удовлетворения этих требований в вентильных разрядниках высокого напряжения применяют многократные искровые промежутки, т.е. последовательное соединение значительного числа единичных искровых промежутков с малым искровым зазором.

Стандартный искровой промежуток вентильных разрядников РВП и РВС изображен на рисунке 79.

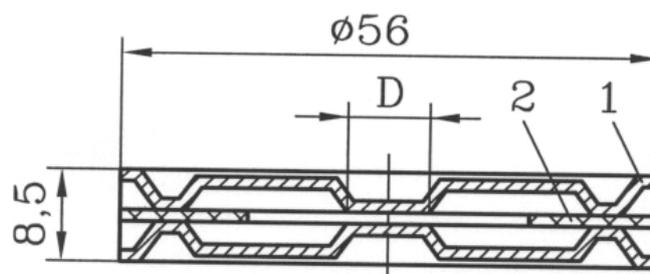


Рисунок 79. Искровой промежуток типа РВС:  
1 – электрод; 2 – изоляционная прокладка.

Каждый единичный искровой промежуток состоит из двух фасонных штампованных латунных элементов 1 и жаропрочной изоляционной прокладки из миконита 2 толщиной 0,5 – 0,6 мм. Материал и толщина электродов выбраны так, чтобы обеспечить механическую прочность при протекании импульсных токов величиной 5 – 10 кА, стремящихся раздвинуть электроды искрового промежутка. Применение латуни объясняется тем, что она менее подвержена коррозии, чем сталь, и обеспечивает более быстрое, чем медь, восстановление электрической прочности промежутка после пробоя. Диаметр искрового промежутка РВС выбран так, чтобы зона пробоя была удалена от изоляционной прокладки, а напряжение перекрытия по поверхности изоляционной прокладки не менее чем на 40 – 50 % превышало пробивное напряжение промежутка.

Искровые промежутки разрядников РВС являются активизированными промежутками: при напряжениях, еще недостаточных для разряда (пробоя) между электродами промежутка на грани касания электродов с изоляционной прокладкой благодаря значительной тангенциальной составляющей напряженности электрического поля и неплотному касанию электродов возникают частотные разряды, активизирующие свечение. Это стабилизирует пробой искрового промежутка, улучшает его вольт-секундную характеристику и уменьшает разброс его пробивного напряжения.

В разрядниках РВМГ, РВМ применяются искровые промежутки с вращающейся дугой. Вращение дуги производится за счет магнитного поля, образованного кольцевым магнитом. При вращении интенсивно охлаждается дуговой канал и предотвращается оплавление электродов.

С уменьшением пробивного напряжения промежутка его дугогасящая способность возрастает. При очень низком пробивном напряжении снижается стабильность пробивного напряжения вследствие механических и температурных деформаций электродов, ускоряется «старение» промежутка под действием тока, протекающего через разрядник.

В разрядниках высокого напряжения применяются многократные искровые промежутки, пробивное напряжение которых в значительной степени определяются распределением напряжения по единичным промежуткам. У многократного искрового промежутка, у которого параллельно единичным промежуткам не присоединены ни шунтирующие сопротивления, ни шунтирующие емкости, распределение напряжения по промежуткам как при частоте 50 Гц, так и при импульсах, неравномерное и определяется в основном распределением напряжения по собственным емкостям. Так как емкости деталей разрядника на землю превышают соответствующие емкости на линейный зажим, при одинаковых токах большее напряжение приходится на верхние емкости (искровые промежутки).

По многократным искровым промежуткам разрядников более высокого напряжения распределение напряжения настолько неравномерное, что импульсное пробивное напряжение таких разрядников оказывается очень низким. Это может приводить к многократным срабатываниям при перенапряжениях не опасных для изоляции.

Поэтому в разрядниках более высокого напряжения (начиная со 110 кВ) применяют присоединенные к линейному зажиму экраны в виде колец, которые увеличивают емкость деталей разрядника на линейный вывод, несколько уменьшают неравномерность распределения напряжения по емкостям.

В разрядниках с большим числом единичных искровых промежутков для выравнивания распределения напряжения по искровым промежуткам параллельно искровым промежуткам присоединяют активные шунтирующие сопротивления. При этом одинаковое количество промежутков шунтируются сопротивлением одинаковой величины. Под действием рабочего напряжения через шунтирующее сопротивление постоянно протекает ток, который желательно иметь минимальный (обычно десятые доли миллиампера). С другой стороны, при повышении напряжения на разряднике до пробоя, лучшее выравнивание напряжения по промежуткам осуществляется при больших значениях тока через шунтирующее сопротивление (обычно десятки миллиампер). Поэтому шунтирующие сопротивления применяют с нелинейной вольт-амперной характеристикой.

Нелинейные сопротивления составляют класс твердых полупроводниковых изделий, сопротивление которых практически мгновенно уменьшается при увеличении приложенного напряжения.

Различают два типа нелинейных сопротивлений:

- сопротивления, получившие название варисторов, плотности тока которых составляют величины порядка  $10^{-10} - 1$  а/см<sup>2</sup>. Напряжение к таким сопротивлениям может быть приложено длительно, и нагрузка лимитируется нагревом и теплоотдачей;

- сопротивления, используемые преимущественно для больших кратковременных нагрузок. К ним относятся сопротивления для вентильных разрядников и для других устройств защиты от перенапряжений, а также мощные шунтирующие сопротивления для высоковольтных аппаратов. Токи нагрузки в таких сопротивлениях лимитируются уже не средним нагревом нелинейного сопротивления, а его пробоем.

Нелинейные сопротивления являются симметричными сопротивлениями, т.е. вольт-амперная характеристика практически не зависит от полярности напряжения. Последовательные сопротивления с одной стороны должны уменьшать сопровождающие токи до величин, при которых искровые промежутки надежно будут обрывать дуги сопровождающего тока, с другой стороны при протекании максимального нормируемого тока грозового перенапряжения сопротивление разрядника должно быть минимальным для того, чтобы остающиеся напряжения на разряднике должно быть минимально допустимым, определяемым защитным уровнем разрядника.

В разрядниках, отстроенных от коммутационных перенапряжений (все разрядники кроме РВМК) и являющихся в основном грозозащитными, последовательное сопротивление должно выдерживать без повреждений, помимо нормируемых импульсных токов, также сопровождающие токи. Величина этих токов определяется нелинейностью самого сопротивления. Иначе обстоит дело в разрядниках, срабатывающих при внутренних перенапряжениях, длитель-

ность которых составляет миллисекунды. В этих случаях пропускная способность последовательного сопротивления в области длинных волн тока должна превышать пропускную способность грозозащитных разрядников в несколько раз.

Нелинейные сопротивления для вентильных разрядников изготавливаются из электротехнического черного карбида кремния и связующего материала. Связующим материалом для нелинейных сопротивлений служат керамические материалы, стекло и клеящие вещества. Нелинейные сопротивления, изготовленные из связующих, не требующих высокой температуры обжига. К таким материалам относится вилит. К нелинейным сопротивлениям, изготовленным на связках с применением высокотемпературного обжига, относится тирит и тервит. Из вилита и тервита изготавливаются последовательные сопротивления для разрядников. Тирвит используется для шунтирующих сопротивлений. Вилит представляет собой материал высокой нелинейности, но малой пропускной способности, поэтому он применяется только в грозозащитных разрядниках.

Боковая поверхность дисков последовательных сопротивлений покрывается изолирующими обмазками как неорганического, так и органического характера, препятствующими перекрытиям диска по поверхности. Край диска является тем местом, где наиболее часто происходит его пробой. Это обусловлено тем, что электрическое поле на границе металлизации неоднородно, напряженность поля здесь повышена.

В процессе эксплуатации характеристики вентильных разрядников могут изменяться в связи с изменением атмосферных условий, с течением времени, а также вследствие воздействий, обусловленных срабатыванием разрядников. Это приводит к изменению вольт-амперной и вольт-секундной характеристик, т.е. к изменению защитных характеристик аппарата. Под действием больших нагрузочных токов различной длительности нелинейные сопротивления стареют. Старение проявляется в увеличении остающихся напряжений во всем диапазоне рабочих токов разрядников. Чем больше амплитуда нагрузочного тока, тем больше увеличение остаточного напряжения.

Наиболее характерными для грозозащитных разрядников воздействиями в условиях эксплуатации являются большие амплитуды токов при малой длительности воздействия. Поэтому пропускную способность вентильных разрядников принято характеризовать величиной тока прямоугольной формы длительностью 2000 мс и амплитудой волны 20/40 мс. Эти воздействия разрядники должны выдерживать не менее 20 раз. При волнах длительностью 2000 мс предельным является ток 150 А, поэтому вилитовые разрядники не могут работать при большинстве коммутационных перенапряжений.

Работа вентильного разрядника начинается с пробоя искровых промежутков и заканчивается гашением дуги сопровождающегося тока на искровых промежутках. Хотя грозозащитные промежутки могут ограничивать некоторые виды внутренних перенапряжений, однако, они от них отстраиваются. Отстройка производится искровыми промежутками, которые имеют нижний предел пробивного напряжения при промышленной частоте не ниже 2,7 наибольшего фазного напряжения. Нормируется также и верхний предел пробивного

напряжения при промышленной частоте. Этот предел является исходным для выбора одноминутных испытательных напряжений подстанционного оборудования.

Сопровождающий ток при срабатывании разрядника находится в фазе с рабочим напряжением. Это значит, что восстановление напряжения после гашения сопровождающего тока (при прохождении его через нулевое значение) происходит по синусоиде промышленной частоты. В этот момент прекращается автоэлектронная эмиссия с катода и прилегающая к нему область промежутка быстро восстанавливает свою электрическую прочность. В результате новое зажигание дуги в промежутке предотвращается. За напряжение гашения принимается наибольшее фазное напряжение сети в режиме, когда одна из фаз замкнута на землю. Это означает, что напряжение гашения устанавливается в зависимости от способа заземления нейтрали: для сетей 3-35 кВ, нейтраль которых эффективно не заземляется, напряжение гашения принимается равным наибольшему линейному напряжению, а для сетей 110-75 кВ – 0,8 наибольшего линейного напряжения.

Выбор вентильных разрядников производится в соответствии с классом напряжения, видом защищаемого оборудования и месте установки:

- для защиты электрооборудования до 1000 В с заземленной и изолированной нейтралью – разрядники РВН-0,5;
- для защиты распределительных устройств и трансформаторных подстанций 6-10 кВ – РВП, РВО, РВМ соответствующего класса напряжения;
- для защиты вращающихся машин – РВРД;
- для защиты распределительных устройств и трансформаторов 35 кВ – РВС-35, РВМ-35;
- для защиты распределительных устройств и трансформаторов 110 кВ – РВС-110, РВМГ-110;
- для защиты распределительных устройств и трансформаторов 220 кВ, изоляция которых выполнена в соответствии со значениями испытательных напряжений по ГОСТ- 1516.1-76 – РВМГ-210;
- для защиты распределительных устройств и трансформаторов 330 кВ - РВМГ, РВМК, разрядники РВМК должны устанавливаться в тех случаях, когда кроме грозозащиты требуется защита от коммутационных перенапряжений;
- для защиты регулировочных обмоток автотрансформаторов – РВ-25, РВЭ-25, РВМЭ-25;
- для защиты изоляции нейтралей обмоток трансформаторов 110-220 кВ вентильные разрядники должны выбираться в соответствии с классом изоляции нейтрали и наибольшим возможным значением напряжения частотой 50 Гц между нейтралью и землей при однофазном повреждении изоляции в сети (возникновение неполнофазных режимов в сети не учитывается).

Напряжение на нейтрали определяется по формуле:

$$U_0 = \frac{d}{d+2} U_\phi, \quad (93) \quad \text{где } d = \frac{x_0}{x_1}$$

-  $x_0, x_1$  – реактивные сопротивления нулевой и прямой последовательностей сети относительно места повреждения;

$U_\phi$  – наибольшее фазное напряжение.

Нейтрали автотрансформаторов не требуют специальной защиты, так как автотрансформаторы всегда работают с заземленной нейтралью.

По условиям гашения дуги сопровождающего тока промышленной частоты номинальное напряжение вентильного разрядника должно быть не менее:

- наибольшего рабочего линейного напряжения  $U_{НР}$  для установок с изолированной нейтралью;

-  $0,8 U_{НР}$  для установок 110 кВ и выше.

Кратность наибольших напряжений на неповрежденных фазах (коэффициент замыкания на землю) в месте однофазного повреждения изоляции определяется по формуле:

$$K = \frac{U_{\text{наиб}}}{U_\phi} = \sqrt{\left(\frac{1,5d}{d+2}\right)^2 + \frac{3}{4}} \quad (94)$$

Координационный интервал определяется по формуле:

$$K\% = \frac{U_{\text{из}} - U_{\text{рв}}}{U_{\text{из}}} \cdot 100 \geq 25\% , \quad (95)$$

где  $U_{\text{из}}$  – испытательное напряжение изоляции полным грозовым импульсам;

$U_{\text{рв}}$  – остающееся напряжение разрядника для импульса тока 5 кА, с длительностью фронта 8 мкс.

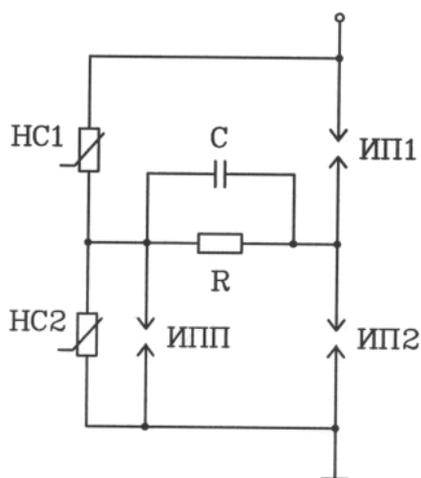


Рисунок 80. Схема поджига искровых промежутков:

ИП1 и ИП2 – силовые искровые промежутки; ИПП – поджигающий искровой промежуток; НС1 и НС2 – одинаковые по характеристикам нелинейные шунтирующие сопротивления; R – линейное сопротивление, значительно меньшее НС1 и НС2.

Разрядники в нейтральных обмотках трансформаторов должны выбираться на основе координации испытательных напряжений изоляции с остающимся

напряжением разрядников при наибольших возможных в данной схеме импульсных токов, как правило, не больше 1000 А (вместо принятой координации при импульсе тока 5 кА).

В разрядниках 220 кВ типа РВМГ имеется один элемент, а в разрядниках 330 кВ – два элемента со сниженным пробивным напряжением. В тех случаях, когда восстанавливающая прочность единичного искрового промежутка недостаточна для обеспечения дугогасящей способности разрядника, необходимо применить специальные схемы включения искровых промежутков, при которых достигается повышение восстанавливающей прочности многократного искрового промежутка по сравнению с единичным. Схема с применением поджигающих искровых промежутков приведена на рисунке 80.

Повышение восстанавливающейся прочности достигается благодаря тому, что пробивное напряжение системы искровых промежутков меньше суммы пробивных напряжений единичных силовых промежутков.

Особенную конструкцию имеет разрядник типа РВМК (разрядник вентильный с магнитным дутьем, комбинированный), предназначенный для защиты от коммутационных и грозовых перенапряжений. Принципиальная схема комбинированных разрядников приведена на рисунке 81.

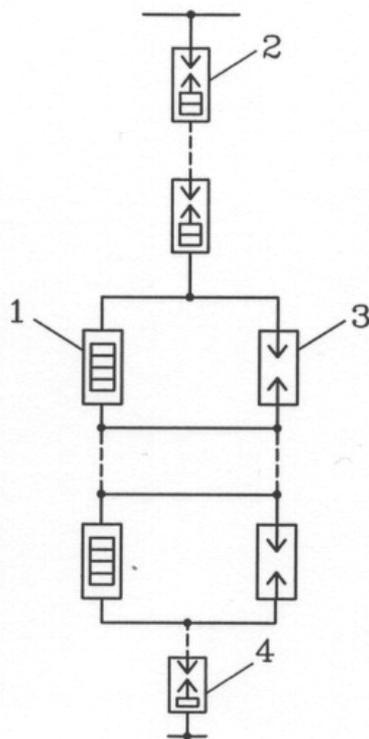


Рисунок 81. Принципиальная электрическая схема комбинированных разрядников:

1 – вентильный элемент разрядника; 2 – основной элемент разрядника; 3 – искровой элемент; 4 – имитатор.

Разрядник состоит из элементов трех видов, получивших название основных, вентильных и искровых. Основные элементы 2 содержат в себе колон-

ку последовательных нелинейных сопротивлений и многократный искровой промежуток. Вентильные элементы 1 заполнены только нелинейными последовательными сопротивлениями. Искровые элементы 3 представляют собой многократный искровой промежуток. Пробивное напряжение разрядника определяется искровыми промежутками основных элементов. Поэтому, если на разрядник воздействует перенапряжение, превышающее величину его пробивного напряжения, то пробиваются искровые промежутки основных элементов и ток в разряднике течет через основные и вентильные элементы. Величины сопротивлений, основных и вентильных элементов, берутся такими, чтобы амплитуда тока, протекающего через разрядник при коммутационных перенапряжениях расчетной кратности, не превысила 1000 А для разрядников 330 кВ. Пробивное напряжение искровых элементов выше остающегося напряжения на вентильных элементах при протекании через них указанного тока. Поэтому при срабатывании разрядника от коммутационного перенапряжения искровые элементы разрядника не пробиваются. Когда на разрядник воздействует грозовая волна перенапряжений, вызывающая его срабатывание, и импульсный ток, протекающий через разрядник, превысит нормируемый ток коммутационного перенапряжения, искровые элементы пробиваются. При этом остающееся напряжение на разряднике определяется лишь последовательным сопротивлением основных элементов.

Разрядники серии РВМК для контроля пропускной способности снабжаются имитаторами, по которым также можно установить факт срабатывания разрядника. Электрическая схема имитатора приведена на рисунке 82.

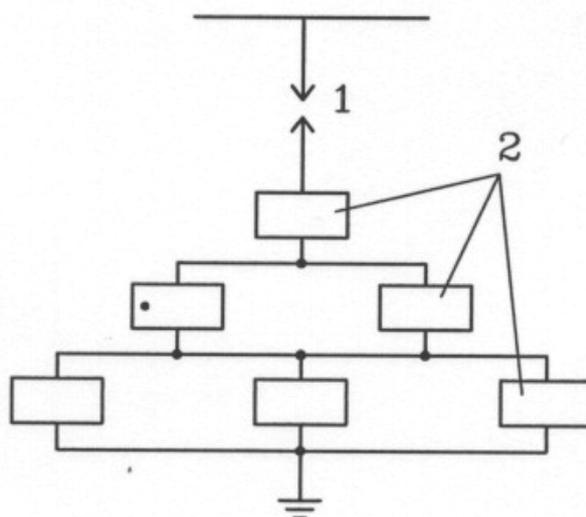


Рисунок 82. Электрическая схема имитатора:

1 – магнитный искровой промежуток; 2 – тервитовые диски.

Имитатор состоит из магнитного искрового промежутка 1, последовательно включенного с тервитовыми дисками 2. Всё это помещено в фарфоровый кожух, герметизированный при помощи резиновой прокладки. В процессе

работы разрядника диски постепенно теряют свою пропускную способность. Первым пробивается одиночный диск, потом один из двух параллельно включенных, и, наконец, один из трех, параллельно включенных. Вскрытие имитатора позволяет судить о степени износа разрядника (без вскрытия его рабочих элементов).

Регистрация работы вентильных разрядников позволяет провести анализ процессов в отдельных случаях воздействия перенапряжений на оборудование и установить эффективность применяемых схем защиты от перенапряжений. Регистрация работы разрядников осуществляется счетчиками числа срабатывания, которые отличают лишь число срабатываний. Счетчики числа срабатываний присоединяются последовательно с разрядниками. При подсоединении счетчика в цепь заземления разрядника нижний плюс разрядника должен иметь изоляцию от земли, выдерживающую несколько киловольт. Для регистрации числа срабатываний применяются счетчики двух типов: РВР (рисунок 83) и РР (рисунок 84).

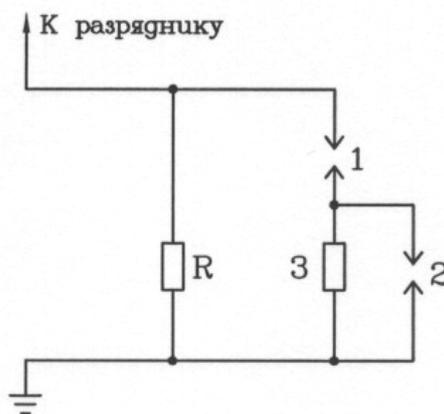


Рисунок 83. Электрическая схема счетчика срабатывания типа РВР:

1, 2 – искровые промежутки; R – сопротивление типа МЛТ; 3 – плавкая вставка из нихромовой проволоки.

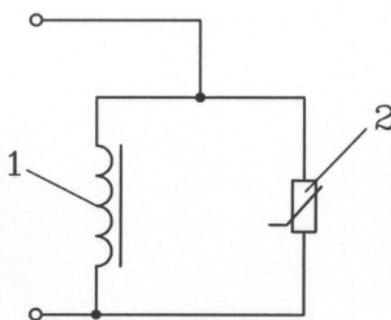


Рисунок 84. Электрическая схема счетчика срабатывания РР:

1 – электромагнитный счетчик; 2 – нелинейное сопротивление из тервита.

Регистратор типа РВР предназначен для отсчета числа срабатываний разрядников постоянного и переменного тока 3-330 кВ. после девяти срабатыва-

ний РВР, когда в смотровом окне будет виден красный штрих, необходима замена плавких вставок. Искровой промежуток 1 предохраняет плавкие вставки от длительного воздействия на них тока, текущего через шунтирующее сопротивление разрядника. Искровой промежуток 2 служит для ограничения величины перенапряжения на счетчике в случае, если произойдет повторное срабатывание разрядника в момент поворота барабанчика, на котором укреплены плавкие вставки, под действием спиральной пружины при перегорании плавкой вставки, когда перегоревшая вставка заменяется следующей. Счетчики РВР применяются с разрядниками, амплитуда сопровождающих токов которых не превышает 100 А. Счетчик РВР должен срабатывать при воздействии на него импульсного тока 20-40 мкс амплитудой от 200 до 10000 А или тока прямоугольной формы 100-500 А при отсутствии сопровождающего тока или при сопровождающем токе амплитудой до 100 А. Из-за неудобств эксплуатации широкого применения счетчики типа РВР не получили, тем более, что до напряжения 110 кВ применять счетчик необязательно.

В счетчике РР число срабатываний разрядника регистрацию осуществляет счетчик телефонного типа, обмотка которого 1 присоединяется параллельно нелинейному сопротивлению 2 (рисунок 84), включенному последовательно с разрядником. Счетчики РР выпускаются трех типов в зависимости от величины расчетного тока через разрядник, с которым они должны применяться:

- РР-1 с пределами воздействия от тока амплитудой 10 А, длительностью 3 мс до тока амплитудой 90 А, длительностью 10 мс;
- РР-2 с пределами воздействия от тока амплитудой 40 А, длительностью 3 мс до тока амплитудой 250 А, длительностью 10 мс;
- РР-3 с пределами воздействия от тока амплитудой 80 А, длительностью 3 мс до тока амплитудой 1500 А, длительностью 10 мс.

Счетчики РР различного вида отличаются друг от друга только числом витков и сечением проволоки обмотки. В качестве нелинейных сопротивлений в них применяются тервитовые диски.

## ***26 Выбор ограничителей перенапряжения нелинейных (ОПН) в сети с изолированной нейтралью***

В настоящее время во всем мире прекращен выпуск разрядников, а защита от перенапряжений осуществляется применением ОПН. Защитные свойства разрядников и ОПН основаны на нелинейности вольт-амперной характеристики их рабочих элементов, обеспечивающей заметное снижение сопротивления при повышенных напряжениях и возврат в исходное состояние после снижения напряжения до нормального рабочего. Низкая нелинейность вольт-амперной характеристики рабочих элементов в разрядниках не позволяло обеспечить одновременно и достаточно глубокое ограничение перенапряжений и малый ток проводимости при воздействии рабочего напряжения, от воздействия его удалось отстроиться за счет введения последовательно с нелинейными сопротив-

лениями искровых промежутков. Значительно большая нелинейность оксидно-цинковых сопротивлений (варисторов) позволила отказаться от использования в их конструкциях искровых промежутков, т.е. нелинейные элементы ОПН присоединены к сети в течение всего срока его службы.

В настоящее время построение схем защиты изоляции оборудования как новых, так и модернизируемых распределительных устройств, от грозовых и коммутационных перенапряжений теперь оказывается возможным только с использованием ОПН.

Идентичность функционального назначения РВ и ОПН и кажущаяся простота конструкции последнего часто приводит к тому, что замену разрядника на ОПН проводят без проверки допустимости и эффективности использования установленного ОПН в рассматриваемой точке сети.

Вследствие того, что ОПН находится всё время под напряжением сети и ток, протекающий через него, меняется от десятков долей миллиампер в нормальном режиме работы сети до сотен и тысячи ампер при воздействии грозовых и коммутационных перенапряжений. Поэтому выбор ОПН определяется энергетическими воздействиями на него в коммутационных, грозовых и иных режимах (повышения напряжения в рабочих режимах, квазистационарных перенапряжениях).

При выборе ОПН используются следующие термины, определяющие требования к ОПН:

- ограничитель перенапряжений нелинейный (ОПН) – аппарат, предназначенный для защиты изоляции электрооборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений. Представляет собой последовательно и/или параллельно соединенные металлооксидные варисторы без каких либо последовательных или параллельных искровых промежутков, заключенных в изоляционный корпус;

- металлооксидный варистор – единичный комплектующий элемент ОПН, имеющий нелинейную вольт-амперную характеристику;

- элемент ОПН – полностью заключенная в корпус часть ОПН, которая может быть соединена последовательно и/или параллельно с другими элементами ОПН для выполнения конструкции ОПН на более высокое наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение и/или ток. Элемент ОПН не обязательно является секцией ОПН;

- секция ОПН – часть ОПН, необходимая для воспроизведения поведения всего ОПН при определенном испытании. Секция ОПН не обязательно является элементом ОПН;

- противовзрывное устройство (устройство для сброса давления) - устройство, обеспечивающее снижение внутреннего давления в ОПН при возникновении в нем короткого замыкания и предотвращающее взрывное разрушение корпуса ОПН или его разрушение с разлетом осколков за нормируемую зону;

- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ( $U_{НР}$ ) - наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты, которое может быть приложено непрерывно к ОПН в течение всего срока его службы, и

не приводит к повреждению или термической неустойчивости ОПН при нормированных воздействиях (в импортных ОПН обозначение  $U_C$ );

- номинальное напряжение ( $U_H$ ) – действующее значение напряжения промышленной частоты, которое ограничитель может выдерживать в течении 10 с в процессе рабочих испытаний;

- импульс – униполярная волна напряжения или тока, возрастающая без заметных колебаний с большой скоростью до максимального значения и уменьшающегося, обычно с меньшей скоростью, до нуля, с небольшими, если это будет иметь место, переходами в противоположную полярность. Параметрами, определяющими импульсы напряжения или тока, является полярность, максимальное значение (амплитуда), условная длительность фронта и условная длительность импульса;

- условное время (длительность) фронта импульса ( $T_1$ ) - время, выраженное в микросекундах и определяемое умножением на 1,25 времени в микросекундах, необходимого для увеличения импульса от 10 % до 90 % его максимального (амплитудного значения);

- условная длительность импульса ( $T_2$ ) - время, выраженное в микросекундах между условным началом импульса и моментом, когда напряжение или ток уменьшаются до половины максимального значения;

- обозначение формы импульса – комбинация двух чисел в микросекундах, первое из которых обозначает длительность фронта ( $T_1$ ), а второе - длительность фронта ( $T_2$ ). Это записывается в виде  $T_1/T_2$  (знак «/» не имеет математического значения). Форма импульса приведена на рисунках 85, 86,87;

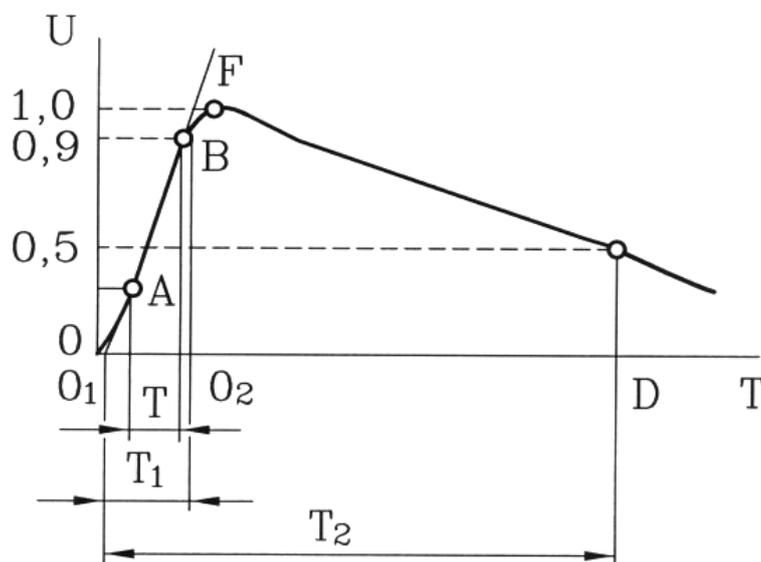


Рисунок 85. Полный грозовой импульс

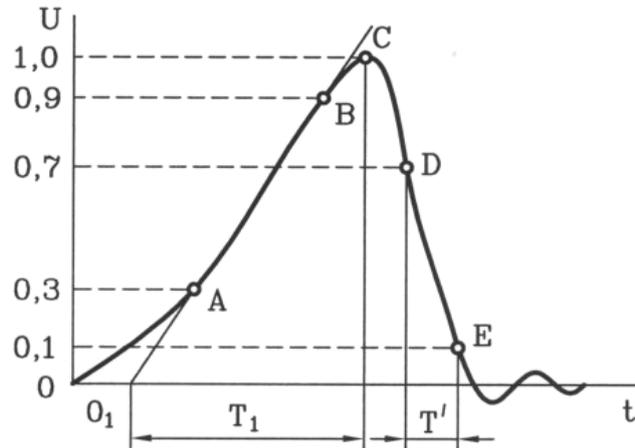


Рисунок 86. Грозовой импульс, срезанный на фронте

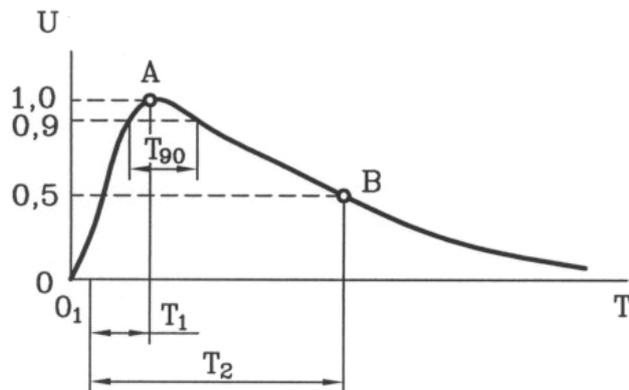


Рисунок 87. Аperiodический коммутационный импульс

- импульс тока большой длительности (прямоугольный импульс) - прямоугольный импульс, который быстро возрастает до максимального значения, остается практически постоянным в течении некоторого периода времени, а затем быстро падает до нуля. Параметрами, определяющими прямоугольный импульс, является полярность, амплитудное значение и длительность;
- условная длительность прямоугольного импульса – время, в течении которого мгновенное значение импульса больше 10 % его амплитудного значения;
- условная длительность прямоугольного импульса - время, в течении которого мгновенное значение импульса больше 90 % его амплитудного значения;
- крутой импульс тока – импульс тока с условной длительностью фронта мкс (измеренные значения должны находиться в пределах от 0,9 до 1,1 мкс) и условной длительностью до полуспада не более 20 мкс;

- грозовой импульс тока – импульс тока 8/20 мкс при длительности фронта импульса в диапазоне от 7 до 9 мкс и длительности импульса в диапазоне 18 – 22 мкс;
- номинальный разрядный ток ОПН ( $I_2$ ) – максимальное (амплитудное) значение грозового импульса тока 8/20 мкс, используемое для классификации ОПН;
- импульс большого тока ОПН – амплитудное значение разрядного тока, имеющего форму импульса 4/10 мкс, который используется для проверки устойчивости ограничителя к прямым разрядам молнии;
- коммутационный импульс тока ОПН – максимальное (амплитудное) значение тока с условной длительностью фронта не менее 30 мкс, но не более 100 мкс и условной длительностью импульса, равного удвоенному времени условного фронта импульса;
- классификационный ток ОПН ( $I_{кл}$ ) – амплитудное значение (более высокое амплитудное значение из двух полярностей, если ток асимметричен) активной составляющей тока промышленной частоты, используемый для определения классификационного напряжения ОПН, он нормируется производителем;
- классификационное напряжение ОПН ( $U_{кл}$ ) – максимальное (амплитудное) значение напряжения промышленной частоты, деленное на  $\sqrt{2}$ , которое должно быть приложено к ОПН для получения классификационного тока. Классификационное напряжение многоэлементного ОПН определяется как сумма классификационных напряжений отдельных элементов;
- пропускная способность ОПН ( $I_{пр}$ ) – нормируемое изготовителем максимальное значение прямоугольного импульса длительностью 2000 мкс (ток пропускной способности), ОПН должен выдерживать 18 таких воздействий с принятой последовательностью их приложения без потери рабочих качеств;
- остающееся напряжение ОПН ( $U_{ост}$ ) – максимальное значение напряжения на ОПН при протекании через него импульсного тока с данной амплитудой и формой импульса;
- комплектовочное напряжение ОПН ( $U_{ком}$ ) – нормируемое изготовителем остающееся напряжение ОПН при нормированном им же максимальном значении тока грозового импульса ( $I_{ком}$  – ток комплектовки) в диапазоне 0,01 - 2,0 номинального разрядного тока ОПН. На данное напряжение изготовитель комплектует ОПН по сумме результатов измерений на элементах, секциях или единичных варисторах;
- характеристика «напряжение-время» - выдерживаемое напряжение промышленной частоты в зависимости от времени его приложения к ОПН. Определяет максимальный промежуток времени, в течении которого к ОПН может быть приложено напряжение промышленной частоты, превышающее  $U_{нр}$ , не вызывая повреждения или термической неустойчивости;
- удельная энергия – рассеиваемая ОПН энергия, полученная им при приложении одного импульса тока пропускной способности, отнесенная к величине наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения;
- термическая неустойчивость ОПН – состояние, при котором выделяющаяся в ОПН мощность превышает его способность рассеивания тепла, что

приводит к росту температуры ОПН, потере тепловой стабильности и разрушению;

- взрывобезопасность – отсутствие взрывного разрушения при внутреннем повреждении ОПН или разрушении ОПН с разлетом осколков в нормируемой зоне;

- полная энергоемкость ОПН – произведение нормируемой производителем удельной энергоемкости на то напряжение, по отношению к которому она приведена, обозначение  $\mathcal{E}_{\text{ОПН}}$ , кДж.

К основным выбираемым параметрам ОПН относятся:

- наибольшее, длительно допустимое, рабочее напряжение;
- номинальный разрядный ток;
- энергоемкость;
- уровни остающегося напряжения при коммутационном и грозовом импульсе тока;
- величина тока срабатывания противовзрывного устройства (у фарфоровых ОПН);
- длина пути утечки внешней изоляции.

По назначению ОПН применяют для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений.

ОПН должны быть установлены при защите от грозовых перенапряжений:

- в РУ-6-35 кВ, к которым присоединены ВЛ;
- в схемах грозозащиты вращающихся машин;
- на обмотках 6-35 кВ трансформаторов, в случае установки молниеотводов на трансформаторных партах;
- для защиты «нормальных» разрывов в сети.

При защите от коммутационных перенапряжений ОПН могут быть установлены на присоединениях с вакуумными выключателями, коммутирующие вращающиеся машины и трансформаторы, а также в электроустановках, имеющих облегченную или ослабленную изоляцию.

В сетях 6-35 кВ, работающих с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока замыкания на землю и допускающих длительное существование ОЗЗ, наибольшее рабочее, длительно допустимое напряжение ограничителя выбирается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного класса напряжения. Их значение приведено в таблице 18.

Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования

Таблица 18

Класс напряжения электрооборудования, кВ	6	10	15	20	35
Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ	7,2	12,0	17,5	24	40,5

Если длительность однофазного замыкания на землю ограничивается, то наибольшее рабочее допустимое напряжение рассчитывается по формуле:

$$U_{\text{нрo}} = U_{\text{сети}} / K_t, \quad (96)$$

где  $K_t$  – коэффициент, равный отношению допустимого изготовителем повышения напряжения в течении времени  $t$  к наибольшему длительно допустимому рабочему (или номинальному) напряжению ограничителя. Значение  $K_t$  определяют для значения  $t_{\text{OЗЗ}}$  по зависимости «допустимое повышение напряжения – время».

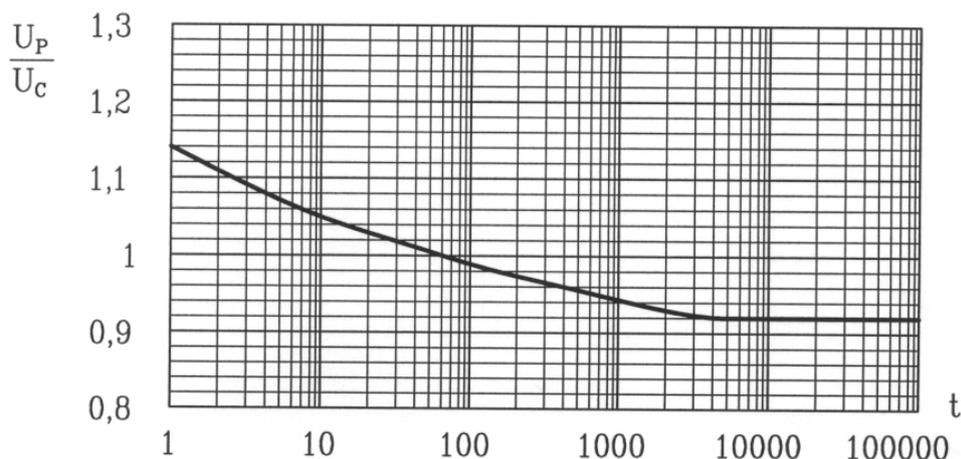


Рисунок 88. Типовая кривая для ОПН, выполненных по требованиям МЭК

Такой проверке должны подвергаться ОПН, выполненные по требованиям МЭК. ОПН, произведенные в СНГ адаптированы к допустимому по ПУЭ времени существования ОЗЗ. На рисунке 88 приведена типовая кривая для ОПН, выполненных по требованиям МЭК, в зависимости отношения максимально допустимого напряжения ОПН ( $U_p$ ) к максимальному напряжению сети ( $U_c$ ) от времени существования ОЗЗ.

По этой кривой определяется время, которое может длиться ОЗЗ без повреждения ОПН. Длительность существования ОЗЗ нормируется в зависимости от вида электрических сетей и составляет:

- в контролируемых сетях, питаемых от турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов, а также с присоединенными мощными электродвигателями с токами ОЗЗ в генераторной цепи более 5 А – не более 0,2 с, при токе однофазного замыкания на землю ниже 5 А – 2 ч, и может быть увеличено до 6 ч, если ОЗЗ находится вне обмотки;

- в кабельных сетях, не содержащих присоединенных турбогенераторов, гидрогенераторов, синхронных компенсаторов и мощных электродвигателей – 2 ч, и может быть допущено увеличение до 6 ч по решению главного инженера;

- в воздушных сетях время существования ОЗЗ не нормируется.

Значение наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения выбирается по номенклатуре завода-изготовителя, которое должно быть не ниже

данных таблицы 18 с учетом возможного снижения в зависимости от времени существования ОЗЗ (формула 96).

Одним из основных параметров, определяющих электрические характеристики ОПН, является величина импульсного (разрядного) тока  $I_p$ , допустимого для варисторов. При значениях тока  $I_p$  больше допустимого для выбранных варисторов может произойти их перекрытие по боковой поверхности (типичное повреждение ОПН при грозе). Выбор ОПН по разрядному току производят в случае установки ОПН для защиты от грозовых перенапряжений. В современных ОПН за величину номинального разрядного тока принято 10 кА. Величина импульсного тока через ОПН зависит от типа подстанции (тупиковая, проходная, многофидерная), количества защитных аппаратов, типов и характеристик самих аппаратов, типов защищаемого оборудования, места установки ОПН (подстанция или линия). Однако в большинстве случаев импульсные токи не превышают 10 кА (в более ранних выпусках ОПН  $I_p$  применялся равным 5 кА. Форма импульсных токов через ОПН на подстанциях определяется крутизной приходящих импульсов напряжения, входной емкостью электрооборудования, числом и характеристиками защитных аппаратов, расстоянием между защитными аппаратами и оборудованием. Длина фронта таких импульсов изменяется в широких пределах, от 4 до 12 мкс, длина полуспада (хвоста) – от 15 до 40 мкс. Поэтому при выборе ОПН принимается волна 8/20 мкс. Если на подстанции установлены конденсаторные батареи поперечной компенсации, а на подходе линии к подстанции – конденсаторы связи, упомянутые волны могут несколько растягиваться и нести большую энергию. Амплитуда импульсных токов через ОПН приведена в таблице 19.

Величина импульсных токов через ОПН при грозовых перенапряжениях  
Таблица 19

$U_{НОМ}$ , кВ	$I_{и}$ , кА			
	Подстанции		Линии	
	Измерено	Принято	Измерено	Принято
0,5 – 25	1-2	5	-	-
6	4-4	10	6-8	10
10	4-5	10	7-9	10
20	4-5	10	7-9	10
35	4-5	10	10-12	15

Коммутационные токи ( $I_k$ ) через ОПН являются одним из основных факторов, определяющих сечение варисторов и вольт-амперную характеристику всего ОПН. Ток  $I_k$  через ОПН, установленный в конце линии, может быть определен по формуле:

$$I_k = (U_{max} - U_{ост}) / Z_B \quad (97)$$

Если защитный аппарат установлен на питающем конце линии (на шинах питающей подстанции), то  $I_K$  определяется по формуле:

$$I_K = \frac{(U_{\max} - U_{\text{ост}}) \cdot (1 + \frac{Z_B}{\beta L_n})}{Z_B}, \text{ где} \quad (98)$$

- $U_{\max}$  – амплитуда неограниченных перенапряжений;
- $Z_B$  – волновое сопротивление провода относительно земли;
- $L_n$  – индуктивность питающей подстанции;
- $\beta = (\beta_1 + \omega)/2$  - расчетная частота;
- $\beta_1$  - частота вынужденной э.д.с. 50 Гц.

Ток  $I_K$  через ОПН, установленный на зажимах электродвигателя определяется по формуле:

$$I_K = \frac{(U_{\max} - U_{\text{ост}})}{\sqrt{\frac{3L}{4C_{12} + 2C_0}}}, \quad (99)$$

- где  $C_0$  – емкость фазы кабеля на землю;
- $C_{12}$  – междуфазная емкость;
- $L$  – индуктивность двигателя;
- $U_{\max}$  – максимальная амплитуда неограниченных перенапряжений.

Ориентировочные значения для ОПН разных классов напряжения приведены в таблице 20.

Величина токов  $I_K$  через ОПН

Таблица 20

$U_{\text{НОМ}}$ , кВ	$I_K$ для ОПН, установленных на п/ст, А	$I_K$ для ОПН, установленных на линиях, А
0,5 – 25	100 – 400	-
6	150 – 500	150 – 450
10	200 – 500	150 – 450
20	300 – 550	250 – 500
35	350 – 600	300 - 550

Определяющим при выборе защитного уровня ОПН является его назначение (для защиты от грозовых или коммутационных перенапряжений) и уровень выдерживаемых перенапряжений изоляцией электрооборудования. Значения выдерживаемых и испытательных напряжений различных видов оборудования в сетях 6-35 кВ приведены в таблице 21.

Характеристики внутренней изоляции электрооборудования 6-35 кВ

Таблица 21

Вид изоляции электрооборудования	Класс напряжения, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Одноминутное испытательное напряжение, кВ	Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений, кВ	Испытательное напряжение полного грозового импульса, кВ	Выдерживаемый уровень грозовых перенапряжений, кВ
Трансформаторы						
нормальная	6	6,9	25	42,7	60	59,4
	10	11,5	35	59,8	80	77,0
	15	17,5	45	63,45	108	102,3
	20	24	55	93,8	130	121
	35	40,5	85	145,5	200	181,5
облегченная	6	6,9	16	27,4	-	-
	10	11,5	24	41	-	-
	15	17,5	37	63	-	-
	20	24	50	85,5	-	-
Аппараты						
нормальная	6	7,2	32	49,6	57	56,1
	10	12	43	61,1	75	71,5
	15	17,5	55	85,2	100	93,5
	20	24	65	100,7	120	110
	35	40,5	75	116,2	185	165
облегченная	6	6,9	16	27,4	-	-
	6*	6,9	20*	34,2	40*	37,4
	10	11,5	24	41,0	-	-
	10*	11,5	28*	47,9	60*	55
	15	17,5	37	63,3	-	-
	15*	17,5	38*	65,1	75*	66
	20*	24	50*	85,5	-	-

\* значения относятся к изоляции трансформаторов и аппаратов.

## Характеристики изоляции для электрических машин

Таблица 22

Мощность эл.машины, кВт	Номинальное напряжение эл.машины, кВ	Испытательное напряжение, кВ действ.	Допустимое напряжение, кВ
До 1000	6	$2U_H+1=13$	18,4
	6,3	$2U_H+1=13,6$	19,2
	10	$2U_H+1=21$	29,7
	10,5	$2U_H+1=22$	31,0
Свыше 1000	6	$2,5U_H=15$	21,2
	6,3	$2,5U_H=15,75$	22,2
	10	$2U_H+3=23$	32,5
	10,5	$2U_H+3=24$	33,8

В диапазоне длин фронтов от 5 до 0,2 мкс значения выдерживаемых напряжений линейно снижаются из-за неравномерного распределения напряжения вдоль обмотки. На рисунке 89 дана зависимость выдерживаемых изоляций электродвигателей импульсных воздействий от длины фронта.

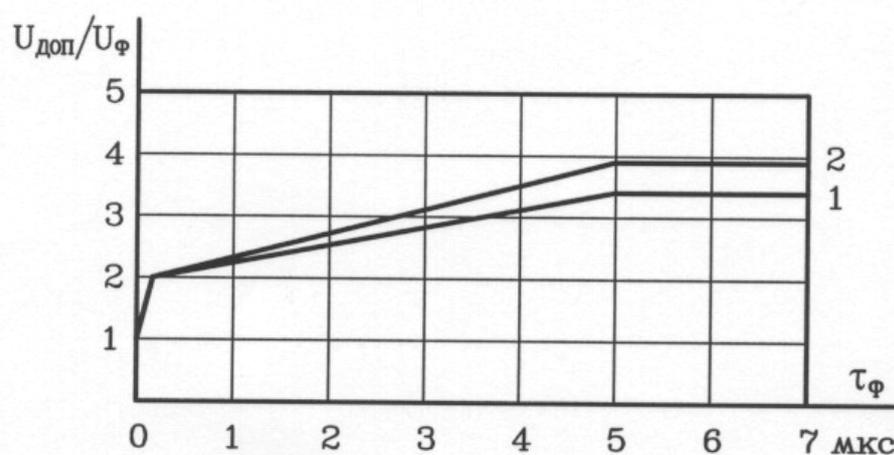


Рисунок 89. Зависимость выдерживаемых изоляций электродвигателей

6-10 кВ импульсных воздействий от длины фронта импульса  $\tau_\phi$ :

- 1 – для двигателя мощностью до 1 МВт;
- 2 - для двигателя мощностью более 1 МВт.

Испытательное напряжение электрооборудования 6-35 кВ грозвым импульсам координируется в настоящее время с остающимся напряжением вентильного разрядника при расчетном токе координации 5 кА. Поэтому остающееся напряжение должно быть не выше остающегося напряжения вентильного разрядника группы IV, т.е. не более значений, приведенных в таблице 23.

Максимальное значение остающегося напряжения  
при грозовом импульсе

Таблица 23

Класс напряжения электрооборудования, кВ	6	10	15	20	35
Напряжение при импульсе 8/20 мкс с амплитудой 5000 А, не более	27	45	61	80	130

Многие фирмы определяют остающееся напряжение на ОПН при импульсе 8/20 мкс с координирующим током 10000 А в соответствии с рекомендациями МЭК.

При защите электрических машин (генераторов, синхронных компенсаторов и электродвигателей мощностью более 3 МВт), присоединенных к ВЛ, значение  $U_{ост}$  ограничителя, устанавливаемого на выводах электрической машины вместе с емкостью не менее 0,5 мкФ, выбирают по таблице 22.

Защитный уровень ограничителя при коммутационных перенапряжениях определяет значение остающегося напряжения на ограничителе, которое должно быть при расчетном токе коммутационных перенапряжений не более выдерживаемого напряжения изоляцией защищаемого электрооборудования ( $U_{ки}$ ). Значение  $U_{ки}$  для различных видов защищаемого оборудования приведены в таблице 22-23.

При применении ОПН для защиты только от грозовых перенапряжений, он должен быть отстроен от работы при перенапряжениях, вызванных однофазными дуговыми замыканиями на землю. Это требование выполняется при условии, если величина остающегося напряжения на ОПН при импульсе тока 30/60 мкс с амплитудой 5000 А не менее приведенных в таблице 24.

Максимальное значение остающегося напряжения  
при коммутационном импульсе

Таблица 24

Класс напряжения, кВ	6	10	15	20	35
Напряжение на импульсе 30/60 мкс с амплитудой 500 А, не менее	18	29	43	59	99

Учитывая данные таблицы 24, возможно применение ОПН для защиты от грозовых перенапряжений с меньшей энергоемкостью.

Для ОПН, которые предназначены для защиты от внутренних перенапряжений, остаточное напряжение при приложении коммутационного импульса должно быть менее приведенных в таблице 24.

Защитный уровень ограничителя при грозовых перенапряжениях определяется по формуле:

$$A_{гр} = \frac{U_{доп} - U_{ост}}{U_{доп}} > (0,2 - 0,25), \quad (100)$$

где  $U_{доп}$  – значение грозового испытательного импульса по ГОСТ 1516.3-2002;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН при номинальном разрядном токе;

(0,2-0,25) – координационный интервал.

Защитный уровень ограничителя при коммутационных перенапряжениях определяется по формуле:

$$A_{ком} = \frac{U_{доп} - U_{ост}}{U_{исп}} > (0,15 - 0,2), \quad (101)$$

где  $U_{доп}$  – допустимый уровень внутренних перенапряжений по таблице 22-23;

$U_{ост}$  – остающееся напряжение на ОПН при коммутационном импульсе.

Основной целью выбора параметров ОПН является:

- гарантированное обеспечение координационного интервала (запаса электрической прочности) для изоляции защищаемого оборудования;
- обеспечение надежной долговременной эксплуатации ОПН.

Выбор характеристик ОПН для каждого конкретного случая является компромиссом между уровнем защиты и надежностью самого ОПН.

При определении максимально допустимого напряжения ОПН должны учитываться два противоречащих друг-другу требования. С одной стороны  $U_{НР}$  должно быть как можно меньше. С другой стороны  $U_{НР}$  должно быть достаточно высоким, чтобы он мог длительно находиться под линейным напряжением сети.

К основным выбираемым параметрам ОПН относятся:

- наибольшее длительно допустимое напряжение;
- номинальный разрядный ток;
- допустимый ток короткого замыкания для ОПН в фарфоровом корпусе;
- уровни остающегося грозового и коммутационного импульса;
- пропускная способность  $I_{ГР}$ ;
- способ установки (для наружной и внутренней установки);
- длина пути утечки внешней изоляции.

Пропускная способность ОПН ( $I_{2000}$ ) должна быть не менее 400 А, если ОПН выбирается для защиты как от атмосферных так и от коммутационных перенапряжений. В таблице 25 приведены данные по пропускной способности ОПН.

## Классы пропускной способности ОПН

Таблица 24

Класс пропускной способности	1	2	3	4	5
Пропускная способность, А	250-400	401-750	751-1100	1101-1600	>1600
Удельная энергия, не менее, КДж/кВ	1	2	3,2	4,5	7,1

Исходя из данных таблицы 25, для нормальных требований по условиям энергоемкости целесообразно применение ОПН 2 класса пропускной способности.

Энергоемкость ОПН, установленных на подстанциях, где установлены шунтирующие конденсаторные батареи, должна быть более высокой (не ниже 3 класса).

Энергию, которая выделяется при наличии на подстанции оборудования с большой емкостью (кабели, конденсаторные батареи) и которую должен поглотить ОПН при возникших коммутационных перенапряжениях, определяют по формуле:

$$Q_1 = 0,5 \times C \times [(K \cdot \sqrt{2} \cdot U_{\phi})^2 - (\sqrt{2} \cdot U_{нр})^2] \text{ Дж}, \quad (102)$$

где  $C$  – емкость одной фазы кабеля на оболочку или экран, мкФ;

$K$  – кратность перенапряжения, равное 3. Удельная поглощаемая энергия, которая сравнивается с паспортными данными, определяется по формуле:

$$q = \frac{Q}{U_{нр}}, \text{ кДж/кВ} \quad (103)$$

Если энергоемкость ОПН недостаточна, в виде исключения допускается подключать параллельно два ОПН из одной партии. Ток срабатывания взрывопопредохранительного устройства для ОПН в фарфоровой изоляции (для сброса давления) выбирают не менее чем на 10 % больше значения двухфазного или трехфазного (большого из них) тока короткого замыкания в месте установки ограничителя. Длина пути утечки внешней изоляции ОПН выбирается в зависимости от степени загрязнения, но должно быть не менее указанной в таблице 26.

### Минимальные длины пути утечки

Таблица 26

Класс напряжения электрооборудования, кВ	3	6	10	15	22	35
Длина пути утечки, см, не менее	7	13	22	31,5	43,2	75

На электрических станциях для защиты электродвигателей от коммутационных перенапряжений должны выбираться ОПН, исходя из следующих положений:

- наибольшее рабочее напряжение не должно превышать 1,1 номинального напряжения электродвигателя, т.е. 6,6 кВ;
- длительность однофазного замыкания на землю не должна превышать 2 часов.

В кабельных сетях 6-10 кВ ОПН может быть установлен при отсутствии возможности возникновения резонансных перенапряжений. Резонанс не возникает, если емкостной ток замыкания на землю, приходящий на один трансформатор напряжения, превышает 1 А, либо в сети установлены нерезонирующие трансформаторы напряжения.

В РУ-6-10 кВ при выполнении связи трансформаторов с шинами при помощи кабелей расстояние от ОПН до трансформатора и аппаратов не ограничивается. При применении воздушной связи с шинами РУ расстояние от ОПН до трансформатора и аппаратов не должно превышать 60 м при ВЛ на деревянных опорах и 80 м на металлических и железобетонных опорах. В РУ 35 кВ расстояние по ошиновке, включая ответвления от ОПН до защищаемого объекта, выбирается в соответствии с ПУЭ как для вентильных разрядников.

При защите трансформатора от грозовых перенапряжений ОПН должен устанавливаться на защищаемом трансформаторе до коммутационного аппарата.

## ***27 Выбор нелинейных ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ***

Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение  $U_{НР}$  ОПН должно быть не ниже наибольшего рабочего напряжения сети  $U_{НС}$  (фазного). Если  $U_{НС}$  выше  $U_{НР}$  или равно  $U_{НР}$ , то выбираются ОПН с ближайшим большим  $U_{НР}$ .

Выбранный ограничитель проверяется на соответствие его временных допустимых повышений напряжений квазиустановившимся перенапряжениям при различных видах коммутаций с учетом времени действия релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматически. На рисунке 91 приведены кривые зависимости напряжение-время (типовая).

Квазиустановившиеся перенапряжения - перенапряжения, возникающие после окончания переходного процесса при коммутации элементов сети и существующие до тех пор, пока не будут устранены специальными мерами или самоустранены. К этим перенапряжениям также относятся резонансные и феррорезонансные перенапряжения с медленно изменяющейся вследствие затухания или изменения параметров системы.

Расчетными для определения  $U_y$  являются следующие коммутации:

- для ОПН, установленных на шинах или трансформаторах (автотрансформаторах), которые по схеме ОРУ не коммутируются вместе с линией, или коммутируются с линией длиной не более 50 км, определяющими являются

квазиустановившиеся перенапряжения на неповрежденных фазах при несимметричном к.з. на шинах подстанции. Так как при эффективном заземлении нейтрали отношение сопротивлений для определения токов трехфазного и однофазного к.з.  $Z_{ВХ0}/Z_{ВХ1} \leq 3,0$ , то в этом случае  $U_y \leq 1,4U_\Phi$ ;

- для ограничителей, установленных на линии, шунтирующем реакторе на линии или на присоединенных непосредственно к линии (без выключателей) трансформаторах;

- трехфазное одностороннее отключение линии при действии автоматики прекращения асинхронного хода;

- трехфазное одностороннее отключение линии при однофазном к.з. на противоположном конце линии;

- неполнофазные режимы одностороннего включения или отключения линии с подключенными к ней шунтирующими реакторами, автотрансформаторами или трансформаторами. К этому случаю относятся также неполнофазное включение или отключение линии при выводе в ремонт или отказе линейного выключателя на подстанции с выключателями, если при действии УРОВ (устройство резервирования отключения выключателя) или по режиму линии отключаются все смежные присоединения, в том числе и на более низком напряжении автотрансформатора или трансформатора.

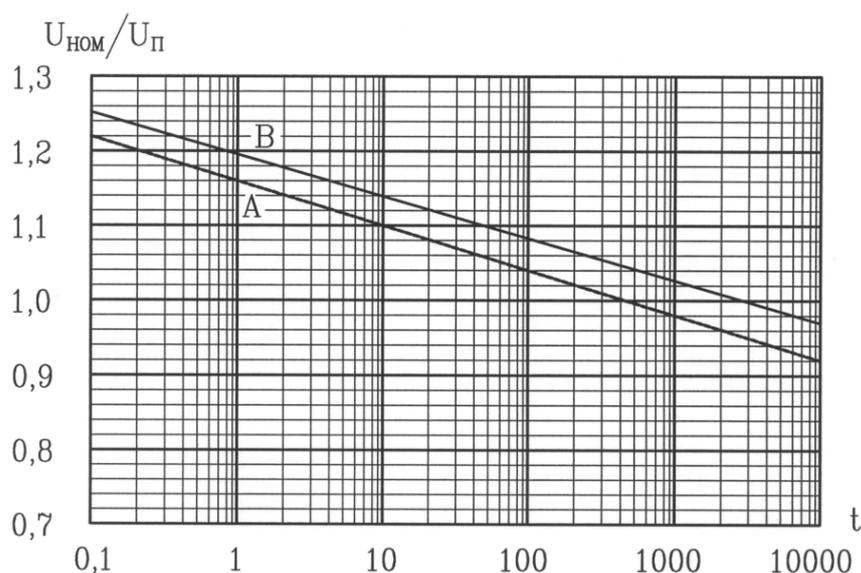


Рисунок 90. Зависимость относительных величин временных перенапряжений  $U_\Pi$  промышленной частоты, которые должны выдерживать ОПН от их длительности:

А – при предварительном нагружении удельной поглощаемой энергией 4,5 кДж/кВ при температуре окружающего воздуха  $+45^\circ\text{C}$ ;

В – в исходном состоянии при температуре окружающего воздуха  $+45^\circ\text{C}$ .

На рисунке 91 приведены зависимости допустимое напряжение – время при предварительном нагреве ОПН. Снижение допустимого времени воздействия перенапряжений необходимо учитывать при наличии АПВ.

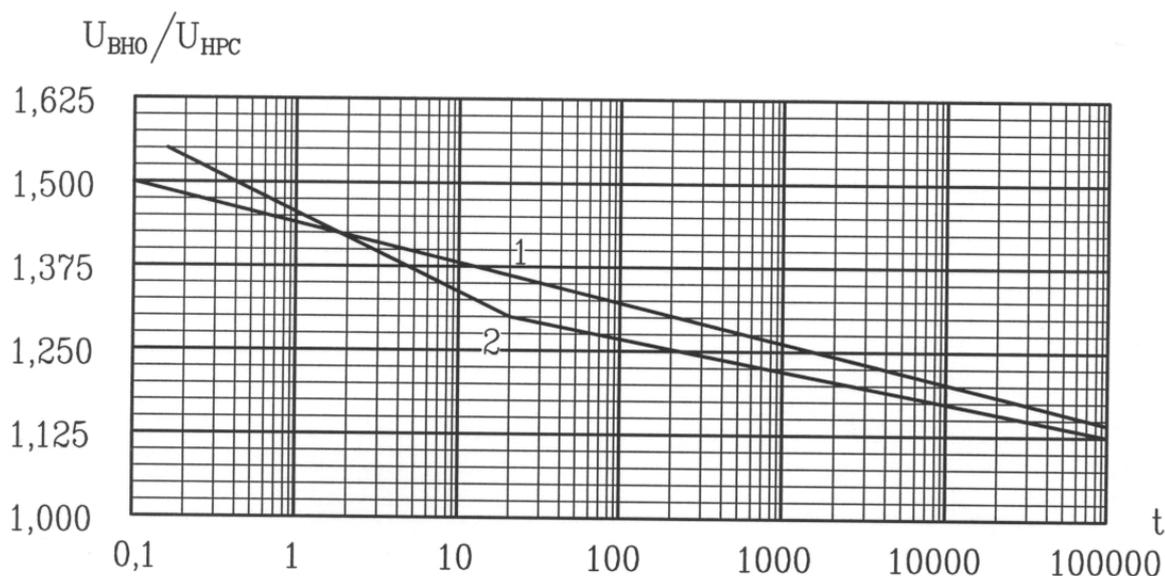


Рисунок 91. Зависимость «допустимое напряжение – время» для случая:  
 1 – предварительного нагрева и нагружения импульсом 2,5 кДж/кВ U для ОПН 110-220 кВ;  
 2 – предварительного нагрева и нагружения импульсом 7,0 кДж/кВ U для ОПН 330 кВ;  
 $U_{ВНО}$  – внешнее номинальное напряжение ОПН;  
 $U_{НПС}$  – внешнее рабочее напряжение сети.

Наибольшие квазиустановившиеся перенапряжения бывают в несимметричных режимах:

- одностороннего отключения несимметричного к.з. вследствие каскадного действия релейных защит;
- неполнофазного включения и отключения линии, в том числе и с учетом действия УРОВ, вследствие отказа фаз коммутируемого выключателя.

Длительность существования квазиустановившихся перенапряжений ( $t_d$ ) зависит от вида установившегося режима:

- для коммутации одностороннего отключения однофазного к.з. принимают длительность  $t_d$  равной времени каскадного отключения линии по ее концам при действии первых и последних ступеней линейных и трансформаторных релейных защит. Значение средней длительности  $t_d$  в этих режимах равно 4,0 с;
- при трехфазном отключении асинхронного хода время существования режима 0,5-1,0 с при действии второй ступени автоматики от повышения напряжения с уставкой по напряжению 1,2-1,3 до 5-10 с при действии ее первой ступени с уставкой 1,1 от  $U_{\phi}$ ;
- для бестоковой паузы ОАПВ линии с реакторами, во время которой развиваются резонансные перенапряжения, их длительность принимается равной 1-2 с в соответствии с выбранной паузой;
- при неполнофазных коммутациях линии с подключенными к ней автотрансформаторами (трансформаторами) длительность режима принимается

равной времени действия УРОВ или защиты от непереключения фаз и коммутации выключателей, действующих от резервных защит;

- для схем, в которых линия может коммутироваться вместе с трансформаторами (автотрансформаторами) учитывается возможность возникновения медленно затухающих колебаний напряжений (переходной резонанс на второй или третьей гармонике), в том числе и в неполнофазных схемах. В схемах, питаемых от выделенных автоматикой генераторов, и суммарной активной нагрузкой меньше 0,05 от натуральной мощности в послеаварийных режимах возможен устойчивый резонанс на 2-ой или 3-ей гармонике с установившимися перенапряжениями не более 1,4-1,6  $U_{\phi}$ .

Величина натуральной мощности определяется по формуле:

$$P_{\text{нот}} = U_{\text{ном}}^2 / Z_1, \quad (104)$$

где  $Z_1$  – волновое сопротивление линии по прямой последовательности.

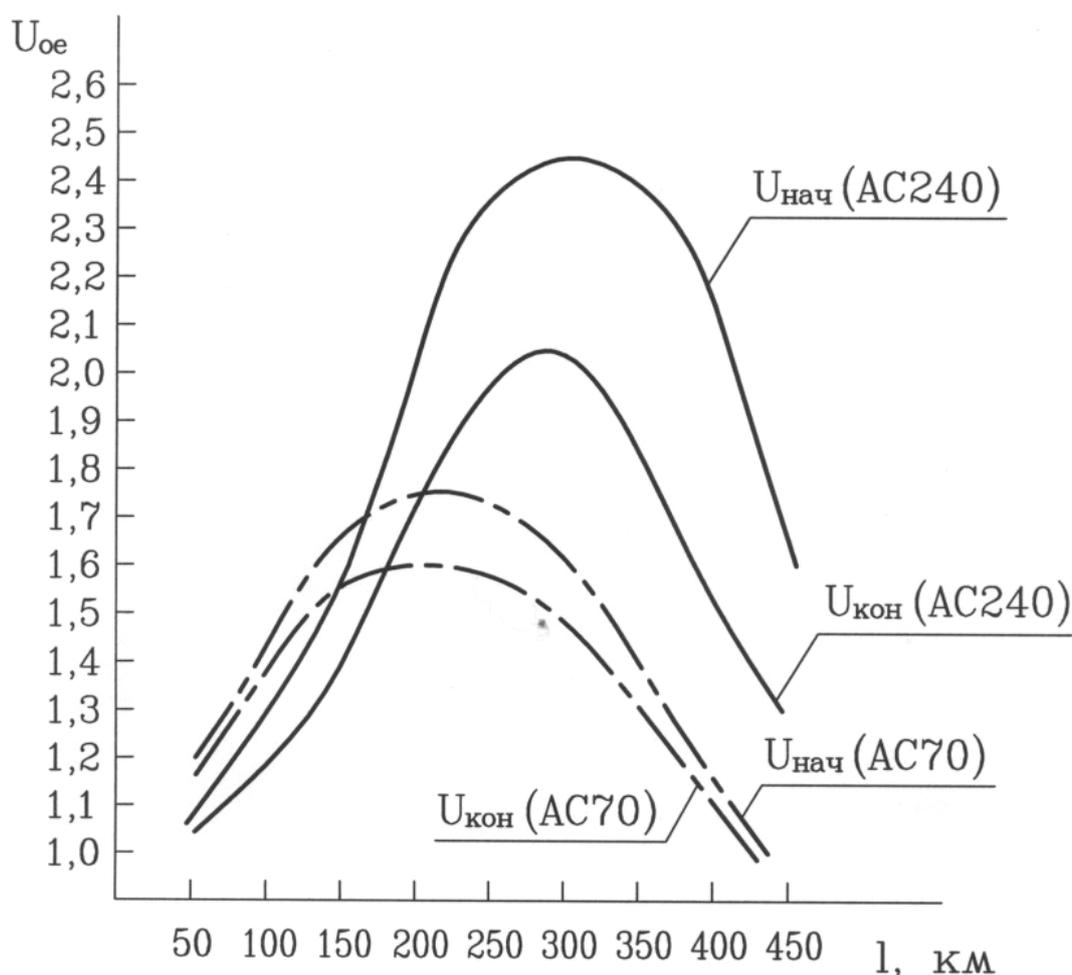


Рисунок 92. Максимальные величины установившихся перенапряжений в полублочной схеме электропередачи 110 кВ при включении 2-х фаз ВЛ

На рисунке 92 приведены максимальный уровень установившихся перенапряжений в сети 110 кВ при неполнофазном режиме.

Величину перенапряжения при переходном резонансе на высших гармониках можно учесть добавляя к  $U_y$  величину 0,3 от  $U_y$  в зоне длин линий 75-250 км. Время существования такого режима принимается равным 0,3 с, 0,5 с, 0,7 с – 0,8 с соответственно для линий 110 кВ, 220-330 кВ. Неполнофазные коммутации линий с подключенными трансформаторами (автотрансформаторами) при отказе выключателей между линией и трансформатором в схемах ОРУ «квадрат», «треугольник», «мостик», одинарная система шин, «шины-трансформатор», «полупорная» требуют применения ОПН с более высоким значением наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения либо более высокого класса энергоемкости.

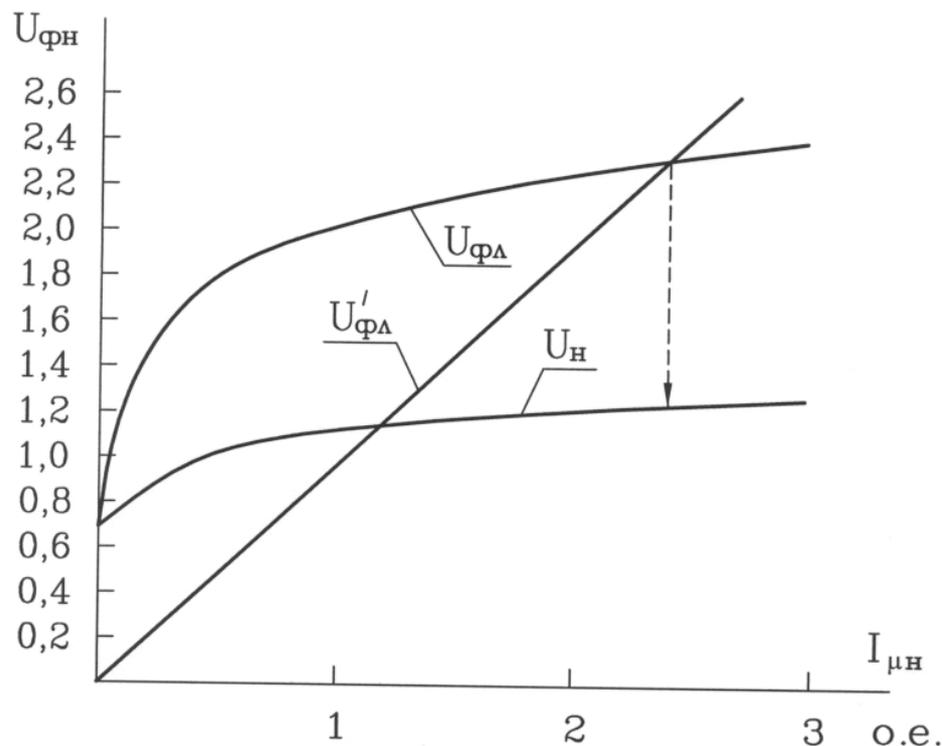


Рисунок 93. Перенапряжения на линии и на нейтрали трансформатора при неполнофазном режиме линии 110 кВ с трансформатором с разомкнутой нейтралью

В сетях 110 кВ особым случаем является неполнофазная коммутация линии с подключенными к ней трансформаторами с разземленными нейтралью на отдельных подстанциях при сохранении эффективного заземления нейтрали сети. Наиболее часто коммутации возникают при отказе фазы выключателя при включении или отключении линии головным выключателем, реже – при обрывах проводов фазы ВЛ или ее отпаек, выпадения шлейфов на анкерных опорах. В этом случае возникают повышения напряжения, обусловленные последовательным включением индуктивных сопротивлений намагничивания фаз трансформатора и емкости оборванной фазы ВЛ. Величина этих повышений напряжений может быть достаточно высокой. На рисунке 93 приведены обобщенные зависимости (в относительных единицах) фазного напряжения на линии  $U_{\text{ФЛ}}$  и

напряжения на нейтрали трансформатора  $U_H$  от тока намагничивания трансформатора  $I_\mu$  с разземленной нейтралью при обрыве фазы этой линии. Параметры зависимости даны в относительных единицах напряжения по отношению к номинальному напряжению трансформатора и тока по отношению к номинальному току намагничивания трансформатора (току холостого хода). По двум точкам строят зависимость напряжения на емкости линии, рассчитывая ее значение по формуле:

$$U_{\text{фл}} = I_{\mu\text{н}}^* / Y \cdot L \cdot U_{\text{фн}}, \text{ о.е.}, \quad (105)$$

где  $Y$  – удельная проводимость линии по нулевой последовательности, сим;

$L$  – длина линии, км;

$I_{\mu\text{н}}^*$  – номинальный ток намагничивания трансформатора, о.е. по отношению к номинальному току трансформатора, о.е. из рисунка 93;

$I_{\mu\text{н}}$  – номинальный ток намагничивания трансформатора, А;

$U_H$  – номинальное напряжение нейтрали трансформатора, кВ.

Пересечение построенной прямой  $U_{\text{фл}}^*$  с обобщенными зависимостями  $U_{\text{фл}}$  дает значение установившегося перенапряжения на линии и соответствующее ему значение напряжения на нейтрали  $U_H$ . Эти перенапряжения могут существовать в течение нескольких часов. Поэтому по зависимостям “допустимое напряжение-время” для длительности 10000 с (с учетом условия грозозащиты) определяют значение временно допустимого напряжения и соответственно тип ОПН.

При установке ОПН на шинах РУ или их секциях с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями с достаточно большими величинами емкостей шунтирующими его контакты (ВВБ, ВВБК, ВВБУ, ММО, ВМТ) производят расчет резонансных перенапряжений и выбирают средства их ограничения. Полученные в этом случае  $U_y$  не учитывается при выборе ограничителя.

Для сравнения характеристик и анализа термической устойчивости ОПН различных производителей к совокупности всех воздействий используют данные по удельной энергоемкости ОПН или по общей энергоемкости ограничителя. С увеличением класса энергоемкости стоимость ОПН возрастает, поэтому выбирают наиболее экономичный и проводят его проверку в соответствии с условиями эксплуатации. При возможности возникновения переходного резонанса (при отсутствии выключателей на стороне ВН, коммутациях блока линия-трансформатор), при установке в сетях 110 кВ с частично разземленными нейтралью трансформаторов ОПН должен иметь энергоемкость не ниже 4,5 кДж/кВ номинального напряжения. При установке ОПН в кабельных присоединениях энергия, поглощаемая ОПН, рассчитывается по формуле:

$$W = \frac{1}{C} [(3 \cdot U_{\text{ар}})^2 - (\sqrt{2} \cdot 1,25 \cdot U_{\text{доп}})^2], \quad (106)$$

где  $C$  – емкость кабеля, Ф;  $U_{\text{доп}}$  – допустимое напряжение на кабеле.

$U_{\text{ар}}$  – амплитуда наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения фаза-земля, кВ.

Выбранный по вышеизложенной методике ОПН проверяют на возможность установки в ОРУ на расстоянии, обеспечивающем требуемую ПУЭ надежность грозозащиты защищаемого оборудования. При замене вентильных разрядников на ОПН расстояние от ОПН до защищаемого оборудования можно оценить по формуле :

$$L_{\text{опн}} = \frac{L_{\text{рв}} \times (U_{\text{исп}} - U_{\text{опн}})}{U_{\text{исп}} - U_{\text{рв}}}, \quad (107)$$

где  $U_{\text{исп}}$  – испытательное напряжение защищаемого оборудования при полном грозовом импульсе, кВ;

$U_{\text{опн}}, U_{\text{рв}}$  – остающееся напряжение на ОПН и РВ при токе 10 (5) кА;

$L_{\text{опн}}$  – расстояние от защищаемого оборудования до ОПН, м;

$L_{\text{рв}}$  – расстояние от защищаемого оборудования до РВ, нормируемое ПУЭ, м.

Допускается установка ОПН на место заменяемых разрядников, если значение остающихся напряжений этих ОПН при токе 10 кА отличается не более чем на 1,5 % от соответствующих параметров разрядников.

При протекании через ограничитель тока грозовых перенапряжений на заземляющем устройстве РУ в месте его присоединения к ЗУ возникает напряжение:

$$U_{\text{зу}} = I_{\text{р}} \cdot R_{\text{зу}}, \quad (108)$$

где  $I_{\text{р}}$  – ток через ограничитель;

$R_{\text{зу}}$  – сопротивление контура заземления ЗУ.

Так как перенапряжения на вторичных обмотках измерительных трансформаторов может быть примерно в 2 раза выше  $U_{\text{зу}}$ , то точки присоединения ОПН должны быть как можно дальше удалены от точек заземления этих трансформаторов.

Длина пути утечки внешней изоляции ОПН, работающего в условиях соответствующих степени загрязнения 1, должна быть не ниже 1,8 см/кВ наибольшего рабочего напряжения сети, а при степени загрязнения II, III, IV – не ниже 2,0; 2,5; 3,1 см/кВ соответственно.

При установке ОПН в РУ электростанций его выбор определяется с учетом действия автоматического регулирования возбуждения (АРВ) и форсировки возбуждения генератора. Расчетным при этом является случай однофазного к.з. на шинах или вблизи от них на отходящих линиях. При этом под воздействием АРВ и форсировки возбуждения резко возрастает ток возбуждения ротора и, соответственно, внутренняя ЭДС генератора и напряжение на выводах трансформаторов и шин ОРУ. При этом, если генератор еще не отключился от

сети, то напряжение на неповрежденных фазах ошиновки трансформаторов РУ находится в пределах  $1,1 - 1,2 U_{\phi}$ , а после отключения блочного трансформатора или всех линий становится равным ЭДС. Длительность существования квазиустановившихся перенапряжений в этих режимах определяется временем отключения КЗ линейными или трансформаторными выключателями, их резервирование под действием УРОВ, а также временем гашения поля генераторов. При наличии на станции выделяемых (в ходе коммутаций или действия противоаварийной автоматики) блоков, работающих на малонагруженную линию длиной 150 – 350 км, возможно возникновение переходного резонанса на второй или третьей гармонике. В этом случае рекомендуется применение ОПН повышенных классов энергоемкости. Аналогичная ситуация может возникнуть при резервировании линейного выключателя генераторным.

Место установки ОПН определяется функциональным назначением соответствующего ОПН:

- в цепи трансформатора, автотрансформатора, или шунтирующего реактора – для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений при их включениях или отключениях;

- на конце линии – для защиты от коммутационных перенапряжений при ее включении или отключении, и ограничения набегающих на РУ волн грозовых перенапряжений;

- дополнительный ОПН устанавливается на линии для ее защиты от коммутационных перенапряжений, если шунтирующий реактор или трансформаторы (автотрансформаторы) присоединены к линии через выключатели;

- при установке ОПН на шунтирующем реакторе или автотрансформаторе, подключаемым к линии без выключателей через искровое присоединение или выключатель - отключатель, дополнительный ОПН, присоединенный непосредственно к линии, не устанавливают;

- ограничители должны быть установлены без коммутационных аппаратов в цепи присоединения к линии, шинам РУ, или ошиновке автотрансформатора (трансформатора), или шунтирующего реактора. Спуск от ошиновки к ОПН выполняется теми же проводами, что и для остальной аппаратуры РУ;

- ОПН внутренней установки для КРУЭ по энергоемкости выбирают на класс выше, чем ОПН для внешней установки.

Основные характеристики и факторы, влияющие на работу ОПН в соответствии с техническими условиями на ОПН (как российских, так и зарубежных фирм) гарантированный для них ресурс определен количеством поглощенной энергии в следующей ситуации: постоянная работа при наибольшем рабочем напряжении ОПН, равном наибольшему рабочему напряжению сети с последующей однократной коммутацией защищаемого объекта, сопровождающейся предельными допустимыми значениями коммутируемых и установившихся перенапряжений при наибольшей допустимой температуре окружающей среды. Превышение значения какого-либо из этих воздействий приводит к увеличению аккумулируемой в ОПН энергии и нарушению термостабильности.

В этом случае для того, чтобы нормируемый срок службы ОПН не сокращался, необходимо снижение величины или длительности возможных последующих

видов воздействия. Наиболее частым нарушением указанных нормируемых значений параметров является работа ОПН при повышенных напряжениях в нормальных и квазиустановившихся режимах с длительностью превышающей нормальную. Допустимые повышения напряжения промышленной частоты для ОПН-110-750 кВ приведены в таблице 27.

Допустимые повышения напряжения промышленной частоты  
для ОПН-110-750 кВ

Таблица 27

Номинальное напряжение	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, с		
	1200	20	1
110 – 220	1,39	1,5	1,65
330 – 750	1,26	1,35	1,52

Указанные значения считаются допустимыми, если между двумя последовательными повышениями напряжения существует интервал времени, в котором они не превышают наибольшее рабочее.

При нарушении указанных условий происходит сокращение срока службы ОПН по закономерностям:

$$T_{\text{ср}} = \sum_{m=i}^{m-i} U^n \Delta t_m, \quad (109)$$

где  $T_{\text{ср}}$  – время увеличенного срабатывания срока службы ОПН при повышениях напряжения, с;

$U$  – повышенное напряжение сети на данном интервале времени в долях наибольшего рабочего напряжения;

$\Delta t_m$  – длительность интервала времени, отработанного электрооборудованием при данном уровне (амплитуде) напряжения;

$m$  - общее число отработанных интервалов;

$n$  - равно 30 – 45.

Основные виды коммутаций и возможная длительность их существования, а также вид отключающих устройств приведены ниже:

- трехфазное одностороннее отключение однофазного к.з., длительность существования режима 3 – 6,0 с (действие резервных защит);

- одностороннее отключение линии при действии автоматики прекращения асинхронного хода (время существования 0,5 – 1,0 с);

- при действии второй ступени автоматики от повышения напряжения и до 5 – 10 с при действии ее первой ступени;

- неполнофазные односторонние включения или отключения линии с подключенными к ней шунтирующими реакторами с длительностью от 0,5

до 1 – 2 с (время действия УРОВ или защиты от не переключения фаз выключателя).

Вследствие нелинейности вольт-амперной характеристики ОПН, энергия, выделяющаяся в ограничителе, связана с приложенным напряжением соотношением:

$$\mathcal{E} = \frac{1}{c} U^{\frac{(\alpha+1)}{\lambda}}, \quad (110)$$

где  $c$  – постоянный коэффициент;  $c = 300$  тыс. км/с (скорость света).

$\alpha$  - коэффициент нелинейности, равный 0,04 – 0,05.

При повышении напряжения на 1 % энергия, выделяемая в ограничителе, увеличивается на 23 – 30 %. Если рабочее напряжение сети превысит наибольшее рабочее напряжение ОПН на 5 %, то выделяемая при этом энергия возрастет в 3,5 – 4 раза. За 8 часов приложения такого напряжения и  $t_{\text{окр}}=40^{\circ}\text{C}$  (температура окружающего воздуха) температура внутри ограничителя возрастает на  $20^{\circ}\text{C}$  -  $40^{\circ}\text{C}$ . Воздействие на ОПН нагретого воздуха окружающей среды и нагрев его прямыми солнечными лучами происходит всегда, так при отсутствии ветра длительный нагрев прямыми солнечными лучами может на  $10^{\circ}\text{C}$  -  $15^{\circ}\text{C}$  повысить температуру ОПН. Вследствие этого в диапазоне изменения напряжения на ОПН  $1,0$  –  $1,4 U_{\text{ф}}$  повышение температуры окружающей среды или нагрева солнечными лучами по отношению к нормируемым снижает допустимые повышения напряжения для ОПН на 3 – 5 %.

Неравномерное распределение напряжения по элементам ОПН происходит из-за того, что в области рабочих напряжений элементы ОПН (варисторы) ведут себя как конденсаторы, при этом они вместе с частичными емкостями столбов относительно земли и стенок покрышек, образуют сложную емкостную схему. Возникшая неравномерность градиентов напряжения определяется высотой столба варисторов, высотой установки ОПН над землей, его расположением в пространстве и близостью к другим токоведущим или заземленным структурам, числом, размером и точками включения экранных колец и наличием внутренних выравнивающих емкостных цепочек. В загрязненном и увлажненном состоянии емкости между варисторами и окружающими крышками приводят к дальнейшему искажению продольного распределения (вдоль оси столба варисторов). Неравномерное распределение напряжений между блоками может привести к чрезмерным напряжениям на отдельных блоках и, следовательно, к их тепловым перегрузкам. Длительная тепловая перегрузка блока может вызвать тепловой пробой. Для обеспечения надежной работы ОПН, предназначенных для районов со средними степенями загрязнения, допустимое наибольшее рабочее напряжение ОПН должно быть на 5 % больше наибольшего рабочего напряжения сети, а в случае, если температура нагрева ОПН может превышать нормируемую – на 10 %.

Для уменьшения степени деградации ОПН в процессе эксплуатации можно рекомендовать следующие схемные мероприятия:

- установку устройств телеотключения (включения), передающих сигнал ускорения коммутации выключателя, на противоположном конце линии;
- сокращение выдержек времени последних ступеней дистанционных и земляных релейных защит и автоматики, программирование порядка коммутации концов с фаз линии;
- снижение уставок по напряжению и выдержек времени ступеней релейной автоматики от повышения напряжения;
- включение от релейных защит, имеющих шунтирующих реакторов и отключение конденсаторных батарей;
- программирование последовательности и выдержек времени отключения смежных присоединений при действии устройства резервирования отказа выключателя.

При наличии на линии шунтирующих реакторов:

- установка в групповой нейтрале постоянно включенного компенсационного заземленного реактора.

## **28 Координация изоляции**

Под координацией изоляции понимается согласование уровня изоляции (электрической прочности) электрооборудования с перенапряжениями, которые могут возникнуть на его зажимах в эксплуатации. При этом согласовании следует учитывать экономику: расходы на мероприятия по ограничению перенапряжений до того или иного уровня, зависимость стоимости электрооборудования от уровня его изоляции, убытки, вызываемые перерывами в электропитании или повреждением электрооборудования.

Практически одна сторона проблемы координации изоляции заключается в анализе факторов и условий, от которых зависят перенапряжения на выводах электрооборудования. Вторая сторона проблемы – решение вопросов возникающих, когда условия в отношении воздействия перенапряжений отличаются от принятых в стандартах.

Уровень изоляции электрооборудования, стандартизованный в межгосударственном стандарте ГОСТ 1516.3-2002 – это нормированные испытательные напряжения полной и срезанной импульсных волн и промышленной частоты, отнесенные к определенным условиям испытаний.

Перенапряжения, воздействующие на выводах электрооборудования, определяются защитным уровнем вентильных разрядников, ОПН. Используемое для координации изоляции остающееся напряжение представляет амплитуду напряжения, возникающего на зажимах разрядника, ОПН при приложении к нему определенного импульса тока. Амплитуда этого импульса выбрана с учетом возможных атмосферных перенапряжений на линии электропередачи данного напряжения, условий набегания импульсных волн на подстанцию, а также возможных коммутационных перенапряжений. Грозовые перенапряжения на выводах оборудования превышают остающееся напряжение разрядника, ОПН

из-за удаления их от электрооборудования: на остающееся напряжение накладываются обусловленные этим удалением колебания, как правило значительные, поэтому основой для определения уровня изоляции, скоординированного с атмосферными перенапряжениями, являются расчетные перенапряжения, амплитуда которых выше остающегося напряжения разрядника, ОПН. Расчетные грозовые перенапряжения принимаются многократно воздействующими на изоляцию электрооборудования и условно представляются в виде стандартных полной и срезанной импульсных волн.

Амплитуда первой на 10 % или несколько больше превышает остающееся напряжение при импульсном токе, принятом для координации изоляции, амплитуда расчетной срезанной волны на 20 – 25 % больше, чем полной.

При срабатывании вентильного разрядника, ОПН крутого среза импульса не происходит. Принятие, не смотря на это, в качестве расчетного воздействия не только полной, но также срезанной импульсной волны вызвано необходимостью учитывать возможность крутого среза волны грозовых перенапряжений на случайно ослабленном элементе изоляции подстанции, а также крутого среза импульсной волны при повторном зажигании дуги в выключателях. Пик расчетной срезанной волны суммарно с полной волной составляет воздействие, в первом приближении эквивалентное униполярному импульсу с наложенными колебаниями, возникающему на выводах электрооборудования при срабатывании разрядника, ОПН, удаленного от оборудования.

Включение срезанной волны с крутым спадом напряжения в число расчетных воздействий имеет большое значение для внутренней изоляции трансформаторов (силовых и напряжения) и реакторов. При крутом срезе импульса между элементами обмотки трансформаторов и реакторов (катушками, слоями витков и т.д.) могут возникать значительно более сильные воздействия, чем при полной волне той же амплитуды. Стойкость изоляции между указанными элементами обмотки по отношению к крутым срезам в эксплуатации может быть проверена только проведением испытания срезанной волны.

Для внутренней изоляции некоторых видов электрооборудования, не имеющих обмоток, а также для внешней изоляции имеет значение то обстоятельство, что амплитуда испытаний срезанной волной выше чем полной. Изоляция может иметь крутую вольт-секундную характеристику так, что электрическая прочность при длительности срезанного импульса 2 мс оказывается значительно больше, чем при полной волне.

Основой для нормирования испытательных напряжений является требование о том, чтобы данное электрооборудование в целом (все элементы его внутренней и внешней изоляции) в эксплуатационных условиях выдерживало грозовые и внутренние перенапряжения. Испытательные напряжения выбираются как эквивалент этим перенапряжениям. При установлении испытательных напряжений внутренней изоляции учитывается снижение ее электрической прочности при многократных воздействиях перенапряжений в условиях эксплуатации по сравнению с прочностью при типовом испытании неработающей изоляции. Для трансформаторов и реакторов принимаются во внимание повышение перенапряжений на элементах изоляции обмоток при воздействии им-

пульсов в эксплуатации на возбужденный трансформатор, реактор по сравнению с перенапряжениями при отсутствии возбуждения во время проведения импульсных испытаний. Для внешней (воздушной) изоляции учитывается снижение разрядных (выдерживаемых) напряжений при атмосферных условиях, возможных в эксплуатации. Учет перечисленных факторов приводит к выбору неодинаковых испытательных напряжений для внутренней и внешней изоляции данного вида электрооборудования. При этом обеспечивается выдерживание всеми элементами его изоляции перенапряжений принятого расчетного уровня, наиболее тяжелых для каждого вида изоляции. Требование о том, чтобы электрическая прочность внутренней изоляции при всех возможных условиях эксплуатации была выше напряжения перекрытия внешней изоляции, т.е. об осуществлении координации внутренней изоляции с внешней изоляцией не ставится.

В ГОСТе 1516.3-2002 предусмотрены два уровня испытательных напряжений:

- для оборудования 6 – 35 кВ:

а – разработанного с требованиями проверки изоляции на отсутствие частичных разрядов;

б – разработанного без требований проверки изоляции на отсутствие частичных разрядов.

- для оборудования 330 – 750 кВ:

а – при применении ОПН;

б – при применении разрядников.

ГОСТ 1516.3-2002 устанавливает для каждого класса напряжения наибольшее рабочее напряжение (линейное)  $U_{\text{раб.наиб.}}$ , которое равно:

$$U_{\text{раб.наиб.}} = K_p U_{\text{ном}}, \quad (111)$$

Величина  $K_p$  приведена в таблице 28.

Величина допустимого значения коэффициента  $K_p$  для определения наибольшего напряжения

Таблица 28

Класс напряжения, кВ	3 -20	35 – 220	330	750
$K_p$	1,2	1,15	1,1	1,05

Наиболее важной характеристикой перенапряжения является максимальное значение  $U_{\text{max}}$  или кратность  $K_H$  по отношению к амплитуде наибольшего рабочего фазного напряжения, определяемого по формуле:

$$K_H = U_{\text{max}} / \sqrt{2} U_{\text{раб.ф.наиб.}} \quad (112)$$

Для оборудования подстанций вводится понятие о расчетной кратности внутренних перенапряжений  $K_{\text{пр}}$ , для которой появление перенапряжений с большей кратностью маловероятно (1 раз в 50 – 100 лет). Значение расчетной кратности внутренних перенапряжений выбирается из технико-экономических

соображений с учетом характеристик защитных устройств. Для номинальных напряжений 330 кВ и выше, в связи со значительным увеличением стоимости изоляции, с ростом номинального напряжения, применяются действенные меры по ограничению кратности перенапряжений.

Расчетные кратности внутренних перенапряжений для подстанций приведены в таблице 29. Для линий электропередач кратности внутренних перенапряжений несколько выше, чем для подстанций.

#### Расчетные кратности перенапряжений $K_{пр}$

Таблица 29

$U_{ном}$ , кВ	110	220	330	750
Без ОПН	3,2	3,0	2,7*	2,1*
При использовании ОПН	1,75	1,75	1,75	1,75

\* - при использовании разрядников типа РВМК.

Расчетное напряжение, воздействующее на изоляцию оборудования при коммутационных перенапряжениях, может быть определено, исходя из расчетной кратности внутренних перенапряжений  $K_{пр}$  по формуле:

$$U_{возд.ком.} = K_{пр} \sqrt{2} U_{раб.ф.наиб.} = \sqrt{2} K_{пр} K_p / \sqrt{3} \quad (113)$$

При ударе молнии в провод линии электропередачи, или при ударе молнии в грозозащитный трос или опору, и перекрытии гирлянды изоляторов с опоры на провод, по проводу начинает распространяться волна, набегающая на подстанцию. В большинстве случаев крутизна фронта набегающей волны ограничивается деформацией волны на подходе за счет импульсной короны и потерь на землю. Перенапряжения, воздействующие на оборудование, определяются остающимся напряжением на разряднике или ОПН и превышением напряжения  $\Delta U_{12}$  на защищаемом объекте над остающимся напряжением на ОПН или разряднике. Значение  $\Delta U_{12}$  существенно зависит от расстояния  $l_{12}$  между защищающим аппаратом и защищаемым оборудованием и крутизны набегающей волны  $l(a)$ . В первом приближении:

$$\Delta U_{12} = 2al/C, \quad (114)$$

где  $C$  – скорость света.

Расчетные значения напряжений, воздействующих на изоляцию оборудования при грозовом перенапряжении:

$$U_{возд.гроз.} = K_{гроз.} \cdot U_{ост}, \quad (115)$$

где  $U_{ост}$  – остающееся напряжение разрядника или ОПН при токах координации (5 кА для  $U_{ном} = 110 - 220$  кВ и 10 кА для  $U_{ном} > 330$  кВ);

$K_{гроз.}$  – коэффициент, учитывающий перепад напряжения  $U_{12}$ , при надлежащем ограничении крутизны набегающей волны и рациональном расположе-

нии грозозащитных средств.  $K_{\text{гроз}} = 1,2$  для трансформаторов и  $K_{\text{гроз}} = 1,3 - 1,4$  для остального оборудования.

Координация линейной изоляции при рабочем напряжении предусматривает такой его выбор, при котором обеспечивается весьма малое среднее число перекрытий внешней изоляции и требуемый срок службы по условиям пробоя твердого изоляционного материала (фарфор, стеклопластик). При этом должны быть учтены загрязнение и увлажнение внешней изоляции и старение твердой изоляции изоляторов под воздействием электромеханической нагрузки.

Координация изоляции воздушных промежутков подвесных и опорных изоляторов при рабочих напряжениях и перенапряжениях на подстанциях осуществляется по тем же принципам, что и для линейной изоляции, но со значительно более высоким показателем надежности (примерно один отказ в 50 – 100 лет). Координация изоляции электрооборудования при внутренних перенапряжениях заключается в выборе испытательного напряжения. При глубоком ограничении коммутационных перенапряжений значение одноминутного испытательного напряжения частотой 50 Гц может оказаться слишком низким, не обеспечивающим надежной работы внутренней изоляции. В связи с этим для некоторых типов оборудования предусматривается испытание повышенным напряжением  $U_{\text{пов}} = (1,3 - 1,6) U_{\text{ф.ном}}$  в течении 30 – 60 мин с измерением частичных разрядов. Кроме того ГОСТом 1516.3-2001 предусматривается также испытание как в сухом состоянии внешней изоляции, так и под дождем, и для изоляции между контактами одного полюса коммутационного аппарата.

Одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты определяется расчетными значениями коммутационных перенапряжений, определенных по формуле:

$$U_{50\text{Гц}1\text{мин}} = \frac{U_{\text{возд.ком}}}{\sqrt{2}K_{\text{имп.ком}}K_{\text{к}}} = \frac{K_{\text{пр}}U_{\text{ном}}K_{\text{р}}}{\sqrt{3}K_{\text{имп.ком}}K_{\text{к}}}, \quad (116)$$

где  $K_{\text{пр}}$  – расчетная кратность коммутационных перенапряжений;

$K_{\text{имп.ком}}$  – коэффициент импульса при воздействии коммутационных перенапряжений;

$K_{\text{к}}$  – коэффициент, учитывающий кумулятивный эффект старения изоляции.

Ориентировочно можно принять  $K_{\text{возд.ком}} = 1,35$ , а  $K_{\text{к}} = 0,85 - 0,9$ .

Испытательное напряжение коммутационным импульсом определяется из расчетных значений коммутационных перенапряжений  $K_{\text{имп.ком}}$  с учетом коэффициента кумулятивности  $K_{\text{к}}$ .

$$U_{\text{исп.ком}} = \frac{U_{\text{возд.ком}}}{K_{\text{к}}} = \frac{\sqrt{2}K_{\text{пр}}U_{\text{ном}}K_{\text{р}}}{\sqrt{3}K_{\text{к}}} \quad (117)$$

Импульсное испытательное напряжение полным грозовым импульсом  $K_{\text{исп.гроз}}$  (амплитудное значение) определяется расчетным значением грозовых перенапряжений с учетом коэффициента кумулятивности.

$$U_{\text{исп.гроз}} = U_{\text{возд.гроз}} / K_k \quad (118)$$

При определении импульсных испытательных напряжений силовых трансформаторов необходимо учитывать наличие или отсутствие рабочего напряжения на трансформаторе.

Если испытание проводится без возбуждения рабочего напряжения, то:

$$U_{\text{исп.гроз}} = U_{\text{возд.гроз}} / K_k + U_{\text{ном}} / 2, \quad (119)$$

где  $U_{\text{ном}}/2$  – поправка, учитывающая рабочее напряжение трансформатора при противоположных полярностях импульса и рабочего напряжения.

## **29 Условия электромагнитной совместимости на объектах электроэнергетики**

На электрических станциях и подстанциях при коммутациях электрооборудования, коротких замыканиях, грозовых перенапряжениях, при коммутации различных катушек, соленоидов, контакторов, реле, при работе радиопередатчиков, включении усилителей поисковой связи и др., возникают силовые электромагнитные поля. Воздействуя на вторичные цепи, эти поля возбуждают в них импульсные помехи с высокими уровнями напряжений и токов, которые попадая в устройства релейной защиты, противоаварийной автоматики АСУТП, могут приводить к повреждению этих устройств или вызывать их неправильную работу.

При низкоскоростных электромеханических устройствах систем управления, обладающих высокой электромеханической прочностью изоляции, импульсные помехи не представляют такой серьезной опасности, как для устройств, выполненных с применением микроэлектронных и микропроцессорных элементов, которые из-за низкого уровня и широкого частотного спектра рабочих сигналов имеют высокую чувствительность к импульсным помехам.

Источники импульсных помех во вторичных цепях могут быть подразделены на:

- внешние, непосредственно связанные с коммутациями разъединителей и выключателей напряжением выше 1 кВ, к.з. на землю, коммутациями в сети 0,4/0,23 кВ собственных нужд, с влиянием радиопередатчиков, с грозовыми перенапряжениями;

- внутренние, возникающие во вторичных цепях и обусловленные коммутациями контакторов, реле соленоидов.

Электромагнитная связь вторичных цепей с источниками помех подразделяются на:

- гальваническую, когда источник помех и электрическая цепь, подверженная влиянию, связаны общим сопротивлением, например, общим заземляющим контуром;

- индуктивную, когда вторичные цепи находятся в магнитном поле токов источника помех;
- емкостную, когда вторичные цепи находятся в электрическом поле зарядов источника помех.

Помехи, возникающие в результате перехода энергии от источника помех в цепь, подверженную влиянию, могут быть снижены путем:

- подавления помех в источнике;
- подавления помех в приемнике;
- уменьшения электромагнитной связи между источником помех и цепями, подверженными влиянию.

Подавление помех в источниках помех напряжением свыше 1 кВ в настоящее время не практикуется. Во вторичных цепях эффективным средством подавления помех является применение RC-цепочек, диодов, варисторов и других элементов, подключаемых параллельно источникам помех.

Подавление помех в приемнике достигается:

- включением входных фильтров, осуществляющих селекцию полезного сигнала и установкой диодов или варисторов;
- включением оптоволоконных развязок;
- снижением уровня помех, поступающих из сети питания, с помощью фильтров питания.

По условиям обеспечения электромагнитной совместимости электросетевые объекты классифицируются по классам жесткости.

Класс первый – легкая электромагнитная обстановка, при которой:

- осуществлены оптимизированные и скоординированные мероприятия по подавлению помех, защите от перенапряжений во всех цепях;
- электропитание отдельных элементов устройств резервировано, силовые и контрольные кабели проложены отдельно;
- выполнение заземляющего устройства, прокладка кабелей, экранирование произведено в соответствии с требованиями ЭМС;
- климатические условия контролируются и приняты специальные меры по предотвращению разрядов статического электричества.

Класс второй – электромагнитная обстановка средней тяжести, при которой:

- цепи питания и управления частично оборудованы помехозащитными устройствами и устройствами для защиты от перенапряжений;
- отсутствуют силовые выключатели, устройства для отключения конденсаторов, катушек индуктивности;
- электропитание устройств АСДУ осуществляется от сетевых стабилизаторов напряжения;
- имеется тщательно выполненное заземляющее устройство;
- токовые контуры разделены гальванически;
- предусмотрено регулирование влажности воздуха, материалы, способные электролизироваться трением, отсутствуют;
- применение радиопереговорочных устройств, передатчиков запрещено.

Класс третий – жесткая обстановка, при которой:

- защита от перенапряжений в силовых цепях управления не предусмотрена;
- повторного зажигания дуги в коммутационных аппаратах не происходит;
- имеется заземляющее устройство;
- силовые, контрольные и коммутационных цепей кабели разделены;
- контрольные кабели линий передачи данных, сигнализации, управления разделены;
- относительная влажность воздуха поддерживается в определенных пределах, нет материалов электризуемых трением;
- использование переносных радиопереговорочных устройств ограничено (установлены ограничения приближения к приборам на определенное расстояние).

Класс четвертый – крайне жесткая обстановка, при которой:

- защита в цепях управления и силовых контурах от перенапряжений отсутствует;
- имеются коммутационные устройства, в аппаратах которых возможно повторное зажигание дуги;
- существует неопределенность в выполнении заземляющего устройства;
- нет пространственного разделения силовых, контрольных кабелей и коммутационных цепей;
- допустимы любая влажность воздуха и наличие электролизуемых трением материалов;
- в непосредственной близости могут находиться мощные радиопередатчики;
- вблизи могут находиться дуговые технологические устройства.

Характерными источниками электромагнитных воздействий в нормальных и аварийных режимах, которые могут оказывать влияние на АСДУ на электросетевом объекте, являются:

- напряжения и токи промышленной частоты при коротких замыканиях и двойных замыканиях на землю в сетях с изолированной нейтралью в распределительных устройствах напряжением выше 1 кВ:
- импульсные токи при ударе молнии;
- электромагнитные поля радиочастотного диапазона;
- разряды статического электричества;
- магнитные поля промышленной частоты;
- импульсные магнитные поля;
- возмущения в цепях питания АСДУ постоянного и переменного тока;
- дополнительными источниками электромагнитных воздействий на электросетевом объекте, которые могут вызвать сбои в работе АСДУ, являются такие виды вспомогательного оборудования, как мощные преобразователи, сварочные аппараты, осветительные приборы, мощные тяговые механизмы, бытовые электроприборы.

## Характеристика условий эксплуатации

Таблица 30

		Класс 1	Класс 2	Класс 3	Класс 4	Класс 5
1	Система электропитания	<p>Электронные устройства подключены к защищенной системе электропитания, к которой не подключается другое оборудование или к автономной системе питания (система бесперебойного питания, преобразователь мощности).</p>	<p>Порты электропитания ТС, установленных на энергопредприятиях и на электростанциях, развязаны от силовых электрических сетей с использованием специальных трансформаторов развязки, защитных устройств и т.д.</p>	<p>Порты электропитания защищенного электронного оборудования и менее чувствительных устройств подключения непосредственно к электрическим сетям электростанций и энергопредприятий.</p>	<p>Электронные устройства и другое оборудование (в том числе, энергетическое) имеют общую систему электропитания.</p>	
2	Характеристика системы заземления	<p>ТС подсоединены к специально сконструированной системе заземления, на которую не оказывают существенного влияния силовые установки, коммутации и молниевые разряды.</p>	<p>ТС подключены с использованием разрядных заземляющих шин к системе заземления силовых энергетических установок, в которой могут возникать напряжения помех, создаваемые как коммутациями, так и молниевыми разрядами.</p>	<p>1. ТС имеют общую систему заземления с силовыми энергетическими установками, подверженную помеховым воздействиям относительно высокой амплитуды, создаваемым энергетическими установками и молниевыми разрядами. 2. В системе заземления, используются проводящие каналы, проводники заземления в кабельных желобах (соединенных с системой защитного заземления) и контура заземления.</p>	<p>ТС имеют общую систему заземления с энергетическими установками, подверженную значительным помеховым воздействиям высокой амплитуды, создаваемым энергетическими установками и молниевыми разрядами.</p>	<p>Электронные устройства не имеют распределенной системы заземления.</p>

## Характеристика условий эксплуатации

Таблица 30 (продолжение)

		Класс 1	Класс 2	Класс 3	Класс 4	Класс 5
3	Наличие средств защиты кабелей	<p>1. Все входящие в помещение кабели обеспечены средствами защиты от перенапряжений, устройствами помехоподавления.</p> <p>2. Кабели электропитания с экранами, заземленными с обоих концов, и фильтрацией подаваемого электропитания.</p>	<p>1. Имеется ограниченное число не защищенных от перенапряжений соединительных кабелей.</p> <p>2. частичное помехоподавление в цепях силового электропитания и управления, которые переключаются только с помощью реле (не контакторами).</p> <p>3. Порты электропитания и ввода-вывода подключены к экранированным кабелям.</p>	<p>1. Отсутствуют устройства помехоподавления в цепях силового электропитания и управления содержащих индуктивные нагрузки, которые переключаются только с помощью реле (не контакторами).</p> <p>2. Порты электропитания ТС подключены к неэкранированным кабелям.</p>	<p>1. Все кабели и линии обеспечены средствами защиты от перенапряжений, (первичная защита).</p> <p>2. Отсутствуют устройства помехоподавления в цепях силового электропитания и управления содержащих индуктивные нагрузки, которые переключаются как с помощью реле, так и контакторов.</p> <p>3. Порты электропитания и ввода-вывода ТС подключены к неэкранированным кабелям, проложенным на открытой местности.</p>	<p>Не принимаются меры по снижению помех.</p>
4	Характеристика способа прокладки кабелей	<p>1. Разделены линии силового электропитания (переменного и постоянного тока и управляющие и измерительные цепи.</p>	<p>1. Разделены неэкранированные кабели силового электропитания (переменного и постоянного тока) и управляющие и измерительные цепи.</p> <p>2. Порты ввода-вывода подключены к кабелям, проложенным параллельно кабелям электропитания, соответствующим рассматриваемому классу электромагнитной обстановки.</p>	<p>1. Силовые и сигнальные кабели не разнесены.</p> <p>2. Соединительные кабели могут частично прокладываться вне помещения, на открытой местности с применением экранирующих конструкций (например, металлических кожухов) и проходить вблизи шин заземления.</p>	<p>1. силовые и сигнальные кабели не разнесены.</p> <p>2. Отсутствует разделение цепей, связанных с более жестким уровнем электромагнитной обстановки от других цепей.</p> <p>3. Соединительные кабели проложены вне помещений.</p>	

## Характеристика условий эксплуатации

Таблица 30 (продолжение)

		Класс 1	Класс 2	Класс 3	Класс 4	Класс 5
4	Характеристика способа прокладки кабелей	<p>2. Порты ввода-вывода подключены к кабелям, проложенным параллельно кабелям электропитания, соответствующим рассматриваемому классу электромагнитной обстановки и не выходящим за пределы помещения для управления.</p>	<p>3. Порты ТС подключены к кабелям, соединенным с оборудованием, расположенным в помещениях управления и залах релейной защиты.</p> <p>4. Кабели, подключенные к ТС, отделены от кабелей, подключенных к электромеханическим реле, контакторам или другим устройствам, генерирующим перенапряжения, с использованием отдельных траншей, желобов, труб.</p>	<p>3. Порты ввода-вывода подключены к кабелям проложенным параллельно кабелям электропитания, соответствующим рассматриваемому классу электромагнитной обстановки.</p> <p>4. Порты ввода-вывода подключены к кабелям, не являющимся частью системы кабелей, подключенных к контакторам или другим устройствам, генерирующим импульсные помехи; вместе с тем указанные кабели могут быть проложены в общих траншеях, желобах, трубах и т.д.</p>	<p>4. Используются многопроводные кабели, являющиеся общими для электронного оборудования и устройств, генерирующих импульсные помехи.</p>	
5	Характеристика возможных уровней помех	<p>Уровень возможных коммутационных помех ограничивается помехоподавляющими устройствами.</p>	<p>Операции переключения и молниевые разряды могут создавать в системе заземления напряжения помех с не высокой амплитудой.</p>	<p>Операции переключения и молниевые разряды могут создавать в системе заземления напряжения с относительно высокой амплитудой.</p>	<p>1. Операции переключения и молниевые разряды могут создавать в системе заземления напряжения помехи со значительной амплитудой.</p>	<p>Перенапряжения, вызванные короткими замыканиями (токи до 10 кА) и молниевыми разрядами (токи до 10 кА), могут</p>

## Характеристика условий эксплуатации

Таблица 30 (продолжение)

		Класс 1	Класс 2	Класс 3	Класс 4	Класс 5
5	Характеристика возможных уровней помех				2. Меры по снижению помех не принимаются.	быть экстремально высокими, если не применены средства защиты.
6	Пример помещения	Компьютерные залы.	Помещения для средств измерения, контроля и управления на промышленном или энергетическом предприятии.	Помещения релейной защиты на подстанциях высокого напряжения.	Помещения в которых установлено силовое техническое или коммутационное оборудование.	Обстановка на ОРУ подстанции высокого напряжения.

При проектировании нового электросетевого объекта уровни электромагнитных воздействий определяют расчетным путем. При техническом перевооружении электросетевого объекта данные получают расчетно-экспериментальным путем. По результатам классификации электромагнитной обстановки (ЭМО) по видам воздействий устанавливают степень жесткости испытаний устройств АСДУ, при этом порядковые номера класса ЭМО и степени жесткости испытаний должны совпадать. В таблице 30 приведены характеристики условий эксплуатации для определения класса ЭМО.

При определении класса жесткости испытания производятся в следующем объеме:

- испытание на устойчивость к воздействию динамических изменений напряжения электропитания;
- испытание на устойчивость к воздействию микросекундных импульсных помех большой энергии;
- испытание на устойчивость к воздействию колебательных затухающих помех;
- испытание на устойчивость к воздействию наносекундных помех;
- испытание на устойчивость к магнитному полю промышленной частоты.

Испытания производятся по методикам в соответствии с РД РБ 091.10.35.300-02. Эти испытания должны производиться производителем, класс жесткости устройств АСДУ должен указываться при заказе оборудования.

При к.з. на землю в сетях с эффективно заземленной нейтралью наибольший ток промышленной частоты протекает по заземляющему устройству (ЗУ) при однофазном (двухфазном) к.з. на землю. Потенциал на ЗУ при этом распределяется неравномерно. Если значение разности потенциалов на ЗУ превысит испытательное напряжение для контрольных кабелей, подходящих к оборудованию или устройствам АСТУ, возможно обратное перекрытие изоляций кабелей или устройств. Кроме того, ток к.з., распределяясь по заземленным оболочкам, броне и экранам кабелей, вызовет повреждение кабелей, если будут превышены допустимые по термической стойкости нагрузки. Ток к.з. на землю на шинах РУ в общем случае складывается из тока к.з. от трансформаторов/автотрансформаторов (Т/АТ) и тока к.з. от системы ЭС. От места к.з. ток возвращается в нейтраль Т/АТ и ЭС через заземляющее устройство и непосредственно через землю. В сетях с изолированной нейтралью протекание большего тока по ЗУ возможно при двойном замыкании на землю. В этом случае ток протекает от точки замыкания на землю одной фазы до точки замыкания другой фазы. Распределение потенциалов на ЗУ будет аналогично тому, как при протекании тока от Т/АТ (рисунок 94).

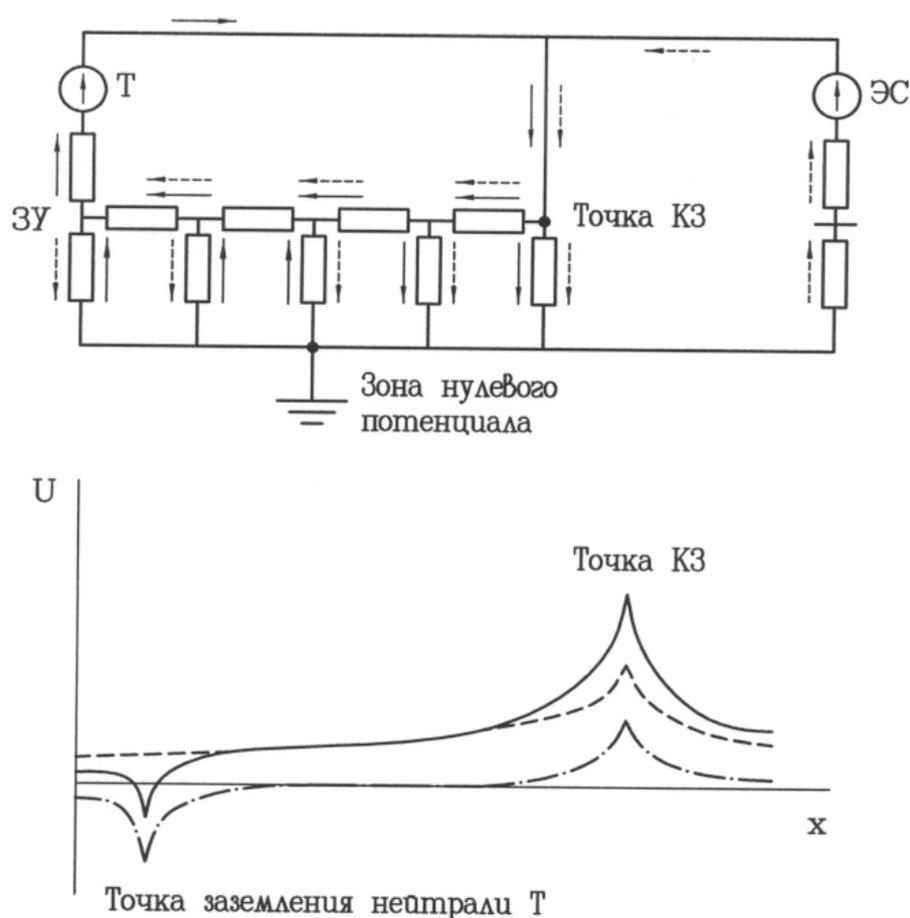


Рисунок 94. Схема растекания тока при коротком замыкании на землю и распределение потенциалов на ЗУ:  
 ——— - суммарное; - - - - от тока Т/АТ; — · — · — - от тока ЭС.

Для того чтобы определить возможные уровни воздействующих на кабели АСТУ напряжений и токов при различных замыканиях на землю, проводят измерения распределения потенциалов и токов на заземляющем устройстве при имитации этих режимов.

Имитация к.з. на землю (составляющая тока к.з. промышленной частоты) производится для наиболее опасных мест к.з. на корпус оборудования при этом измеряют распределение потенциалов по заземляющему устройству: в точке к.з., в местах установки устройств АСТУ и в местах возможного воздействия опасного напряжения на кабеле.

Имитацию к.з. проводят при помощи генератора синусоидального тока (ГСТ) и комплекта реостатов (рисунок 95). Сопротивление реостатов подбирают таким, чтобы распределение токов (в процентном соотношении), протекающих по элементам заземляющего устройства, были идентичными с распределением тока при к.з. Если напряжение, воздействующее на изоляцию кабелей и устройств, превышает допустимое значение, имитацию к.з. проводят на каждом оборудовании, к которому подходят кабели цепей вторичной коммутации. После проведения работ по снижению уровней воздействующих токов и напряжений повторно производятся работы по имитации к.з.

Возникновение импульсных помех в цепях вторичной коммутации связано со следующими воздействиями в первичных цепях:

- к.з. на землю на шинах РУ;
- коммутации разъединителями, короткозамыкателями и выключателями;
- срабатывание разрядника, ОПН.

При коммутациях (через паразитные емкости оборудования на землю) и к.з. на землю в ЗУ возникает импульсный ток высокой частоты. На оборудовании возникает скачок потенциала. Возросший потенциал с определенным коэффициентом ослабления передается по кабелям на вход устройств АСТУ. Высокочастотную составляющую тока короткого замыкания имитируют при помощи генератора высокочастотных импульсов. Для измерения выбирают цепи, где ожидается наибольший уровень помех. Такими являются цепи, для которых входное сопротивление на устройствах в нормальном режиме больше 1 кОм (например, разомкнутый контакт). Генератор высокочастотных импульсов подключается одним выходом к заземляющему проводнику оборудования, а второй выход генератора заземляют на расстоянии не менее 50 м от данного оборудования. Высокая частота обуславливает резко неравномерное распределение потенциала на ЗУ. Чем меньше удельное сопротивление грунта, тем быстрее спадает потенциал на ЗУ. При частоте 1 МГц на расстоянии 50 м от точки ввода импульсного тока потенциал падает более чем в 10 раз даже при удельном сопротивлении грунта 1 Ом·м. Необходимое расстояние между оборудованием и местом заземления второго выхода генератора определяют по таблице 31.

В заземляющий проводник оборудования подают от ГВЧИ колебательный затухающий импульс с амплитудой от 2 до 20 А и более, декрементом колебания 3 – 5 и различной частотой колебаний (не менее трех значений колеба-

ний). На реальных объектах частота колебаний импульсных помех может изменяться от десятков килогерц до десятков мегагерц.

#### Расстояние между заземлением двух выводов генератора к ЗУ

Таблица 31

Удельное сопротивление грунта, Ом·м	Необходимое расстояние до места заземления второго выхода генератора, м
<1000	50
1000 – 2000	60
2000 – 5000	60
5000 – 10000	70
10000 – 15000	80

При пересчете к реальному значению тока используют полученную зависимость для определения импульсного сопротивления на частоте, которая наиболее близка к основной частоте высокочастотной составляющей тока к.з. На входе устройств АСТУ импульсным вольтметром или осциллографом измеряют фоновое значение помех при выключенном генераторе.

Включают генератор и при фиксированных амплитуде и частоте импульса тока, проводят измерение синфазных и противофазных помех на зажимах в месте подключения кабелей к устройствам АСТУ. Одновременно с измерением помех в цепях вторичной коммутации проводят измерение потенциала на заземляющем проводнике оборудования и определяют импульсное сопротивление  $Z_{\text{имп.обор.}}$  растеканию тока как отношение максимальных значений напряжения и выходного тока генератора. Потенциал на ЗУ измеряют с помощью импульсного вольтметра относительно земли на расстоянии в соответствии с таблицей 31 в противоположном направлении от места заземления генератора. Затем рассчитывается коэффициент передачи по формуле:

$$K_{\text{пер}} = U_{330 \text{ обор}} / U_{\text{пом.имит.}} = I_{\text{имит}} Z_{\text{имп.обор.}} / U_{\text{пом.имит.}}, \quad (120)$$

где  $U_{330 \text{ обор}} = I_{\text{имит}} Z_{\text{имп.обор.}}$  – потенциал на заземляющем проводнике;

$I_{\text{имит}}$  – ток генератора;

$U_{\text{пом.имит.}}$  – напряжение помехи во вторичных цепях.

$K_{\text{пер}}$  показывает, как уменьшается амплитуда при прохождении импульса напряжения по кабелю от оборудования до устройств АСТУ.

Для каждого образца оборудования, к которому подходят кабели АСТУ, измеряют  $Z_{\text{имп.обор.}}$ . Результаты измерений помех во вторичных цепях пересчитывают к наибольшему возможному значению ВЧ-составляющей тока к.з. -  $I_{\text{вч}}$ . Реальные токи к.з. определяются расчетом или для приближенной оценки используют таблицу 32.

Наибольшие значения высокочастотной составляющей тока к.з.

Таблица 32

I <sub>вч</sub>	Номинальное напряжение подстанции							
	110		220		330		750	
	Число частей шин, подходящих к месту к.з.							
	1	4	1	4	1	4	1	4
I*	0,48	1,9	0,95	3,8	1,15	6,2	4,75	19
I**	0,55	2,2	1,1	4,25	1,8	7,0	4,4	17,6
I***	0,88	3,5	1,8	7,1	2,2	8,7	5,4	21,55

I\* - амплитуда импульса тока в заземлителе при к.з. на РУ и ОПН;

I\*\* и I\*\*\* - амплитуда импульса тока в заземлителе при к.з. в РУ с разрядниками при минимальном и максимальном значении пробивного напряжения разрядника.

Напряжение помехи определяется по формуле:

$$U_{\text{помех}} = I_{\text{вч}} Z_{\text{имп.обор.}} / K_{\text{пер}} \quad (121)$$

Полученное значение сравнивают с допустимым для устройств значением. Результаты измерений импульсного сопротивления используют для определения возможности обратного перекрытия с заземления оборудования на вторичные цепи. Перекрытие наиболее вероятно на контактах клеммника, к которому присоединены вторичные цепи. Пробивное напряжение межконтактной изоляции типовых клеммников при импульсном воздействии на частоте выше 100 кГц составляет не менее 10 кВ. Условием отсутствия обратного перекрытия является  $U_{\text{заз.обор.}} < 10 \text{ кВ}$ .

При коммутации первичного оборудования и при к.з. на шинах РУ протекают импульсные токи. Электромагнитные поля от этих токов создают импульсные помехи в цепях вторичной коммутации. Наибольший уровень помех при к.з. на шинах РУ. Для проведения измерений из всех видов кабелей, проходящих по рассматриваемому участку трассы, выбирают по 1 - 2 образца наиболее длинных кабелей: с экраном, без экрана в оболочке. Кабели выбирают таким образом, чтобы в них имелись либо свободные жилы, либо рабочие жилы, у которых нагрузка со стороны устройства имеет сопротивление более 1 кОм. Вдоль кабельных трасс прокладывают контрольные провода. Контрольные кабели прокладывают по поверхности грунта рядом с каналом или лотком таким образом, чтобы длина провода была примерно равна длине кабеля. Параллельно выбранному участку кабельной трассы (на расстоянии не менее 5 м от контролируемого провода) на высоте 1 – 1,5 м подвешивают провод, моде-

лирующий шины ВН. К этому проводу подключают генератор высокочастотных импульсов. На контрольном проводе и на выбранных кабелях при выключенном генераторе в месте установки устройств АСТУ измеряют фоновые значения напряжения помех импульсным вольтметром. Включают генератор и при фиксированных амплитуде и частоте колебаний импульса тока проводят измерения наведенных помех на контрольном проводе  $U_{\text{пров}}$  и на выбранных кабелях  $U_{\text{цепи}}$ . Отношение  $U_{\text{пров}}/U_{\text{цепи}}$  является общим коэффициентом экранирования  $K_{\text{экр}}$ , который показывает во сколько раз, по сравнению с одиночным проводом, излучаемая помеха ослабляется соседними жилами в кабеле, соседними кабелями в кабельном канале, металлоконструкциями кабельного канала, экранами и оболочками кабеля.

При ударе молнии в объект, в результате воздействия электромагнитного поля, в контрольных кабелях наводятся импульсные помехи. Ток молнии, протекающий по ЗУ, создает высокий потенциал на земле и может вызвать обратные перекрытия изоляции контрольных кабелей.

При имитации удара молнии в здания и сооружения генератор импульсов тока переключают к молниеприемнику по верху здания и к электроду в земле на расстоянии не менее 20 м от здания. Осуществляют имитацию удара молнии в молниеприемник и измеряют потенциалы в здании относительно точки, удаленной от здания на расстоянии не менее 20 м в направлении, противоположном от точки заземления генератора. Измерение производят при двух и более различных импульсах тока со временем фронта импульса тока, отличающихся более чем в 3 раза в диапазоне 0,25 – 10 мкс.

Электромагнитные поля радиочастотного диапазона от 1 до 1000 МГц производится в местах установки устройств АСТУ.

Наиболее часто встречающаяся форма возникновения электростатических зарядов – электризация трением. На действующих объектах для устройств АСТУ наиболее вероятным источником статического электричества является персонал, обслуживающий эти устройства. Оценку наибольшего электростатического потенциала тела человека производят путем непосредственных измерений. При этом измеряют диэлектрические покрытия пола в помещении, где установлены устройства АСТУ и оценивают диапазон изменения влажности воздуха в помещении. Измерение потенциала человека (оператора) производят электростатическим вольтметром. Для расширения диапазона измерения используют емкостной делитель. На рисунке 95 приведена схема измерений и кривые зависимости потенциала от относительной влажности. Потенциал  $U_{\text{ТО}}$  тела оператора определяется по формуле:

$$U_{\text{ТО}} = [(C_1 + C_2) / C_1] U_V, \quad (122)$$

где  $C_1$  – суммарная емкость вольтметра, соединительного кабеля и оператора (верхнего плеча делителя), мкФ;

$C_2$  – емкость нижнего плеча делителя;

$U_V$  – показания вольтметра, кВ.

Расчет удельного поверхностного и объемного сопротивления ( $P_s$ , Ом) и ( $P_v$ , Ом) производят по формулам:

$$P_s = \frac{\pi(D+q)R_s}{q}, \quad (123)$$

$$P_v = \frac{\pi(D+q)^2}{U t}, \quad (124)$$

где  $P_s$  – измеренное поверхностное сопротивление, Ом;

$P_v$  – измеренное объемное сопротивление, Ом;

$D$  – диаметр потенциального электрода, м;

$q$  – зазор между потенциальным и измерительным электродами, м;

$t$  – толщина напольного покрытия.

По результатам измерений поверхностного сопротивления напольного покрытия делается приближенная оценка возможного потенциала тела человека, перемещающегося по полу при относительной влажности не менее 60 %. Данные приведены в таблице 33.

Усредненное значение возможного потенциала тела человека по измеренному поверхностному сопротивлению

Таблица 33

Удельное поверхностное сопротивление, Ом	$10^{10}$	$2 \cdot 10^{10}$	$3 \cdot 10^{10}$	$4 \cdot 10^{10}$
Потенциал тела человека, кВ	2	4	6	8

По результатам измерений объемного сопротивления напольного покрытия делается приближенная оценка потенциала тела человека, перемещающегося по полу при относительной влажности не более 60 %.

Усредненное значение возможного потенциала тела человека по измеренному объемному сопротивлению

Таблица 34

Удельное объемное сопротивление, Ом·м	$2,5 \cdot 10^8$	$5 \cdot 10^8$	$7 \cdot 10^8$	$10^9$
Потенциал тела человека, кВ	2	4	6	8

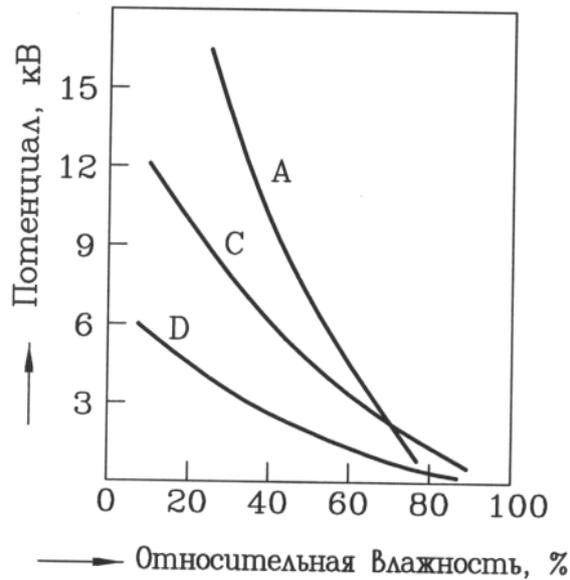


Рисунок 95. Зависимости потенциала зарядов статического электричества человека от относительной влажности воздуха: А – при движении по резиновому коврику на расстояние 6 м; С – при движении по виниловому полу на расстояние 6 м; D – при вставании со стула.

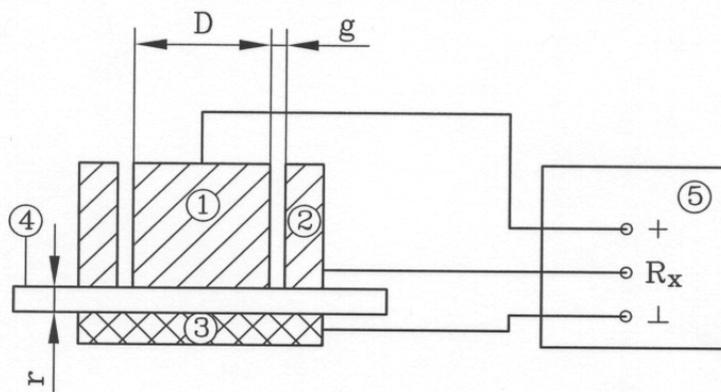


Рисунок 96. Схема измерений поверхностного и объемного сопротивления полимерного диэлектрика:  
 1 – потенциальный электрод; 2 – измерительный электрод; 3 – охранный электрод; 4 – образец полимерного диэлектрика; 5 – тераомметр Е6-13.

Непосредственное измерение напряженности магнитного поля частотой 50 Гц производят в нормальных условиях при помощи измерителя магнитного поля в местах установки устройств АСДУ, на РУ вдоль трассы прокладки кабелей. Для режимов к.з. на шинах уровень напряженности магнитных полей определяют по формуле:

$$H = I_K / 2\pi r, \quad (125)$$

где r - расстояние от шин, по которым проходит ток к.з., м.

Импульсные помехи в цепях постоянного и переменного тока измеряют подключением измерительной аппаратуры к цепям питания по противофазной схеме (провод – провод) и, при необходимости, по синфазной схеме (провод – земля). Измерения производят при срабатывании реле, автоматических выключателей в цепях питания, при коммутации в силовых сборках, на щитах собственных нужд, при срабатывании приводов (электромагнитных) выключателей.

Для снижения уровня ЭМО рекомендуется: прокладка дополнительных проводников от оборудования к магистральным заземлителям, наиболее эффективная связь при четырех параллельных связях. Если это не дает эффекта, уменьшают общее сопротивление ЗУ.

Для снижения токов в экранах, оболочках и броне кабелей прокладывают параллельно кабельной трассы дополнительные заземлители на расстоянии 0,5 – 1,0 м от кабельного канала или лотка:

- применяют экранированные кабели с заземлением экранов с двух сторон;
- заземляют цепи напряжения на релейном щите (если это можно по техническим условиям) или смещают место заземления на некоторое расстояние от оборудования высокого напряжения и порталов;
- на входе устройств устанавливают ОПН;
- если уровень потенциала тела человека превышает допустимое значение, применяют антистатическое напольное покрытие или устанавливают систему увлажнения;
- применять отдельное питание устройств АСТУ;
- применять специальные фильтры.

Для снижения уровня ЭМО необходимо выполнять следующие дополнительные требования к ЗУ:

- силовое оборудование устанавливают вблизи узла сетки заземлителя;
- для электросетевого объекта к КРУЭ, заполненным элегазом необходимо создать эквипотенциальную сеть заземления, или общую плоскость нулевого потенциала. Плоскость нулевого потенциала обеспечивает непрерывная стальная сетка, залитая бетоном в полу, на одном или нескольких уровнях;
- в помещениях КРУЭ стальные прутья, внедренные в армированный бетон, используют для создания сетки, если размер ячейки не превышает 5х5 м. Размер ячейки сетки заземления не более 2х2 м;
- кабельные лотки из проводящих материалов заземляются на обоих концах и в местах пересечения;
- в релейном отсеке и ОПУ шины заземления образуют замкнутую петлю, которую соединяют с заземлителем не менее чем двумя связями. На входе заземления в ОПУ необходимо устройство сосредоточенного заземлителя;
- если антенный фидер связи входит в здание на уровне крыши, то его заземление прокладывают выше оборудования;
- контрольные кабели располагают как можно дальше от источников ЭМО, в частности избегают прокладки параллельно с шинами высокого напряжения и вблизи них, а также вблизи молниеотводов, емкостных трансформато-

ров напряжения, ОПН. Если расстояние от молниеотвода до кабельного канала менее 5 м, то необходимо выполнить полосу «перехвата»;

- силовые и контрольные кабели АСТУ прокладывают либо в разных кабельных каналах, либо на расстоянии не менее 0,25 м;

- в одном контрольном кабеле (пучке неэкранированных кабелей) недопустимо прокладывать цепи, по которым передают сигналы различных типов;

- недопустима передача одного сигнала по жилам разных кабелей;

- в зданиях кабельные лотки прокладывают вблизи шин заземления, изготавливать их предпочтительно из металла и заземлять их необходимо с двух сторон;

- экраны силовых и контрольных кабелей следует заземлять с обеих сторон. Исключением из этого правила являются случаи, если ожидается протекание по экранам кабелей больших токов при к.з., если цепь используется для передачи низкочастотных сигналов низкого уровня и существует значительная несимметрия кабеля по отношению к экрану или земле. Все цепи экранированного кабеля должны заземляться на том же конце.

#### Классификация типовых сигналов в порядке уменьшения чувствительности к внешним возмущениям

Таблица 35

№ п/п	Вид сигнала	Обычный уровень	Типичный частотный диапазон
1a	Цифровой высокоскоростной сигнал низкого уровня, например, RS422/V11, G703, Ethernet	0,1 – 5 В	>20 кГц
1b	Широкополосный аналоговый сигнал, например от измерителей потока нейтронов.	10 мкВ – 1 В	<10 МГц
2a	Цифровой низкоскоростной сигнал низкого уровня, например от импульсных генераторов для измерений скорости или положения, RS232/V28.	<20 В	<20 кГц
2b	Аналоговый низкочастотный сигнал низкого уровня, например от датчиков измерения температуры или вибрации.	<1 В	<1 кГц
3a	Дискретные сигналы среднего уровня, например сигналы управления или указания.	>10 В	<100 Гц
3b	Аналоговые сигналы среднего уровня, например от датчиков технологического контроля.	1 – 10 В, 4 – 20 мА	<100 Гц
4a	Дискретные сигналы высокого уровня, например сигналы управления выключателями и разъединителями.	>50 В	<100 Гц
4b	Аналоговые сигналы высокого уровня от трансформатора тока и напряжения.	>10 В, >20 мА	<1 Гц

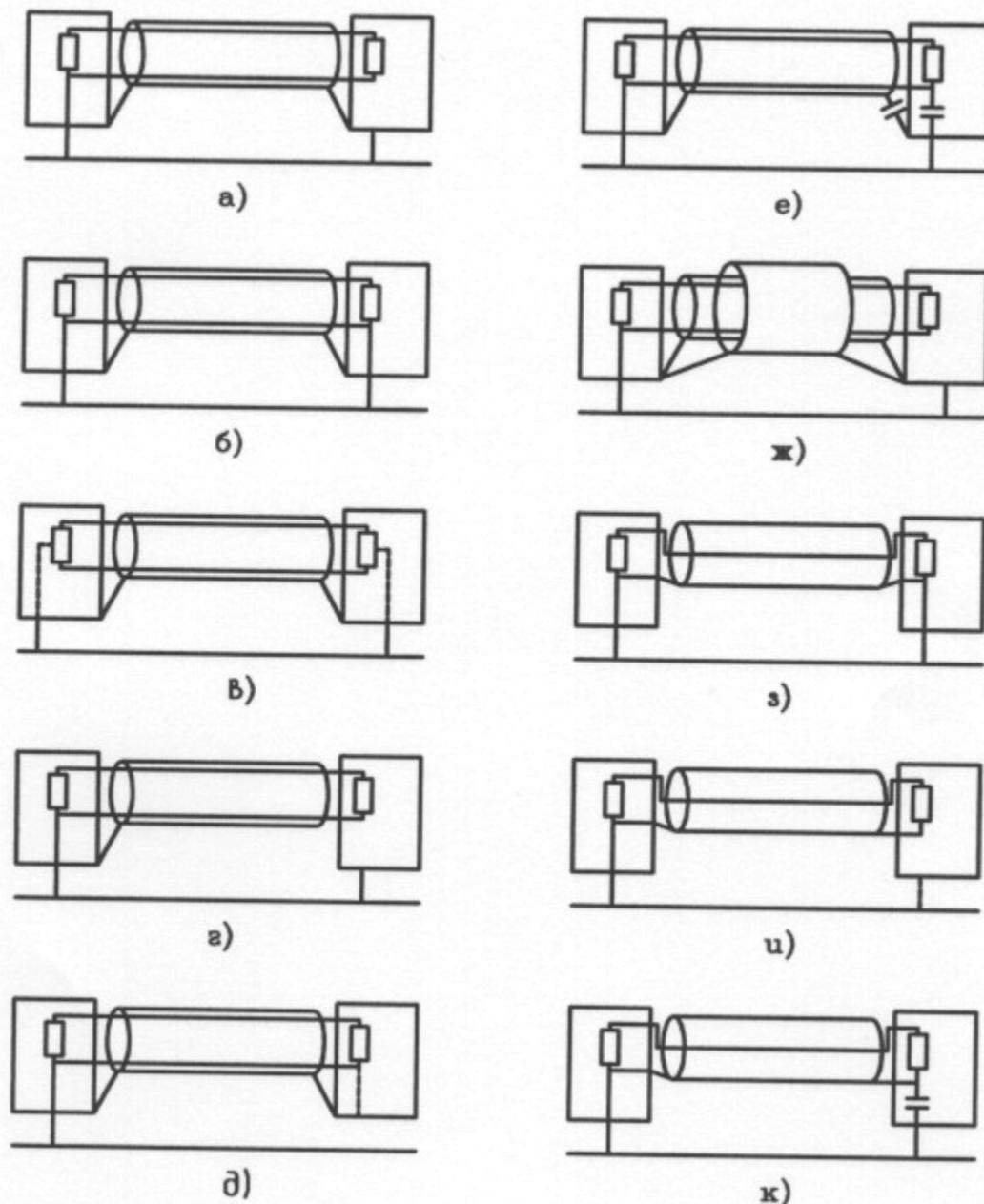


Рисунок 97. Практические способы заземления контрольных жил и экранов кабелей:

а – хорошее заземление для ослабления высокочастотных помех и плохое при несимметричных цепях, чувствительных к низкочастотным помехам; б – хорошее для высокочастотных цепей с выравненным опорным потенциалом и плохое при значительных продольных низкочастотных помехах; в – хорошее для ослабления помех во всем диапазоне частот; г, д – хорошее для передачи сигналов низкой частоты и плохое при значительных синфазных помехах; е – хорошее для ослабления помех высокой и низкой частоты; ж - обеспечивает хорошую защиту от помех во всем диапазоне частот; з – хорошее для цепей с сигналами СВЧ при качественной сети заземления и плохое при наличии значительных продольных возмущений; и – хорошее для коротких цепей с сигналами СВЧ; к – хорошее экранирование помех высокой частоты.

На рисунке 97 приведены области применения различных способов заземления жил и экранов кабелей. В таблице 35 приведена классификация типовых сигналов.

Схема на рисунке 97а – это наиболее часто рекомендуемый способ, при котором сигнальные цепи заземлены на одном конце во избежание появления помех промышленной частоты, а экран заземлен на обоих концах для наилучшего снижения высокочастотных помех. Данная схема широко используется для подключения оборудования на РУ (сигналы 4 таблицы 35) и для подключения кабелей с сигналами управления или цифровыми сигналами среднего уровня на электростанциях (сигналы 3 таблицы 35). Схема не подходит для подключения кабелей с чувствительными сигналами низкой частоты (2 б таблицы 35) в асимметричных (несимметричных) цепях, она также мало подходит высокоскоростных цифровых цепей (сигнал 1а таблицы 35).

Схема 97б пригодна для подключения, как экрана, так и сигнальной жилы. Заземление выполняется с двух сторон. Данная схема заземления наилучшая для высокочастотных цепей (сигнал 1 таблицы 35), но требует хорошей сети заземления, которая может быть в сетях малых размеров, расположенных в одном здании. Если по цепи передаются сигналы низкой частоты или ожидается появление значительных потенциалов заземлителя на низких частотах, то эту схему применять не следует.

Схема 97в используется для цепей дистанционного управления. Экран кабеля заземлен с двух сторон и обеспечивает экранирование от продольных возмущений. Единственным практическим способом уменьшения низкочастотной помехи в данной схеме является обеспечение значений продольных сопротивлений проводников (с учетом обратного провода в земле), много больших, чем сопротивление нагрузки. Так как активная составляющая данного сопротивления обычно очень мала, увеличению поддается только индуктивная составляющая, например, при помощи надетого на проводник кольца из магнитного материала. Данная схема позволяет избавиться от помех во всем диапазоне частот.

Схемы 97г и 97д – это обычные схемы соединения для передачи сигналов низкой частоты (2а таблицы 35) при наличии низкочастотных возмущений. Схема 97д с незаземленным корпусом электрооборудования обеспечивает большую помехозащищенность, но не обеспечивает требований по ТБ.

В схеме 97е ослабление механизма связи между токами низкой и высокой частоты достигается за счет конденсаторов, позволяющих получить снижение помех высокой частоты за счет двойного заземления без опасения появления противофазных помех низкой частоты вследствие несимметричности сети.

Схема 97ж объединяет в себе достоинство схем 97а и 97г, обеспечивая хорошую защиту от помех во всем диапазоне частот. Поэтому схема может быть использована для передачи низкочастотных сигналов низкого уровня (2в таблицы 35).

Схема 97з – с коаксиальным кабелем и заземлением на обоих концах используется для передачи сигналов высокой частоты оборудованию, не подвер-

женному воздействию помех низкой Ии высокой частоты, в частности радиооборудованию, работающему в диапазоне СВЧ.

Схема 97и с коаксиальным кабелем и заземлением на одном конце применяется везде, где токи помех низкой частоты по внешнему проводнику могут повлиять на полезный сигнал.

Схема 97к, подобно схеме 97е, обеспечивает хорошее экранирование высоких частот без вредных воздействий, связанных с протеканием токов низкой частоты.

При диагностике состояния заземляющего устройства производится проверка на соответствие требованиям ЭМС, исходя из того, что:

- потенциал заземляющего устройства при коротком замыкании не должен превышать допустимого значения;
- разность потенциалов между РЩ и местом короткого замыкания не должна превышать испытательного значения для изоляции контрольных кабелей вторичной коммутации;
- уровни импульсных помех, связанных с подъемом потенциала при коммутациях силового оборудования и ударах молнии, не должны превышать допустимых для аппаратуры значений;
- силовое оборудование, помещения релейных щитов, щиты управления и комнаты (здания) связи подсоединяют к заземляющему устройству. Проводники, заземляющие оборудование, должны иметь возможно меньшую длину. Не допускается последовательное соединение заземления различного оборудования. Все проводники заземления соединяют в местах взаимного пересечения. Кабельные лотки и кабель – раст из проводящих материалов заземляют на обоих концах и при пересечении с другими металлическими элементами;
- в зданиях, содержащих электронную и микропроцессорную аппаратуру, прокладывают шины заземления вдоль стен помещения на уровне пола. Шины заземления образуют замкнутую петлю, которую соединяют с заземлителем не менее чем двумя проводниками того же сечения, расположенными на небольшом расстоянии друг от друга;
- параллельно с кабельным каналом (лотком), проходящим по территории ОРУ, прокладывают горизонтальную шину заземлителя на расстоянии не более 1 м;
- присоединение экранов кабелей выполняют к шине заземления, либо к корпусам металлических шкафов в месте входа кабелей. Длина проводника, соединяющего экран и корпус оборудования должна быть наименьшей. Экран или трубу, используемые в качестве экрана, заземляют по всему их периметру. Сечение проводников для заземления экрана выбирают не меньше сечения экрана;
- концы заземляющих проводников присоединяют к чистой металлической поверхности, поверхность контактов покрывают защитным покрытием, предотвращающим коррозию. Применение разнородных материалов для осуществления аппаратов или систем к заземляющему устройству не рекомендуется;

- лоток должен представлять единую металлическую конструкцию, в которой обеспечена непрерывность металлических соединений, сваривают места стыка отдельных частей лотка по периметру.

## Список используемой литературы

1. РД 34.21.112-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений.
2. СО 153-34.21.122-2000. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций.
3. А.А. Дульзан, И.И. Каляцкий. Грозозащита линий электропередачи. Томск 1985 г.
4. СН-305-98. Указания по проектированию и устройству молниезащиты зданий и сооружений.
5. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений.
6. Руководящие указания по защите электростанций подстанций 3 – 500 кВ от прямых ударов молнии и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи. Москва 1975 г.
7. А.М. Богатенков, Ю.И. Бочаров, Н.И. Гумерова и др. Техника высоких напряжений. Энергоатомиздат. 2003 г.
8. ИК.000.000.000. РЭ. Измерительный комплекс для определения сопротивления контуров заземления. «ИК-1» Руководство по эксплуатации.
9. Ф.Х. Хамелов, Г.А. Евдокунин, В.С. Поляков и др. Защита сетей 6 – 35 кВ от перенапряжений. Энергоатомиздат. 2003 г.
10. ТИ-34-70-070-87. Типовая инструкция по компенсации емкостного тока замыкания на землю в электрических сетях 6 – 35 кВ.
11. Международная научно-техническая конференция «Перенапряжения и надежность эксплуатации электрооборудования. Выпуск 2,3. Санкт-Петербург 2003, 2004 гг.
12. Ограничение перенапряжений и режимы заземления нейтрали сети 6 – 35 кВ. Труды второй, третьей, четвертой всероссийской научно-технической конференции. Новосибирск 2002, 2003, 2004 гг.
13. МУ 34-70-463-87. Методические указания по предотвращению феррорезонанса в распределительных устройствах 110 – 500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями, содержащими емкостные делители напряжения.
14. И 34-70-021-85. Инструкция по эксплуатации средств защиты от перенапряжений.
15. СО 091110.20.172-04. Временные методические указания по переводу сетей 6 – 35 кВ Белорусской энергосистемы с режима изолированной нейтрали на режим заземления нейтрали через резистор.
16. Ф.Г. Алиев, К.Б. Демьяненко, Н.П. Домречев. Влияние старения защитных аппаратов на надежность грозозащиты подстанций 35 - 500 кВ. Санкт-Петербург. 2002 г.
17. Руководящие указания по ограничению токов однофазных коротких замыканий в электрических сетях 110 – 220 кВ энергосистем. Союзтехэнерго. Москва. 1985 г.

18. Д.В. Шишман, А.И. Бронфман, В.И. Пружинина. Вентильные разрядники высокого напряжения. Энергия. Ленинградское отделение. 1971 г.
19. ГОСТ Р-52725-2007. Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ. Москва. Стандартиформ. 2007 г.
20. А.Ф. Дьяков, Б.К. Максимов, Р.К. Борисов, А.В. Жуков. Электромагнитная совместимость в электроэнергетике и электротехнике. Энергоатомиздат. 2003 г.
21. РД РБ 091.10.35.300-02. Методические указания по испытаниям устройств контроля, автоматики и защит на устойчивость к электромагнитным помехам.
22. ГОСТ Р 51317.6.5-2006. Устойчивость к электромагнитным помехам технических средств, применяемых на электростанциях и подстанциях.