

621.31  
727

**ПЕРЕ-  
НАПРЯЖЕНИЯ  
В СЕТЯХ  
6-35 кВ**



~~Е 19~~ ~~до 19.12.08.~~  
1435 ~~до 1.05.10.~~  
00923 ~~до 28.01.13~~  
00923 ~~до 28.02.13~~

В СЕТЯХ  
«Б»  
В СЕТЯХ  
«Б»

~~2746~~ ~~до 6.04.04~~  
~~441028.05.08~~  
~~95942~~ ~~до 2.01.08~~  
~~00923~~ ~~до 11.05.13~~

1-0604

Ф. А. ГИНАУЛЛИН  
В. Г. ГОЛЬДАШТЕЙН  
А. А. АУЛЬЗОН  
Ф. Х. ХАЛИЛОВ

**ПЕРЕ-**  
**НАПРЯЖЕНИЯ**  
**В СЕТЯХ**  
**6-35 «Б»**



МОСКВА  
ЭНЕРГОАТОМИЗДАТ  
1989

Б21.31

ББК 31.279.1

П127

УДК 621.316.1.027.7.015.38

НИИГУАНПТ.А.Ф.  
ИНСТИТУТ КОЛ.Т.В.  
НОДГУ.Д.А.А.  
ВОЛНОВ.Х.Х.Ф.

#### ПРЕДИСЛОВИЕ

Развитие промышленности и всесторонняя электрификация сельского хозяйства, а также быта населения вызвали интенсивное развитие электрических сетей средних классов напряжения. Общая мощность этих сетей превышает 3 млн. км, а количество трансформаторных подстанций в них — около миллиона штук.

Энергетической программой СССР на длительную перспективу в качестве одной из важнейших определена задача повышения надежности и снабжения народного хозяйства. Нарушение надежности и, как следствие, перерывы в электроснабжении в зависимости от вида потребной приводят к различным нежелательным последствиям и в том же к значительному социальному и материальному ущербу.

Поскольку большинство потребителей получает питание через сети 6—35 кВ, имеющие меньшую надежность, чем сети более высоких классов напряжения, то большая часть перерывов электроснабжения потребителей по количеству и по длительности приходится при проведении элементов этих сетей. Это справедливо как для СССР, так и других стран. К примеру, в Японии на ВЛ 11—33 кВ приходится 38% перерывов и 77% отключений линий всех классов напряжения в Великобритании на ВЛ 2—33 кВ приходится 77% перерывов электрических сетей [2].

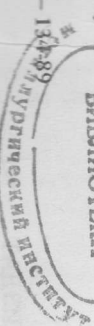
**Перенапряжение в сетях 6—35 кВ / Ф.А. Гиндулбекия [2].**  
П 27 В.Г. Гольдштейн, А.А. Дульзон, Ф.Х. Халипов. — М.: Гостомиздат, 1989. — 192 с.: ил.  
ISBN 5-283-01000-7

В книге рассматриваются атмосферные и внутренние перенапряжения, возникающие на изолированных воздушных и кабельных линиях, подстанций сетей 6—35 кВ с изолированной и резонансно-заземленной нейтралью. Для всех видов перенапряжений изложены способы их измерения, методы расчета, результаты испытаний в сетях, способы защиты от перенапряжений. Приведены сопоставления расчетных и эксплуатационных данных и даны рекомендации по повышению надежности работы сетей 6—35 кВ.

Для инженеров-технических работников, занятых проектированием и эксплуатацией электрических сетей 6—35 кВ.

БИБЛИОТЕКА

П 2202050000-415  
051(01)-89



ББК 31.279.1

© Энергоатомиздат, М.

532645

ББК 31:279.1  
П27  
УДК 621.316.1.027.7.015.38

Б.21.31

Рецензент канд. техн. наук В. В. Базулкин

П 27  
Перенапряжение в сетях 6—35 кВ / Ф. А. Гиндулабджения [2].  
В. Г. Гольдштейн, А. А. Дульзон, Ф. Х. Халилов. — М.:  
Гостомиздат, 1989. — 192 с.: ил.  
ISBN 5-283-01000-7

В книге рассматриваются атмосферные и внутренние перепады, возникающие на изолированных воздушных и кабельных линиях, подстанций сетей 6—35 кВ с изолированной и резонансно-застойной нейтралью. Для всех видов перенапряжений изложены физические основы явления, методика расчета, результаты экспериментов, карта явления, методика расчета, результаты экспериментов в сетях, способы защиты от перенапряжений. Приведены примеры в расчетах и эксплуатационных данных и даны рекомендации по повышению надежности работы сетей 6—35 кВ. Для инженерно-технических работников, занятых проектированием и эксплуатацией электрических сетей 6—35 кВ.

2202050000-415  
051 (01) .89  
132-89  
Инженерно-технический институт  
ВИБЛИОТЕКА

ISBN 5-283-01000-7  
532645

© Энергосотопстрой

### ПРЕДИСЛОВИЕ

Развитие промышленности и всесторонняя электрификация сельского хозяйства, а также быта населения вызвали интенсивное развитие электрических сетей средних классов напряжения. Общая протяженность этих сетей превышает 3 млн. км, а количество трансформаторных подстанций в них — около миллиона штук.

Энергетической программой СССР на длительную перспективу в качестве одной из важнейших определена задача повышения надежности снабжения народного хозяйства. Нарушение надежности и, как следствие, перебои в электроснабжении в зависимости от вида потребителей приводят к различным неблагоприятным последствиям и в том числе к значительному социальному и материальному ущербу.

Поскольку большинство потребителей получает питание через сети 6—35 кВ, имеющие меньшую надежность, чем сети более высоких классов напряжения, то большая часть перебоев электроснабжения потребителей по количеству и по длительности происходит при повышении элементов этих сетей. Это справедливо как для СССР, так и других стран. К примеру, в Японии на ВЛ 11—33 кВ приходится 38% перебоев и 77% отключений линий всех классов напряжения в Великобритании на ВЛ 2—33 кВ приходится 77% перебоев электрических сетей 110 кВ и более надежность обеспечивается очень дорогим резервированием. Что касается сетей 6—35 кВ, их достигают полно и ярко охарактеризовано Ф. А. Лихачевым [3]: «Основным недостатком распределительных сетей 6—35 кВ перед сетями высокого напряжения является их работоспособность при длительных замыканиях напряжения, возникающих на землю. Это свойство должно поддерживаться всеми существующими методами и средствами, поскольку позволяет эксплуатационному персоналу определить, выделить и отградить место повреждения линии, а также создать временную схему электропитания потребителей без их обесточивания».

Важное преимущество заключается в том, что сети 6—35 кВ работают с изолированной или резонансно-застойной нейтралью. Это обстоятельство, в свою очередь, приводит к появлению специфических особенностей как по видам и характеру протекающих переходных процессов (перенапряжений), так и по их последствиям и методам ликвидации.

Вместе с тем до настоящего времени в СССР научно-исследовательские и проектные организации, занимающиеся вопросами перенапряжений, основное внимание уделяют сетям сверхвысокого и ультравысокого напряжений. В опубликованных за последние годы книгах по технике высоких напряжений и электрических сетям 6–35 кВ вопросам грозовых и внутренних перенапряжений уделено мало места. Предлагаемая книга призвана в какой-то мере восполнить этот пробел.

В гл. 1 рассмотрены вопросы, связанные с режимом нейтрали сетей 6–35 кВ, уровнем изоляции, а также приведены данные по их аварийности. В гл. 2 более подробно рассмотрена аварийность, которая обусловлена грозовыми и внутренними перенапряжениями, в гл. 3 — теории и методы расчета грозовых перенапряжений на воздушных линиях. В гл. 4 изложены результаты исследований грозовых перенапряжений на подстанциях, в гл. 5 — теории и результаты измерений внутренних перенапряжений в сетях 6–35 кВ, а в гл. 6 — вопросы защиты сетей 6–35 кВ от перенапряжений. Авторы стремились изложить материал в наиболее простой и наглядной форме, чтобы сделать книгу полезной для широкого круга инженерно-технических работников, занимающихся проектированием и эксплуатацией сетей 6–35 кВ.

Главы 1, 2, 6 написаны авторами совместно, гл. 3 написана Ф. А. Гиндулиным совместно с А. А. Дулягоном, гл. 4 — Ф. Х. Халиповым, гл. 5 — Ф. Х. Халиповым совместно с В. Г. Гольдштейном.

В организации и проведении исследований участвовали инженеры-исследователи ряда энергосистем, ДПИ имени М. И. Калинина, Курьяновского политехнического института и НИИ высоких напряжений при Голкомполитехническом институте. Им авторы приносят свою глубокую признательность.

Авторы благодарны редактору канд. техн. наук В. В. Базуткину, что замечания по многим способностям улучшению рукописи.

Отказы о книге, критические замечания и пожелания просьба направлять по адресу: 113114, Москва, М-114, Шолоховая наб., 10, Энергоинформат.

*Авторы*

*Глава первая*

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕТЕЙ 6–35 КВ

### 1.1. Заземление нейтрали в сетях 6–35 кВ

**Общие соображения.** Схема рабочего заземления нейтрали является одним из основных факторов, определяющих свойства сети при внутренних и грозовых перенапряжениях.

Выбор способа заземления нейтрали связан главным образом с особенностями системы при замыкании на землю и представляет собой комплексную проблему, которая затрагивает вопросы не только перенапряжений, но также и релейной защиты, влияния на линии связи, выбора аппаратуры и т. д. [4].

Каждый способ заземления нейтрали имеет свои преимущества и недостатки. Их оценка всегда носит несколько субъективный характер и определяется сложившимися традициями, поэтому в разных странах в разные годы применялись различные способы заземления нейтрали. В Западной Европе заземление нейтрали через дуготгасящие аппараты нашло широкое применение в сетях до 110 кВ и даже более. В США, напротив, предпочтение было отдано глухому заземлению нейтрали электрических систем. Однако в дальнейшем в Европе в сетях 110 кВ и выше получило распространение глухое заземление нейтрали, а в США в сетях среднего напряжения нашла применение изолированная нейтраль. К сожалению, в статье зарубежных авторов зачастую не указывается режим нейтрали, что затрудняет сопоставление опыта эксплуатации зарубежных и отечественных сетей. В Советском Союзе сети с напряжением 110 кВ и выше работают с эффективно-заземленной нейтралью, а сети 35 кВ и ниже — в режиме с изолированной нейтралью либо с нейтралью, заземленной через настроенную индуктивность.

Как известно, большая часть замыканий на землю возникает на воздушных линиях электропередачи в результате импульсного перекрытия изоляции при грозовых разрядах с последующим переходом импульсного перекрытия в дуговой разряд. Поэтому принятый способ заземления нейтрали должен в первую очередь обеспечивать наиболее быструю ликвидацию дуги замыкания на землю по возможности без нарушения электроснабжения потребителей.

**Замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью.** Рассмотрим простейшую трехфазную систему, в которой произошло замыкание на землю одной из фаз (например, фазы С на рис. 1.1). Для простоты положим, что емкости фаз на землю равны:  $C_A = C_B = C_C = C$ .

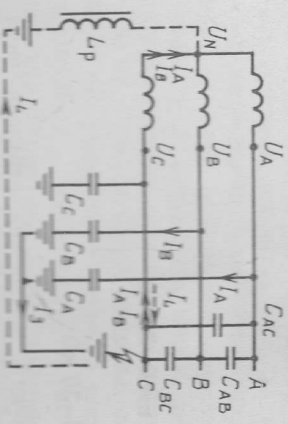


Рис. 1.1. Эквивалентная схема однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью

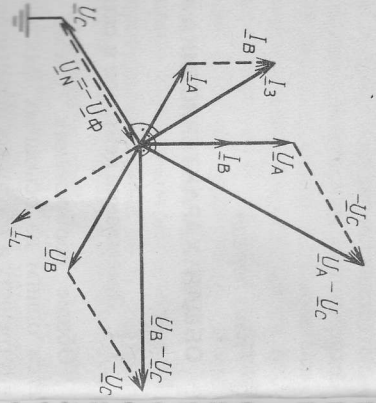


Рис. 1.2. Векторная диаграмма напряжений и токов в схеме рис. 1.1.

Ток  $I_A$  протекает под действием напряжения  $(U_A - U_C)$  и равен:  
 $I_A = \sqrt{3}U_{\phi} \omega C$   
 в ток  $I_B$ , протекающий под действием напряжения  $(U_B - U_C)$ , равен:  
 $I_B = \sqrt{3}U_{\phi} \omega C$

Геометрическое сложение токов  $I_A + I_B$  (рис. 1.2) дает суммарный ток замыкания на землю:

$$I_A = 3U_{\phi} \omega C$$

В сетях с небольшой протяженностью линии при изолированной нейтральной ток однофазного замыкания составляет всего несколько ампер. Дуга при таких токах окладывается неустойчивой и через некоторое

Таблица 1.1. Допустимая протяженность сети с изолированной нейтралью

Класс напряжения, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Допустимый ток замыкания на землю, А	Частичная емкость фазы на землю (средние значения), нФ/км	
			воздушной сети	кабельной сети
3	3,5	30 (10)	4	250
6	6,9	30 (10)	4	250
10	11,5	20 (10)	4	170
15	17,3	15 (10)	4	170
20	23	15 (10)	5	270
35	40,5	10	5	200

Примечание: Цифры в скобках — для линий, имеющих железобетонные и

предм. самостоятельно гаснет. Поэтому в таких сетях изолированная нейтраль обеспечивает нормальную работу при наиболее распространенном виде нарушения — однофазных замыканиях на землю.

С ростом рабочего напряжения, увеличением протяженности линий емкостный ток замыкания на землю может возрасти до десятков и даже сотен ампер. Дуга замыкания на землю при таких токах может гореть длительно, причем, как правило, она перебрасывается на соседние фазы и однофазное замыкание переходит в двух- или трехфазное. Очевидно, что работа с изолированной нейтралью в таких условиях неприемлема. Поэтому необходима по возможности быстрая ликвидация дуги. Это может быть достигнуто за счет компенсации тока однофазного замыкания на землю путем заземления нейтрали через дуготасящий реактор индуктивностью  $L_p$  (см. рис. 1.1).

**Компенсация емкостного тока замыкания на землю.** По требованиям Правил устройства электроустановок [5] компенсация емкостного тока в нормальных режимах:

в сетях 3–20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на ВЛ, и во всех сетях 35 кВ — более 10 А;

в сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на ВЛ: при напряжении 3–6 кВ — более 30 А; при 10 кВ — более 20 А; при 15–20 кВ — более 15 А.

При токах замыкания на землю более 50 А рекомендуется применение не менее двух дуготасящих дуготасящих реакторов.

На основании приведенных требований ПУЭ можно оценить допустимую протяженность сети, для которой еще не требуется компенсация емкостного тока (табл. 1.1).

В симметричной сети с компенсирующей емкостью токов, когда отсутствует замыкание на землю, напряжение нейтрали  $U_N$  близко к нулю. Поэтому векторная диаграмма токов и напряжений ничем не отлича-

Таблица 1.1. Допустимая протяженность сети с изолированной нейтралью

Класс напряжения, кВ	Ток замыкания на землю на 100 км сети, А	Допустимая протяженность сети, км		
		воздушной	кабельной	кабельной
3	0,8	50	3750 (1250)	60
6	1,5	90	2000 (667)	33
10	2,5	110	800 (400)	18
15	..	..	..	..
20	6,3	340	240 (159)	4,5
35	11,0	400	90	2,5

металлические опоры.

ется от таковой для сети с изолированной нейтралью (рис. 1.2). При замыкании на землю одной фазы (например, фазы  $C$ ) напряжение  $U_N = -U_\phi$ . Ток, протекающий через дуготгасящий реактор,

$$I_L = -\frac{U_\phi}{\omega L_p}$$

При полной компенсации емкостного тока замыкания на землю  $I_L = I_3$ , и, следовательно,

$$L_p = \frac{1}{3\omega^2 C}$$

С помощью дуготгасящего реактора удается снизить ток однофазного замыкания на 1–2 порядка. Остаточный ток в точке замыкания на землю обусловлен неточной компенсацией реактивной составляющей; активными составляющими токов через реактор, токов утечки изоляции фазных проводов и высшими гармоническими токами через емкости можно пренебречь.

Из последнего выражения следует, что при идеальной компенсации частота собственных колебаний схемы  $\omega_0 = \sqrt{1/(3L_p C)}$  равна частоте сети, т.е. в сети имеет место явление резонанса токов. Поэтому в ряду с терминами "компенсация емкостного тока", "заземление через настроенную индуктивность" применяется термин "резонансно-заземление нейтрали".

Необходимо отметить, что дуготгасящий реактор способствует снижению дуги не только за счет уменьшения тока в месте замыкания но и благодаря существенному уменьшению скорости восстановления

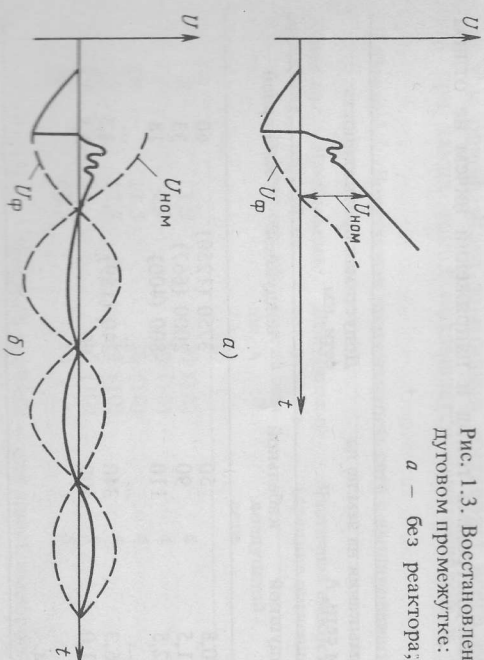


Рис. 1.3. Восстановление напряжения на дуге в промежутке: а — без реактора; б — с реактором

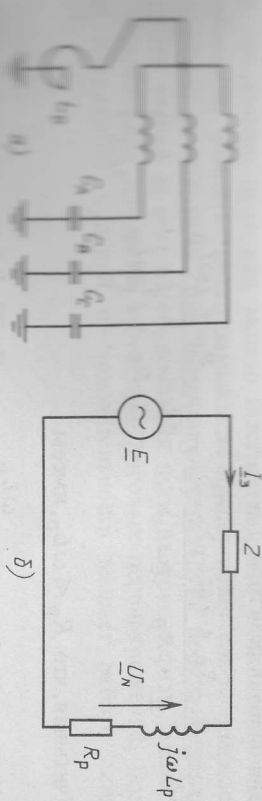


Рис. 1.4. В определении смещения нейтрали: а — упрощенная схема сети; б — схема замещения

напряжения после потухания дуги. В схеме без реактора заряд на фазе после обрыва дуги приводит к дополнительному повышению напряжения на проводах (см. гл. 5). В сети с дуготгасящим реактором все три фазы емкости разряжаются через него, причем частота свободных колебаний, как указано выше, равна или близка к частоте источника. На рис. 1.3, а и б, приведены кривые восстановления напряжения на поврежденной фазе при отсутствии и наличии реактора. Медленное восстановление напряжения на поврежденной фазе делает новое замыкание дуги менее вероятным.

Смещение нейтрали в сети с дуготгасящим реактором. При нормальной работе сети потенциал нейтрали всегда несколько отклоняется от нуля, так как полной симметрии фаз даже при строго симметричной нагрузке достичь практически невозможно. В частности, при горизонтальном расположении проводов емкость средней фазы по отношению к земле примерно на 10% больше, чем емкости крайних фаз. Смещение нейтрали при этом не превышает 3–4% фазного напряжения и не представляет никакой опасности. Однако условия существенно меняются при включении дуготгасящих аппаратов.

Найдем напряжение на нейтрали в случае простейшей схемы, представленной на рис. 1.4, где

$$E_A = \frac{1}{Y_A + Y_B + Y_C}; \quad E = \frac{E_A Y_A + E_B Y_B + E_C Y_C}{Y_A + Y_B + Y_C};$$

$Y = G + j\omega C$  — проводимость фазы.

В воздушных линиях активные утечки  $G$  малы и ими можно пренебречь. Тогда  $Y = j\omega C$ . При отсутствии дуготгасящего реактора напряжение на нейтрали  $U_{N0} = \frac{E}{3}$ . При полной симметрии системы, когда  $E_A + E_B + E_C = 0$  и  $C_A = C_B = C_C$ .

$$U_{N0} = E = \frac{Y(E_A + E_B + E_C)}{3Y} = 0.$$

При наличии реактора

$$\underline{U}_N = \frac{\underline{E} (R_p + j\omega L_p)}{Z + R_p + j\omega L_p} = \underline{U}_{N0} \frac{R_p + j\omega L_p}{R_p + j\left(\omega L_p - \frac{1}{3\omega C}\right)}$$

Учитывая, что  $R_p \ll \omega L_p$ , имеем

$$|\underline{U}_N| = |\underline{U}_{N0}| \frac{\omega L_p}{\sqrt{R_p^2 + \left(\omega L_p - \frac{1}{3\omega C}\right)^2}} \quad (1.1)$$

При идеальной настройке реактора  $\omega L_p = 1/(3\omega C)$ , и, следовательно,

$$|\underline{U}_N| = |\underline{U}_{N0}| \frac{\omega L_p}{R_p}$$

т. е. при идеальной настройке реактора смещение нейтрали во столько раз больше смещения, имеющего место при отсутствии реактора, во сколько раз индуктивное сопротивление больше активного.

Отношение  $\omega L_p/R_p$  может достигать десятков единиц, при этом смещение нейтрали может существенно превышать фазное напряжение, что, безусловно, недопустимо.

Из (1.1) следует, что уменьшение смещения нейтрали может быть достигнуто двумя путями: уменьшением значения  $U_{N0}$  и некоторой расстройкой реактора.

Для уменьшения  $U_{N0}$  в системах с резонансным заземлением нейтрали следует обращать серьезное внимание на симметрию емкостей фаз и в случае необходимости применять транспозицию проводов, при этом обычно достаточно уменьшить  $U_{N0}$  до  $0,01U_{\phi}$ . В соответствии с ПУЭ степень несимметрии емкостей по фазам относительно земли не должна превышать 0,75%.

Некоторая расстройка реактора, не приводящая к ухудшению условий ташения дуги, является желательной и особенно целесообразной в сетях, не имеющих транспозиции.

Учитывая возможность отключения одной из фаз на участке линии, рекомендуется работать с перекомпенсацией, так как режим недокомпенсации после отключения какого-либо участка может перейти в режим настройки.

В заключение следует отметить, что ПУЭ не ограничивают длительность работы линии, имеющей замыкание на землю. Тем не менее, хотя бы однофазное замыкание в сети с изолированной нейтралью и с компенсацией тока замыкания на землю не нарушает работы потребите-

лей, оно должно быть как можно быстрее найдено и ликвидировано. Необходимо помнить: место замыкания представляет собой опасность для людей и животных, при замыкании через дугу весьма вероятно возникнет авария за счет перебрасывания дуги на другие фазы, возможно повреждение изоляции вследствие дуговых перенапряжений, большое напряжение нулевой последовательности мешает работе линий связи.

#### 1.4. Надежность сетей 6–35 кВ

**Понятие надежности.** Обеспечение электроснабжения потребителей в соответствии с заданной надежностью является одной из основных задач и целей на всех стадиях создания и функционирования системы электроснабжения — при проектировании, сооружении и эксплуатации электрической сети и ее элементов.

Надежность сетей может быть охарактеризована комплексом показателей. Их оценка базируется на статистических методах, так как сбор и обработка эксплуатационной статистики является единственно возможным методом получения количественных значений показателей надежности действующих сетей. Анализ опыта эксплуатации сетей позволяет получить разнообразную информацию и, что особенно важно, установить причинно-следственную связь между природно-климатическими воздействиями, условиями эксплуатации электрических сетей и уровнем их надежности. Основными показателями надежности являются отек, повреждение и среднее время восстановления нормальной работы линии электропередачи или оборудования. Согласно [1] отек — это событие, заключающееся в нарушении работоспособности объекта (например, для ВЛ отказом является ее отключение), повреждение — это событие, заключающееся в нарушении исправности объекта или его составных частей, среднее время восстановления — количественное ожидание времени восстановления работоспособности.

В настоящее время в энергосистемах СССР широко внедряются автоматизированные системы управления, одной из задач которых является поиск места эксплуатации и разработка эффективных сетей. Вместе с тем очевидно, что эффективность мероприятий в значительной степени зависит от достоверности исходной информации, закладываемой в них, при этом, чем больше степень детализации этой информации, тем большего положительного эффекта можно достичь. К примеру, при оценке надежности воздушных линий электропередачи авторы [1] рекомендуют учитывать четыре присущие ВЛ особенности, которые создают трудности при статистической оценке их показателей надежности:

— конструктивное разнообразие даже в пределах одного напряже-



неоднородность природно-климатических воздействий на ВЛ их высокой "чувствительности" к этим воздействиям;

существенные различия в сроках эксплуатации ВЛ на момент следования;

различия в методах и характеристиках эксплуатационного обслуживания ВЛ.

**Статистика автоматических отключений ВЛ\*.** Автоматические отключения ВЛ возникают вследствие внезапной утраты работоспособности из-за отказа хотя бы одного из ее элементов или вследствие воздействия внешних факторов — грозовых перенапряжений, схлестывания проводов при ветровых нагрузках и т.д.

Анализ автоматических отключений ВЛ, с одной стороны, является важнейшим звеном при изучении надежности работы ВЛ и электрических сетей в целом, а с другой стороны, требует оценки надежности как функции различных эксплуатационных факторов с учетом кондуктивных и других особенностей линий.

Заметное влияние на показатели надежности ВЛ 6—35 кВ оказывает распределение длин линий. Очевидно, что длина линии зависит от характера потребителей и будет существенно различаться для потребителей электроэнергии городских и сельскохозяйственных районов, питающих электросетей по 17 энергосистемам показала, что для городских электрических сетей 6—10 кВ длина кабельных линий находится в основном в диапазоне 1—5, а воздушных линий — 1—20 км. Распределительные сети сельскохозяйственного назначения 6—10 кВ имеют в большинстве случаев много разветвлений, причем длины линий достигают 100 км и более.

Число автоматических отключений ВЛ обычно выражают в виде [8]

$$n_{ав} = n_0 + n_l^k \quad (1)$$

где  $n_{ав}$  — среднегодовое число автоматических отключений ВЛ длиной  $l$  км, откл./год;  $n_0$  — составляющая  $n_{ав}$ , не зависящая от длины линии, откл./год;  $n_l^k$  — составляющая  $n_{ав}$  в расчете на единицу длины ВЛ, откл. (год · км).

Оценка зависимости  $n_{ав} = f(l)$ , выполненная в [7] для ВЛ 35 кВ всех типов и конструкций, показала, что при длинах линий, равных в ловине их среднего значения, первая составляющая в формуле (1) характеризуется весьма малой величиной и с достаточной высокой степенью достоверности может быть принята равной нулю. С учетом этого для ВЛ 35 кВ в [7] получена зависимость числа устойчивых

\* Под автоматическим отключением ВЛ понимается любое отключение короткого замыкания с успешным или неуспешным автоматическим или ручным торным включением.

неоднородность природно-климатических воздействий на ВЛ их высокой "чувствительности" к этим воздействиям;

существенные различия в сроках эксплуатации ВЛ на момент следования;

различия в методах и характеристиках эксплуатационного обслуживания ВЛ.

**Статистика автоматических отключений ВЛ\*.** Автоматические отключения ВЛ возникают вследствие внезапной утраты работоспособности из-за отказа хотя бы одного из ее элементов или вследствие воздействия внешних факторов — грозовых перенапряжений, схлестывания проводов при ветровых нагрузках и т.д.

Анализ автоматических отключений ВЛ, с одной стороны, является важнейшим звеном при изучении надежности работы ВЛ и электрических сетей в целом, а с другой стороны, требует оценки надежности как функции различных эксплуатационных факторов с учетом кондуктивных и других особенностей линий.

Заметное влияние на показатели надежности ВЛ 6—35 кВ оказывает распределение длин линий. Очевидно, что длина линии зависит от характера потребителей и будет существенно различаться для потребителей электроэнергии городских и сельскохозяйственных районов, питающих электросетей по 17 энергосистемам показала, что для городских электрических сетей 6—10 кВ длина кабельных линий находится в основном в диапазоне 1—5, а воздушных линий — 1—20 км. Распределительные сети сельскохозяйственного назначения 6—10 кВ имеют в большинстве случаев много разветвлений, причем длины линий достигают 100 км и более.

Число автоматических отключений ВЛ обычно выражают в виде [8]

$$n_{ав} = n_0 + n_l^k \quad (1)$$

где  $n_{ав}$  — среднегодовое число автоматических отключений ВЛ длиной  $l$  км, откл./год;  $n_0$  — составляющая  $n_{ав}$ , не зависящая от длины линии, откл./год;  $n_l^k$  — составляющая  $n_{ав}$  в расчете на единицу длины ВЛ, откл. (год · км).

Оценка зависимости  $n_{ав} = f(l)$ , выполненная в [7] для ВЛ 35 кВ всех типов и конструкций, показала, что при длинах линий, равных в ловине их среднего значения, первая составляющая в формуле (1) характеризуется весьма малой величиной и с достаточной высокой степенью достоверности может быть принята равной нулю. С учетом этого для ВЛ 35 кВ в [7] получена зависимость числа устойчивых

\* Под автоматическим отключением ВЛ понимается любое отключение короткого замыкания с успешным или неуспешным автоматическим или ручным торным включением.

Таблица 1.2. Удельная аварийность ВЛ распределительных сетей некоторых энергосистем СССР, откл. в год/100 км

Энергосистемы	Номинальное напряжение, кВ	Нав	Нав.у
Горэнерго [14]	10	18,6	4,6
Латэнерго [10]	20	20,0	4,0
Литэнерго [11]	10	22,5	Не указано
Минэнерго УССР [12]	10	13,3-15,0	То же
Башкирэнерго [13]	10	12,2	„
Кустанайэнерго*	10	32,8	10,3
Кузбассэнерго*	6-10	32,3	11,0
Томскэнерго*	10	30,2	5,2
Алтайэнерго*	6-10	33,4	9,9
Минэнерго СССР [7]	35	Не указано	1,26

\* Данные авторов.

Таблица 1.3. Удельная аварийность ВЛ распределительных сетей некоторых зарубежных энергосистем, откл. в год/100 км

Страна	Номинальное напряжение, кВ	Нав	Нав.у	Режим нейтралей
ФРГ [16]	10	13,8	Не указано	Изолирован
	30	6,7	„	Не указано
	13,8	36,6	10,4	Заземлена
США [15]	38	3,0	Не указано	„
	11	Не указано	12,3	„
Великобритания [2]	33	4,3-4,8	Не указано	„

Таблица 1.4. Удельная аварийность линий электропередачи 10 кВ, откл. в год/100 км

Энергосистема	Номинальное напряжение, кВ	Деревянные опоры		Железобетонные опоры		
		Объем эксплуатации, км·лет	Нав	Нав.у	Объем эксплуатации, км·лет	Нав
Кустанайэнерго:	10	5971	41,8	14,0	2817	33,0
ПЭС1		6845	32,3	9,9	6477	24,9
ПЭС2	6-10	4354	32,3	11,0	-	-
Кузбассэнерго	10	3218	33,9	6,5	1740	23,5
Томскэнерго	10	1957	37,3	11,3	514	18,7
Алтайэнерго	10	22845	35,5	9,7	11549	26,4
Итого для всех ВЛ						

Таблица 1.5. Распределение устойчивых отключений ВЛ 10 кВ, %, по причинам

Энергосистема	Электрические воз-действия		Механические, в том числе из-за дефектов эксплуатации и т.п.	Невыясненные причины
	Гроза	Прочие		
Горэнерго [14]	26,1	12,9 (28,3)*	20,9 (45,6)	3,0 (6,6)
Латэнерго [10]	13,6	7,8 (27,8)	17,7 (58,6)	4,0 (14,0)
Литэнерго	25,3	6,5 (16,9)	22,0 (57,8)	4,2 (12,4)
Минэнерго УССР [12]				46,2

\* В скобках - число отключений, в которые включены отключения с невыясненными причинами, распределенные пропорционально доле отключений с известными причинами.

В большинстве случаев фактически были определены. Отсутствие информации о повреждении в оперативной документации говорит о недостаточном качестве ведения оперативных журналов и затрудняет объективный анализ причин отключений ВЛ. По данным авторов [9, 17] около 50% эксплуатаций по фактическому числу отключений приходится на значительной доле неизвестных причин отключений (возможны некоторые опечатки) установить наиболее существенные виды повреждений (табл. 1.5).

Удельная повреждаемость опор линий на деревянных и железобетонных опорах Кустанайэнерго примерно одинакова, но время восстановления на линиях с железобетонными опорами почти в 2 раза выше (табл. 1.6). Это связано с тем, что поврежденную железобетонную опору надо монтировать, на что уходит значительное время, а при повреждении деревянных опор в большинстве случаев можно применить временные меры для нормальной работы ВЛ, а замену или ремонт произвести при плановых отключениях.

Авторы [18] показали, что запас прочности деревянных опор в 1,5 раза выше, чем железобетонных. В железобетонных приставках для деревянных опор с точки зрения механической прочности близки к железобетонным опорам. Установлено [18], что на территории некоторых областей Казахстана повышенные гололедно-ветровые нагрузки привели к увеличению удельной повреждаемости опор в 1,5-2 раза по сравнению со средним показателем по стране. Этим можно объяснить повышенную повреждаемость опор в Кустанайэнерго. Однако более высокая повреждаемость деревянных опор связана не столько с увеличением нагрузки, сколько с тем, что в большинстве случаев в среднем числе повреждений деревянных опор.

Таблица 1.6. Распределение числа устойчивых отключений и их длительности по причинам для ВЛ 10 кВ Кустанайэнерго

Материал опор	Показатель аварийности	Электрические воздействия		Механические воздействия		В том числе откл.
		Гроза	Прочие	Всего	Длительности	
Дерево	Число отключений, %	13,2	28,3	58,5	14,0	14,0
	Число отключений на 100 км	1,9	4,0	8,1	2,0	2,0
	Длительность отключений, %	11,7	27,6	60,7	14,7	14,7
	Длительность одного отключения, ч/откл.	5,5	11,8	19,6	6,6	6,6
Железо-бетон	Число отключений, %	13,6	22,6	63,8	13,0	13,0
	Число отключений на 100 км	1,7	2,9	8,0	1,6	1,6
	Длительность отключений, %	7,0	15,6	77,4	23,2	23,2
	Длительность одного отключения, ч/откл.	4,0	13,3	28,7	13,8	13,8

Повреждение изоляторов обуславливает 0,7-1,4 отключений 100 км в год, в то время как в энергосистемах США на линиях радиодетельных сетей 13,8 кВ [15] этот вид повреждений практически отсутствует. Относительно высокая повреждаемость изоляторов в СССР объясняется не только низким качеством самих изоляторов, но и более тяжелыми условиями эксплуатации при однофазных замыканиях на землю из-за длительной (до нескольких часов) работы фазной изоляции линий 6-35 кВ под линейным напряжением.

Распределение автоматических устойчивых отключений ВЛ 35 кВ по причинам, их вызвавшим, представлено в табл. 1.7 [17].

Доля грозозовых отключений ВЛ 6-35 кВ в различных энергосистемах составляет 20-40% общего числа аварийных отключений, причем в Кустанайэнерго она заметно ниже. Низкий процент грозозовых отключений в Кустанайэнерго связан, в первую очередь, с высокой обводненностью ВЛ в этой энергосистеме, а удельное число грозозовых отключений линий Кустанайэнерго имеет тот же порядок, что и в других энергосистемах (табл. 1.8).

В настоящее время уделяется значительное внимание улучшению качества проектирования электрических сетей. В этой связи особенно важна многолетняя целенаправленная политика технического регулирования Минэнерго Казахской ССР, которое стремится обеспечить все энергосистемы расширки соответствующими региональными климатическими картами, позволяющими более точно определить новые воздействия на ВЛ (ветровые, гололедные, грозозовые, а также промышленные и полевые загрязнения).

Наряду с этим принимаются необходимые меры для улучшения качества строительства, повышения уровня эксплуатации и качества

Таблица 1.7. Распределение автоматических отключений ВЛ 35 кВ, % по причинам

Аварийные воздействия	Посторонние воздействия		Дефекты эксплуатации, нарушения, конструктивные причины и т.п.
	Гроза	Прочие	
Гроза	11,66	2,45	29,72
Прочие	14,37	2,45	14,63
Всего	26,03	4,90	44,35
Гроза	17,74	21,32	4,59
Прочие	17,27	17,44	11,64
Удельное число отключений на 100 км	2,31	12,18	11,64

Таблица 1.8. Грозозовые отключения ВЛ 10 кВ

Энергосистема	Доля грозозовых отключений от общего числа аварийных, %	Удельное число грозозовых отключений на 100 км
Кустанайэнерго [20]	28,0	4,4
Карагандинское (14)	20-30	4,9
Кустанайэнерго	13,2	5,1
Карагандинское	25,3	6,6
Кустанайэнерго	27,8	6,4
Актюбинское	39,5	13,2

обслуживания линий электропередачи. Выполнение перечисленных мероприятий позволяет значительно сократить число отключений ВЛ, вызванных упомянутыми факторами. При этом грозозовая аварийность, которая и сегодня является одной из основных причин отключений, имеет решающим фактором, определяющим степень надежности энергоснабжения потребителей. Следовательно, необходимо уже сейчас решать проблему повышения надежности работы ВЛ 10 кВ в энергосистеме.

Факторами на землю в сетях 6-35 кВ. Замыкания на землю являются основной причиной существенных перенапряжений в сетях с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью, поэтому статистический анализ в этих сетях представляет значительный интерес.

Удельное число замыканий на землю можно найти по формуле

$$N_{\text{З}} = \frac{N_{\text{З}}}{L} \cdot 100 \text{ км} \text{ (линий) \cdot год} \text{ (число замыканий на 100 км линий) \cdot год} \text{ (число замыканий на 100 км линий)}$$

532645

Таблица 1.9. Распределение длительности однофазного замыкания на землю

Класс напряже- ния сети, кВ	Количество случаев замыкания на землю с длительностью, мин						
	3-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-60	60-70
6	38	40	20	26	22	15	18
10	45	47	27	22	20	10	10
35	40	59	25	28	18	15	14
Всего	123	146	72	86	60	40	42

землю при повреждениях на воздушных и кабельных линиях, кроме их концов;  $n_2$  — удельное (на одну линию) годовое число повреждений концевых устройств, муфт, выключателей и т.д.;  $\sum I$ ,  $\sum n_1$  — суммарная протяженность и количество линий рассматриваемой сети.

Для получения статистических данных о замыканиях было исследовано 336 подстанций 6-35 кВ, в том числе 108 подстанций 6 кВ и 138 подстанций 10 кВ и 90 подстанций 35 кВ, при этом длительность наблюдений за подстанциями изменялась от одного года до семи-восьми лет. При приближенных расчетах  $n_1$  для сетей 6, 10 и 35 кВ с кабельными и воздушными линиями соответственно может быть принято 3,6; 4,2 и 2,9 отключений на 100 км линии в год.

Для сетей 6 и 10 кВ получено практически одинаковое распределение  $n_2$ , которые существенно отличаются от распределения для сетей 35 кВ. При приближенных расчетах среднее значение  $n_2$  для сетей 6, 10 и 35 кВ соответственно может быть принято 0,1; 0,1 и 0,1.

Существенная разница обнаружена по числу замыканий на землю в старых и новых кабельных сетях. Как правило, в старых кабельных сетях число повреждений больше. Например, на одной из подстанций 6 кВ со старыми кабелями при одинаковой протяженности сетей годовое число замыканий на землю вчетверо больше, чем на аналогичной подстанции с новыми кабелями.

Не обнаружена существенная разница в числе замыканий на землю в кабельных и воздушных сетях. Это, по-видимому, объясняется тем, что повреждения воздушных линий вследствие внешних факторов (грозовых явлений) компенсируются повышенной повреждаемостью кабельных и соединительных муфт в кабельных сетях. Замыкания на землю в исследованных сетях 6-35 кВ могут быть условно подразделены на две группы: замыкания длительного характера и замыкания "мгновенные", как их регистрируют в оперативных журналах подстанции. Первые имеют длительность 3 мин и более. Максимальная зарегистрированная длительность замыкания на землю в городских сетях составила 250 мин (4 ч 10 мин), а в сельских — свыше 15 ч. Мгновенный и координационный интервал изоляции оборудования 6-

Класс напряже- ния сети, кВ	Количество случаев замыкания на землю с длительностью, мин									
	70-80	80-90	90-100	100-110	110-120	120-130	130-140	140-150	150-160	160-170
6	14	10	7	6	4	6	1			
10	13	10	8	8	6	10	4			
35	14	11	14	6	4	6	3			
Всего	40	31	29	20	14	22	8			

длительности замыканий на землю имеют длительность от нескольких периодов 50 Гц до 3 мин. Оценка длительности этих замыканий по результатам автоматической регистрации показала, что ее математическое ожидание имеет значение около 50 с.

В табл. 1.9 приведены три статистических распределения длительности однофазного замыкания на землю в сетях 6-35 кВ. Проверка однократности этих рядов дала положительные результаты. Поэтому они были объединены в общий ряд, который приведен в четвертой строке той же таблицы. Среднее время замыкания на землю составляет  $t_3 = 43$  мин.

### 1.3. Уровень изоляции сетей 6-35 кВ

**Допустимые воздействия на изоляцию.** В эксплуатации на изоляцию сетей 6-35 кВ (собственных нужд электростанций 6 кВ, генераторного напряжения 6-24 и распределительных 6-35 кВ) в нормальном режиме воздействует фазное напряжение. При замыканиях одной фазы на землю изоляция подвергается воздействию линейного напряжения сети. И наконец, в переходных процессах на изоляцию воздействуют кратковременные внутренние перенапряжения с основными частотами  $f > 50$  Гц и грозовые перенапряжения микросекундно-миллисекундного диапазона.

В сетях средних классов напряжения изоляцию проверяют одно- или двухфазными испытательным напряжением 50 Гц и импульсными воздушными разрядами, причем первые с некоторыми оговорками отражают характеристики при внутренних перенапряжениях с основными частотами ближе к 50 Гц, а вторые — при грозовых и внутренних перенапряжениях с основными частотами в несколько десятков или сотен килогерц. Для анализа причины относительно высокой аварийности ниже зарегистрированной длительности атмосферных и внутренних перенапряжений и координационный интервал изоляции оборудования 6-

Таблица 1.10. Допустимая кратность грозových перенапряжений для электрооборудования 6–35 кВ с нормальной изоляцией

Класс напряжения электрооборудования, действующее значение, кВ	6	6	10	10	15	15	15	20	20	20	24	27	35
Номинальное напряжение электрической сети, действующее значение, кВ	6	6,6	10	11,0	13,8	15	15,75	18	20	22	24	27	35
Наибольшее рабочее напряжение в электрической сети, действующее значение, кВ	6,9	7,2	11,5	12,0	15,2	17,5	17,5	19,8	23,0	24,0	26,5	30,0	40,5
Нормированное испытательное напряжение грозových импульсов электрооборудования с минимальным уровнем изоляции, максимальное значение, кВ	57	57	75	75	100	100	100	120	120	120	140	160	185
Допустимое значение импульсных перенапряжений на электрооборудовании, максимальное значение, кВ	59,5	59,5	77	77	102	102	102	121	121	121	141	161	185
Допустимая кратность грозových перенапряжений по отношению к наибольшему рабочему фазному напряжению	10,5	10,2	8,3	7,9	8,3	7,1	6,7	7,6	6,4	6,0	6,5	6,2	5,5
Допустимая кратность грозových перенапряжений по отношению к испытательному	6,1	5,9	4,7	4,6	4,8	4,1	3,8	4,4	3,7	3,5	3,8	3,6	3,2

в градусах и далее под термином "допустимые кратности перенапряжения" понимается отношение нормированного испытательного значения к уровню коэффициента импульса) электрооборудования, к которому примененный уровень изоляции, к наибольшему рабочему напряжению. Так, например, по [21] для класса изоляции 10 кВ нормированное испытательное напряжение грозových импульсов, равное 75 кВ, равно для внутренней изоляции трансформаторов тока и реакторов, электромагнитных трансформаторов напряжения и аппаратов и токоограничивающих реакторов, аппаратов. Аналогичное испытательное кратковременное напряжение промышленной частоты, равное 35 кВ, установлено для силовых трансформаторов, индукторов и дугогасящих реакторов с нормальной изоляцией. В табл. 1.10 приведены допустимые кратности атмосферных перенапряжений относительно наибольшего рабочего и номинального напряжения сети для электрооборудования с нормальной изоляцией. Допустимое импульсное напряжение на изоляции при грозовых перенапряжениях определено из соотношения [22]

$$U_{\text{доп}} = U_{\text{исп}} \cdot K_{\text{н}} = U_{\text{ном}} / 2,$$

где  $U_{\text{исп}}$  — нормированное испытательное напряжение грозových импульсов электрооборудования [21] с минимальным уровнем изоляции;  $K_{\text{н}}$  — коэффициент изоляции электрооборудования.

Важнейшим фактором воздействия атмосферных перенапряжений, влияющим на него являются атмосферные перенапряжения, но их значение должно отличаться от внутренних перенапряжений в 1,1 раз применительно допустимые для нормальной изоляции сетей 6–10 кВ применительно внутренних перенапряжений. Аналогично построена таблица для оборудования с облегченной изоляцией, предназначенная для работы в кабельных сетях, возможность проникновения опасных атмосферных перенапряжений значительной величины в эти сети не исключена. В силовых сетях импульсы могут переходить через трансформаторы. Поскольку междуобмоточная емкость трансформаторов с нормальной изоляцией, а емкость всей сети 6–20 кВ на несколько порядков больше, то амплитуда грозových перенапряжений в этих сетях должна быть определена и определенными для них являются внутренние перенапряжения. Допустимое значение этих перенапряжений

где  $K_{\text{н}}$  — коэффициент импульса при внутренних перенапряжениях;  $K_{\text{н}} = 0,9$  — коэффициент перенапряжения 6–35 кВ [23];  $K_{\text{н}} = 0,9$  — коэффициент перенапряжения.

Таблица 1.11. Допустимые кратности внутренних перенапряжений для электрооборудования 6–35 кВ с нормальной изоляцией

Номинальное напряжение электрической сети, действующее значение, кВ	6	6,6	10	11,0	13,8	15	15,75	18	20	22	24	27	35
Номинальное испытательное напряжение промышленной частоты электрооборудования с минимальным уровнем изоляции, действующее значение, кВ	25	25	35	35	45	45	45	55	55	55	65	70	85
Допустимое значение внутренних перенапряжений на электрооборудовании, действующее значение, кВ	29,5	29,5	41,5	41,5	53	53	53	65	65	65	76,5	82,5	100
Допустимая кратность внутренних перенапряжений по отношению к наибольшему рабочему фазному напряжению	7,5	7,1	6,2	6,0	6,0	5,2	5,2	5,7	4,8	4,7	5,0	4,8	4,3
Допустимая кратность внутренних перенапряжений по отношению к наибольшему рабочему напряжению	4,3	4,1	3,6	3,5	3,5	3,0	3,0	3,3	2,8	2,7	2,9	2,8	2,5

Таблица 1.12. Допустимые кратности внутренних перенапряжений для электрооборудования 6–20 кВ с облегченной изоляцией

Номинальное напряжение электрической сети, действующее значение, кВ	6	6,6	10	11	13,8	15	15,75	18	20
Номинальное испытательное напряжение промышленной частоты электрооборудования, действующее значение, кВ	16	16	24	24	37	37	37	50	50
Допустимое значение внутренних перенапряжений на электрооборудовании, действующее значение, кВ	18,8	18,8	28,3	28,3	43,5	43,5	43,5	58,7	58,7
Допустимая кратность внутренних перенапряжений по отношению к наибольшему рабочему фазному напряжению	4,8	4,5	4,3	4,2	5,0	4,3	4,3	5,2	4,3
Допустимая кратность внутренних перенапряжений по отношению к наибольшему рабочему напряжению	2,8	2,6	2,5	2,4	2,9	2,5	2,5	3,0	2,5

Величины по табл. 1.10–1.12, электрооборудование 6–35 кВ с нормальной изоляцией по внутренним и грозовым перенапряжениям имеют запас по допустимым кратностям воздействия (запас 4,3 по грозовым и более 4,3 по внутренним перенапряжениям). Электрооборудования 6–20 кВ с облегченной изоляцией имеют запас по внутренним перенапряжениям. Так, допустимая кратность внутренних перенапряжений на изоляции такого электрооборудования составляет 4,3 по отношению к наибольшему рабочему фазному напряжению.

Величина распределительных сетей кроме высоких допустимых кратностей перенапряжений имеет также высокий координационный запас между допустимыми импульсными перенапряжениями на линии и действующим напряжением вентилярных разрядников (табл. 1.13).

Электрооборудование 6–35 кВ координационный интервал выше в 2 раза, чем для оборудования 110 кВ, защищенного разрядниками МН в при переходе от класса напряжения 20 кВ и 6 кВ величина интервала увеличивается более чем в 3 раза.

Предельные виды материалы относятся к распределительным сетям 6–20 кВ без электрических машин (электродвигателей, синхрон-

Таблица 1.13. Координационный интервал изоляции оборудования 3–20 кВ

Класс напряжения сети $U_{ном}$ , кВ	6	10	15	20	35
Серия применяемых разрядников (группа)	РВП (IV)	РВП (IV)	РВП (III)	РВС (III)	РВС (III)
Остаточное напряжение разрядника $U_{ост}$ , максимальное значение, кВ, при импульсном токе с длиной фронта волны 8 мкс:	25 3 кА 5 кА 10 кА	43 45	57 61 67	75 80 88	122 130 141 185
Испытательное напряжение полного импульса, максимальное значение, кВ	59,5	77	102	121	185
Амплитуда допустимого импульсного напряжения $U_{д}$ , максимальное значение, кВ	120	71	67	38	30
Координационный интервал изоляции при импульсном токе 5 кА для РВП и 10 кА для РВС					
$U_{д} - U_{ост}$ 100%					

ных компенсаторов и генераторов). Последние являются элементами с наиболее слабой изоляцией.

Амплитуда допустимых перенапряжений на изоляции высоковольтных электрических машин определяется по формуле [24]:

$$U_{д} = \sqrt{2} \cdot 1,7 U_{ном}^2$$

для крупных генераторов

$$U_{д} = \sqrt{2} \cdot 1,5 U_{ном}$$

где  $U_{ном}$  — номинальное напряжение машин.

Таким образом, допустимая кратность перенапряжений по изоляции машин составляет не более 2,6–2,9 по отношению к номинальному фазному напряжению и 2,2–2,4 по отношению к максимальному фазному рабочему напряжению.

и в связи с применением Промокоптивной программы, а также ин- вации развитием других отраслей народного хозяйства, ростом потребления энергии в быту СССР приобретает у своих партнеров все большее количество закрытых распределительных устройств (ЗРУ) на 6 и 10 кВ. В частности, приобретены в значительном количестве ЗРУ типа ССИМ производства ГДР. По данным [25] их общее количество в настоящее время равняется 20 кВ (от 19 до 21 кВ), что представляет единичному испытательному напряжению отечественной электрооборудования 6 кВ, предназначенного для работы в сетях с 6 и 10 кВ. Таким образом, в настоящее время в сетях с 6 и 10 кВ, в которых возникновение грозовых перенапряжений исключается.

Учитывая соответствующих технических требований к изоляции ССИМ последние в массовом порядке были установлены в сетях с 6 и 10 кВ.

В настоящее время в сетях 6 кВ запасы изоляции составлены в значительной степени по отношению к максимальному рабочему фазному напряжению и около шестикратной по отношению к фазному фазному напряжению. Если ЗРУ типа ССИМ устанавливаются на фазном фазному напряжению соответственно 3 и 3,6 кВ, то в настоящее время запасы изоляции, аварийность в сетях с 6 и 10 кВ по причине грозовых и внутренних перенапряжений является высокой. Поэтому актуальность исследования причин возникновения повреждений в этих сетях и разработки более надежных методов защиты оборудования не вызывает.

**Исследования прочности изоляции ВЛ.** Изоляция воздушных линий электропередачи в значительной степени определяется величиной перенапряжений на электрооборудовании распределительных устройств (ВЛ) на железобетонных опорах определяется импульсно-перенапряжением. Уровень изоляции ВЛ на железобетонных опорах зависит как от импульсной прочности самих опор, так и от напряжения перекрытия участка деревянной опоры, которая, где имеются заземляющие ступки, — только от характера изоляторов.

В настоящее время 6, 10 и 35 кВ получили широкое распространение в сельскохозяйственных потребителей, промышленности и коммунальном хозяйстве. Сети же 15, 20, 24 и 27 кВ являются, главным образом, кабельными (генераторными). Они в подавляющем большинстве не имеют непосредственной связи с воздушными линиями. Для приведения конструктивных параметров и электрические характеристики изоляторов, наиболее широко применяемых в настоящее время на ВЛ 6, 10 и 35 кВ.

В настоящее время перенапряжениях линейная изоляция испытывает воздействие импульсных напряжений. Так как импульсное разряд-

Таблица 1.14. Параметры изоляторов 6—35 кВ

Тип изолятора	Материал опоры	Длина пути утеч, км, мм	Диаметр изолятора, мм	Строительная высота, мм	Пробивное напряжение, кВ	Сухоградостойкое напряжение, кВ	Мощность при перегреве, кВт
ШФ-6А*	Дерево	250	120	94	65	50	60
ШС-10А	во	210	150	110	78	60	14
ШС-10Д*	Железо-бобор	315	230	120	110	70	40
ШС-10Г	„	265	160	145	—	55	11
ШФ-10Г	„	265	140	140	115	68	11
ШФ-35Б	„	700	310	285	175	140	95
ПС-6А*	„	255	255	130	90	62	40

\* В настоящее время промышленностью не выпускаются.

ное напряжение изоляторов зависит от времени воздействия напряжения, то необходимо определение вольт-секундных характеристик используемых на ВЛ изоляторов. С этой целью в соответствии с требованиями [26] были проведены измерения, которые показали, что вольт-секундные характеристики изоляторов удовлетворительно связываются формулой Горева—Машкилейсона

$$U_{и}(t) = U_0 \sqrt{1 + T/t}, \quad (1)$$

где  $U_0$  и  $T$  — постоянные величины.

В табл. 1.15 приведены значения  $U_0$  и  $T$ , полученные для исследованных изоляторов.

Имеющиеся в литературе сведения по импульсной прочности дерева необходимы для определения разрядных напряжений изоляторов на деревянных опорах, противоречивы. В [27] показано, что импульсная прочность дерева зависит от вида древесины, степени увлажненности, наличия пропитки и возможного загрязнения. В [28] утверждается, что пробивная напряженность практически не зависит от породы. Обширные эксперименты по определению градиентов перекрытия в сухой древесине были выполнены в Австралии [29], где исследованная прочность изоляции влажного дерева в комбинации с изолятором в условиях, близких к реальным. Получено, что при форме импульса 1/50 указанный градиент влажного дерева составляет 328 кВ/м. Значение близко к значению градиента (300 кВ/м), полученному в [30] для образцов древесины до 2—3 м длиной. Авторами [31] и

Таблица 1.15. Параметры вольт-секундных характеристик изоляторов

Изолятор	$U_0$ , кВ	$T$ , мкс
ШФ-10Г	74,4	1,94
ШФ-10А	70,4	0,955
ШФ-10Б	129	0,366
ШФ-10В	95	0,945
ШФ-10Г	82,5	0,32
ШФ-35Б	94	0,538

\* В настоящее время промышленностью не выпускаются.

установлено было показано, что влияние степени увлажнения на его импульсную прочность незначительно. Напряженность в исследованном влажном дереве ( $E_D = 394$  кВ/м), полученная в эксперименте ранее установленную [32], а также значения, приведенные авторами [31] указывают, что повышенная импульсная прочность древесины может быть связана с тем, что индикатор тока через древесину произволилась визуально, фактически ток мог быть не замечено, и, следовательно, фактическая напряженность перекрытия ниже полученной в эксперименте. Это объяснение сказанное, для расчетов можно рекомендовать во внимание сказанное, для расчетов можно рекомендовать использовать для древесины, используемой в качестве изоляторов, полученную в нашей стране [30],  $E_D = 300$  кВ/м. В литературе упоминается о том, что в нашей стране [30],  $E_D = 300$  кВ/м. В литературе упоминается о том, что в нашей стране [30],  $E_D = 300$  кВ/м. В литературе упоминается о том, что в нашей стране [30],  $E_D = 300$  кВ/м.

$$E_{и} = \sqrt{U_{и}^2 + (E_{иД})^2}, \quad (1.4)$$

где  $E_{и}$  — эффективная напряженность изоляции влажного дерева, кВ/м;  $E_{иД}$  — эффективная напряженность изоляции по дереву, м;  $U_{и}$  — импульсное напряжение на изоляторе, кВ.



## АВАРИЙНОСТЬ СЕТЕЙ 6–35 кВ ВСЛЕДСТВИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

### 2.1. Грозовая аварийность ВЛ

**Выявление грозных отключений.** Как показано выше, одной из новых причин отключения ВЛ распределительных сетей советских и зарубежных энергосистем являются атмосферные перенапряжения, причем зачастую они приводят к значительным повреждениям оборудования. Это определяет актуальность разработки мероприятий, направленных на повышение надежности работы этих линий при грозах. Для решения данной задачи определяющим является получение достоверной информации о фактическом числе грозных отключений в Сусуществующая практика выявления грозных отключений в ВЛ, на наш взгляд, уточнения. Прежде всего, на сегодняшний день отсутствует безупречный способ выделения грозных отключений из общего числа отключений; исключением являются случаи, когда регистрированы характерные грозовые повреждения тирлянд опор или деревянных опор.

Отключения, не приведшие к таким повреждениям, могут быть условно отнесены к грозным, если они произошли во время грозы и нет оснований для отнесения их за счет других причин. Для большинства видов отключений, не связанных с разрядом молнии, вероятность совпадения их во времени с грозой невелика в силу малого числа грозных часов в году. Однако некоторые виды отключений, например, перекрытия при боковых ветрах, при увлажненно-загрязненной изоляции, могут совпадать с грозой. Это обстоятельство может привести к завышенной оценке числа грозных отключений ВЛ в результате исследований, проведенных в Таллинском политехническом институте, свидетельствуют о достаточно надежной работе загрязненной изоляторов ШС-10А и ШФ-10Г при увлажнении в нормальном эксплуатационном режиме. Поэтому вероятность того, что отключение ВЛ распределительных сетей, происшедшее во время грозы, связано с перенапряжением увлажненно-загрязненной изоляции, невелика.

На рис. 2.1 представлены распределения по месяцам аварийных отключений групп линий 10 кВ Томскэнерго и максимальных скоростей ветра по данным ближайшей метеостанции за пятилетний период, причем для мая–сентября взяты наибольшие скорости ветров, наблюдаемые во время гроз. Из рисунка видно, что характер этих распределений различен, более того, минимуму на кривой распределения скоростей ветра в мае–сентябре соответствует максимальная аварийность в июле, которая обусловлена в основном грозными отключениями

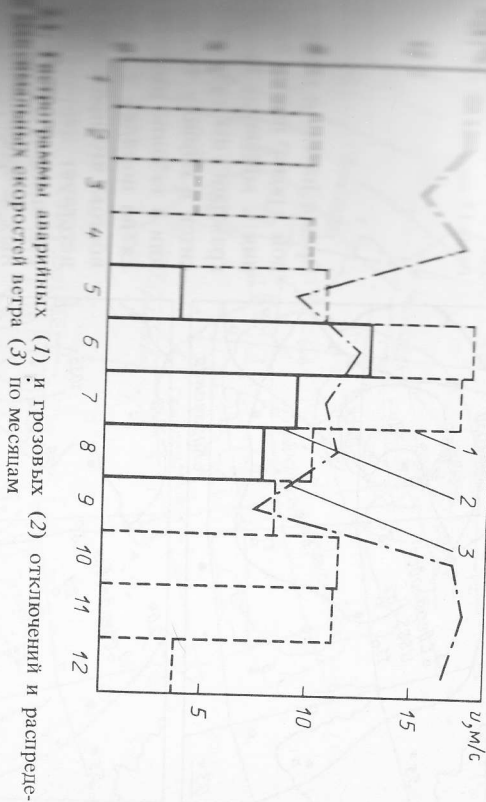


Рис. 2.1. Графики аварийности (1) и грозных (2) отключений и распределения скоростей ветра (3) по месяцам

многоточечных наблюдений была рассчитана вероятность совпадения времени грозы и ветра с максимальной скоростью, которая равна 0,15. Следовательно, вероятность отключений, связанных с воздействием ветра во время грозы, также невелика.

Важным фактором, лишь незначительное число отключений, вызванных увлажненно-загрязненной изоляцией и воздействием ветра на провода ВЛ распределительных сетей, может быть отнесено к грозным.

Во время некоторых местных гроз могут быть зарегистрированы повреждения. Персонал подстанций иногда фиксирует такие случаи, если они происходят вблизи подстанций, и при этом имеют место отключения ВЛ. Однако в ряде случаев локальные грозы, по-видимому, остаются незамеченными, это приводит к некоторому занижению числа грозных отключений. Можно предположить, что в большинстве случаев не превышает 10–20 % и, кроме того, число разрядов в отдельных местных грозных очагах, много меньше, чем в обширных грозах [33].

Ввиду изложенных соображений, можно утверждать, что если при анализе отключений понимать отключения, совпадающие с грозой, то больших ошибок не будет.

Вопрос точного выявления грозных отключений можно решить с помощью методики [34]. Все автоматические отключения, выявленные в данных метеостанций (форма ТМ-1) того района, в котором рассматриваемые линии, при этом должны быть также даны с метеостанций соседних районов.

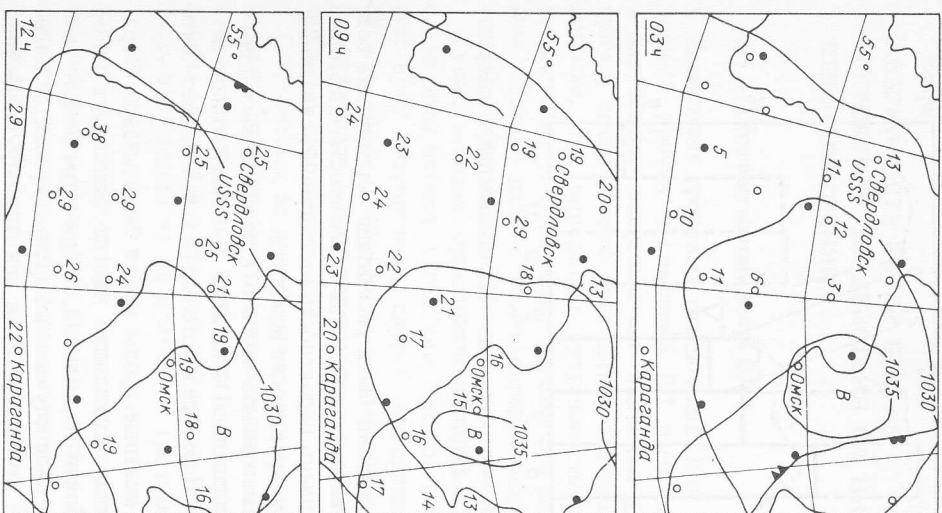


Рис. 2.2. Приземная карта  
годы 15 сентября 1971 г.

Время начала и конца дождя грозы после прихода к местному времени гражданским суткам приводится в таблицу. Можно видеть в таблице расположение по порядку с запада на восток, что примерно соответствует направлению ветвления гроз, сдвинутых с фронтальными деталями. Такое расположение позволяет путем терполиции установить грозы в промежуточных участках района для аварийное отключение отмечено в первом документе как грозовое, но на местном уровне зарегистрирована генсивная гроза, это соотношение отнеси к зовым. В случае, если в оперативной документации отключены отключения как грозное, а на станциях гроза не зарегистрирована, проводится дополнительное исследование по приземным синоптическим картам, а также картам барической топографии.

В качестве примера рассмотрим два конкретных отклонения отклонение одной из линий Кустанайэнерго произошло в 9 ч и было зарегистрировано персоналом подстанции как грозное. В то время на метеостанции гроза не отмечена. На карте (рис. 2.2) приведенная метеостанция гроза в 3, 9 и 15 ч, из которой видно, что линия Кустанайской области находится под влиянием обширного циклона с центром в районе г. Омска. Давление в центре антициклона в 03 ч — 1035 мбар. В последующие сроки отмечается незначительное смещение антициклона на восток с уменьшением давления в его



Рис. 2.3. Барическая топография (а) и карта барической топографии АТ-700  
годы 15 сентября 1971 г.

до 1030 мбар. В районе изучаемой трассы наблюдается антициклонный тип погоды, который не способствует развитию кучево-дождевой облачности и соответственно развитию гроз, и поэтому упомянутые отключения были отнесены к негрозовым.

На рис. 2.3 показана синоптическая обстановка в 12-15 ч местного времени. Отключение одной из ВЛ 10 кВ произошло в 12 ч подстанции это отключение было зарегистрировано как грозовое на метеостанции гроза не зафиксирована. В районе г. Кустанай в 12 ч время находится юго-западная периферия обширного циклона, который расположен в районе Подкаменной Тунгуски и очереди баров 990 мбар. На картах барической топографии АТ-700 (рис. 2.4) и ОТ (рис. 2.3, б) ему соответствует замкнутый центр низкого давления, при этом центр циклона на приземной карте и карте барической топографии не совпадает, что свидетельствует о его длительном углублении. В ложбине этого циклона южнее г. Кустанай преобладают вторичный холодный фронт с волнами, с развитой кучево-дождевой облачностью и осадками. На возможность гроз в районе г. Кустанай указывают следующие признаки:

наличие кучево-дождевой облачности в зоне фронта; заход холодных воздушных масс с севера и северо-востока; наличие дополнительных контрасты температур и способствует длительному обострению фронтальных гроз;

на карте ОТ — 500 над рассматриваемым районом расположен холода.

С учетом сказанного отключение следует отнести к грозовому. Большой надежности выявления грозových отключений можно бы добиться, увеличив точность привязки отключения ко времени текущая грозы, а еще лучше к моментам разрядов молнии. Эта была положена в основу специального прибора [35], представляющего собой счетчик молний, антенна которого имеет диаметр равенности в виде сектора. При совпадении в течение 1 с разрядов молнии с автоматическим отключением ВЛ прибор регистрирует отключение. Результаты, полученные с помощью этого прибора, в виде подтвердили справедливость описанной методики выявления грозных отключений, однако для строгих количественных оценок необходима сеть приборов (система оперативного грозозового оповещения).

**Эксплуатационные данные по грозовой аварийности ВЛ** для опыта эксплуатации линий распределительных сетей показывали, что удельная грозозавая аварийность этих линий достаточно разная может быть следствием, в первую очередь, разной интенсивности грозовой деятельности на территориях, по которым проходят линии. В качестве примера на рис. 2.4 представлена карта-схема одного из районов электрических сетей Кустанайэнерго, а в табл.

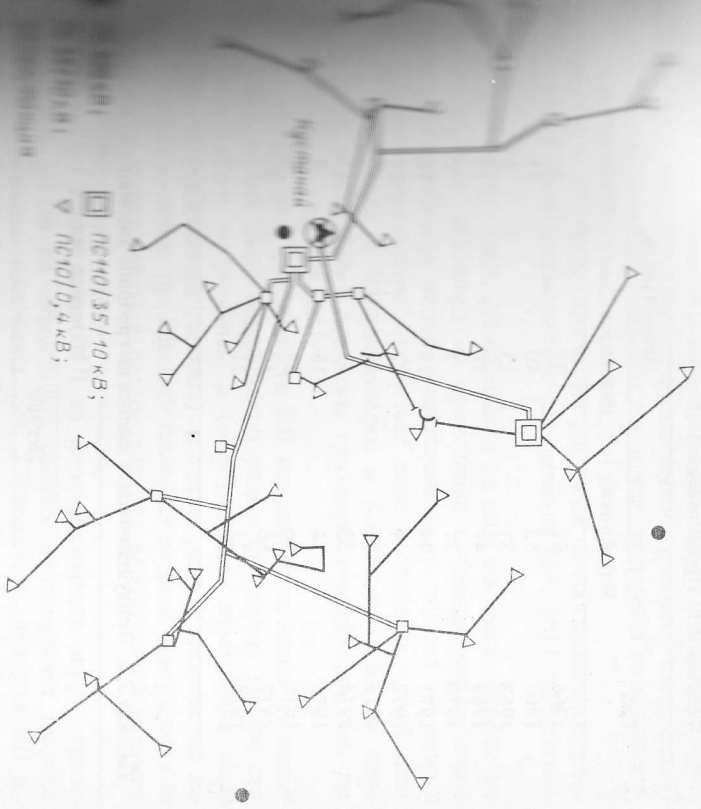


Рис. 2.4 Карта-схема электрических сетей Кустанайского РЭС ЦПЭС Кустанай-

ского района. Из таблицы видно, что продолжительность гроз в зоне действия грозных отключений может существенно различаться в разные годы, что приводит к изменению количества гроз, зафиксированных соседними метеостанциями и тот же год, значительно различается. В то же время в зоне действия различных метеостанций, а следовательно, эти данные могут быть продолжительности гроз в часах или повтораемости гроз. Для получения сравнимых данных о грозовой аварийности необходимо число грозových отключений  $n_{гр}$  привнести к одинаковой длительности — 100 грозových часам или дням по фор-

$$K_{гр} = \frac{n_{гр}}{T} \cdot 10^4$$

$$K_{гр} = \frac{n_{гр}}{T} \cdot 24$$

где  $n_{гр}$  — продолжительность грозных отключений группы ВЛ на

Таблица 2.1. Продолжительность гроз, ч, по данным метеостанций

Год	Метеостанции		
	Михайловка	Кустанай	Свердловка
1966	57	31	23
1967	53	40	43
1968	37	13	8
1969	49	10	13
1970	15	5	4
1971	44	19	14
1972	34	22	17
1973	34	19	8
1974	33	32	15
1975	14	18	9
1976	56	24	9
1977	56	49	20
1978	22	21	3

Таблица 2.2. Эксплуатационные данные по грозовой аварийности ВЛ 10 кВ

Энергосистема	Предприятия электривских сетей	Дерево		Железобетон	
		Удельное число грозовых отключений, откл. в год 100 км	Приведенное число грозовых отключений, чений, Игр.пр	Удельное число грозовых отключений, чений, откл. в год 100 км	Приведенное число грозовых отключений, чений Игр. пр
Кустанай-энерго	Центральное (ЦПЭС)	5,7	18,2	3,2	11,2
	Западное (ЗПЭС)	3,1	10,3	2,0	9,7
	Северное (СПЭС)	3,4	10,4	2,0	5,7
Алтай-энерго	Северное (СПЭС)	14,9	38,3	6,8	11,3
Кубасс-энерго	Центральное (ЦПЭС)	6,4	20,3	—	—
	Южное (ЮПЭС)	6,6	15,3	—	—
Томск-энерго	Центральное (ЦПЭС)	9,4	14,8	6,6	18,8
Для всех ВЛ 6-10 кВ		6,5	13,2	3,7	10,8

число гроз в 100 грозовых часов (дней) в год;  $N_{гр i}$  — число грозовых часов (дней) в году;  $T_{гр}$  — среднегодовое число грозовых часов (дней) в году;  $L$  — длина линии, км;  $T_{гр i}$  — среднегодовое число грозовых часов (дней) в году.

При анализе данных табл. 2.2 обращают на себя внимание два обстоятельства. Во-первых, несмотря на приведение к одинаковой грозовой аварийности, аварийность линий, выполненных на опорах из одного материала, может существенно отличаться даже в пределах одной энергосистемы. Во-вторых, в Кустанайэнерго и Алтайэнерго ВЛ на деревянных опорах имеют более высокую грозовую аварийность, чем линии на железобетонных опорах.

Различия в грозовой аварийности ВЛ одинакового конструктивно-материального исполнения могут быть обусловлено рядом факторов: разной степенью зарастания и отливом в сопряжении заземления опор ВЛ на железобетонных опорах, а также разной плотностью налета грозовой молнии (на единицу площади земной поверхности за грозовой час) и различием в распределенных вероятностях параметров грозовой молнии.

Сравнение по сравнению с ВЛ на железобетонных опорах грозовой аварийности линий на деревянных опорах противоречит теоретическим представлениям. Авторы [24, 37] показали, что для ВЛ 6-10 кВ на большинстве линий представляются прямые удары молнии (УМ) и ВЛ, при этом линии на деревянных опорах являются более подверженными, чем линии на железобетонных опорах, благодаря изоляционным и дуготгасящим свойствам дерева. Индуктированные перенапряжения, по мнению автора [38], могут примерно вдвое увеличить грозовую отключенность линий на металлических опорах, в то время как на ВЛ с деревянными опорами они не приводят к дополнительным отключениям. Это обусловлено тем, что во время разряда молнии вблизи ВЛ на всех фазах линии индуктируются примерные одинаковые потенциалы, поэтому разность потенциалов между фазами междуфазного перекрытия. Импульсная прочность промежуточных фаз земли на этих линиях оценивается величиной порядка 100 кВ, превышения которой индуктированы на линии напряжением не превышают. Следовательно, и прямые удары молнии, и индуктированные перенапряжения должны приводить к более высокому числу грозовых отключений ВЛ на железобетонных опорах.

Данные об отключениях ВЛ, приведенные в табл. 2.2, получены из оперативных журналов подстанций и отражают фактическую аварийность ВЛ на деревянных опорах по сравнению с линиями на железобетонных опорах сомнений не вызывает. Одной из причин, приведших

к такому соотношению удельных чисел грозозных отключений на деревянных и железобетонных опорах, видимо, является наличие первых опор с ослабленной изоляцией, что не учитывалось авторами [24, 37]. Более подробно упомянутые выше вопросы будут рассмотрены в гл. 3.

Как было сказано выше, причинный анализ аварийности позволяет отметить наиболее эффективные мероприятия, направленные на повышение надежности электроснабжения потребителей. С этой целью в табл. 2.3 представлено распределение грозозных отключений на деревянных и железобетонных опорах в зависимости от повреждаемых элементов.

Показатели табл. 2.3 свидетельствуют о более высокой повреждаемости изоляторов на линиях с железобетонными опорами по сравнению с ВЛ на деревянных опорах. Это не противоречит теории предельных напряжений, так как, во-первых, импульсная прочность изоляторов на железобетонной опоре ниже, чем на деревянной, и соответственно выше число перекрытий изолятора, во-вторых, вероятность возникновения электрической дуги при перекрытии изоляции на железобетонной опоре выше, чем на деревянной опоре. Высокая повреждаемость изоляторов на линиях с железобетонными опорами характерна и в других энергосистемах. Так, по данным [16] атмосферное перенапряжение вызывают соответственно 70 и 37 % всех повреждений изоляторов, а по данным [19, 39] повреждение изоляторов приходится при 32–40% грозозных отключений.

В § 1.2 показано, что одной из причин высокой повреждаемости изоляторов в СССР являются более тяжелые условия их работы однофазных коротких замыканий, во время которых изоляторы могут полностью разрушаться. В то же время многие типы изоляторов в СССР имеют низкое качество и недостаточную импульсную прочность [10, 40]. В настоящее время вопросу повышения надежности работы изоляторов ВЛ распределительных сетей уделяется достаточно много внимания со стороны научно-исследовательских организаций электротехнической промышленности.

Из табл. 2.3 видно, что для линий на деревянных опорах наиболее слабым элементом являются опоры. Это обусловлено шепелением

Таблица 2.3 Распределение грозозных отключений ВЛ 10 кВ при повреждении различных элементов сети

Материал опор	Число отключений, %, при повреждении			
	изолятора	провода	опоры	прочих элементов
Дерево	9,6	8,3	28,3	6,9
Железобетон	24,4	12,2	7,3	12,2

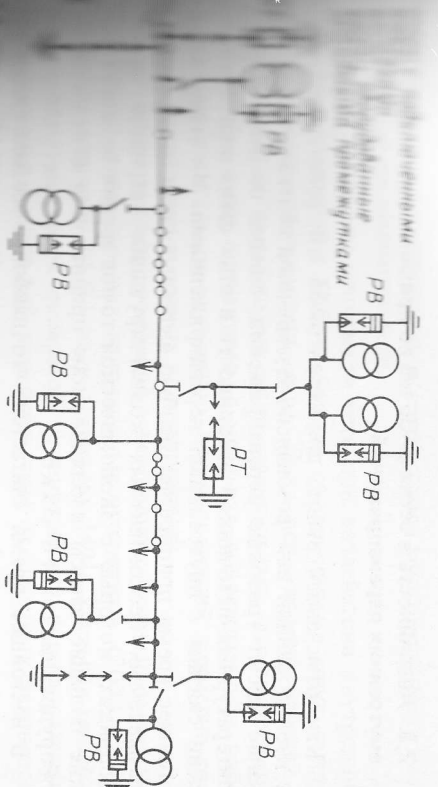


Схема размещения грозозащитных средств на одной из ВЛ 10 кВ

происходит при разрядах в ВЛ молний с достаточно большой силой (40). Для защиты опор от шепеления в эксплуатации шипельники их шупитирование. В качестве примера на рис. 2.5 дана электрическая схема одной из линий 10 кВ Кустанайского энергетического района. В качестве защитных промежутков предусмотрены ослабленные изоляции и соответственно к увеличению грозозной ударной прочности. Следует отметить, что влияние грозовых отключений. Следует отметить, что влияние грозовых отключений на работу линий оценивается различными авторами. Так, авторы [41–43] предлагают заменить деревянные защитные промежутки, при этом, как указывают [44], не только снижается эксплуатационные затраты, но и возможность работы ВЛ при грозах. Опыт работы некоторых предприятий показывает, что такое мероприятие действительно является эффективным, но крайней мере, в тех случаях, когда требуется эксплуатация трубчатых разрядников или они используются в большом количестве либо в точках, где практически невозможно их обслуживание.

(44) показывают, что в сетях с глухозаземленной нейтралью основной причиной являются источником 37% грозозных отключений. На возможность увеличения грозозной аварийности ВЛ указывают авторами [44]. По нашему мнению, именно ослабленные деревянные ответвлениями за повышенной грозозной ударной прочности на опорах. Результаты расчетов (см. гл. 3) подтверждают необходимость этого мероприятия, что повышает число отключений на опорах с ослабленной изоляцией не обременительно обработкой эксплуатационных данных, связанных с их заменой перекрытия практически не оставляют следов.

## 2.2. Аварийность в сетях 6—35 кВ по причине воздействия внутренних перенапряжений

Как отмечалось выше, для сетей 6—35 кВ, работающих в режиме изолированной или резонансно-заземленной нейтралью, основное значение имеют грозовые перенапряжения, однако по данным различных литературных источников аварийность в этих сетях в значительной степени связана с внутренними перенапряжениями. Их ограничение в настоящее время приобретает особую актуальность в связи с вводом в эксплуатацию бесконтактных коммутирующих устройств на подуровнях, которые с экономической точки зрения не могут иметь водниках, которые с экономической точки зрения не могут иметь более высокие запасы изоляции, как принято для основного электрооборудования сетей 6—35 кВ.

В настоящее время считается, что наиболее частым видом внутренних перенапряжений являются перенапряжения, связанные с однофазными замыканиями на землю; их доля от всех видов аварий значительно и достигает от 34 до 80% [45—47].

Перенапряжения от однофазных замыканий на землю часто случаются в виде переходных процессов при перемежающейся дуге, опасны для электроустановок своей продолжительностью и распространением на все элементы сети, электрически связанные с местом повреждения.

Материалы автоматической ретристрации и опыт эксплуатации сетей 6—20 кВ в СССР и смешанных воздушных-кабельных сетей ЧССР позволяют сделать следующие выводы:

1. В сетях с преобладанием воздушных линий доля отключений перехода однофазного замыкания на землю в межлугфазное не превышает 3,1% общего количества отключений, с преобладанием кабельных линий отключения достигают 60%. Двойное замыкание на землю чаще отмечается в сетях с малыми токами однофазных замыканий (порядка 5—10 А) [49], что свидетельствует о больших значениях дуговых перенапряжений в этих сетях; увеличение тока замыкания на землю приводит к росту вероятности перехода однофазных замыканий в межфазное непосредственно в точке горения дуги.

2. Перенапряжения от перемежающейся дуги вызывают повреждение ослабленной изоляции в других точках сети. По данным, полученным авторами, в воздушных сетях доля таких повреждений во многом выше, чем в кабельных. Причем в 49,0% случаев изоляция повреждает свой свойство, и линии включаются на нагрузку в режиме однофазным замыканием на землю.

3. Значительную группу составляют отключения линий, на которых в местах перекрытий восстанавливаются изолирующие свойства (17,8% от общего количества отключений). Такие отключения обычно происходят в неблагоприятных условиях (при ударах молнии, обрыве изоляции и устранение мест с ослабленной изо-

ляции обычно довольно затруднительны, и возможны многократные отключения одних и тех же элементов сети.

4. Наиболее уязвимым элементом сети при воздействии внутренних перенапряжений являются кабели (места сочленения их друг с другом и с остальными элементами сети). Доля повреждений кабелей в воздушных-кабельных и кабельных сетях, специальных, например карьерных и смешанных сетях от внутренних перенапряжений примерно равна их повреждаемости от грозовых перенапряжений.

5. Значительную долю повреждений в воздушных-кабельных сетях составляют повреждения опорных и проходных изоляторов (20%) и коммутационных аппаратов (20%) на подстанциях [49]. Удельная повреждаемость коммутационных аппаратов от внутренних перенапряжений довольно высокая и всего в 3 раза ниже, чем от грозовых перенапряжений.

6. Удельное число повреждений прочего оборудования от внутренних перенапряжений невелико.

Повреждаемость оборудования от феррорезонансных перенапряжений значительно ниже, чем от дуговых. Наиболее часто отмечается повреждение трансформаторов напряжения (ТН) при длительных дуговых или металлических замыканиях на землю, при котором возникает феррорезонанс. По данным литературы только в сетях 6—10 кВ Красной энергии было повреждено 200 трансформаторов напряжения, в Уэльской энергии за короткое время был зафиксирован выход из строя восьми ТН типа ЗНОМ-35.

По данным опыта эксплуатации Киргизэнерго в этой системе также были выходы из строя трансформаторов напряжения типов ЗНОМ-35, НТМИ-10, НТМИ-6. Аналогичное положение имеет место и в других энергосистемах СССР.

Что же касается аварийности вследствие воздействия на изоляцию коммутационных перенапряжений, по данным энергосистем и подстанций электрических сетей по этой причине имеет место большая аварийность в сетях 6 кВ собственных нужд электростанций при коммутациях электродвигателей, в распределительных сетях 6—35 кВ при коммутациях трансформаторов и линий.

Таким образом, в распределительных сетях 6—35 кВ имеет место значительная аварийность от внутренних перенапряжений, при этом повреждаемость таких элементов в сети, как кабели, коммутационные аппараты, опорные и проходные изоляторы, соизмерима с повреждаемостью их от атмосферных повреждений. Важное значение имеет определение вопроса, происходит ли повреждение изоляции из-за значительных величин перенапряжений или перенапряжения имеют умеренную величину, а изоляция имеет по тем или иным причинам сниженную прочность.

### 2.3. Эксплуатационные характеристики грозозащиты подстанций 6–35 кВ

Надежность защиты подстанции в целом определяется надежностью всего электрооборудования: силовых и измерительных трансформаторов, коммутационной аппаратуры, изоляторов, защитных аппаратов и т.д. Предварительный анализ грозовых повреждений на подстанциях 6–35 кВ показывает, что основная доля повреждений приходится на силовые трансформаторы, имеющие наиболее слабую изоляцию из всех перечисленных выше элементов. Очевидно, что

$$\beta_{3,т} \leq \beta_{3,л} \quad \text{и} \quad M_{3,т} \geq M_{3,л}$$

где  $\beta_{3,л}$  и  $\beta_{3,т}$  — соответственно удельные повреждаемости подстанций и трансформаторов, число повреждений в год;  $M_{3,л} = 1/\beta_{3,л}$  и  $M_{3,т} = 1/\beta_{3,т}$  — наработка на отказ (число лет безаварийной работы), лет.

Надежность группы подстанций определяется исходя из числа грозовых повреждений электрооборудования этих подстанций  $N_a$  и общего объема информации, т.е. общего числа подстанций  $\cdot$  лет (трансформаторов  $\cdot$  лет) наблюдения  $Q$ :

$$\beta_3 = N_a/Q. \quad (2.11)$$

Поскольку различные подстанции могут находиться в районах различной грозовой интенсивности, объем наблюдения должен быть приведен к некоторой базисной интенсивности грозовой деятельности

$$Q = K_{пр} Q_{ф},$$

где  $Q_{ф}$  — фактический объем информации (подстанций  $\cdot$  лет наблюдения);  $K_{пр}$  — коэффициент приведения, равный  $K_{пр} = T_{ч}/T_{6,ч}$  или  $K_{пр} = T_{д}/T_{6,д}$ . Здесь  $T_{д}$ ,  $T_{ч}$  — фактическое число грозовых дней и часов в районе нахождения подстанции;  $T_{6,д}$ ,  $T_{6,ч}$  — базисное число грозовых дней и часов. Поскольку большинство исследованных подстанций находилось в районах с числом грозовых дней 20–30 дней (40–60 ч сов), принимаем  $T_{6,д} = 25$  дней и  $T_{6,ч} = 50$  ч.

Опыт эксплуатации обобщен для энергосистем, расположенных в разных районах европейской части СССР, Урала и Поволжья. Была исследована аварийность на подстанциях 6–35 кВ десяти энергосистем СССР. Наблюдениями были охвачены более 5000 подстанций 6 кВ 3000 подстанций 10 кВ и 1800 подстанций 35 кВ (табл. 2.4–2.6).

За это время в упомянутых сетях зарегистрировано 801, 310 и 2 случаям грозового повреждения электрооборудования 6, 10 и 35 кВ в том числе 718, 270 и 23 случая повреждения силовых трансформаторов. Для исследованных подстанций показатели надежности составят:

Таблица 2.4. Данные опыта эксплуатации для подстанций 6 кВ

Классификация подстанций	$Q_{ф}$ , число подстанций $\cdot$ лет	Среднее число грозовых часов $T_{ч}$	$Q$ , число подстанций $\cdot$ лет	$N_a$
1	12 100	43	11 600	81
2	9 820	54	10 600	81
3	16 300	54	16 800	103
4	6 700	59	7 950	73
5	5 400	59	6 450	64
6	18 100	49	17 700	84
7	12 350	59	14 600	69
8	8 800	77	13 500	44
9	23 500	10	4 700	60
10	11 000	80	17 500	59
Итого	124 070	—	121 400	718

Таблица 2.5. Данные опыта эксплуатации для подстанций 10 кВ

Классификация подстанций	$Q_{ф}$ , число подстанций $\cdot$ лет	Среднее число грозовых часов $T_{ч}$	$Q$ , число подстанций $\cdot$ лет	$N_a$
1	6 100	43	5 250	30
2	4 310	54	4 655	25
3	9 100	54	9 830	43
4	3 200	59	3 460	19
5	2 900	59	3 130	18
6	10 100	49	9 900	41
7	3 300	59	3 300	25
8	4 100	77	3 160	28
9	3 100	10	620	13
10	2 315	80	3 700	28
Итого	48 525	—	47 005	270

U <sub>ном</sub> , кВ	R <sub>з.п.</sub> · 10 <sup>3</sup> , чис- ло поврежде- ний в год	R <sub>з.п.</sub> · 10 <sup>3</sup> , чис- ло поврежде- ний в год	M <sub>з.п.</sub> , л <sup>т</sup>	M <sub>з.т.</sub> лет
6	7,8	7,0	128	143
10	6,6	5,75	152	174
35	2,0	1,7	500	588

Таким образом, показатель надежности грозозащиты подстанции 6–35 кВ практически определяется грозовыми повреждениями силовых трансформаторов. Анализ также показывает, что грозозащита подстанции 6 и 10 кВ имеет приблизительно одинаковые характеристики, показатель надежности для подстанции 35 кВ приблизительно в 4 раза больше, чем таковой для подстанции 6 и 10 кВ.

Данные об ущербе от грозовых повреждений можно получить двумя способами. Первый способ — определение ущерба путем анализа опыта эксплуатации защит подстанций, при этом по материалам анализа опыта эксплуатации определяются два показателя: затраты на ремонтно-восстановительные работы энергосистемы З и величина недоотпуска электроэнергии ΔW в расчете на одно повреждение подстанции. По выборкам всех повреждений далее определяются средние опные значения З и ΔW, а также границы доверительных интервалов.

Второй способ — определение ущерба при допущении равномерности повреждения оборудования подстанций, защита которых выпонена в соответствии с руководящими указаниями.

Поскольку стоимость ремонтно-восстановительных работ и расходы недоотпуска электроэнергии в расчете на одно повреждение силовых трансформаторов и остального оборудования подстанций в первую

Таблица 2.6. Данные опыта эксплуатации для подстанций 35 кВ

Условное обозначение энергосистемы	Q <sub>ф</sub> , число подстанций · лет	Среднее число грозовых часов T <sub>ч</sub>	Q, число подстанций · лет	M <sub>з</sub>	
				для силовых трансформаторов	для другого электрооборудования
1	1417	43	1219	4	1
2	1722	54	1860	3	—
3	1480	54	1600	3	1
4	413	59	487	2	1
5	520	59	612	1	—
6	635	49	623	2	1
7	1490	59	1754	2	—
8	453	77	698	2	—
9	219	10	44	—	—
10	2894	80	4625	4	1
Всего	11 243	—	13 522	23	5

приближенно мало зависят от причины, вызвавшей повреждение оборудования (при повреждении трансформатор заменяется резервным, а при любом повреждении обмотки трансформатора она заменяется новой), оценку затрат на ремонтно-восстановительные работы и недоотпуска электроэнергии и их средних значений в первом приближении можно выполнить исходя из анализа ущерба при повреждении трансформаторов по любой причине.

Оценка ущерба по второму способу позволяет достаточно просто оценить существенный разброс мощностей трансформаторов и характер повреждений в распределительных сетях 6–35 кВ, при этом можно говорить о средних ущербах для потребителей в сельской местности, промышленности, специальных (например, карьерных) сетях.

Специальные исследования показали, что показатели ущерба народу хозяйства в сетях 6–10 кВ практически на различаются. Анализ прямых затрат десяти энергосистем на ремонтно-восстановительные работы по 138 поврежденным трансформаторам 6 и 10 кВ показал, что средняя стоимость ремонта одного поврежденного трансформатора составляет 270 руб., при этом средняя мощность поврежденного трансформатора составляла 160 кВ · А. Средняя величина З при всех грозовых повреждениях электрооборудования сетей 6 и 10 кВ, включая силовых трансформаторы, составляет 240 руб.

Стоимость ремонтно-восстановительных работ для сетей 35 кВ определена по данным 35 энергосистем Советского Союза. Изучены акты различных повреждений 92 трансформаторов и 59 различных видов электрооборудования 35 кВ и получено, что среднее значение З в сетях этого класса напряжения составляет 350 и 325 руб. для силовых трансформаторов и для всего электрооборудования соответственно. Недоотпуск электроэнергии потребителю определяется по условию 100%-ной нагрузки трансформаторов при среднем времени замены трансформаторов 6–10 кВ 4 ч, трансформаторов 35 кВ 15 ч.

Анализ показал, что величина ΔW составляла: при повреждении трансформаторов 6–10 и 35 кВ соответственно 20 и 550 кВт · ч; при повреждении всех видов электрооборудований (включая трансформаторы) 6–10 и 35 кВ 280 и 400 кВт · ч соответственно.

При известных величинах З и ΔW расчетный ожидаемый ущерб от одного грозового повреждения электрооборудования подстанции можно определить по формуле

$$U = Z + y \Delta W, \quad (2.2)$$

где y — удельный ущерб на 1 кВ · ч недоотпущенной электроэнергии. При расчете y в состав ущерба включаются все дополнительные затраты, вызванные как самим фактором грозового повреждения, так и недопроизводкой продукции за время аварийного простоя. Кроме того, в суммарные ущербы включены как ущербы потребителей, так



и ущерба в энергосистеме, при этом учтены основные ущербы, обусловленные недоработкой продукции или невыполнением заданного объема работ, дополнительные ущербы, вызванные браком продукции, снижением ее качества, перасходом сырья, топлива и электроэнергии при работе в ненормальных режимах, прямые затраты на ремонтно-восстановительные работы или на замену отказавшего или поврежденного оборудования и косячные ущербы, причиняемые неиспользуемым основным и оборотных материальных фондов.

Литературный обзор и данные ЛПИ имени М.И. Калинина показывают, что для потребителей удельные основные ущербы равны  $\sim 0,12$ , дополнительные 0,2, косячные 0,1 и прямые 0,1 руб/(кВт·ч). В целом для потребителей  $у_1 = 0,52$  руб/(кВт·ч); для энергосистемы  $у_2 = 0,14$  руб/(кВт·ч). Суммарный удельный ущерб  $у = 0,52 + 0,14 = 0,66$  руб/(кВт·ч).

Таким образом, расчетный ожидаемый ущерб от одного грозового повреждения электрооборудования на подстанциях 6–10 и 35 кВ составит соответственно для силовых трансформаторов 481 и 713 руб., а для всего электрооборудования 425 и 589 руб.

### Глава третья

## АТМОСФЕРНЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ НА ВЛ 6–35 кВ

### 3.1. Краткие сведения о разряде молнии

Разряды молнии возникают тогда, когда в какой-либо зоне грозового облака напряженность электрического поля превышает электрическую прочность воздуха. Разряд развивается к земле в виде ионизованного канала-лидера, распространяющегося ступенчато (скачкообразно) со средней скоростью порядка 0,0005 скорости света, причём скорость развития во время скачка достигает 0,15 скорости света. В большинстве случаев разряды молнии в землю возникают из отрицательно заряженных зон облака, и соответственно лидер переносит к земле отрицательный заряд. По мере приближения канала-лидера к земле на земле и наземных объектах накапливаются заряды противоположной полярности. Напряженность электрического поля в отделе-льных точках может превысить электрическую прочность воздуха, при этом образуются встречные стримеры, развивающиеся навстречу лидеру.

После того как лидер достигнет земли или встречного стримера начнется стадия главного разряда молнии, в которой происходит ком-пенсация заряда лидера зарядами противоположной полярности. Глав-ный разряд развивается от земли к облаку со скоростью 0,05–0,5 ско-рости света, образуя ярко святившийся канал. Эта стадия разряда мол-

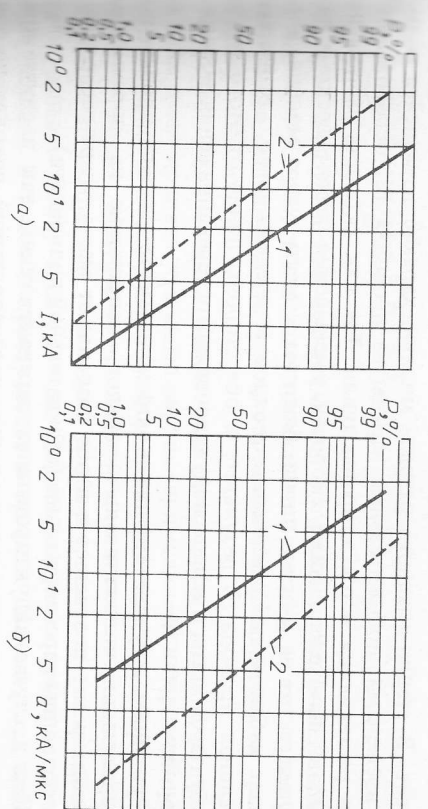


Рис. 3.1. Распределение амплитуд (а) и крутизны (б) токов молнии: 1 – первый компонент отрицательной исходящей молнии; 2 – последую- щие компоненты отрицательных молний

нии характеризуется большими токами через пораженный объект (от единицы до сотен килоампер) и быстрыми изменениями электромаг-нитного поля в окружающем пространстве. Через 100–200 мкс ток падает практически до нуля. Однако в связи с наличием в структуре проводных облаков нескольких центров зарядов разряд молнии в боль- шинстве случаев бывает многокомпонентным. По тому же каналу проис- ходит несколько (обычно 3–6) последовательных разрядов. Общая про- должительность разряда молнии может превышать секунду, средняя амплитуда составляет 0,2 с. Последующие компоненты отличаются от первой волны главного разряда более коротким фронтом и, как правило, меньшей амплитудой.

Амплитуда и крутизна фронта тока молнии могут иметь случайные значения как в различных ударах молнии, так и в отдельных их ком- понентах. На основании обобщения накопленного материала многолет- них полевых измерений в различных странах получены эмпирические законы распределения максимальных значений амплитуд (рис. 3.1, а) и крутизны фронтов тока молнии (рис. 3.1, б).

Представленные на рис. 3.1 кривые хорошо аппроксимируются нор- мально-логарифмическим законом распределения. В упрощенных рас- счетах нередко используются также приближенные распределения [50], характерные в результате массовых измерений на территории СССР. При относительно медленных изменениях электрического поля, ко- гда не имеет место в лидерной стадии разряда молнии, потенциал про- ближения III практически не возрастает, так как необходимые для ком- пенсации ионизованного поля заряды подтягиваются постепенно, не созда- вая заметных токов в проводах. Перенапряжений в этой стадии не воз-

никает. В стадии главного разряда молнии, характеризующейся малыми временами, положительные заряды на проводах ВЛ освобождаются и растекаются в обе стороны линии. Так как скорость растекания зарядов значительно ниже скорости уменьшения электрического поля лидера, то на участке линии, близком к месту удара молнии, вырывается избыток положительных зарядов и, следовательно, вырабатывается потенциал провода. В результате в обе стороны линии от этого участка будут двигаться волны индуцированного перенапряжения положительной полярности.

При прямом ударе молнии в линию в месте разряда происходит нейтрализация положительных зарядов, напряжение на пораженном проводе резко возрастает и в обе стороны от места удара распространяются волны перенапряжений (отрицательной полярности).

Как в случае индуцированных перенапряжений, так и случае прямого удара молнии в линию волны перенапряжений доходят до подстанций, вызывая перенапряжения на всех их элементах.

Электромагнитное поле разряда молнии может быть описано с помощью векторного  $A$  и скалярного  $\varphi$  электродинамических потенциалов:

$$A = \frac{\mu}{4\pi V} \int \frac{\delta \left( t - \frac{R}{c} \right)}{R} dV;$$

$$\varphi = \frac{1}{4\pi\epsilon V} \int \frac{q \left( t - \frac{R}{c} \right)}{R} dV,$$

где  $V$  — объем пространства, заполненный разрядами;  $q$  — объемная плотность зарядов;  $\delta$  — плотность токов, имеющих место в объеме;  $R$  — расстояние от элемента объема  $dV$  до точки, в которой ищется потенциал.

Выражения  $q \left( t - \frac{R}{c} \right)$  и  $\delta \left( t - \frac{R}{c} \right)$  означают, что для определения потенциалов в момент времени  $t$  надо использовать значения  $q$  и  $\delta$  не для момента  $t$ , а для более раннего момента  $t - \frac{R}{c}$ , т. е. для элемента

как время распространения электромагнитного поля от элемента объема  $dV$  до точки с координатой  $R$  составит  $R/c$ .

Для вычисления  $A$  и  $\varphi$  необходимо знать распределение в пространстве и изменение во времени объемных зарядов и токов проводимости. Когда  $A$  и  $\varphi$  найдены, можно вычислить напряженность электрического поля в интересующей нас точке:

$$E = -\text{grad } \varphi - \frac{\partial A}{\partial t} = E_z + E_M,$$

где  $E_z$  — электрическая составляющая напряженности, определяемая изменением в пространстве электрического поля;  $E_M$  — магнитная составляющая напряженности поля, определяемая изменением во времени магнитного поля.

В первом приближении можно выполнить расчет электромагнитного поля, если принять, что канал молнии прямолинеен и перпендикулярен поверхности земли, а главный разряд представляет собой прямолинейную волну зарядов с постоянной плотностью  $q$ , движущуюся постоянной скоростью  $v$  от земли к облаку, или, что то же самое, прямолинейную волну тока  $I_M = qv$ . Движение волны определяет изменение зарядов и токов в пространстве и времени. Используя приведенные необходимые положения, можно рассчитать напряжение на изолированном объекте [38].

В последние годы разрабатан целый ряд более реалистичных моделей разряда молнии, лучше отвечающих физике процесса, однако в настоящее время они пока не доведены до простых расчетных методик. В ряде случаев для расчетов достаточно рассматривать разряд молнии просто как источник тока.

## 4.2. Влияние импульсной короны на волновые процессы в линиях

Импульсная корона, возникающая на проводах ВЛ при перенапряжении, является положительным фактором, так как при этом существенно увеличиваются сглаживающие фронты и затухание амплитуды бегущей волны.

Импульсная корона имеет некоторые особенности, которые отличают ее от стационарной короны постоянного или переменного тока. Прежде всего она имеет ярко выраженную структурную особенность и состоит из отдельных светящихся нитей. Интенсивность отрицательной импульсной короны, а следовательно, и ее влияние на деформацию волн перенапряжений значительно меньше, чем положительной импульсной короны.

Примерная структура коронного чехла исключает возможность прохождения тока по чехлу короны в осевом направлении, так как отдаленные каналы не соприкасаются друг с другом. Поэтому продольный ток в линии по-прежнему проходит только по проводам, и, следовательно, на индуктивность линии короны никакого влияния не оказывает. Вместе с тем заряды перемещаются с провода на периферию коронного чехла, благодаря чему емкость линии существенно увеличивается. Это, в свою очередь, приводит к уменьшению волнового сопротивления линии, увеличению коэффициентов электромагнитной связи между проводами и уменьшению фазовой скорости распростра-

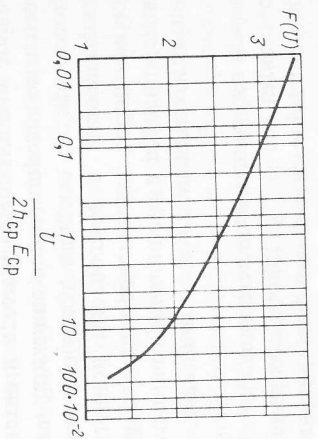


Рис. 3.2. Вспомогательная кривая для расчета поправок на корону для волновых сопротивлений и коэффициентов связи проводов

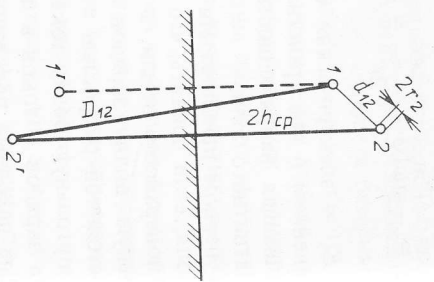


Рис. 3.3. Схема расположения проводов для расчета коэффициентов связи

нения волн. Все эти величины оказываются зависимыми от мгновенного значения напряжения на проводе.  
Волновое сопротивление коронирующей линии [51]

$$Z_{\kappa} = Z_{\Gamma} \frac{F(U)}{\sqrt{\ln \frac{2h_{cp}}{r}}}, \quad (3.1)$$

где  $Z_{\Gamma}$  — геометрическое волновое сопротивление провода, Ом, определяемое по (3.2);  $h_{cp}$  — средняя высота подвеса провода над землей, м;  $r$  — радиус провода, м;  $F(U)$  — функция, определяемая по кривой на рис. 3.2, где по оси абсцисс отложены значения  $U/(2h_{cp} E_{cp})$ ;  $U$  — мгновенное значение напряжения на коронирующем проводе, кВ;  $E_{cp}$  — средняя напряженность поля на границе чехлы короны, принятая для отрывающей волны 2100 и для положительной волны 900 кВ/м.

$$Z_{\Gamma} = 60 \ln \frac{2h_{cp}}{r}. \quad (3)$$

Коэффициент связи провода 1 (рис. 3.3) с коронирующим проводом 2 рассчитывается по формуле

$$K_{\kappa} = K_{\Gamma} \frac{\sqrt{\ln(2h_{cp}/r)}}{F(U)}, \quad (3)$$

$$K_{\Gamma} = \frac{\ln(D_{12}/d_{12})}{\ln(2h_{cp}/r)}; \quad (3.4)$$

где  $d_{12}$  — расстояние между проводами, м;  $D_{12}$  — расстояние между осями проводов и зеркальным отображением второго провода.

По мере продвижения грозовой волны по линии происходит сглаживание ее фронта и уменьшение амплитуды (затухание) вследствие потерь в проводах линии и земле, а при напряжениях выше начального напряжения короны основным фактором, определяющим деформацию волны являются высоковольтных импульсов в воздушных линиях, являющихся импульсная корона.

С точки зрения грозозащиты влиянием сопротивления проводов на деформацию волн можно пренебречь во всех случаях. Влияние сопротивления земли, особенно при больших удельных сопротивлениях грунта ( $> 10^3$  Ом·м), может быть заметным, однако в большинстве случаев им также пренебрегают.

Для построения деформированного фронта исходная волна условно разбивается на элементарные волны (рис. 3.4). Поскольку с ростом напряжения фазовая скорость уменьшается, верхние элементарные волны будут постепенно отставать от нижних. Величина смещения ординат  $U$  на фронте волны после пробега по линии расстояния  $l$

$$\Delta l = l \left( \frac{1}{v_B} - \frac{1}{c} \right), \quad (3.5)$$

где  $c = 300$  м/мкс — скорость света;  $v_B$  — фазовая скорость распространения ординаты  $U$  волны перенапряжения, определяемая по формуле

$$v_B(U) = \frac{F(U)}{\sqrt{\ln(2h_{cp}/r)}} \cdot c. \quad (3.6)$$

Уменьшение амплитуды волны определяется пересечением деформированного фронта с хвостом исходной волны (рис. 3.4). Очевидно, что особенно сильно будут затухать затухание и срезаемые волны.

Затухание фронта волны напряжения может быть приближенно определено по формуле [52]

$$U_{\kappa} = U_0 - \Delta l/T, \quad (3.7)$$

где  $U_{\kappa}$  — амплитуда исходной волны, кВ;  $U_0$  — амплитуда волны после пробега по пути

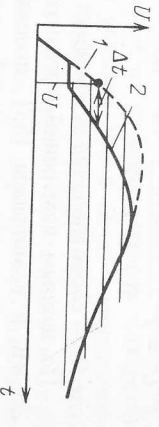


Рис. 3.4. Деформация фронта волны в коронирующей линии: 1 — волна в начале линии; 2 — волна после пробега некоторого пути

пробега по линии расстояния  $x$ ;  $\Delta t$  — смещение, определяемое по (3.5)  
 $T$  — постоянная, зависящая от длины волны (для стандартной полной волны  $T \approx 57$  мкс).

### 3.3. Прямой удар молнии в линию

**Общие сведения.** Очевидно, что при приближении канала молнии к линии индуктированное перенапряжение должно возрастать. Оно достигает своего предельного значения при прямом ударе молнии (ПУМ) в линию. Поэтому, строго говоря, при расчете перенапряжений ПУМ необходимо анализировать электромагнитное поле во всем пространстве вблизи линии электропередачи. Однако воздушные линии 6–35 кВ выполняются обычно без грозозащитного троса, поэтому перенапряжения прямого удара возникают, как правило, при разрядах молнии непосредственно в фазный провод, при этом в связи с большим волновым сопротивлением провода (сотни Ом) вклад индуктированного составляющей напряжения оказывается незначительным. Тогда напряжение на проводе в месте удара молнии, кВ, можно представить в виде

$$U = IZ_{\kappa} / 2, \quad (3.8)$$

где  $I$  — ток молнии, кА;  $Z_{\kappa}$  — волновое сопротивление провода с учетом импедансной короны, Ом.

В зависимости от амплитуды тока молнии в месте разряда молнии может произойти импulsiveное перекрытие изоляции одной, двух и трех фаз.

На линиях с деревянными опорами разрядное напряжение между фазами много меньше, чем между фазами и землей, и поэтому междуфазное перекрытие предшествует перекрытию изоляции фаза–земля. На линиях с проводящими опорами (железобетонными, а также деревянными, но зашунтированными токопроводом) при разряде молнии вначале произойдет перекрытие изоляции одной фазы и напряжение в месте удара составит (если пренебречь индуктивностью опоры ориентировочно

$$U = I \frac{R_3 Z_{\kappa} / 2}{R_3 + Z_{\kappa} / 2}, \quad (3.9)$$

где  $R_3$  — сопротивление заземления опоры.

По данным измерений организаций, ведущих строительство ВЛ 6–35 кВ, и номограмм [53], используемых проектными организациями при проектировании этих ВЛ, сопротивление заземления железобетонных опор, не имеющих специального контура заземления, в большинстве случаев лежит в диапазоне 20–75 Ом в зависимости от удельного сопротивления грунтов.

Импulsiveное перекрытие само по себе не вызывает отключения линии. Возмущение линии произойдет только в том случае, если перекрытие произойдет в дуговой разряд, поддерживаемый рабочим напряжением сети. Вероятность установления силовой дуги промышленной частоты зависит от многих факторов, в том числе от мощности источника, режима рабочего напряжения по пути перекрытия, погодных условий и т.п. При разряде молнии в линию в обе стороны от места разряда распространяются электромагнитные волны, амплитуда которых может превысить импulsiveную прочность изоляции на соседних опорах и вызвать перекрытия. Поэтому, если в месте разряда молнии силовая дуга не установилась, возможно возникновение дуги промышленной частоты на соседних опорах, что также приведет к отключению линии. Эту возможность необходимо учитывать при расчетах числа грозных отключений ВЛ от ПУМ.

Известно, что большинство ВЛ на деревянных опорах в отличие от линии на железобетонных опорах имеют конструктивные неоднородности по длине. Это связано со следующими обстоятельствами. Во-первых, согласно § 2.5.123 ПУЭ на ВЛ с деревянными опорами напряжение 35 кВ и ниже на опорах, ограничивающих пролеты пересечения с другой линией, допускается установка защитных промежутков вместо трубчатых разрядников [5]. Во-вторых, в процессе эксплуатации на данных линиях появляются опоры, имеющие меньшую импulsiveную прочность изоляции, чем чисто деревянные опоры. Это связано с тем, что при шеплении деревянной опоры ремонтный персонал иногда инстинктивно ее сплошным токопроводом или заменяет ее железобетонной опорой. Иногда эксплуатационный персонал устанавливает вместо трубчатых разрядников искровые промежутки. При расчетах необходимо учитывать наличие опор с ослабленной изоляцией, перекрытия которой волной перенапряжения, не приведшей к установлению силовой дуги на опорах с нормальной изоляцией, могут привести к дополнительным отключениям.

Общее число отключений ВЛ 6–35 кВ от ПУМ в линию

$$N_{\text{ПУМ}} = n_1 + n_{d1} + n_{d2} + n_{\text{осл}}, \quad (3.10)$$

где  $n_1$  — число отключений линий при перекрытиях на опоре, вблизи которой произошел разряд молнии;  $n_{d1}$ ,  $n_{d2}$  — дополнительное число отключений ВЛ за счет перекрытий на соседних опорах (вторых) соответственно справа и слева при условии, что в месте разряда молнии силовая дуга не установилась (далее условно принято, что перекрытие на опоре справа от места разряда молнии происходит раньше, чем на опоре слева);  $n_{\text{осл}}$  — отключения при перекрытиях изоляции в ослабленных точках (для ВЛ на деревянных опорах).

**Расчет числа отключений ВЛ при перекрытиях изоляции в точках разряда молнии.** Число отключений линий электропередачи от ПУМ, индивидуальных перекрытия изоляции в месте разряда, определяется по

Выражено

$$n_1 = NP_f \eta,$$

где  $N$  — число прямых ударов молнии в линию;  $P_f$  — вероятность амплитуды тока молнии, выше которой на ВЛ произойдет двух- или трехфазное перекрытие изоляции;  $\eta$  — коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу промышленной частоты.

Число прямых ударов молнии в линию можно определить по формуле [38]

$$N = \gamma S I T \cdot 10^{-3},$$

где  $\gamma$  — плотность разрядов молнии на  $1 \text{ км}^2$  земной поверхности за 1 грозовой день (час);  $I$  — длина линии, км;  $S = Mh_{\text{ср}}$  — ширина зоны "захвата молнии" линией, м;  $M$  — коэффициент, который по данным различных авторов колеблется в диапазоне от 4 до  $8h_{\text{ср}}$ ;  $T$  — число грозových часов (дней) в году.

Плотность разрядов молнии в землю зависит от географических и геофизических характеристик местности и имеет значительную вариацию по времени и от года к году. Надежных статистических данных о плотности разрядов молнии в различных районах страны на сегодня нет. Имеются только многолетние данные метеостанций о числе грозových дней и часов в году. В последние годы с помощью счетчиков разрядов молнии пытаются установить связь между этими параметрами и числом грозových разрядов в землю. Однако накопленные данные пока не поддаются обобщению. При отсутствии данных для конкретной территории можно принять среднюю плотность разрядов молнии равной  $0,067$  разряда на  $1 \text{ км}^2$  земной поверхности за 1 грозовой час (либо  $0,1$  разряда за 1 грозовой день).

Минимальная амплитуда тока молний, выше которой на ВЛ в сети с изолированной нейтралью произойдет двухфазное перекрытие, способное привести к отключению этих линий, характеризует уровень грозопорности данных ВЛ.

Уровень грозопорности ВЛ на деревянных опорах на основании (3.8) определяется по выражению

$$I_0 = \frac{2U_{\text{пер}}}{Z_k(1 - K_k)},$$

а для ВЛ на железобетонных опорах согласно (3.9) по формуле

$$I_{0 \text{ жб}} = \frac{U_{\text{и}}}{1 - K_k} \frac{R_3 + Z_k/2}{R_3 Z_k/4},$$

где  $K_k$  — коэффициент связи между пораженной и соседней фазами

Учетом импульсной короны;  $U_{\text{пер}}$  — импульсное разрядное напряжение междуфазной изоляции;  $U_{\text{и}}$  — импульсное разрядное напряжение полютора.

Для случая трехфазного перекрытия уровни грозопорности можно определить по формулам

$$I_{3 \text{ ф}} = \frac{4U_{\text{пер}}}{Z_k(1 - K_{1,2,3})};$$

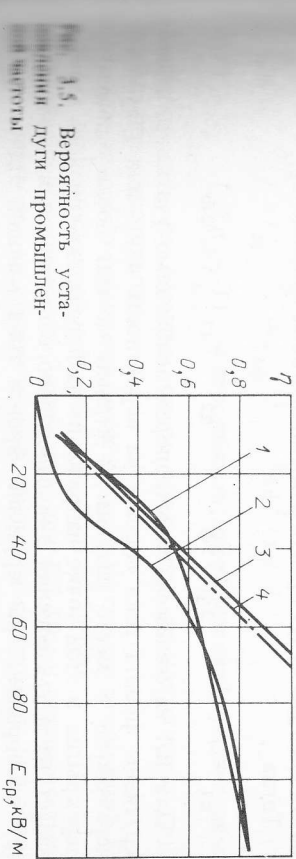
$$I_{3 \text{ ф жб}} = \frac{U_{\text{и}}}{1 - K_{1,2,3}} \frac{R_3 + Z_k/4}{R_3 Z_k/4},$$

где  $K_{1,2,3}$  — коэффициент связи между двумя перекрываемыми и третьей фазами.

Как указано выше, число отключений ВЛ зависит от вероятности перекрытия импульсного перекрытия в силовую дугу промышленной частоты. Для линий на металлических или железобетонных опорах, на которых перекрытие изоляции происходит вдоль поверхности изоляторов, вероятность установления силовой дуги может быть определена по [51]:

$$\eta = (0,92E_r - 6)10^{-2}, \quad (3.11)$$

где  $E_r$  — градиент рабочего напряжения вдоль пути перекрытия, кВ/м. При комбинированной изоляции развитие силовой дуги оказывается более сложным, так как при напряжении промышленной частоты перво следует рассматривать как сопротивление [37]. В этом случае распределение напряжения в значительной степени зависит от состояния древесины, поскольку сопротивление дерева будет функцией степени его увлажнения. На вероятность установления силовой дуги оказывают влияние также дугогасящие свойства дерева. Эксперименты по определению вероятности установления дуги промышленной частоты проводились в нашей стране во ВНИИЭ [50] (кривая 1, рис. 3.5) и на рубежом [54] (кривая 2). Из рисунка видно, что при малых зна-



чениях напряженности вероятность установления силовой дуги по данным ВНИИЭ выше. Это обусловлено, видимо, тем, что при низких градиентах дуга лежит на поверхности дерева, и, следовательно, вероятность установления дуги будут оказывать влияние дуготочные свойства древесины, которые, скорее всего, различны у разных пород дерева.

Для определения вероятности установления дуги промышленной частоты в [24, 28] предложены формулы, использованные для получения зависимости, представленных на рис. 3.5 в виде линий 3 и 4. Из рисунка видно, что они практически совпадают с кривой 1 в области градиентов до 40 кВ/м. В связи со сказанным для определения вероятности установления дуги промышленной частоты на линиях с деревянными опорами целесообразно использовать кривую 1, а для ВЛ на железобетонных опорах — формулу (3.11).

Полученные таким образом значения отражают вероятность установления дуги при двухфазном замыкании  $\eta_{2ф}$ . При перекрытии третьей фазы возможно установление двух независимых дуг, так как источник напряжения у них разный. Очевидно, что вероятность этого события составит  $\eta_{2ф}^2$ . Тогда вероятность установления хотя бы одной силовой дуги (т.е. вероятность междуфазного короткого замыкания) составит

$$\eta_{3ф} = \eta_{2ф} + \eta_{2ф} - \eta_{2ф}^2 = \eta_{2ф}(2 - \eta_{2ф}). \quad (3.11)$$

С учетом изложенного для ВЛ на деревянных опорах

$$\eta_{ПУМ} = N_2 \eta_{2ф} + (N_3 + N_{3з}) \eta_{3ф},$$

$$\text{где } N_2 = N(P_{I \geq I_{03ф}} - P_{I \geq I_{3ф}}); \quad N_3 = N(P_{I \geq I_{3ф}} - P_{I \geq I_{3ф.з}})$$

$N_{3з} = NP_{I \geq I_{3ф.з}}$  — соответственно число двух- и трехфазных перекрытий, а также трехфазных перекрытий на землю.

Дополнительные отключения этих линий будут обусловлены только двухфазными перекрытиями изоляции соседних опор при токах  $I_0 \leq I < I_{3ф}$ , так как после трехфазного перекрытия в точке разряда на проводах всех фаз будут практически одинаковые напряжения.

Тогда

$$\eta_{д1} = N_2(1 - \eta_{2ф})\eta_{2ф}; \quad \eta_{д2} = \eta_{д1}(1 - \eta_{2ф}).$$

Для ВЛ на железобетонных опорах необходимо учитывать влияние крутизны фронта тока молнии на вероятность двух- или трехфазного перекрытия в месте разряда. В первый момент после однофазного перекрытия в этой точке напряжение на пораженном проводе скачком перекрывается в той точке напряжения на противоположном, а затем падает из-за уменьшения эквивалентного сопротивления. Длина фронта пропорционально крутизне фронта тока молнии. Длина про-

ектр рассматриваемых ВЛ незначительна, поэтому затуханием волны напряжения на этом расстоянии можно пренебречь. За счет разброса вторичных характеристик изоляции однофазное перекрытие на пораженной опоре может произойти примерно при том же напряжении, что и в точке разряда, но через время пробега волны, т.е. через  $t = l_{пр}/v$ .

При такой крутизне фронта тока молнии отраженная от соседней опоры волна противоположной полярности может прийти в точку разряда до достижения в ней напряжения, достаточного для двухфазного перекрытия, что делает его менее вероятным. Аналогичная картина будет иметь место и после двухфазных перекрытий изоляции. В связи со сказанным на ВЛ с железобетонными опорами число отключений при перекрытиях в месте разряда равно:

$$\eta_{ПУМ} = N_2 P_{a \geq a_{2ф}} \eta_{2ф} + N_3 P_{a \geq a_{3ф}} \eta_{3ф},$$

где  $P_{a \geq a_{2ф}}$ ,  $P_{a \geq a_{3ф}}$  — вероятность крутизны токов молнии, при которых в точке разряда произойдут соответственно двух- и трехфазные перекрытия изоляции.

Дополнительное число отключений этих линий определяется как

$$\eta_{д1} = \eta_{д11} + \eta_{д12} + \eta_{д13};$$

$$\eta_{д2} = (\eta_{д11} + \eta_{д12})(1 - \eta_{2ф}) + \eta_{д13}(1 - \eta_{3ф}),$$

где  $\eta_{д11}$  — число отключений при двухфазных перекрытиях изоляции пораженной опоры после аналогичного перекрытия в точке разряда;  $\eta_{д12}$  — то же, но после трехфазного перекрытия в месте разряда;  $\eta_{д13}$  — число отключений после трехфазных перекрытий в месте разряда и на соседней опоре.

$$\eta_{д11} = N(P_{I \geq I_{2с.0}} - P_{I \geq I_{3ф}})(1 - \eta_{2ф}) P_{a \geq a_{2ф}} \eta_{2ф};$$

$$\eta_{д12} = N(P_{I \geq I_{3ф}} - P_{I \geq I_{3с.0}})(1 - \eta_{3ф}) P_{a \geq a_{3ф}} \eta_{2ф};$$

$$\eta_{д13} = NP_{I \geq I_{3с.0}} P_{a \geq a_{3ф}}(1 - \eta_{3ф}) \eta_{3ф};$$

где  $P_{I \geq I_{2с.0}}$ ,  $P_{I \geq I_{3с.0}}$  — вероятности токов молнии с амплитудами, которые на соседней опоре произойдут соответственно двух-

и трехфазные перекрытия.

Более подробно методика расчета числа грозозовых отключений ВЛ в связи с изолированной нейтралью изложена в [55, 56].

Расчеты показывают, что, например, для ВЛ 10 кВ дополнительное число отключений на линиях с железобетонными опорами при сопро-

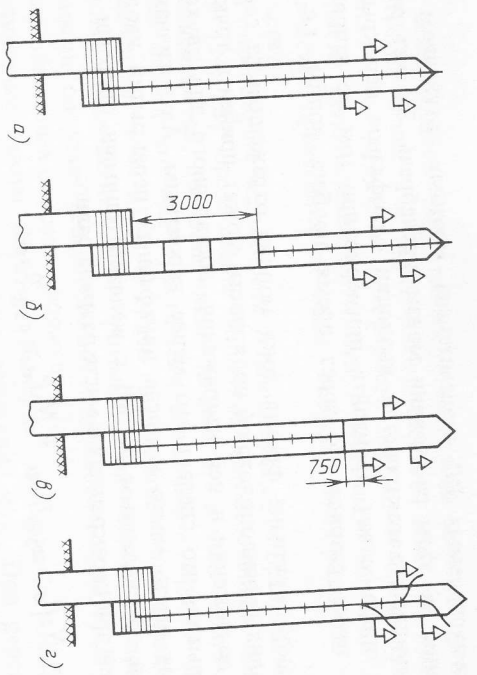


Рис. 3.6. Эскизы опор с ослабленной изоляцией: а — шунтирование токопроводом; б — шунтирование с помощью бандажи; в — защитный промежуток; г — искровой промежуток

тивленных заземления опор 20, 50 и 75 Ом, что примерно соответствует грунтам с  $\rho = 100, 300$  и  $500 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , составляет от общего числа грозовых отключений ВЛ от ПУМ соответственно 25, 36, 38,5%, а для линий на деревянных опорах — около 5%.

Расчетное число грозовых отключений ВЛ 10 кВ от прямого удара молнии в линию (на 100 км за 100 грозовых часов) при перекрытии на деревянных опорах с нормальной изоляцией составляет 5,8, а для железобетонных опор при  $R_3 = 20; 50; 75 \text{ Ом}$  оно соответственно равно 8,9; 12,5 и 13,6. Как и следовало ожидать, уменьшение сопротивления заземления опор приводит к значительному снижению числа грозных отключений от ПУМ (в расчетах ширина зоны захвата молнии принята равной  $6h_{\text{ср}}$ ).

Расчет числа отключений, вызванных перекрытиями изоляции в ослабленных точках, при ПУМ в линию на деревянных опорах. Напряжения на проводах в ослабленной точке после двухфазных ( $I_0 \leq I < I_{3\text{ф}}$ ) и трехфазных ( $I_{3\text{ф}} \leq I < I_{3\text{ф.з}}$ ) перекрытий, а также после трехфазного перекрытия на землю ( $I \geq I_{3\text{ф.з}}$ ) в месте разряда с учетом (3.1) соответственно равны:

$$U_{\text{осл1}} = U_{\text{осл2}} = \frac{IZ_{\text{к}}}{4} e^{-l_x(1/\nu_v - 1/c)/T}; \quad U_{\text{осл3}} = 0; \quad (3.11)$$

$$U_{\text{осл1}} = U_{\text{осл2}} = U_{\text{осл3}} = \frac{IZ_{\text{к}}}{6} e^{-l_x(1/\nu_v - 1/c)/T}; \quad (3.12)$$

$$U_{\text{осл1}} = U_{\text{осл2}} = U_{\text{осл3}} = \frac{IZ_{\text{к}}R_{\text{м}}}{Z_{\text{к}} + 6R_{\text{м}}} e^{-l_x(1/\nu_v - 1/c)/T}; \quad (3.15)$$

где  $U_{\text{осл1}}, U_{\text{осл2}}, U_{\text{осл3}}$  — напряжения на проводах в ослабленных точках соответственно верхней (первой), средней (второй) и нижней (третьей) фаз (условно принято, что разряд молнии произошел в верхнюю фазу линии);  $R_{\text{м}}$  — сопротивление самозаземления молнии, принятое для опоры, не имеющей искровотвержденного заземления, равным 100 Ом. Условия междуфазных перекрытий и перекрытий на землю зависят от типа ослабленной точки (рис. 3.6), а также от сопротивления заземления опоры с ослабленной изоляцией.

Согласно §§ 1.7.57, 2.5.75 и 2.5.76 ПУЭ [5] в сетях с компенсирующей емкостью токов сопротивление заземления опор ВЛ выше 1 кВ, имеющих устройство грозозащиты, должно быть равно  $250/I$ , но не более 10 Ом. В эксплуатации при больших удельных сопротивлениях грунта не всегда удается достичь указанного значения сопротивления заземления опоры, поэтому на этих линиях можно принять  $R_3 = 10 \text{ Ом}$ . При  $I_0 \leq I < I_{3\text{ф}}$  на опоре с ослабленной изоляцией рассматриваемой линии произойдет перекрытие изоляции одной (например, верхней) из двух фаз, по которым двинутся волны напряжения, после чего напряжение на этой фазе будет

$$U'_{\text{осл1}} = U_{\text{осл1}} \frac{2R_3}{2R_3 + Z_{\text{к}}}$$

Очевидно, что  $U_{\text{осл2}} - U'_{\text{осл1}} < U_{\text{пер12}}$ , где  $U_{\text{пер12}}$  — напряжение перекрытия изоляции второй фазы после однофазного перекрытия в ослабленной точке, поэтому при дальнейшем росте напряжения  $U'_{\text{осл1}}$  произойдет перекрытие между верхней и нижней фазами при условии

$$U'_{\text{осл1}} = \frac{IZ_{\text{к}}R_3}{2(2R_3 + Z_{\text{к}})} e^{-l_x(1/\nu_v - 1/c)/T} \geq \frac{U_{\text{пер13}}}{1 - K_{13}}, \quad (3.16)$$

где  $K_{13}$  — коэффициент связи между нижней и остальными фазами. Подстановкой в (3.16)  $I = I_0$  и  $I = I_{3\text{ф}}$  можно определить расстояния  $l'_{12}$  и  $l'_{13}$ , при пробеге которых волны напряжения, обусловленные первым молнией с амплитудами  $I_0$  и  $I_{3\text{ф}}$ , приведут к двухфазному перекрытию в ослабленной точке после аналогичного перекрытия в месте разряда. Тогда дополнительное число отключений за счет упомянутого выше перекрытия можно представить в виде

$$N_{\text{отл2}} = N_2(1 - \eta_{2\text{ф}}) \frac{l_x}{l} \eta_{\text{осл2}}$$

где  $\eta_{осл2}$  — вероятность установления силовой дуги после двухфазного перекрытия на опоре с ослабленной изоляцией;  $l$  — длина линии;

$$l_x = l, \text{ если } l_{22} \geq l_{max};$$

$$l_x = \frac{\Sigma l_{22}}{2} + \frac{l_k}{2}, \text{ если } l_{22} < l_{max} \text{ и } l'_{22} \geq l_{max};$$

$$l_x = \frac{\Sigma l'_{22}}{2}, \text{ если } l'_{22} < l_{max};$$

где  $l_{max}$  — длина наибольшего из участков линии, определяемых как расстояния от подстанций и конца линии до ближайших к ним ослабленных точек или как половина расстояния между наиболее удаленными друг от друга опорами с ослабленной изоляцией;  $\Sigma l_{22}$  — суммарная длина участков ВЛ, меньших  $l_{22}$ ;  $\Sigma l'_{22}$  — суммарная длина участков, меньших  $l'_{22}$ , но больших  $l'_{22}$ ;  $l_k = l - \Sigma l_{22}$ .

После двухфазного перекрытия напряжение на верхней и нижней фазах опоры с ослабленной изоляцией составляет

$$U''_{осл1} = U \frac{2R_3}{4R_3 + Z_k}.$$

В рассматриваемой ослабленной точке  $U_{пер2,13} < U_{пер1,3}$ , где  $U_{пер1,3}$  — напряжение перекрытия на землю после перекрытия между первой и третьей фазами;  $U_{пер2,13}$  — то же, но на среднюю фазу, поэтому на этой опоре может произойти перекрытие между тремя фазами при условии

$$U''_{осл1} = \frac{IZ_k}{2} \frac{R_3}{4R_3 + Z_k} e^{-l_x(1/\nu_v - 1/c)/T} \geq \frac{U_{пер2,13}}{1 - K_{2,13}}, \quad (3.17)$$

где  $K_{2,13}$  — коэффициент связи между средней и двумя другими фазами.

После расчета по уравнению (3.17)  $l_{23}$  и  $l'_{23}$  соответственно для токов  $I = I_0$  и  $I = I_{3ф}$  дополнительное число отключений за счет трехфазных перекрытий изоляции ослабленной точки можно определить в выражении

$$n_{д23} = N_2 (1 - \eta_{2ф}) (1 - \eta_{осл2}) \eta_{осл3} \frac{l_x}{l},$$

где  $\eta_{осл3}$  — вероятность установления силовой дуги после трехфазного перекрытия в ослабленной точке;

$$l_x = \Sigma l_{22} + \Sigma l'_{22}/2 \text{ при } l_{23} \geq l_{22} \text{ и } l'_{23} \geq l'_{22};$$

$$l_x = \Sigma l_{22} + \Sigma l'_{23}/2 \text{ при } l_{23} \geq l_{22} \text{ и } l'_{23} < l'_{22};$$

$$l_x = \Sigma l'_{23} + \Sigma l'_{22}/2 \text{ при } l_{23} < l_{22} \text{ и } l'_{23} \geq l'_{22};$$

$$l_x = \Sigma l_{23} + \Sigma l'_{23}/2 \text{ при } l_{23} < l_{22} \text{ и } l'_{23} < l'_{22}.$$

При  $I_{3ф} \leq I < I_{3ф}$  напряжения на всех фазах практически одинаковы, поэтому в ослабленной точке произойдет перекрытие изоляции одной (например, верхней) из фаз на землю и напряжение на ней будет

$$U'_{осл1} = U \frac{2R_3}{Z_k + 2R_3}.$$

Если

$$U'_{осл1} = \frac{IZ_k}{6} \frac{2R_3}{Z_k + 2R_3} e^{-l_x(1/\nu_v - 1/c)/T} \geq \frac{U_{пер2,13}}{1 - K_{2,13}},$$

(3.18)

то  $U_{пер2,13}$  — напряжение перекрытия в ослабленной точке второй фазы на первую после перекрытия последней на землю;  $K_{2,13}$  — коэффициент связи после упомянутого перекрытия, то на опоре с ослабленной изоляцией произойдет двухфазное перекрытие.

Из уравнения (3.18) для  $I = I_{3ф}$  и  $I = I_{3ф}$  определяются соответственно  $l_{32}$  и  $l'_{32}$ , а дополнительное число отключений при двухфазных перекрытиях в ослабленной точке после трехфазных перекрытий в месте разряда будет равно:

$$n_{д32} = N_3 (1 - \eta_{3ф}) \eta_{осл2} \frac{l_x}{l},$$

где  $l_x = l$ , если  $l_{32} \geq l_{max}$ ;

$$l_x = \Sigma l_{32} + l_k/2, \text{ если } l_{32} < l_{max} \text{ и } l'_{32} \geq l_{max};$$

$$l_x = \Sigma l'_{32} + \Sigma l'_{32}/2, \text{ если } l'_{32} < l_{max}.$$

После двухфазного перекрытия при условии

$$U''_{осл1} = \frac{IZ_k}{6} \frac{4R_3}{Z_k + 4R_3} e^{-l_x(1/\nu_v - 1/c)/T} \geq \frac{U_{пер3,123}}{1 - K_{3,123}},$$

(3.19)



где  $U''_{осл1}$  — напряжение на первых двух фазах после их перекрытия на землю;  $U_{перз,123}$  — разрядное напряжение изоляции третьей фазы на землю после упомянутого двухфазного перекрытия;  $K_{з,123}$  — коэффициент связи между третьей и остальными фазами, произойдет трехфазное перекрытие в ослабленной точке.

После расчета  $I_{з3}$  и  $I'_{з3}$  соответственно при  $I = I_{зф.з}$  и  $I = I'_{зф.з}$  по уравнению (3.19) дополнительное число отключений за счет трехфазных перекрытий в ослабленных точках после трехфазного перекрытия в месте разряда можно определить по выражению

$$n_{дззз} = N_{з3} (1 - \eta_{зф}) \eta_{ослз} \frac{I_x}{I}$$

где

$$I_x = \Sigma I_{з2} + \Sigma I'_{з2}/2 \quad \text{при } I_{з3} \geq I_{з2} \quad \text{и } I'_{з3} \geq I'_{з2};$$

$$I_x = \Sigma I_{з2} + \Sigma I'_{з2}/2 \quad \text{при } I_{з3} \geq I_{з2} \quad \text{и } I'_{з3} < I'_{з2};$$

$$I_x = \Sigma I_{з3} + \Sigma I'_{з2}/2 \quad \text{при } I_{з3} < I_{з2} \quad \text{и } I'_{з3} \geq I'_{з2};$$

$$I_x = \Sigma I_{з3} + \Sigma I'_{з3}/2 \quad \text{при } I_{з3} < I_{з2} \quad \text{и } I'_{з3} < I'_{з2}.$$

При  $I \geq I_{зф.з}$  условия перекрытия на опоре с ослабленной изоляцией те же, что и при  $I_{зф} \leq I_{зф.з}$ , поэтому расчет  $n_{дззз}$  проводился подобно представленному выше с учетом уравнений (3.15). Тогда можно записать

$$n_{дззз} = N_{з3} (1 - \eta_{зф}) \left( \eta_{осл2} \frac{I_x}{I} + \eta_{ослз} \frac{I'_x}{I} \right),$$

где  $I_x = I$ , если  $I_{з23} \geq I_{max}$ ;

$$I_x = \Sigma I_{з23} + I_k/2, \quad \text{если } I_{з23} < I_{max} \quad \text{и } I_{з33} \geq I_{max};$$

$$I_x = \Sigma I_{з23} + \Sigma I_{з33}/2, \quad \text{если } I_{з33} < I_{max};$$

$$I'_x = \Sigma I_{з23} + \Sigma I'_{з23}/2, \quad \text{если } I_{з33} \geq I_{з23} \quad \text{и } I'_{з33} \geq I'_{з23};$$

$$I'_x = \Sigma I_{з23} + \Sigma I'_{з33}/2, \quad \text{если } I_{з33} \geq I_{з23} \quad \text{и } I'_{з33} < I'_{з23};$$

$$I'_x = \Sigma I_{з33} + \Sigma I'_{з23}/2, \quad \text{если } I_{з33} < I_{з23} \quad \text{и } I'_{з33} \geq I'_{з23};$$

$$I'_x = \Sigma I_{з33} + \Sigma I'_{з33}/2, \quad \text{если } I_{з33} < I_{з23} \quad \text{и } I'_{з33} < I'_{з23}.$$

Таблица 3.1. Дополнительное отключение ВЛ 10 кВ при ПУМ в линии на деревянных опорах, имеющих ослабленные точки

Вид ослабленной точки	$n_{осл.пр}$
Опора, зашунтированная сплошным проводником	7,7
То же, но с помощью бандажей	7,3
Защитный промежуток	3,6
Искровой промежуток	14,5
Железобетонная опора	7,7

Результаты расчета дополнительного числа грозовых отключений в год на 100 км линий, приведенных к 100 грозовым часам,  $n_{осл.пр}$ , выделенные в качестве примера для ВЛ 10 кВ на деревянных опорах, за счет перекрытий на опорах с ослабленной изоляцией и представлены в табл. 3.1, показывают, что замена сплошного шунтирования ниже крюка изоляторов бандажами практически не дает эффекта при прямом ударе молнии в линию. Наличие на линии с деревянными опорами железобетонной или зашунтированной деревянной опоры приводит к одинаковому числу отключений при перекрытиях на них.

Расчеты числа отключений за счет перекрытий в ослабленных точках, расположенных по ходу волны напряжения за первой опорой с ослабленной изоляцией, показали, что они не превышают 10% числа отключений при перекрытиях в ближайшей к месту разряда ослабленной точке. С учетом довольно грубых допущений, принятых при расчете, ими можно пренебречь.

### 3.4. Индуктированные перенапряжения

**Перенапряжения на ВЛ при разряде молнии в землю.** При разряде молнии в землю на удалении  $z$  от линии электрическая и магнитная составляющие индуктированного перенапряжения на проводе на расстоянии  $x$  от точки, ближайшей к разряду молнии (рис. 3.7), могут быть определены по формулам

$$U_{инд.з}(x, t) = \frac{60hc\alpha}{\beta c} \frac{1}{2} x \ln \left\{ \frac{z^2 + \beta^2(ct - x)^2}{z^2 [x + \beta^2(ct - x) + \sqrt{(\beta ct)^2 + (1 - \beta^2)(x^2 + z^2)}]} \right\}$$

$$x \frac{\beta^2 (ct - x)^2 + \sqrt{(\beta ct)^2 + (1 - \beta^2)(x^2 + z^2)}}{\beta ct + \sqrt{(\beta ct)^2 + (1 - \beta^2)(x^2 + z^2)}}$$

$$U_{\text{инд.м}}(x, t) = \frac{60ah_{\text{ср}}}{c} \ln \frac{\beta ct + \sqrt{(\beta ct)^2 + (1 - \beta^2)(x^2 + z^2)}}{(1 + \beta) \sqrt{x^2 + z^2}}$$

где  $c = 300$  м/мкс — скорость света;  $v$  — скорость развития обратного то разряда, м/мкс;  $\beta = v/c$ ;  $z$  — кратчайшее расстояние от провода до канала молнии, м;  $t$  — текущее время с момента развития обратного разряда, мкс.

Приведенные выражения справедливы в течение фронта тока молнии; для получения напряжений после фронта используем метод наложения.

На рис. 3.8 и 3.9 представлены соответственно электрическая и магнитная составляющие индуктированного напряжения на ВЛ с высотой подвеса проводов  $h_{\text{ср}} = 10$  м, причем принято  $I = 30$  кА;  $\beta = 0,3$ ;  $a = 15$  кА/мкс. Из рис. 3.8 видно, что с увеличением расстояния вдоль линии от точки, ближайшей к моменту удара молнии в землю ( $x = 0$ ), электрическая составляющая напряжения, наведенного на проводе, несколько увеличивается. Это объясняется наложением волн напряжения, бегущей вдоль линии, и волны, возникающей в каждой точке за счет осевоободившихся избыточных зарядов (влияние короны на затухание бегущих волн в расчете не учтено). С удалением от точки  $x = 0$  вдоль линии амплитуда суммарного индуктированного напряжения при малых значениях  $x$  незаметно уменьшается (рис. 3.10), а при  $x > 500$  м она практически остается постоянной. При удалении точки удара молнии в землю от линии перенапряжения сильно падают. Для всех расстояний от места разряда молнии в землю до линии максимальное значение индуктированного

на ВЛ напряжения имеет место в точке  $x = 0$ . Расчетные значения амплитуд индуктированных перенапряжений удовлетворительно соотносятся с результатами измерений выполненных в ЮАР на опытной линии 11 кВ [57].

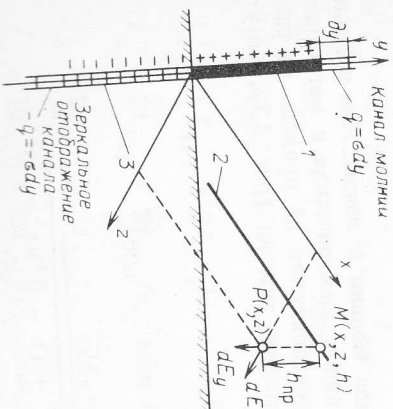


Рис. 3.7. К расчету напряженности электрического поля, индуктируемого каналом молнии: 1 — канал молнии; 2 — фазный провод ВЛ; 3 — зеркальное отображение канала молнии

Рис. 3.8. Электрическая составляющая индуктированного на ВЛ напряжения при косугольной волне тока молнии с амплитудой 10 кА

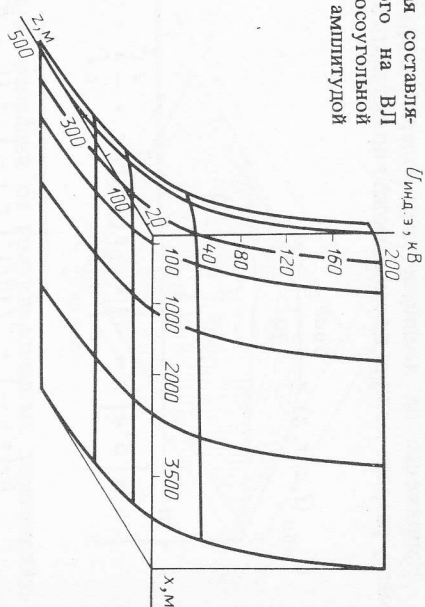


Рис. 3.9. Магнитная составляющая индуктированного на ВЛ напряжения при косугольной волне тока молнии с амплитудой 30 кА

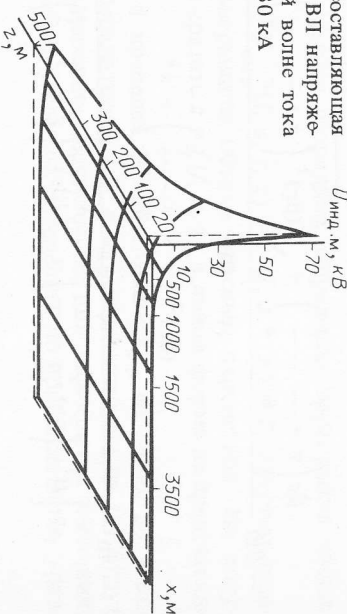
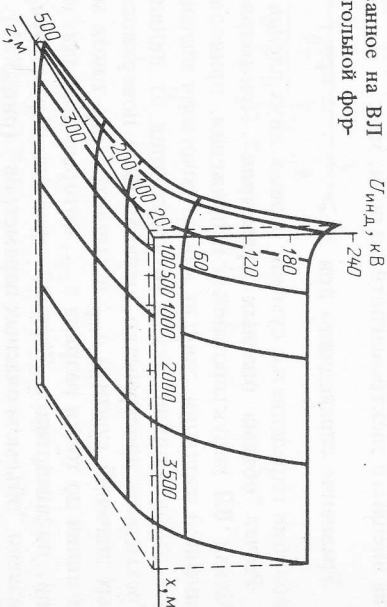


Рис. 3.10. Индуктированное на ВЛ напряжение при косугольной форме волны тока молнии



Напряжение на изоляции электропередачи в точке, ближайшей к месту разряда молнии в земле, можно представить в виде

$$U_{\text{инд}}(I, a, \tau, z) = \frac{60ah_{\text{ср}}}{\beta c} \times \left\{ \ln \frac{(\beta c)^2 \left( \tau + \frac{z}{c} \right)^2 + z^2}{z \left[ \beta^2 c^2 \left( \tau + \frac{z}{c} \right)^2 + \sqrt{(\beta c)^2 \left( \tau + \frac{z}{c} \right)^2 + (1 - \beta^2) z^2} \right]} + \beta \ln \frac{\beta c \left( \tau + \frac{z}{c} \right) + \sqrt{(\beta c)^2 \left( \tau + \frac{z}{c} \right)^2 + (1 - \beta^2) z^2}}{(1 + \beta) z} - \beta \ln \frac{\beta c \left( \tau + \frac{z}{c} - \frac{I}{a} \right) + \sqrt{(\beta c)^2 \left( \tau + \frac{z}{c} - \frac{I}{a} \right)^2 + (1 - \beta^2) z^2}}{(1 + \beta) z} - \beta \ln \frac{(\beta c)^2 \left( \tau + \frac{z}{c} - \frac{I}{a} \right)^2 + z^2}{z \left[ \beta^2 c^2 \left( \tau + \frac{z}{c} - \frac{I}{a} \right)^2 + \sqrt{(\beta c)^2 \left( \tau + \frac{z}{c} - \frac{I}{a} \right)^2 + (1 - \beta^2) z^2} \right]} \right\}$$

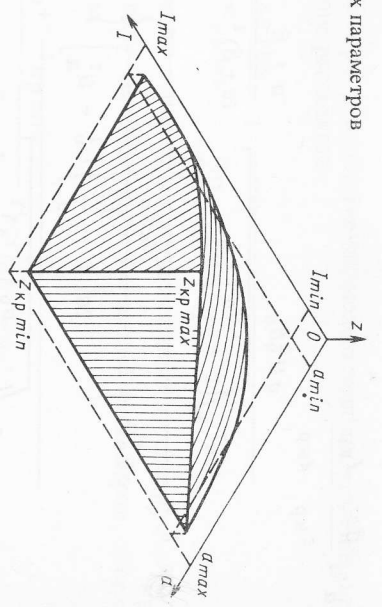
где  $\tau = t - \frac{I}{a}$  — время с момента проявления реакции линии на воздействие внешнего электромагнитного поля, мкс.

Уравнение справедливо при  $\tau \gg \frac{I}{a}$ , а при  $\tau \ll \frac{I}{a}$  — напряжение на

изоляции определяется суммой первых двух членов данного уравнения

**Расчет "объема опасных параметров".** При разрядах молнии в земле вблизи ВЛ индуктированные напряжения, приводящие к перекрытию линейной изоляции, зависят как от сочетания значений крутизны и амплитуд токов молнии, так и от расстояния от линии до точки разряда. Тремерное пространство, ограниченное поверхностью сочетаний опасных значений крутизны  $a_{\text{кр}}$  и амплитуд  $I_{\text{кр}}$  токов молнии и расстояния от линии до точки разряда  $z_{\text{кр}}$ , которые приводят к перекрытию изоляции, по аналогии с "кривой опасных параметров" [37] может быть названо "объемом опасных параметров" (рис. 3.11).

рис. 3.11. Объем опасных параметров



Перекрытие линейной изоляции от индуктированных перенапряжений произойдет при условии

$$U_{\text{инд}}(I, a, \tau, z) \geq U_{\text{пер}}(\tau),$$

где  $U_{\text{пер}}(\tau)$  — импульсное разрядное напряжение перекрытия изоляции фазы на землю.

Приняв  $U_{\text{пер}}(\tau) = U_{\text{инд}}(I, a, \tau, z) = 0$ , получим уравнение граничной поверхности объема опасных параметров. Из полученного уравнения выразить  $z = f(I, a, \tau)$  в явной форме не представляется возможным.

С погрешностью в пределах 5% расстояние  $z_{\text{кр}}$  от линии до места разряда молнии с параметрами  $I_{\text{кр}}$  и  $a_{\text{кр}}$ , при которых на ВЛ будут индуктироваться напряжения, достаточные для перекрытия изоляции, можно, используя метод итерации, определить по приближенному уравнению [58]:

$$I_{\text{кр}} = \frac{\beta c I_{\text{кр}}}{a_{\text{кр}} \sqrt{1 - \beta^2} \left( e^{\lambda} - e^{-\lambda} \right)},$$

$$\lambda = \frac{q \sqrt{U_0^2 \left( 1 + \frac{\theta_0}{\theta - \beta} \right) + U_D^2}}{a(1 + \beta)} + \frac{\beta}{2(1 + \beta)} \times \left( \frac{\theta^2}{\theta^2 + 1 - \beta^2} - \frac{\kappa^2}{\kappa^2 + 1 - \beta^2} \right);$$

$$q = \frac{\beta c}{60}; \quad \theta_0 = \frac{\beta c T}{z_{\text{кр}}}; \quad \theta = a + \beta + \delta; \quad \kappa = \beta + \delta;$$

$$\alpha = \frac{\beta c}{z_{кр}} \frac{I_{кр}}{a_{кр}},$$

$$\delta = \frac{2\alpha a^2 \sqrt{1 + \frac{\theta_0}{\alpha}} U_D^2 + U_D^2}{q U_D^2 \theta_0} + \frac{\alpha + \beta}{(\alpha + \beta)^2 + 1} +$$

$$\frac{2\alpha a^3 \sqrt{1 + \frac{\theta_0}{\alpha}} U_D^2 + U_D^2}{\beta} + \frac{\beta(1 + \beta)}{(\alpha + \beta)^2 - 1} + \frac{1 - \beta^2}{(1 + \beta^2)^2}$$

$I, U_0$  — параметры уравнения (1.3);  $U_D$  — напряжение перекрытия участка деревянной опоры ( $U_D = 0$  для ВЛ из железобетонных опор); **Расчет числа однофазных перекрытий от индуктированных перекрываний.** Число разрядов молнии в землю, которые могут привести к перекрытию изоляции линии, определяется как

$$N_{инд} = 2\gamma(z_{кр max} - z_{кр min}) I_{кр} \cdot 10^{-3}, \quad (3.20)$$

где  $z_{кр max}$  — максимальное расстояние от линии до места разряда молнии, при котором на линии будет перекрытие изоляции, м;  $z_{кр min}$  — расстояние от линии до точки разряда молнии в землю, меньше которого произойдет прямой удар молнии в ВЛ, т.е.  $z_{кр min}$  равно половине ширины зоны "захвата молний" линией, м.

Коэффициент 2 в уравнении (3.20) учитывает, что на ВЛ индуцируются напряжения при разрядах молнии в землю по обе стороны от нее.

Число однофазных перекрытий изоляции линии от индуктированных перенапряжений

$$n_{пер} = N_{инд} P^*[U_{инд}(I, a, z, \tau) \geq U_p(\tau)],$$

где  $P^*[U_{инд}(I, a, z, \tau) \geq U_p(\tau)]$  — полная вероятность однофазных перекрытий.

Распределение  $z$  в первом приближении можно принять равновероятным во всем диапазоне расстояний:

$$P_z = \frac{z_{кр} - z_{кр min}}{z_{кр max} - z_{кр min}}$$

Вероятность того, что одновременно выполняются условия  $I \geq I_{кр}$ ,  $a \geq a_{кр}$ ,  $z_{кр} \geq z$  в силу независимости указанных параметров, определяется соотношением

$$P(I, a, z) = \frac{z_{кр} - z_{кр min}}{z_{кр max} - z_{кр min}} P_{I \geq I_0} P_{a \geq a_0}$$

где  $I_0, a_0$  — 50%-ные значения соответственно амплитуды и крутизны фронта токов молнии.

Это выражение представляется собой интегральную функцию распределения трехмерной  $(I, a, z)$  случайной величины. Для нахождения дифференциальной функции найдем третью смешанную частную производную от интегральной функции:

$$P(I, a, z) = \frac{\partial^3 P(I, a, z)}{\partial I \partial a \partial z} = \frac{P_{I \geq I_0} P_{a \geq a_0}}{z_{кр max} - z_{кр min}}$$

Тогда элемент вероятности  $\Delta P(I, a, z)$  равен:

$$\Delta P^*(I, a, z) = \frac{\partial^3 P(I, a, z)}{\partial I \partial a \partial z} dI da dz$$

Следовательно, полная вероятность попадания  $I, a, z$  в опасную область (т.е. вероятность однофазных перекрытий изоляции) может быть представлена в виде

$$P^*[U_{инд}(I, a, z, \tau) \geq U_p(\tau)] = \frac{1}{z_{кр max} - z_{кр min}} \times$$

$$\int_{I_{кр}}^{I_{кр max}} \int_{a_{кр}}^{a_{кр max}} \int_{z_{кр min}}^{z_{кр}} P_{I \geq I_0} P_{a \geq a_0} dI da dz$$

Аналитическое решение данного интеграла не представляется возможным, поэтому расчет полной вероятности перекрытия изоляции производится численно. Для вычисления параметров объема опасной зоны  $z_{кр} = f(I_{кр}, a_{кр})$  и вероятности перекрытия изоляции  $P^*[U_{инд}(I, a, z, \tau) \geq U_p(\tau)]$  разработана программа расчета на ЭВМ.

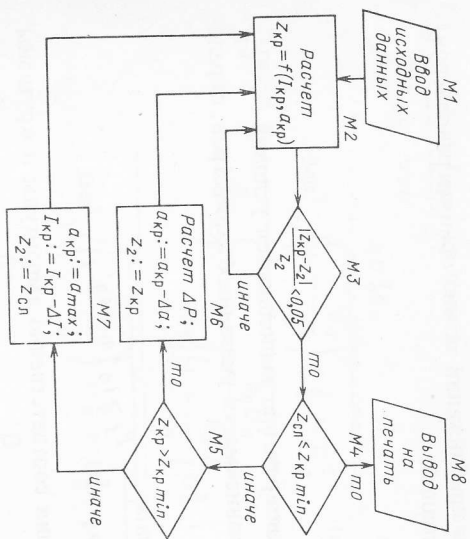


Рис. 3.12. Блок-схема алгоритма программы расчета полной вероятности перекрытия изоляции ВЛ от индуктивных перенапряжений

Работа программы поясняется алгоритмом, блок-схема которого представлена на рис. 3.12.

Блок *M1* предусматривает ввод исходных данных. Для заданных значений  $I_{кр}$ ,  $a_{кр}$  и  $z_{кр}$  в блоке *M2* рассчитывается  $z_{кр}$ . Уточнение величины  $z_{кр}$  с помощью метода итерации реализуется в блоке *M3*. Если полученное таким образом значение  $z_{кр}$  больше  $z_{кр min}$  (блок *M5*), то в блоке *M6* производится расчет элемента вероятности  $\Delta P$  и осуществляется переход к следующему значению крутизны тока молнии. Если  $z_{кр} \leq z_{кр min}$  (блок *M5*), то в блоке *M7* осуществляется переход к новому значению амплитуды тока молнии, причем крутизна тока присваивается значение  $a_{max}$ . Указанный расчет выполняется до тех пор, пока  $z_{сл} - \text{максимальная величина } z_{кр}$  в слое объема опасных значений  $V_{кр} - (I_{кр} - \Delta I)$  будет меньше  $z_{кр min}$  (блок *M4*). Вывод на печать результатов расчета полной вероятности перекрытия изоляции осуществляется в блоке *M8*.

Для проверки вышеприведенной методики был выполнен расчет числа грозовых отключений линии 12,5 кВ в сети с глухозаземленной нейтралью, для которой в литературе имеются необходимые конструктивные и электрические параметры и данные опыта эксплуатации [27]. Среднегодовое число грозовых отключений ВЛ 12,5 кВ по данным эксплуатации составило 27,1, а в результате расчетов — 30,3 отключений на 100 км за 100 грозовых часов, причем на индуктированные перенапряжения приходится около 70% всех грозовых отключений. Анализ полученных результатов (рис. 3.13) свидетельствует, что с учетом распределения вероятностей амплитуд и крутиз токов молнии разряды молнии на расстояниях более 200 м от ВЛ можно пренебречь, так как они вызывают менее 3% всех перекрываний.

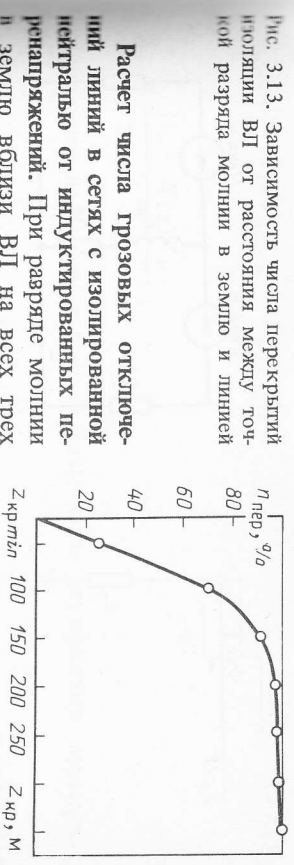


Рис. 3.13. Зависимость числа перекрываний изоляции ВЛ от расстояния между точкой разряда молнии в землю и линией

**Расчет числа грозовых отключений линий в сетях с изолированной нейтралью от индуктированных перенапряжений.** При разряде молнии в землю вблизи ВЛ на всех трех фазах линии наводятся примерно одинаковые потенциалы относительно земли. Вероятность строго одновременного перекрытия изоляции двух и более фаз весьма мала. Практически вначале перекрывается изоляция одной фазы, при выполнении же определенных условий возможно перекрытие второй, а затем и третьей фаз. Поэтому необходимо рассмотреть условие межфазного перекрытия и считать его вероятностью, что позволит произвести расчет ожидаемого числа отключений линий электропередачи в изолированной или резонансно-заземленной нейтралью от индуктивных перенапряжений.

Напряжение, индуктированное на проводах ВЛ током молнии, состоит, как было показано выше, из электрической  $U_{инд.э}$  и магнитной  $U_{инд.м}$  составляющих:  $U_{инд} = U_{инд.э} + U_{инд.м}$ , и расчет этого напряжения на междуфазной изоляции производится для каждой составной отдельно.

Электрическая составляющая напряжения на вершине опоры после перекрытия одной фазы (рис. 3.14) определяется выражением

$$U_{оп.э} = i_{оп} R_3 = \frac{2R_3}{2R_3 + Z_{кр}} U_{инд.э}$$

где  $i_{оп}$  — ток в опоре.

После перекрытия одной фазы от вершины опоры будут распространяться отраженные волны с амплитудой

$$U_{отр} = i_{оп} \frac{Z_{кр}}{2} = \frac{Z_{кр}}{2R_3 + Z_{кр}} U_{инд.э}$$

На счет электромагнитной индукции отраженная волна приведет к изменению напряжения на элоровых фазах на величину

$$\Delta U_{инд.э} = K_{1,2} U_{отр}$$

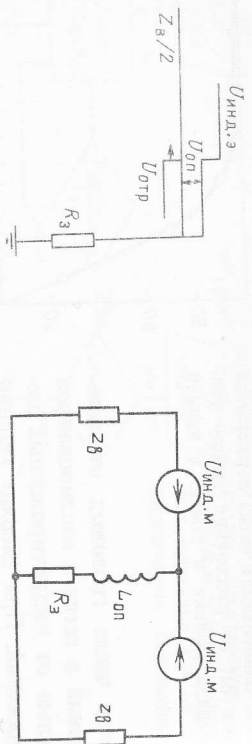


Рис. 3.14. К определению электрической составляющей индуктированного напряжения после перекрытия фазной изоляции

Рис. 3.15. К определению магнитной составляющей индуктированного напряжения на вершине опоры

С учетом этого электрическая составляющая индуктированного напряжения на изоляции второй фазы составит

$$U_{инд.э} = U_{инд.э} - \Delta U_{инд.э} = Z_{к} (1 - K_{1,2}) U_{инд.э} / (2R_3 + Z_{к})$$

Для определения магнитной составляющей индуктированного напряжения рассмотрим схему, представленную на рис. 3.15. Полагая в первом приближении  $L_{оп} = 0$ , выражаем ток в опоре как

$$i_{оп} = \frac{2U_{инд.м}}{Z_{к} + 2R_3}$$

и напряжение на вершине опоры

$$U_{оп} = i_{оп} R_3 = U_{инд.м} \frac{2R_3}{Z_{к} + 2R_3}$$

В незамкнутом контуре соседней фазы ток  $i_{оп}$  создаст противо-ЭДС

$$\Delta U_{инд.м} = i_{оп} Z_{к} K_{1,2} / 2 = -U_{инд.м} K_{1,2} \frac{Z_{к} R_3}{Z_{к} + 2R_3}$$

и магнитная составляющая напряжения на изоляции второй фазы будет равна:

$$U_{инд.м2} = U_{инд.м} \frac{2R_3 - Z_{к} K_{1,2}}{Z_{к} + 2R_3}$$

Тогда суммарное индуктированное напряжение на изоляции второй фазы после перекрытия первой можно представить в виде

$$U_{инд2} = A_1 (U_{инд.э} + U_{инд.м}), \quad (3.21)$$

$$A_1 = \frac{(1 - K_{1,2}) Z_{к}}{2R_3 + Z_{к}}$$

напряжение на изоляции третьей фазы после двухфазного перекрытия

$$U_{инд3} = A_2 (U_{инд.э} + U_{инд.м}), \quad (3.22)$$

$$A_1 = \frac{4(1 - K_{1,2,3}) Z_{к}}{4R_3 + Z_{к}}$$

Для отключения воздушных линий с изолированной или резонансно-индукционной нейтралью необходимо выполнение условий

$$U_{инд2} \geq U_{пер12} \quad \text{или} \quad U_{инд3} \geq U_{пер12,3} \quad (3.23)$$

Тогда уравнения (3.21) и (3.22) с учетом (3.23) и принятых выше обозначений примут вид

$$\frac{qU_p(\tau)}{A_1 a} \ln \frac{\theta^2 + 1}{\beta\theta + \sqrt{\theta^2 + 1 - \beta^2}} - \beta \ln \frac{\theta + \sqrt{\theta^2 + 1 - \beta^2}}{\kappa + \sqrt{\kappa^2 + 1 - \beta^2}} + \ln \frac{\kappa^2 + 1}{\beta\kappa + \sqrt{\kappa^2 + 1 - \beta^2}} = 0.$$

По аналогии с принятыми ранее выводами несложно получить

$$\lambda_{кр} = \frac{\beta e I}{a \sqrt{1 - \beta^2} (e^{-\lambda} - e^{-\lambda})}, \quad (3.24)$$

$$\lambda = \frac{qU_p(\tau)}{A_1 a (1 + \beta)}. \quad (3.25)$$

В выражении (3.25)

$$\theta = \alpha + \beta + \delta; \quad \kappa = \beta + \delta,$$

$$\delta = \frac{2.41 \alpha a^2 \sqrt{\left(1 + \frac{\theta_0}{\alpha}\right) U_D^2 + U_D^2}}{U_D^2 \theta_0 a} + \frac{\alpha + \beta}{(\alpha + \beta)^2 + 1} + \frac{U_D^2 \theta_0 a \left[ 2 - \frac{U_D^2 \theta_0}{2 U_D^2 \alpha \left(1 + \frac{\theta_0}{\alpha}\right) + U_D^2} \right]}{2.41 \alpha a^3 \sqrt{\left(1 + \frac{\theta_0}{\alpha}\right) U_D^2 + U_D^2}} + \frac{(\alpha + \beta)^2 - 1}{[(\alpha + \beta)^2 + 1]^2} + \frac{\beta}{\sqrt{\alpha^2 + 2\alpha\beta + 1}} - \frac{\beta}{\beta^2 + 1} - \beta + \frac{\beta(\alpha + \beta)}{\sqrt{(\alpha^2 + 2\alpha\beta + 1)^3}} + \frac{1 - \beta^2}{(1 + \beta^2)^2} - \beta^2$$

Алгоритм расчета числа отключений ВЛ 6–35 кВ без троса от индуктированных перенапряжений, блок-схема которого представлена на рис. 3.16, построен по следующему принципу. Сначала определяется возможность трехфазного перекрытия изоляции при заданных параметрах тока молнии  $I_{кр}$  и  $a_{кр}$ . Для этого рассчитывается  $z_{кр}$ , соответствующее трехфазному перекрытию, и при данном  $z$  оценивается возможность однофазного перекрытия. Если  $U_{инд1} < U_{пер1z}$ , то это означает, что при данных параметрах  $I_{кр}$  и  $a_{кр}$  условия для трехфазного перекрытия отсутствуют. Тогда выполняется расчет  $z_{кр}$  при двухфазном перекрытии. Если и для вновь полученного  $z_{кр}$  условие  $U_{инд1} \geq U_{пер1z}$  не выполняется, значит, при заданных значениях  $I_{кр}$  и  $a_{кр}$  многофазного перекрытия изоляции линии не будет. При выполнении указанного выше условия для  $z_{кр}$ , соответствующего трех- или двухфазному перекрытию, производится расчет элемента вероятности соответственно трех- или двухфазного перекрытия.

Рассмотрим работу блок-схемы. После ввода исходных данных блок M1 проводится расчет вероятности трехфазного перекрытия для заданных значений параметров тока молнии  $I_{max}$  и  $a_{max}$ . Для этого в блоке M2 рассчитывается соответствующий такому перекрытию коэффициент  $M2$ . Затем в блоке M3 выполняется расчет  $\theta$  и  $\kappa$

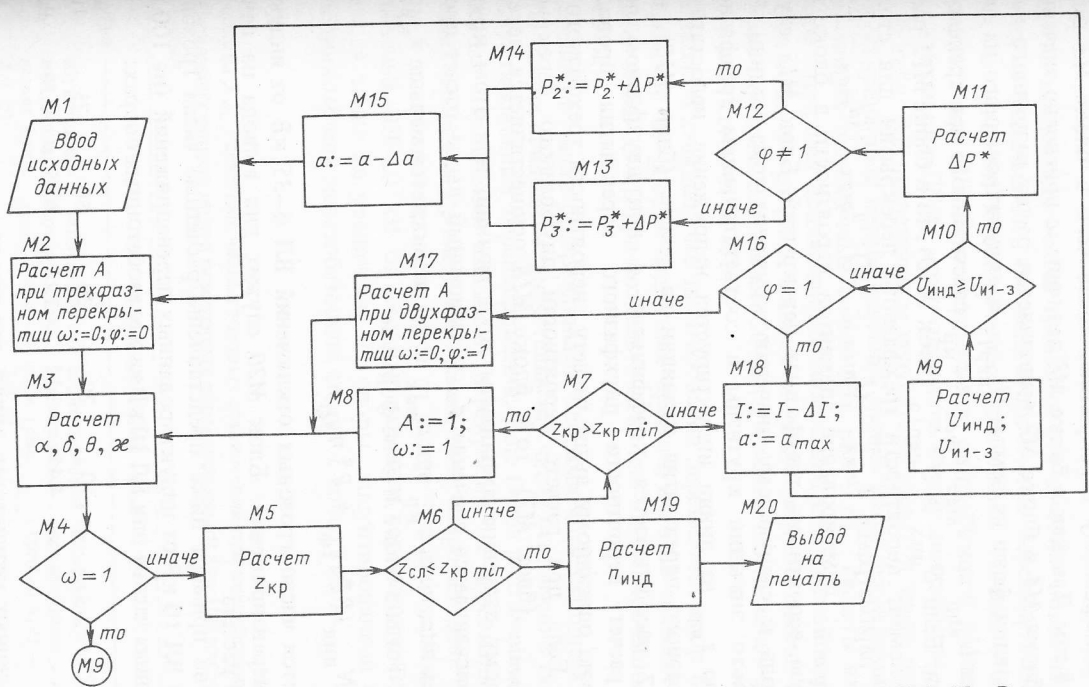


Рис. 3.16. Блок-схема алгоритма программы расчета числа грозных отключений ВЛ 6–35 кВ от индуктированных перенапряжений

Так как в блоке  $M_2$  величине  $\omega$  присвоено значение 0, то после блока  $M_4$  в блоке  $M_5$  рассчитывается  $z_{кр}$ . Если  $z_{кр} \geq z_{кр\ min}$  (блок  $M_7$ ), то в блоке  $M_8$  коэффициенту  $A$  присваивается значение, соответствующее однофазному перекрытию, после чего в блоке  $M_3$  рассчитываются  $\theta$  и  $\kappa$ . Так как в блоке  $M_8$  выполняется расчет разрядного напряжения изоляции фазы на землю  $U_{пер1з}$  и индуктированного на линии напряжения  $U_{инд}$  при  $I_{max}$ ,  $a_{max}$  и  $z_{кр}$ , рассчитанного при трехфазном перекрытии. Если  $U_{инд} \geq U_{пер1з}$  (блок  $M_{10}$ ), то в блоке  $M_{11}$  рассчитывается элемент вероятности трехфазного перекрытия для столба объема с параметрами  $I_{max} - (I_{max} - \Delta I)$ ;  $a_{max} - (a_{max} - \Delta a)$  и  $z_{кр} - z_{кр\ min}$ ; суммирование элементов вероятности в блоке  $M_{11}$  дает полную вероятность трехфазных перекрытий. Блок  $M_{15}$  служит для перехода к следующему значению крутизны тока молнии. Если при каком-то значении крутизны и соответствующем трехфазному перекрытию  $z_{кр}$  на линии индуктируется напряжение, недостаточное для однофазного перекрытия изоляции на землю (блок  $M_{10}$ ), то в блоке  $M_{17}$  рассчитывается коэффициент  $A$  при двухфазном перекрытии; расчет вероятности двухфазного перекрытия проводится аналогично описанному выше расчету вероятности трехфазного перекрытия. Если при расчете вероятности двухфазного перекрытия  $z_{кр} \leq z_{кр\ min}$  (блок  $M_7$ ), то в блоке  $M_{18}$  осуществляется переход к следующему значению амплитуды тока молнии, при этом крутизна тока присваивается значение  $a_{max}$ . Описанный выше расчет проводится до тех пор, пока  $z_{кр}$  при  $a_{max}$  ( $z_{сн}$ ) не окажется меньше  $z_{кр\ min}$  (блок  $M_6$ ). Тогда в блоке  $M_{19}$  по формуле

$$n_{инд} = N_{инд} (P_{2\phi}^* \eta_{2\phi} + P_{3\phi}^* \eta_{3\phi})$$

рассчитывается число грозозовых отключений ВЛ 6—35 кВ от индуктированных перенапряжений. Блок  $M_{20}$  служит для вывода на печать результатов расчета.

В качестве примера ниже представлены расчетные числа грозозовых отключений ВЛ 10 кВ от индуктированных перенапряжений (на 100 км за 100 грозозовых часов) для ВЛ 10 кВ на железобетонных опорах:

$R_3$ , Ом	10	20	30	50	75	100
$n_{инд}$	4,45	3,12	2,11	0,95	0,30	0,04

Из приведенных результатов видно, что чем выше сопротивление заземления опор, тем меньше число грозозовых отключений от индуктированных перенапряжений. Объясняется это следующим. При разряде молнии в землю на всех трех фазах линии индуктируются примерно одинаковые напряжения. Чем выше сопротивление заземления опор,

тем меньше снижение напряжения на перекрытой фазе и соответственно меньше разность потенциалов между перекрытой и здоровыми фазами и, следовательно, ниже вероятность многофазных перекрытий.

Расчеты ожидаемого числа грозозовых отключений линий на деревянных опорах показывают, что индуктированные перенапряжения практически не приводят к отключению этих линий. Однако это справедливо только для ВЛ, не имеющих опор с ослабленной изоляцией, которые, как и при ПУМ, могут привести к дополнительным отключениям. В табл. 3.2 представлены результаты расчета числа отключений индуктированных перенапряжений линий 10 кВ на деревянных опорах, имеющих ослабленные точки (см. рис. 3.6). Расчеты выполнены с учетом затухания волны напряжения за счет импульсной короны, при этом принято, что разряды молнии сосредоточены на линии, перпендикулярной середине ВЛ длиной 20 км, а опора с ослабленной изоляцией находится на конце этой ВЛ.

Из табл. 3.2 видно, что шунтирование деревянных опор бандажами и устройство на опорах защитных промежутков не снижают надежности работы ВЛ 10 кВ при воздействии на них индуктированных перенапряжений.

Напряжения на линии с деревянными опорами хотя бы одной железобетонной опоры приводит к значительному числу отключений таких линий от индуктированных перенапряжений. Еще более высокое число дополнительных отключений вызывают перекрытия на деревянных опорах, имеющих искровые промежутки. Увеличение сопротивления заземления опоры с искровым промежутком от 10 до 100 Ом уменьшает число отключений ВЛ 10 кВ от индуктированных перенапряжений почти в 4 раза, а такое же увеличение  $R_3$  опоры, шунтированной сплошным проводником, или железобетонной опоры — почти в 6 раз.

Таблица 3.2. Расчетные числа грозозовых отключений при воздействии на ВЛ 10 кВ на деревянных опорах индуктированных перенапряжений (на 100 км за 100 грозозовых часов)

$R_3$ , Ом	Вид ослабленной точки				
	Шунтирование токопровода (рис. 3.6, б)	Защитный промежуток дом (рис. 3.6, а)	Шунтирование токопровода (рис. 3.6, в)	Искровой промежуток (рис. 3.6, г)	Железобетонная опора
10	0	0,03	1,78	37,4	4,94
50	—	—	0,77	22,9	2,41
100	—	0	0,25	10,8	0,85



### 3.5. Сопоставление расчетных и эксплуатационных чисел грозовых отключений ВЛ

Воздушные линии на железобетонных опорах. Расчетные данные представлены в табл. 3.3, свидетельствуют о том, что в целом грозозавая аварийность ВЛ 10 кВ увеличивается с ростом сопротивления заземления опор, причем степень влияния значения  $R_3$  на число грозовых отключений снижается с увеличением степени экранирования ВЛ.

Анализ расчетных данных показал, что с уменьшением сопротивления заземления опор со 100 до 10 Ом доля отключений за счет индуктивных перенапряжений увеличивается с 1 до 60%.

Так как естественное сопротивление грунта, то для корректного сопоставления расчетных и эксплуатационных чисел грозовых отключений были изучены типы грунтов в зоне прохождения анализируемых линий.

Для территории ЦЭС Томскэнерго наиболее характерными грунтами по данным Томского отделения института "Сельэнергопроект" являются суглинки и супеси, т.е. естественное сопротивление заземления опор линии ЦЭС лежит в пределах 10—50 Ом [53]. Для территории ЦЭС Еустанайэнерго и СПЭС Алтайэнерго более характерными являются супеси и пески, тогда  $R_3 = 50 \div 75$  Ом. Для учета степени экранирования линии электропередачи объединены в группы в пределах предприятия электрических сетей, причем для линий ЭПЭС и СПЭС Кустанайэнерго, проходящих по территории с лесопосадками, коэффициент экранирования принят равным 0,2, а для ВЛ ЦЭС Кустанайэнерго и Алтайэнерго, расположенных в степных районах, экранирование не учтено.

Из табл. 3.4 видно, что расчетные числа грозовых отключений ВЛ 10 кВ на железобетонных опорах с некоторым запасом достаточно хорошо согласуются с данными опыта эксплуатации.

**Воздушные линии на деревянных опорах.** Данные табл. 3.5 показывают, что наличие на ВЛ с деревянными опорами ослабленных точек приводит к резкому увеличению числа грозовых отключений таких линий.

Показатели табл. 3.5 свидетельствуют также о том, что замена сплочного шунтирования деревянных опор бандажами приводит лишь к незначительному повышению надежности работы ВЛ при грозах. Это обусловлено следующим обстоятельством. При ПУМ в линию дополнительно число отключений за счет перекрытий на таких опорах практически одинаково (см. табл. 3.1), а индуктированные перенапряжения, не вызывая отключений ВЛ на деревянных опорах, имеющих шунтированные бандажами опоры, приводят к незначительному числу дополнительных отключений при перекрытиях изоляции опор, шунтированных сплошным токопроводом (см. табл. 3.2). Из табл. 3.5

Таблица 3.3. Расчетные числа грозовых отключений ВЛ 10 кВ на железобетонных опорах (на 100 км за 100 грозовых часов) при различных  $R_3$ , Ом

Степень экранирования	10	20	30	50	75	100
0	9,9	12,0	13,0	13,5	13,6	14,9
0,2	8,8	10,2	10,8	11,0	10,9	11,9
0,4	7,7	8,4	8,6	8,5	8,5	8,9

Таблица 3.4. Сопоставление расчетных и эксплуатационных данных грозовой аварийности ВЛ 10 кВ на железобетонных опорах

Грозозавая аварийность	ЦЭС Кустанай-энерго	СПЭС и ЭПЭС Кустанайэнерго	СПЭС Алтай-энерго
Эксплуатационная	11,2	6,8—11,8	11,3
Расчетная	13,5	10,9	13,5

Таблица 3.5. Расчетные числа грозовых отключений ВЛ 10 кВ на деревянных опорах (на 100 км за 100 грозовых часов) при  $R_3 = 10$  Ом

Степень экранирования	Ослабленная точка					
	Отсутствует вчет	Сплошн-ный токо-провод	Шунтирова-ние банда-жами	Защитный промежу-ток	Искровой промежу-ток	Железобе-тонная опора
0	5,8	15,3	13,1	9,4	67,7	18,4
0,2	4,6	12,6	10,5	7,5	61,6	15,7
0,4	3,5	9,9	8,0	5,6	55,5	13,0

видно, что для линий, имеющих ослабленные точки в виде опоры, шунтированной сплошным проводником, железобетонной опоры или искрового промежутка, увеличение грозовой аварийности соответствует соответственно 2,6; 3,2 и 9,6 раза. В грозовую аварийность указанных линий большой вклад вносит индуктированные перенапряжения, причем с ростом степени экранирования роль отключений от индуктированных перенапряжений при перекрытиях в ослабленных точках увеличивается, о чем свидетельствуют показатели табл. 3.6.

По данным служб энергосистем и при анализе схем расстановки средств грозозащиты линий на деревянных опорах не всегда удается в большой достоверности выделить ВЛ, имеющие определенный вид ослабленной точки. Однако с некоторой долей ошибки можно гово-

Таблица 3.6. Доля грозозовых отключений ВЛ 10 кВ на деревянных опорах вызванных индуктированными перенапряжениями, %

Степень экранирования	Вид ослабленной точки			
	Защитный промежуток, бандажи	Сплошной токопровод	Искровой промежуток	Железобетонный опора
0	0	11,6	55,2	26,8
0,4	0	18,0	67,3	38,0

Таблица 3.7. Сопоставление расчетных и эксплуатационных чисел грозозовых отключений ВЛ 10 кВ на деревянных опорах (на 100 км за 100 грозозовых часов)

Грозозовая аварийность	ЦТПЭС Кустанай-энерго	СПЭС и ЭПЭС Куста-найэнерго	ЮПЭС Кузбассэнерго и ЦТПЭС Томскэнерго
Эксплуатационная	18,2	10,3—10,4	15,3—14,8
Расчетная	15,3	12,6	15,7

Таблица 3.8. Грозозовая аварийность ВЛ 10 кВ на деревянных опорах без учета слабых точек (по данным эксплуатации)

Энергосистема, ЦЭС	Объем эксплу-атации, км · лет	Число грозозовых отключений	Удельное число грозозовых отключений (на 100 грозозовых часов)
ЦТПЭС Кустанай-энерго	1303,5	16	5,52
ЭПЭС Кустанай-энерго	1896,3	21	4,27

речь о том, что для линий электропередачи на деревянных опорах Кузбассэнерго и Томскэнерго наиболее характерна замена деревянных опор железобетонными или металлическими опорами, для ВЛ Кузбассэнерго — сплошное шунтирование деревянных опор. Выполнив указанную группировку линий по выявленным факторам, мы имеем возможность провести сопоставление эксплуатационных и расчетных чисел грозозовых отключений ВЛ, которые представлены в табл. 3.7

Из табл. 3.7 видно, что расчетные числа грозозовых отключений ВЛ 10 кВ на деревянных опорах достаточно хорошо согласуются с данными ми опыта эксплуатации.

Изучение схем расстановки грозозащитных средств показало, что ряд линий на деревянных опорах не имеет опор с ослабленной изоляцией. Результаты расчета свидетельствуют о том, что такие линии должны иметь около 5 отключений на 100 км за 100 грозозовых часов, что

представляет 0,3 отключения в год для линий длиной порядка 20 км при среднегодовой продолжительности гроз 30 ч и является хорошим показателем надежности работы линий электропередачи при грозозовых условиях.

Данные эксплуатации ВЛ 10 кВ на деревянных опорах без ослабленных точек, которые сведены в табл. 3.8, показывают, что эти показатели хорошо согласуются с расчетными для ВЛ без опор с ослабленной изоляцией (см. табл. 3.7).

Таким образом, результаты сопоставления расчетных и эксплуатационных чисел грозозовых отключений ВЛ с изолированной нейтралью свидетельствуют о достаточной для практических целей точности расчетов ожидаемого числа грозозовых отключений ВЛ рассматриваемых сетей.

Полученные выше результаты позволяют также утверждать, что существенное уменьшение числа грозозовых отключений ВЛ на деревянных опорах может быть достигнуто за счет ликвидации опор с ослабленной изоляцией или принятия специальных мер по их защите, причем указанные мероприятия не требуют сколько-либо значительных затрат.

## Глава четвертая

### ГРОЗОЗАЩИТА ПОДСТАНЦИЙ 6—35 кВ

#### 4.1. Допустимые грозозовые перенапряжения на изоляции трансформаторов 6—35 кВ

При анализе грозозащиты трансформаторных подстанций и распределительных пунктов важное значение имеют характеристики электрической прочности изоляции электрооборудования, вольт-секундная характеристика линейной изоляции на подстанции, входные характеристики электрооборудования (входные емкости), волновые сопротивления линий и т.д. Сведения об этих характеристиках сетей 6—35 кВ в настоящее время в литературе либо отсутствуют, либо по ним имеются противоречивые данные. Ниже приведены результаты измерений в действующих сетях 6—35 кВ, в которых кроме авторов принимали также участвующие А.З. Манфазаде, А.В. Созинов, Н.Н. Сайкина, Е.В. Зоотов и К.Д. Волынов.

Одним из основных элементов в сетях 6—35 кВ являются силовые трансформаторы, поэтому их грозозащите, как правило, уделяется наибольшее внимание. Анализ показывает, что остальные элементы схемы (разрядники, выключатели, трансформаторы напряжения и т.д.) находятся в несколько лучших условиях.

Таблица 4.1. Результаты испытания изоляции трансформаторов

Тип трансформатора	Фаза трансформатора	Напряжение пробой внутренней изоляции, кВ	Напряжение пробоя внешней изоляции, кВ
ТМ-250/10	А/В/С	-/-/95	112/95/-
ТМ-50/10	А/В/С	-/-/-	95/98/112
ТМ-50/10	А/В/С	-/-/-	85/-/95
ТМ-50/10	А/В/С	88/-/88	-/95/-
ТМ-400/10	А/В/С	95/95/103	-/-/-
ТМ-50/10	А/В/С	95/-/95	-/95/-

В настоящее время допустимые грозовые перенапряжения для внешней изоляции трансформаторов 35 кВ и выше определяются по формуле (1.3). Очевидно, что для трансформаторов 6–35 кВ они должны лежать в интервале между нижней границей пробивных напряжений для внутренней изоляции или напряжений перекрытия внешней изоляции и импульсным испытательным напряжением [21].

Привычные характеристики внутренней изоляции и характеристики перекрытия внешней изоляции электрооборудования 6–35 кВ, в том числе для трансформаторов, в литературе отсутствуют. Поэтому были поставлены задачи определения импульсной прочности внешней и внутренней изоляции на основании опытных данных и проверки возможности применения формул § 1.3 для трансформаторов 6–27 кВ.

Испытание на пробой внутренней и перекрытие внешней изоляции трансформаторов проводились согласно [26] и по рекомендациям [23]. Испытаниям были подвергнуты шесть трехфазных трансформаторов 10 кВ. В первом приближении полученные результаты могут быть распространены и на трансформаторы 6, 15, 20, 24, 27 кВ.

Поскольку испытываемые трансформаторы не имели выведенной нейтральной обмотки ВН, испытательная волна подавалась на одну из фаз этой обмотки, а выводы оставшихся двух фаз и выводы обмотки НН заземлялись. Общая погрешность определялась как сумма погрешностей измерения высокого напряжения посредством разрядников и погрешности расшифровки осциллограмм. Она находилась в пределах 8%.

Таблица 4.2. Электрическая прочность изоляции трансформаторов 10 кВ

Наименование испытаний	U, кВ	Q, кВ
Пробой внутренней изоляции	94	4,4
Перекрытие внешней изоляции	98	5,2

Перед испытаниями было проведено состояние изоляции трансформаторов. Параметры изоляции оказались в норме, кроме фазы В третьего трансформатора (был поврежден изолятор ввода), которая была

Таблица 4.3. Параметры вольт-секундной характеристики внешней изоляции трансформаторов 6–35 кВ

U <sub>ном</sub> , кВ	T, мкс	U <sub>0</sub> , кВ
1	2	3
6	1,1	56
10	0,76	77
15	0,66	103
20	0,95	121
24	0,79	141
27	0,95	161
35	0,79	190

исключена из дальнейшего рассмотрения. Все исследованные трансформаторы имели схему соединения звезда/звезда с выведенным нулем. На 17 испытанных фаз трансформаторов для 9 фаз зафиксировано перекрытие внешней изоляции. Основные характеристики исследованных трансформаторов и результаты испытаний сведены в табл. 4.1.

Результаты статистической обработки данных представлены в табл. 4.2, где приведены средние значения и среднеквадратические отклонения напряжений пробоя внутренней изоляции и перекрытия внешней изоляции трансформатора. Из полученных результатов следует, что нижняя граница пробивных напряжений внутренней изоляции трансформаторов согласуется с данными табл. 1.11 с некоторым запасом; напряжение перекрытия внешней изоляции трансформатора удовлетворительно согласуется с формулой (1.3).

В табл. 4.3 приведены параметры U<sub>0</sub> и T, определяющие вольт-секундные характеристики внешней изоляции силовых трансформаторов по (1.3). Допустимые перенапряжения для внутренней изоляции силовых трансформаторов 6–35 кВ приведены в табл. 1.11.

#### 4.2. Входная емкость электрооборудования в сетях 6–35 кВ

При расчете прозоащиты распределительных устройств (трансформаторных пунктов, столбовых подстанций) на анализаторе прозоащиты подстанций [22] и ЭВМ [59] точность получаемых результатов зависит, в частности, от правильности выбора эквивалентных схем оборудования. На основании паспортных и конструктивных данных или известных характеристик аналогичных конструкций на другие классы напряжения можно лишь весьма приближенно оценить требуемые параметры оборудования. В связи с этим представляет интерес определение входных параметров электрооборудования экспериментальным путем, в том диапазоне частот, в котором исследуется переходный процесс.

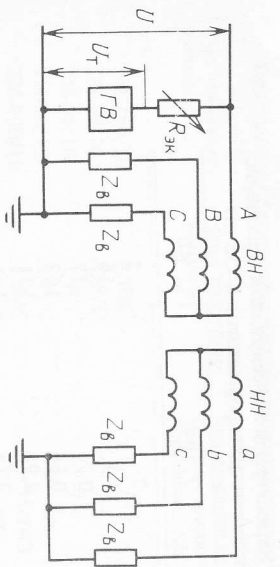


Рис. 4.1. Схема измерения эквивалентной емкости двухобмоточного трансформатора со схемой соединения звезда/звезда

Грозовые перенапряжения в схемах подстанций 6–35 кВ сопровождаются частотами в сотни килогерц. При таких частотах электрообрудование, в том числе силовые трансформаторы, может быть замещено емкостью, имеваемой в литературе входной или эквивалентной [22, 60]. Эта емкость может существенно отличаться от таковой при частотах меньших десятков килогерц.

При частотах грозовых перенапряжений входную емкость электрооборудования можно найти разными путями, а именно с помощью моста, работающего по нулевому принципу по частотам переходного процесса, при зарядке или разрядке емкости электрооборудования\*, по методу зарядки входной емкости через резистор.

Специальные измерения [61–63] на трансформаторах, автотрансформаторах и шунтирующих реакторах высокого и сверхвысокого напряжений с помощью моста показывают, что в области частот более 200 кГц реактивная составляющая входного сопротивления существенно меньше активной (примерно на порядок). В этой области реактивная проводимость трансформаторов и реакторов имеет емкостный характер и практически не зависит от частоты воздействующего напряжения. Таким образом, в области частот грозовых перенапряжений электрообрудование может быть замещено емкостью. Это обстоятельство указывает на возможность измерения такой емкости иными, более простыми путем, например методом зарядки емкости через резистор.

В сетях среднего напряжения разделительные устройства достаточно компактны, а элементы их (разъединители, выключатели, трансформаторы напряжения и тока, вентилярные разрядники и токоограничивающие реакторы), кроме силовых трансформаторов, обладают небольшой входной емкостью. По этой причине обычно в эквивалентной схеме распределительного устройства учитывают только входную емкость  $C_{эк}$  силового трансформатора.

Схема измерения  $C_{эк}$  методом зарядки емкости через резистор приведена на рис. 4.1. К одной из фаз исследуемой обмотки трансформатора от источника прямоугольных импульсов ГВ через резистор  $R_{эк} = 300, 600$  Ом подается практически прямоугольный импульс  $U_T$ . Остальные фазы этой обмотки и обмотки другого напряжения заземляются через волновое сопротивление  $Z_{в}$  отходящих линий (около 400 Ом). Осциллографируют кривые напряжения  $U_T$  и  $U$ .

$$U(t) = U_T (1 - e^{-t/\tau}), \quad (4.1)$$

где  $U_T$  — амплитуда исходной волны на выходе генератора;  $\tau = R_{эк} C_{эк}$  — постоянная времени контура ( $R_{эк} - C_{эк}$ ).

Для определения входной емкости  $C_{эк}$  положим  $t = \tau$ . Тогда  $U(t = \tau) = U_T (1 - e^{-1}) = 0,632 U_T$ . Определив постоянную времени  $\tau$  (рис. 4.2), найдем входную емкость как  $C_{эк} = \tau / R_{эк}$ .

При определениях  $C_{эк}$  практически всегда удавалось обеспечить относительную "чистоту" опытов, так как опинковка со стороны всех обмоток трансформаторов отключалась. Однако не во всех случаях измерительную аппаратуру удавалось расположить на трансформаторе в целях обеспечения минимальной длины спусков от вводов к измеритель-

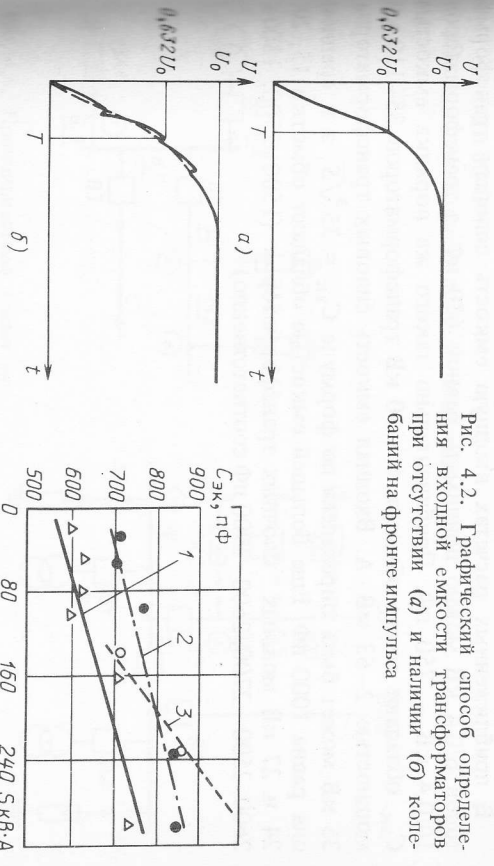


Рис. 4.2. Графический способ определения входной емкости трансформаторов при отсутствии (а) и наличии (б) колебаний на фронте импульса

Рис. 4.3. Результаты измерения для отечественных трансформаторов 6/0,4 кВ (1), 10/0,4 кВ (2) и трансформаторов 10/0,4 кВ югославских фирм (3)

ной аппаратуре. В этом случае последняя находилась на уровне земли у трансформатора и подключалась к измерительному объекту с помощью слусков. Длина слусков при измерениях находилась в пределах от 5 до 10 м. При определении  $C_{эк}$  учитывалась емкость соединительных проводов.

Входная емкость была измерена для 67 обмоток 6–35 кВ шести десяти трансформаторов 6–750 кВ\*. Наиболее подробно были обследованы трансформаторы 6/0,4 и 10/0,4 кВ. Были испытаны 17 трансформаторов 6 кВ и 20 трансформаторов 10 кВ, в том числе 29 трансформаторов отечественной конструкции и 8 трансформаторов югославских фирм. Измерения показали, что с увеличением мощности трансформаторов возрастает их входная емкость. Эта зависимость приведена на рис. 4.3, где  $C_{эк}$  — входная емкость трансформатора, пФ;  $S$  — его трехфазная мощность, кВ·А. Зависимости на рис. 4.3 хорошо описываются следующими уравнениями:

$$C_{эк} = 560 + 0,65S;$$

для трансформаторов 10 кВ отечественной конструкции

$$C_{эк} = 680 + 0,65S;$$

для трансформаторов 10 кВ югославских фирм

$$C_{эк} = 430 + 1,9S.$$

В приближенных расчетах входную емкость силовых трансформаторов 6/0,4 кВ можно принимать равной 650 пФ, а трансформаторов 10/0,4 кВ — 750 пФ. Приблизительно такого же порядка емкости  $C_{эк}$  обладают также обмотки 6 и 10 кВ трансформаторов 35–110 кВ мощностью 2–63 МВ·А. Входная емкость силовых трансформаторов 35 кВ может быть определена по формуле  $C_{эк} = 35\sqrt[3]{S}$ , а в среднем она равна 1000 пФ. Еще большей емкостью обладают обмотки 15, 20, 24 и 27 кВ мощных блочных трансформаторов (1500–2500, 1800–2600, 2500–2700, 2600–2900 пФ соответственно).

\* В этих измерениях принимали участие инж. А. З. Манарадзе и А. В. Созиню

#### 4.3. Исследование схем грозозащиты подстанций 6–35 кВ

Подстанции 6–10 кВ имеют разнообразные схемы грозозащиты, но наиболее сложным является выбор рациональной грозозащиты тушечных подстанций. Ниже на примере одной подстанции 6 и одной подстанции 10 кВ рассматриваются общие целеобразные пути защиты электрооборудования от грозовых перенапряжений.

На рис. 4.4 приведена схема подстанции 6 кВ. В нормальном режиме подстанция работает с одним трансформатором и питается по воздушной линии. Кроме того, от подстанции отходит одна кабельная линия, которая во время исследования специально была отключена. В точках 1, 2 и 3 были установлены различные комбинации защитных устройств: негильзные (РВП) и трубчатые (РТ) разрядники, искровые промежутки (ИП) и отранжирители перенапряжений (ОП) на базе оксидно-цинковых резисторов. Сопротивления заземления в точках установки защитных аппаратов 3А1, 3А2 и 3А3 соответственно равнялись 0,5; 20 и 30 Ом.

Принципиальная схема исследованной подстанции 10 кВ приведена на рис. 4.5. Нормально на подстанции установлены два трансформатора, и от нее отходит две линии. Исследования проводились при отключенном секционном масляном выключателе СМВ, т.е. подстанция при исследовании работала в тупиковом режиме с одним трансформатором. На ней установлен один защитный аппарат 3А1. На подходе линии к подстанции в точках 3 и 4 установлены защитные аппараты. При измерениях в этих точках, а также в точках 1 и 2 были установлены РВП, ОП, РТ и ИП. Сопротивления заземления в точках 1–4 были равны 0,5; 30, 60 и 80 Ом.

Исследования преследовали следующие цели:

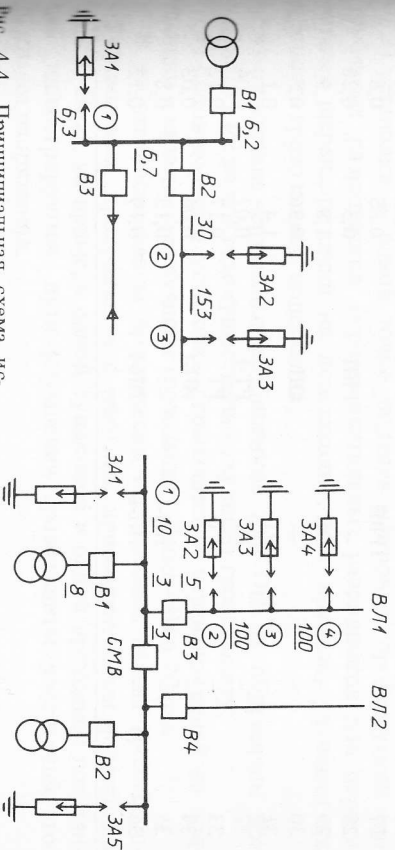


Рис. 4.4. Принципиальная схема исследованной подстанции 6 кВ (цифрами указаны расстояния, м, между оборудованием)

Рис. 4.5. Принципиальная схема исследованной подстанции 10 кВ

Таблица 4.4. Относительная надежность грозозащиты подстанций 6 кВ

Номер схемы	Наличие грозозащитной аппаратуры в точках (рис. 4.4)			Относительная надежность грозозащиты подстанции	ЩФ-10Г	ЩФ-6А
	1	2	3			
1	РВП	-	-	1,0		1,0
2	РВП	ИП-1	-	3,5		6,0
3	РВП	РТ	-	3,2		4,0
4	РВП	-	РТ	1,4		1,1
5	РВП	-	ИП-1	1,4		1,1
6	РВП	РВП	-	5,6		8,0
7	РВП	ОП	-	7,5		9,6
8	РВП	ИП-1	-	7,8		9,6
9	РВП	РТ	РТ	4,2		6,8
10	ОП	-	-	3,1		4,0
11	ОП	ИП-1	-	4,6		9,6
12	ОП	ИП-2	-	7,0		9,6
13	ОП	РТ	-	4,6		9,6
14	ОП	-	РТ	2,2		3,0
15	ОП	-	ИП-1	3,2		4,4
16	ОП	ИП-1	ИП-1	5,0		9,6
17	ОП	ИП-2	ИП-2	5,1		9,6
18	ОП	РВП	ИП-1	10,3		12,0
19	РТ	-	-	0,2		0,15
20	РТ	ИП-1	-	0,56		0,44
21	РТ	РТ	-	0,48		0,45
22	ИП-1	-	-	0,23		0,21
23	ИП-1	ИП-1	-	0,56		0,44
24	ИП-1	ИП-2	-	0,6		0,57
25	ИП-2	-	-	0,32		0,34
26	ИП-2	-	-	0,65		0,69
27	-	РВП	-	0,85		0,8
28	-	-	РВП	0,3		0,28
29	-	ОП	-	1,8		1,9
30	-	-	ОП	0,36		0,5
31	-	РТ	-	1,4		0,1
32	-	РТ	РТ-1	0,07		0,04
33	-	РТ	РТ	0,17		0,12
34	-	-	ИП-1	0,06		0,03
35	-	-	ИП-1	0,13		0,8
36	-	ИП-1	ИП-1	0,19		0,12

сопоставление результатов расчета надежности грозозащиты подстанций, полученных на анализаторе грозозащиты подстанций (АГПД), анализаторе переходных процессов (АПП) [64] и ЭВМ; сопоставление надежности различных схем грозозащиты подстанций;

сопоставление расчетной надежности схем грозозащиты, рекомендуемых руководящими указаниями, с надежностью, определенной на основе опыта эксплуатации.

Варианты грозозащиты для подстанций 6 кВ сведены в табл. 4.4. Аналогичные результаты получены и для подстанций 10 кВ.

Надежность грозозащиты рассчитана для двух типов изоляторов воздушной линии на подходе к подстанции ЩФ-10Г и ЩФ-6А. Ограничения перенапряжений были рассчитаны на максимальное рабочее напряжение 7,2 кВ и состояли из четырех коленок. Искровые промежутки имели межэлектродное расстояние 35 мм (ИП-1) и 40 мм (ИП-2).

В результате анализа данных табл. 4.4 получено, что при одной и той же схеме грозозащиты подстанции, имеющая подход на деревянных опорах с заземляющими спусками и изоляторами ЩФ-6А, в среднем в 1,4 раза защищена лучше, чем таковая с подходами на железобетонных опорах и изоляторами ЩФ-10Г.

Кроме того, анализ показал, что:

1) при установке на подстанции ограничителей перенапряжений вместо вентилярных разрядников надежность защиты возрастает приблизительно в 1,3-4,0 раза;

2) применение грубчатых разрядников и искровых промежутков вместо вентилярных разрядников серии РВП на подстанции ухудшает ее защиту более чем в 3 раза;

3) установка в одной точке подхода искровых промежутков или грубчатых разрядников (кроме вентилярных разрядников или ограничителей перенапряжений на подстанции), как правило, улучшает надежность грозозащиты подстанции;

4) отсутствие вентилярных разрядников или ОП на подстанции при установке их на подходе существенно ухудшает грозозащиту;

5) одновременная установка ограничителей перенапряжений на подстанции и на подходе улучшает грозозащиту более чем в 20 раз.

В работе обследованы практически все типовые схемы грозозащиты тупиковых, проходных и с многими присоединениями подстанций 15 кВ. Ниже на примере одной тупиковой и одной проходной подстанций иллюстрируются пути улучшения грозозащиты подстанций этого класса напряжения.

Схемы исследованных подстанций приведены на рис. 4.6. В обеих схемах в качестве защитного аппарата (ЗА) рассмотрены вентилярные разрядники серий РВС и РВМ, а также нелинейные ограничители

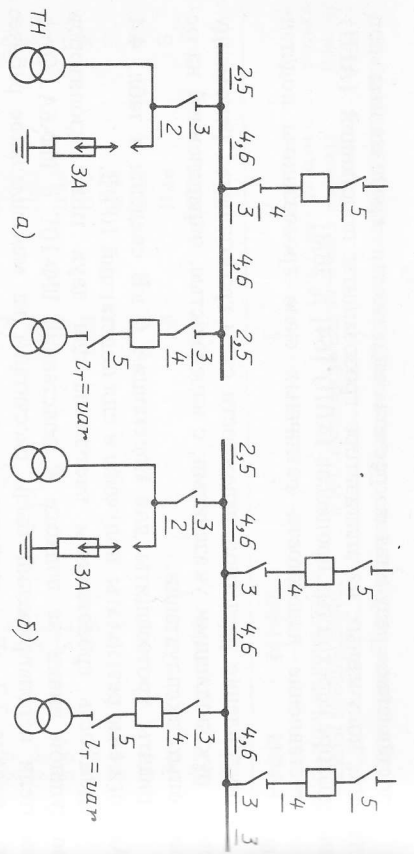


Рис. 4.6. Принципиальные схемы исследованных тупиковой (а) и проходной (б) подстанций 35 кВ

перенапряжений (ОПН). При исследованных варьировалось расстояние между трансформатором и сборными шинами  $l_T$  (от 0 до 150 м) и сопротивление заземления опор  $R_3$  на подходе линий к подстанциям (от 0 до 100 Ом), при этом подход моделировался как для деревянных, так и для металлических (железобетонных) опор.

Анализ полученных данных показывает, что при прочих равных условиях установка на подстанции ветильных разрядников типа РВМ-35 взамен разрядников РВС-35 улучшает показатель надежности грозозащиты приблизительно вдвое. Во столько же раз улучшается грозозащита при переходе от ветильных разрядников к линейным оголенным перенапряжениям.

Надежность грозозащиты в значительной степени также зависит от типа опор линий на подходе к подстанциям и от сопротивления их заземления. Если подход выполнен на деревянных опорах, показатель надежности снижается приблизительно втрое по сравнению с таковым на железобетонных или металлических опорах.

Повышение сопротивления заземления опор от 10 до 40 Ом снижает показатель грозозащиты от 2 до 6 раз в зависимости от типа защитных аппаратов, типа подстанции (тупиковая и проходная), а также от материала опор линий на подходе к подстанциям.

Анализировалась также возможность использования каскадных схем грозозащиты подстанций 35 кВ [64] с установкой защитных аппаратов по ходу грозовой волны. Исследования показали, что имеет место некоторое оптимальное удаление защитных аппаратов от подстанции. Для сети 35 кВ это расстояние находится в пределах 150–250 м, при этом показатель надежности схем грозозащиты подстанций возрастает от 3 до 6 раз.

#### 4.4. Оценка эффективности грозозащиты электрооборудования сетей 6–35 кВ

Существующая методика исследования грозозащиты подстанций 6–35 кВ не позволяет формулировать достаточно обоснованные требования к ее эффективности. Эта методика позволяет только оценить, насколько надежность одной схемы выше или ниже другой. Вместе с тем применение более надежных схем и новых средств грозозащиты требует значительных дополнительных капитальных затрат. В связи с этим возникает необходимость определения допустимой надежности схем грозозащиты подстанций путем технико-экономического сопоставления различных вариантов. Для этого можно воспользоваться критерием приведенных затрат с учетом ущерба народному хозяйству от грозовых повреждений.

Опыт строительства подстанций распределительных сетей показывает, что сроки их ввода в эксплуатацию обычно не превышают одного года. Поэтому в качестве критерия можно принять простую формулу приведенных затрат

$$Z_r = E_n K_r + I_r + Y_r \rightarrow \min,$$

где  $E_n = 0,15$  — нормативный коэффициент эффективности дополнительных капитальных вложений;  $K_r$  — капитальные вложения в грозозащиту, руб;  $I_r$  — эксплуатационные расходы по грозозащите, которые в первом приближении можно принять равными [22]  $I_r = P_a K_r = 0,07 K_r$ , руб/год;  $P_a$  — норма отчислений на амортизацию средств грозозащиты;  $Y_r$  — ущерб от грозовых повреждений на подстанции, руб/год.

В табл. 4.5 приведены капитальные затраты на установку грозозащитных средств на подстанции, а в табл. 4.6 — на подходе к ней в распределительных сетях 6–35 кВ, при этом капитальные затраты на средства грозозащиты были определены по формулам: на подстанциях —  $K_r = K_{3.a} + K_m$ ; на подходе —  $K_r = K_{3.a} + K_m + K_3$ , где  $K_{3.a}$  — стоимость защитного аппарата;  $K_m$  — стоимость монтажных работ;  $K_3$  — стоимость заземления опоры, на которой устанавливается защитный аппарат при  $\rho = 1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ .

Значение  $K_{3.a}$  для ограничителей перенапряжений определено по стоимости резисторов и фарфоровой покрышки, при этом принималось, что стоимость одного резистора диаметром 28 и высотой 5 мм равна 2 руб. и ОП состоит из четырех параллельных колонок. Исследования, проведенные в ЛПИ имени М.И. Калинина, показывают, что при четырех колонках в грозовом режиме ОП выдержит не менее 5 кА и в коммутационном режиме — не менее 300 А.

Стоимость комплекта искровых промежутков определена из условия их изготовления в условиях мастерской электросетевого предприятия.

Таблица 4.5. Капитальные затраты на средства грозозащиты подстанций 6/35 кВ

Наименование защитного аппарата	Стоимость затрат, руб.	Стоимость монтажных работ, руб.	Стоимость комплекта защитных аппаратов, руб.	Всего, руб.
РВП-6	21	6	6,8	27,8
ОПН-6	75	6	6,8	81,8
РТ-6	12,0	7	5,2	17,2
ИП-6	2,3	6	2,7	5,0
РВП-10	21	6	6,8	27,8
ОПН-10	110	6	6,8	116,8
РТ-10	12,0	7	5,2	17,2
ИП-10	2,3	6	2,7	5,0
РВС-35	138	39	39	177
РВМ-35	510	39	39	549
ОПН-35	978	39	39	1017

Таблица 4.6. Капитальные затраты на средства грозозащиты на подходе линий к подстанциям 6-35 кВ

Наименование защитного аппарата	Стоимость комплекта защитных аппаратов, руб.	Стоимость монтажных работ, руб.	Стоимость заземления опорной опоры, руб.	Всего, руб.
РВП-6	21	6	12,8	39,8
ОПН-6	75	6	12,8	93,8
РТ-6	12,0	7	12,8	31,8
РВП-10	21	6	12,8	39,8
ОПН-10	110	6	12,8	128,8
РТ-10	12,0	7	12,8	31,8
ИП-10	2,3	6	10,5	25,6
РВС-35	138	39	55/45/15	232/222/192
РВМ-35	510	39	55/45/15	604/594/564
ОПН-35	978	39	55/45/15	1072/1062/1032

Примечание. Стоимость заземления определена для  $\rho = 1000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  и трех значений сопротивления заземления — 10, 40 и 100 Ом.

Определение ущерба  $U_r$  является сложным и пока малоразработанным вопросом. Для этого необходимо, во-первых, перейти от расчетного значения надежности  $\beta_r$  к вероятному числу грозовых повреждений электрооборудования подстанций в год  $\beta_g$ , во-вторых, иметь оценку расчетного ожидаемого ущерба от одного грозового повреждения подстанции  $U_r$ . Тогда  $U_r = \beta_g U_r$ . Для каждой схемы грозозащиты определение  $\beta_g$  представляет собой сложную задачу. Поэтому обычно рас-

чет  $U_r$  (а следовательно, и  $U_g$ ) проводят исходя из расчетной величины надежности грозозащиты  $\beta_r$ . Для этого необходимо найти коэффициент  $K_\beta$ , связывающий  $\beta_r$  и  $\beta_g$ . С этой целью проводился расчет надежности грозозащиты для фиксированных случаев грозового повреждения изоляции трансформаторов 6, 10 и 35 кВ.

Расчет показал, что надежность грозозащиты трансформаторов 6, 10 и 35 кВ соответственно равна  $1,2 \cdot 10^{-2}$ ,  $1,1 \cdot 10^{-2}$  и  $1,25 \cdot 10^{-2}$  повреждений в год. Как было показано в § 2.3, соответствующая эксплуатационная надежность грозозащиты трансформаторов по данным опыта эксплуатации для тех же номинальных напряжений составляет  $7 \cdot 10^{-3}$ ,  $6,6 \cdot 10^{-3}$  и  $2 \cdot 10^{-3}$  повреждений в год соответственно.

Таким образом, коэффициенты пересчета  $K_\beta = \frac{\beta_g}{\beta_r}$  для трансформаторов 6, 10 и 35 кВ будут равны 0,585; 0,6 и 0,162 соответственно.

#### 4.5. Результаты технико-экономического сопоставления вариантов грозозащиты подстанций 6-35 кВ

Результаты расчета годовых приведенных затрат на грозозащиту подстанций 6 и 10 кВ приведены в табл. 4.7 и 4.8 соответственно. При расчете условно принято, что подход линий к подстанции выполнен на железобетонных опорах с изоляторами ШФ-10Г и деревянных опорах с изоляторами ШФ-6Д. Для сравнения различных вариантов грозозащиты за базисную принята схема 9 (см. табл. 4.4), где на сборных шинах подстанции установлен вентильный разрядник типа РВП, а на подходе — на двух опорах трубчатые разрядники РТ. Эта схема за базисную принята потому, что она в эксплуатации применяется наиболее часто и рекомендована в [5].

Анализ результатов расчета годовых приведенных затрат для сетей 6 и 10 кВ позволяет сделать следующие основные выводы.

1. Экономически невыгодно внедрять схемы грозозащиты только на базе трубчатых разрядников или искровых промежутков. Такие схемы в несколько раз дороже, чем схемы с применением вентильных разрядников или ограничителей перенапряжений. Кроме того, в схемах 19, 25, 22, 23, 20, 36, 33, 24, 26, 21, 31, 35, 32, 34 (табл. 4.7 и 4.8), содержащих только РТ или ИП, на трансформатор могут воздействовать крутые срезы напряжения и вызывать значительные градиентные перенапряжения в продольной изоляции обмотки.

2. Во всех исследованных случаях наиболее экономичными вариантами являются схемы с установкой на подстанции защитных аппаратов с нелинейными резисторами, т.е. варианты 1, 10, 11, 2, 12, 8, 16, 17, 9, 7, 6, 18, 3, 13, 4, 5, 14, 15.

3. Несмотря на то что в настоящее время не налажен серийный выпуск ограничителей перенапряжений 6 и 10 кВ и по этой причине они



Таблица 4.7. Технико-экономические показатели грозозащиты подстанций 6 кВ

Номер схемы по табл. 4.4	Уг, руб/год		Кг, руб.	Зг, руб/год	
	ЩФ-10Г	ЩФ-6А		ЩФ-10Г	ЩФ-6А
1	37,9	20,0	27,8	44,0	26
2	11,2	3,4	53,4	23	15
3	11,6	9,2	59,6	25	22
4	27,5	19,2	59,6	41	32
5	27,5	19,2	53,4	29	31
6	6,8	2,6	67,6	21	27
7	5,1	2,1	121,6	32	29
8	4,8	2,1	79,0	22	20
9	8,7	2,9	91,4	29	23
10	12,2	5,1	81,8	30,0	23
11	8,3	6,4	117,4	24	32
12	5,5	2,1	117,4	31	119
13	8,1	2,1	113,6	33	27
14	16,2	6,2	123,6	43	33
15	11,6	4,6	107,4	35	28
16	7,6	2,1	133,0	37	30
17	7,5	2,1	133,0	37	31
18	3,7	1,7	121,6	30	28
19	192,0	140,0	17,2	196	166
20	90,0	49,3	42,8	-99	59
21	79,3	46,3	49,0	90	57
22	152,3	86,3	5,0	75	87
23	69,1	46,5	30,6	71	53
24	64,3	35,5	30,6	71	42
25	118,2	59,5	5,0	153	60
26	57,5	29,8	30,6	64	37
27	45,3	26,7	39,8	54	36
28	125,5	71,5	39,8	134	80
29	21,6	11,5	93,8	42	32
30	104	39,5	93,8	125	60
31	260,8	200,3	31,8	268	207
32	600	500	31,8	600	500
33	221,3	176,5	63,4	235	190
34	650	560	51,2	700	650
35	280,8	255,0	25,6	286	26
36	204,0	154,0	51,2	215	205

дороги, их использование в схемах грозозащиты подстанций в большинстве случаев дает экономию в годовых приведенных затратах (см. например, попарное сравнение вариантов 1 и 10, 2 и 11, 3 и 13 и т.д.).

4. Целесообразнее использовать схемы грозозащиты с установкой защитного аппарата (РВП или ОП) на сборных шинах и трубахчатых разрядников или искровых промежутков на подходе линий к подстанции. В этом можно убедиться, сравнив варианты 1, 2 и 3 для подстанции 6 кВ. При установке РВП на подстанции и при изоляции ЩФ-10Г на подходе Зг составляет 44 руб/год. Установка дополнительно трубки

Таблица 4.8. Технико-экономические показатели грозозащиты подстанций 10 кВ

Номер схемы	Уг, руб/год		Кг, руб.	Зг, руб/год	
	ЩФ-10Г	ЩФ-6А		ЩФ-10Г	ЩФ-6А
1	31,5	17,1	27,8	38	23
2	9,2	2,9	53,4	21	15
3	10,0	7,8	59,6	23	21
4	23,5	16,3	59,6	37	29
5	23,5	16,3	53,4	35	28
6	5,7	2,1	67,6	21	17
7	4,3	2,0	156,6	39	37
8	4,1	2,0	79,0	22	19
9	7,4	2,5	91,4	28	23
10	10,3	4,3	116,8	36	30
11	7,1	2,0	142,4	38	34
12	4,6	2,0	154,4	41	39
13	6,8	2,0	148,6	41	35
14	13,8	5,7	148,6	47	39
15	10,0	3,9	142,4	41	35
16	6,4	2,0	168,0	43	39
17	6,3	2,0	168,0	43	39
18	3,1	1,4	156,6	38	36
19	160,5	117,0	17,2	164	121
20	75,0	41,3	42,8	84	51
21	66,0	38,4	49,0	77	49
22	127,3	72,3	5,0	128	73
23	57,3	39,5	30,6	64	46
24	54,0	29,8	30,6	61	36
25	98,5	49,5	5,0	100	51
26	48,0	24,9	30,6	55	33
27	3,8	2,2	27,8	10	8
28	107,5	61,0	39,8	116	70
29	18,1	9,6	128,8	47	38
30	88,5	33,8	128,8	107	162
31	233,0	171,5	31,8	230	179
32	450	400	31,8	450	400
33	175,3	148,5	63,6	189	163
34	550	500	51,2	600	550
35	249,0	217,0	25,6	255	223
36	170,5	177,0	51,2	182	188

того разрядника на подходе снижает эти расходы на 19 руб., а искрового промежутка вместо РГ — на 21 руб. в расчете на одну подстанцию.

5. С удалением линейного комплекта РГ или ИП от подстанции грозозащитные свойства схемы уменьшаются. Оптимальное расстояние при таком удалении 40—50 м.

6. С точки зрения грозозащиты подстанций 6 и 10 кВ наибольший интерес вызывают схемы с установкой вентилярных разрядников и ограничителей перенапряжений на подстанции и на подходе одновременно. Во всех исследованных случаях такая установка защитных ап-

паратов выгодно, причем эффективность такой схемы в значительной степени зависит от сопротивления заземления  $R_3$  линейного комплекта защитной аппаратуры. Для уменьшения  $R_3$  может быть рекомендовано соединение контура заземления подстанции со слухом от линейного комплекта защитных аппаратов.

Результаты расчетов годовых приведенных затрат для подстанции 35 кВ показывают следующее.

1. Технико-экономически оправдана грозозащита тупиковой подстанции с установкой защитных аппаратов на сборных шинах и на подходе по ходу грозовой волны. Если сопротивление заземления опоры, на которой установлен защитный аппарат на подходе, не более 40 Ом, экономический эффект составляет от 1100 (на подходе деревянные опоры) до 1600 руб/год (на подходе металлические или железобетонные опоры).

2. Все каскадные схемы грозозащиты [65] проходных и подстанций с многими присоединениями 35 кВ обеспечивают высокую надежность и экономический эффект от 1000 до 5000 руб/год.

3. При одинаковых схемах грозозащиты установка ограничителей перенапряжений взамен вентилярных разрядников серии РВС или РВМ дает дополнительный экономический эффект от 900 до 3000 руб/год.

## Глава пятая

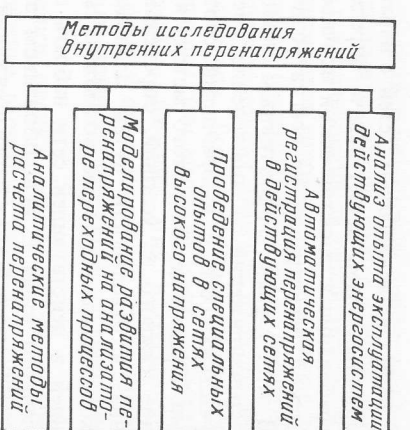
### ВНУТРЕННИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ 6–35 КВ

#### 5.1. Методика исследования внутренних перенапряжений в действующих сетях

**Общая характеристика методов исследования внутренних перенапряжений.** В настоящее время физические процессы, приводящие к возникновению перенапряжений на изоляции оборудования высокого напряжения сетей 6–35 кВ, изучены достаточно для качественного объяснения причин их развития и получения приближенных количественных оценок. Основной практической задачей дальнейшего исследования является проверка эффективности различных способов ограничения перенапряжений и изучение статистических характеристик перенапряжений, определяемых статистической вариацией параметров и структуры сети в процессе эксплуатации, свойствами коммутирующей аппаратуры, характером горения дуги при замыканиях на землю и другими случайными факторами. Такие данные о перенапряжениях необходимы для определения запасов электрической прочности изоляции, обеспечивающих заданную надежность ее работы.

Методы исследования внутренних перенапряжений классифицированы на рис. 5.1. Наиболее объективную информацию о соответствии

рис. 5.1. Методы исследования внутренних перенапряжений



принятых уровней изоляции воздействием перенапряжениям дает анализ эксплуатации действующих электроэнергетических систем. Учет и анализ случаев нарушения электрической прочности изоляции и других явлений, вызванных перенапряжением, проводятся в Советском Союзе рядом организаций: "Союзтехэнерго" Министерства энергетики и электрификации СССР, заводами электротехнического оборудования Министерства электротехнической промышленности СССР, а также рядом вузов страны электротехнического профиля, в том числе ЛПИ имени М.И. Калинина, НИИ высоких напряжений при ТПИ, КИИ имени В.В. Куйбышева и др. Сведения, полученные этим методом, позволяют определить лишь наличие перенапряжений, prevailing электрическую прочность изоляции.

Более полную информацию дает второй метод — проведение длительной автоматической регистрации перенапряжений в действующих сетях при их эксплуатации. Этим методом можно получить наиболее точный ответ на вопрос о том, на какие статистические характеристики внутренних перенапряжений должна быть выбрана изоляция серийного оборудования, предназначенного для работы в обычных, типовых схемах, с учетом одновременного действия совокупности всех факторов, влияющих на развитие перенапряжений. Сопоставление результатов автоматической регистрации, полученных в разных схемах, позволяет также углубить представление о влиянии отдельных факторов на статистические характеристики перенапряжений и найти наиболее эффективные способы борьбы с перенапряжениями. Первой работой такого рода, проведенной в массовом масштабе, были исследования, выполненные во Франции с помощью счетчиков числа перенапряжений, приведенных к заданному уровню [66]. Анализируя результаты этой работы, авторы указали на необходимость повышения надежности регистрирующей аппаратуры и на трудность разделения зарегистрированных счетчиками перенапряжений на грозовые и коммутационные импульсы. В те же годы, но на меньшем количестве подстанций, проводилась регистрация перенапряжений в действующих сетях Великобритании. Аналогичные исследования предпринимались в ЧССР, а также в СССР [22] с использованием более совершенной аппаратуры.

При создании новых сетей с параметрами, отличными от параметров обычных схем, встает задача определить, как изменятся в этих сетях требования к электрической прочности изоляции. Результаты автоматической регистрации не всегда позволяют осуществить такой прогноз. В этих случаях эффективным оказывается третий метод исследования перенапряжений — проведение специальных опытов на выделенных участках сети с выбранными соответствующим образом параметрами. Преимуществом этого метода является возможность оценить влияние каждого из условий, определяющих характеристики перенапряжения, в отдельности путем шагового изменения этих условий в ходе опытов, а также возможность быстро по сравнению с регистрацией в действующей сети набрать статистику перенапряжений определенного вида. С использованием этого метода получены статистические характеристики перенапряжений в сетях многих стран.

Для определения характеристик перенапряжений в конкретной схеме может оказаться необходимым уметь пересчитать характеристики, полученные в одной какой-либо схеме, на другую схему. Для выделения зависимостей характеристик перенапряжений от параметров сети наиболее удобным оказался такой метод их исследования, как использование физических моделей. Такие модели получили название анализатора переходных процессов [67]. Наряду с элементами для физического моделирования участков линий электропередачи, трансформаторов, реакторов, разрядников, выключателей и других элементов сети анализатор может содержать ЭВМ для ускорения подготовки исходных данных и обработки результатов напряжений. Модели оказывают эффективными средством для указания характеристик перенапряжений на линиях при использовании шунтирующих сопротивлений в выключателе, а также при использовании устройств для управления фазой замыкания контактов в выключателе [65].

Для аналогичных целей широкое распространение имеют и аналитические расчеты с использованием современной вычислительной технической системой, каждый из перечисленных методов — анализ опытных эксплуатационных, автоматическая регистрация в действующей сети, проведение специальных опытов и аналитические расчеты процессов, приводящих к перенапряжениям — позволяет эффективно решать свой круг задач, а наиболее полная информация о характеристиках перенапряжений может быть получена лишь при сочетании всех перечисленных методов исследования.

**Методика измерения перенапряжений в условиях эксплуатации**

Статистические характеристики перенапряжений зависят от большого числа различных факторов, некоторые из которых являются случайными. Сюда относятся параметры сети, изменяющиеся в зависимости от ее режима, начальные условия переходного процесса (напряжения, мгновенные значения напряжений на емкостях и токов в индуктивных в момент коммутации). Учет все эти факторы в рас-

четах или при моделировании удается лишь с некоторым приближением. Во многих случаях отсутствуют данные о законе распределения того или иного исходного параметра и о корреляционной связи между разными параметрами, при этом принимаются гипотезы, позволяющие получить заниженную оценку уровней перенапряжений, т.е. предполагаются относительно неблагоприятные сочетания значений из всего диапазона возможных исходных параметров. Возникает систематическая ошибка расчета, направленная в сторону завышения величины и повторяемости перенапряжений. Совместное влияние этих погрешностей может существенно преувеличить оценку опасности исследуемых перенапряжений и привести к неоптимальным технико-экономическим решениям.

Критерием правильности методики оценки характеристик перенапряжений может служить сопоставление расчетных данных с данными измерений в действующих сетях. Этим объясняется широкое использование результатов опытов в сетях и регистрации перенапряжений в энергосистемах наряду с теоретическими расчетами и исследованиями на моделях. Перенапряжения в исследуемой сети либо возникают в процессе проведения специальных опытов, либо регистрируются автоматически во время эксплуатации энергосистемы. В настоящее время во всем мире накоплен обширный объем данных полевых измерений перенапряжений, позволяющий существенно уточнить представления об условиях их возникновения, величине и повторяемости.

Аппаратуру для исследования внутренних перенапряжений в энергосистемах можно подразделить на амплитудные и осциллографические регистраторы (рис. 5.2). Наибольшее распространение получили амплитудные регистраторы (счетчики амплитуды), показания которых не зависят от формы кривых перенапряжений и указывают, сколько раз в течение периода наблюдения амплитуда перенапряжений превысила заданный уровень. Имея в каждой фазе исследуемой сети по

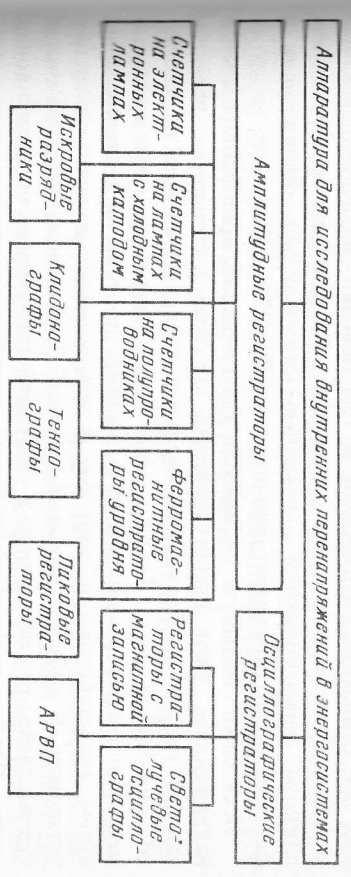


рис. 5.2. Классификация аппаратуры для исследования внутренних перенапряжений

комплекту таких счетчиков с различными уровнями срабатывания, можно получить ряд точек кривой распределения амплитуд, а также оценку ожидаемого за определенный отрезок времени числа перенапряжений. В качестве амплитудных датчиков, приводящих в действие счетчик в момент возникновения перенапряжения, предложено большое число различных устройств. Простейшим из них является воздушный искровой промежуток с заданным напряжением пробоя. Общеизвестные недостатки такого индикаторного устройства — большой разброс пробивных напряжений и их возрастание при малых длительностях импульса перенапряжений. Для уменьшения разброса используется световое или радиоактивное облучение электродов.

Идея использования в качестве датчика газового разрядника в герметизированном объеме привела к созданию счетчиков перенапряжений на тиратронах с холодным катодом. С помощью таких счетчиков была выполнена программа массовых многолетних исследований перенапряжений в сетях высокого напряжения Франции и Бельгии. Напряжения зажигания тиратронов с холодным катодом также не вполне удовлетворяют требованиям стабильности: изменение со временем давления в баллоне, влияние радиации и изменение состояния поверхности электродов могут привести к изменению напряжения срабатывания; неудовлетворительной является также и их вольт-секундная характеристика. Поэтому в более поздних исследованиях в качестве датчиков были применены триггерные схемы на электронных лампах или на полупроводниках. Это позволило снизить погрешности измерения амплитуд перенапряжений (до 10%).

Амплитуда перенапряжения может быть зарегистрирована с помощью клидонографов и теннографов (совмещение клидонографа с линией задержки). В литературе описываются также ферромагнитные регистраторы уровня перенапряжений, включаемые последовательно с ветвями разрядниками со стороны земли. По остаточной намагниченности ферромагнетиков судят об амплитуде тока через шунтирующие сопротивления разрядников и тем самым о величине перенапряжений в точке подключения разрядника. Погрешность измерения амплитуды перенапряжений с помощью клидонографа, теннографов и ферромагнитных регистраторов достигает 20–25% и более.

Несколько большую информацию о процессах, приводящих к перенапряжениям, дают регистрирующие пиковые вольтметры, вычерчивающие график амплитуд напряжения в исследуемой сети на медленно движущейся ленте. Такой график дает возможность определить момент появления перенапряжений и выявить причину их возникновения путем сопоставления с записями в оперативных журналах электростановки. В качестве примера на рис. 5.3 приведено описание структурной схемы разрабатываемого в ЛПИ регистрирующего пикового вольтметра. Прибор состоит из входного, преобразовательного и регистрирующего блоков, а также градуировочного генератора и блока питания

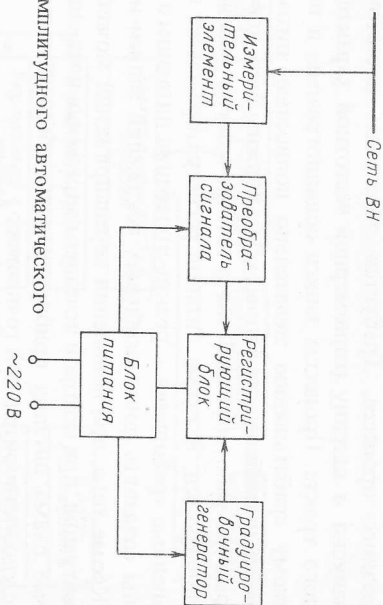


Рис. 5.3. Блок-схема амплитудного автоматического регистратора

ния. Более подробное описание амплитудного автоматического регистратора внутренних перенапряжений приведено в [68].

В литературе опубликованы многочисленные результаты измерений в действующих сетях, полученные простейшими счетчиками или регистраторами амплитуды. Однако использование их для выбора оптимальных уровней изоляции или характеристик защитных устройств наталкивается на трудности разделения внутренних и грозовых перенапряжений, которые при одинаковых амплитудах могут предвещать разные требования к изоляции и к средствам ее защиты. Обычно считают, что измерения, полученные в зимние месяцы, характеризуют величину лишь внутренних перенапряжений, а летние измерения — как грозовых, так и внутренних. Достаточную надежность разделения грозовых и внутренних перенапряжений обеспечивают разделение грозовых и внутренних перенапряжений также и форму кривой импульса перенапряжения.

Следует отметить, что затраты на проведение измерений перенапряжения в действующих сетях относительно слабо зависят от стоимости самой регистрирующей аппаратуры, поскольку общая часть средств расходуется на создание схем присоединения аппаратуры к сети высокого напряжения. Поэтому простота конструкции регистрирующего устройства имеет существенное значение лишь с точки зрения надежности его работы при длительных и массовых измерениях.

Наибольшую информацию о характере воздействующих на изоляцию оборудования электроустановок перенапряжений дают осциллографические регистраторы.

Необходимость создания специальной аппаратуры для автоматической регистрации перенапряжений в действующих сетях высокого напряжения обусловлена тем, что серийно выпускаемые промышленностью осциллографы не удовлетворяют в полной мере специфическим требованиям к автоматическим регистраторам перенапряжений. Такие регистраторы должны иметь как минимум три канала для записи трех-

фазного процесса. Требуется обеспечить достаточное быстродействие затуска и ширину равномерной частотной характеристики измерительного тракта. Процессы записи осциллограммы и подготовки к следующему съезду желательны полностью автоматизировать. Надежность и стабильность узлов схемы должны быть достаточными для непрерывной работы устройства в течение многих месяцев без регулировки и подстройки. К схеме питания регистратора также предъявляются повышенные требования — резкие колебания питающего напряжения не должны создавать дополнительных искажений записи исследуемого сигнала. Кроме того, при появлении перенапряжений может создаваться аварийная ситуация, при которой исчезнет напряжение питающей сети. И в этом случае схема питания прибора должна обеспечить запись осциллограммы с удовлетворительной точностью.

Существенное различие в частотных диапазонах исследуемых явлений обуславливает необходимость создания специальных приборов для записи кратковременных грозовых и более длительных внутренних перенапряжений.

Измерение внутренних перенапряжений в действующих сетях может осуществляться с помощью светолучевых осциллографов, автоматических регистраторов внутренних перенапряжений (АРВП) либо регистраторов с магнитной записью.

Применение светолучевых осциллографов ограничено сравнительно большим временем задержки начала записи исследуемого явления, что связано с использованием в них механической развертки. Несмотря на различные мероприятия по уменьшению этого времени, практически не удается получить его меньшим полугода рабочей частоты, что приводит в ряде случаев к потере наиболее существенной части переходного процесса.

Принцип действия регистраторов с магнитной записью основан на фиксации преобразованного исследуемого явления с помощью непрерывно движущейся магнитной ленты или проволоки. Записанные явления подвергнутся анализу с помощью схемы сравнения, заданной уставкой по амплитуде перенапряжений. Сигналы, имеющие амплитуду больше уставки, переписываются на осциллограф; информация, поступающая от узла аппаратуры. Регистраторы с магнитной записью не получили широкого распространения вследствие своей сложности и сравнительно низкой надежности.

Наиболее часто в СССР и за рубежом применяются автоматические регистраторы внутренних перенапряжений с электронной разверткой. Они обеспечивают высокое качество записи исследуемых явлений при значительно меньшей задержке. Однако такие регистраторы требуют квалифицированного обслуживания, систематического наблюдения и своевременной замены экспонирующей пленки и выходящих из строя деталей. Это вызвано сравнительной сложностью схем, содер-

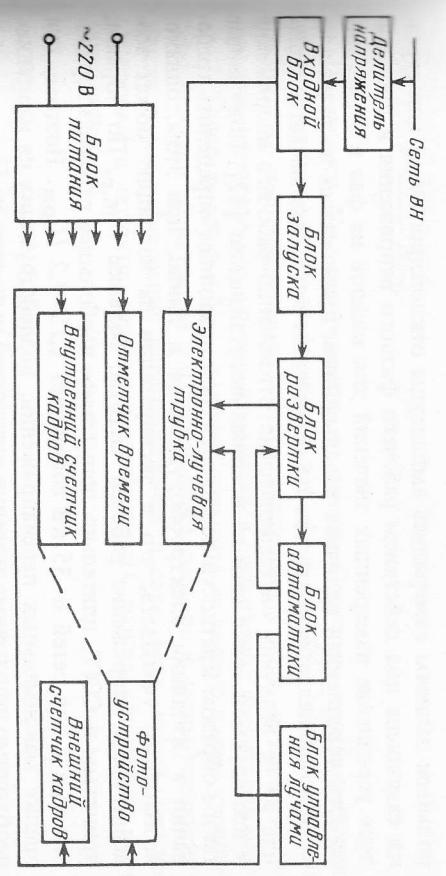


Рис. 5.4. Блок-схема автоматического регистратора внутренних перенапряжений

жащих большое число электронных ламп с ограниченными сроками службы.

Одна из моделей АРВП разработана в лаборатории ТВН Ленинградского политехнического института. Регистратор может быть использован для записи перенапряжений в трехфазной сети переменного тока любого класса напряжения при наличии стандартных измерительных трансформаторов или специальных делителей напряжения.

Скорость изменения напряжения развертки регулируется ступенчато и плавно. Пределы изменения длительности развертки, умещающейся на экране осциллографической трубки 15П08А, составляют от 0,01 до 0,25 с. Это позволяет надежно регистрировать переходные процессы с частотами до 15–20 кГц, т.е. практически все виды перенапряжений, за исключением некоторых, возникающих при коммутациях ненатуральных сборных шин и реактивных элементов с помощью вакуумных выключателей.

На рис. 5.4 представлена структурная схема АРВП. Более подробно описан принципиальной схемы прибора приведено в [22].

**Методика обработки результатов измерения перенапряжений.** Величина внутренних перенапряжений может быть отнесена к амплитуде номинального фазного напряжения  $U_{ном.ф.}$  амплитуде наибольшего рабочего  $U_{н.р.}$  напряжения либо к средней величине рабочего фазного напряжения  $U_{ср}$  в данной точке сети. Определение кратности перенапряжений по отношению к  $U_{ср}$  имеет определенные преимущества по сравнению с другими методами. Усреднение рабочего фазного напряжения производится следующим образом. На фотопленке или на диаграммной бумаге в течение довольно большого времени (например, в течение 2–3 мес) дежурный персонал энергосистем или подстанций производил запись нормального рабочего напряжения. По этим контр-

рольным записям измеряться амплитуды отклонения лучей или стрелки самописца под действием рабочего фазного напряжения и проводимость усреднение измеренных значений для каждой из фаз в отдельности. Эта усредненная величина в дальнейшем принималась за базисную.

При определении кратности по отношению к  $U_{cp}$  исключается влияние на ее величину систематических отклонений рабочего напряжения в исследуемой точке сети от номинального значения [22]. Полученные таким образом кратности перенапряжений позволяют определить требования к изоляции электрооборудования и линий, при этом, однако, необходимо учитывать, что в эксплуатации на изоляцию может воздействовать напряжение рабочей частоты, большее  $U_{н.р.}$ . По нормам, принятым в СССР, длительно допустимое наибольшее рабочее напряжение  $U_{н.р.}$  для сетей 6–35 кВ составляет 1,15–1,2  $U_{ном}$ . Поэтому при оценке максимальных перенапряжений, воздействующих на изоляцию, необходимо полученные значения кратностей умножить на  $U_{н.р.}$ .

Для дальнейшей обработки полученной информации использованы основные свойства потока перенапряжений (ординарность и отсутствие последельствия) [22, 69].

Следует иметь в виду, что в передачах переменного тока поток перенапряжений возникает не на одной фазе, а одновременно на трех фазах. Некоторые исследователи считают, что из перенапряжений, возникающих на трех фазах, необходимо выбрать случай с наибольшей амплитудой (кратностью), другие — перенапряжения на всех фазах, в этом случае перенапряжения на каждой из фаз считаются взаимонезависимыми.

В СССР и ряде других стран принято учитывать перенапряжения на всех трех фазах, при этом перенапряжения считаются независимыми и представляющими единую генеральную совокупность. Проверка этой гипотезы для разных элементов энергосистем проведена авторами и дала положительный результат.

Таким образом, можно считать, что внутренние перенапряжения в конкретной точке сети имеют ординарный и стационарный поток без последельствия, который в статистике называется простейшим пуассоновским потоком. Для последнего свойственна пропорциональность математического ожидания числа событий (перенапряжений) длительности временного интервала, на котором они ожидаются. Кроме того, пуассоновскому потоку свойственны равнозначность усреднения статистических рядов, полученных в различные периоды наблюдения, в одной и той же точке сети, а также усреднения рядов, полученных при одновременной регистрации в различных точках, имеющих одинаковую интенсивность потоков. Эти свойства простейшего пуассоновского потока позволяют сделать следующие выводы.

1. Если за время  $\tau$  лет зарегистрировано  $N_{K\tau}$  штук перенапряжений, превышающих заданную кратность  $K$ , среднегодовое количество таких перенапряжений можно определить как

$$N_{K\text{год}} = \frac{365}{\tau} N_{K\tau}$$

Поскольку  $N_{K\tau}$  распределена по закону Пуассона, среднеквадратичское отклонение этой оценки будет  $\sigma N = 365\sqrt{N_{K\tau}/\tau}$ , т.е. точность оценки  $\sigma N$  пропорциональна корню квадратному из  $\tau$ , независимо от того, непрерывно или с перерывом ведется регистрация перенапряжений.

2. Точность оценки  $N_{K\text{год}}$  можно повысить не только путем увеличения времени регистрации  $\tau$  в одной точке сети, но и путем увеличения числа точек регистрации перенапряжений в сети, если считать, что интенсивности потоков перенапряжений в этих точках одинаковы. При этих условиях

$$N_{K\text{год}} = \frac{365}{\sum \tau_i} \sum N_{K\tau_i}$$

где  $\tau_i$  — длительность регистрации перенапряжений в  $i$ -й точке;  $N_{K\tau_i}$  — зарегистрированное в этой точке количество перенапряжений. При использовании последней формулы необходимо иметь в виду, что конечной целью исследования перенапряжений является координация изоляции. При существенном стандарте нет возможности выбирать изоляцию для каждой точки сети. Поэтому необходимо тщательно структурировать такие точки сети, в которых электрооборудование будет работать приблизительно в одинаковых условиях, при этом потоки перенапряжений для каждой точки в группе должны быть проверены на однородность. После получения генеральной совокупности годового количества перенапряжений с кратностью, равной или большей заданной, методом наименьших квадратов выбирается эмпирическая зависимость  $N_{K\text{год}}$ , наилучшим образом аппроксимирующая опытные данные. Для выбора изоляции имеет важное значение область больших кратностей распределения  $K$ . Во всей области существования  $K$  ( $1,2 \leq K < \infty$ ) она обычно распределяется по нормальному, двойному экспоненциальному или экспоненциальному законам. В первых двух случаях область больших кратностей, как правило, достаточно хорошо описывается экспоненциальным законом вида

$$N_{K\text{год}} = ae^{-A(K-\tilde{K})}$$

при этом для экстраполяции полученных результатов в область больших кратностей перенапряжений  $K$  можно пользоваться записью

$$K_{\tau} = \tilde{K} + \frac{1}{A} \ln(a\tau)$$

Параметры  $A$ ,  $a$  и  $\tilde{K}$  = const определяют погрешность в оценке величин

ны  $K_T$  [22]:

$$S_{K_T}^2 = \left( \frac{\partial K_T}{\partial A} \right)^2 S_A^2 + \left( \frac{\partial K_T}{\partial a} \right)^2 S_a^2 + 2 \frac{\partial K_T}{\partial A} \frac{\partial K_T}{\partial a} \text{cov}(A, a),$$

где  $\text{cov}(A, a)$  — коэффициент ковариации параметров  $A$  и  $a$ . Как показали специальные исследования, корреляционная связь между параметрами  $A$  и  $a$  практически отсутствует, поэтому коэффициент ковариации можно принять равным нулю. С учетом этого обстоятельство величина стандарта отклонения в оценке  $K_T$  равна

$$\sigma_{K_T} = \sqrt{\left[ \frac{1}{A^2} \ln(aT) \right]^2 S_A^2 + \frac{1}{(aA)^2} S_a^2}.$$

Далее при выбранной надежности определяются границы доверительного интервала для оценки  $K_T$ .

**Погрешности измерений внутренних перенапряжений.** При экспериментальном исследовании внутренних перенапряжений в сетях 6–35 кВ измерительная аппаратура к сетям высокого напряжения была присоединена через трансформаторы напряжения или через емкостные делители. Использование в качестве высоковольтного плеча емкости конденсаторного типа и емкости экранов вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока, как это практикуется в сетях 110 кВ и выше, в данном случае исключается [70, 71].

Использование специальных конденсаторов в сетях 6–35 кВ не позволило широкого применения из-за появления дополнительных аппаратов в главных схемах коммутации подстанций, которые могут являться источниками аварий при их повреждениях. Поэтому при измерениях внутренних перенапряжений в сетях с изолированной нейтралью обычно предпочтение отдается измерительным трансформаторам напряжения. Однако последние могут внести существенную погрешность в результаты измерений. Некоторые предварительные результаты исследований этого вопроса приведены в [69, 72].

Под руководством авторов был исследован вопрос о погрешностях, вносимых в результаты измерения трансформаторами напряжения НОМ и НТМИ на 6, 10, 15 и 18 кВ и ЗНОМ на 20 и 35 кВ. Погрешности в них могут возникнуть вследствие возбуждения резонансных явлений в обмотке высокого напряжения под действием высших гармоник в кри-вых измеряемого напряжения и вследствие насыщения стали магнитной системы при повышенном напряжении.

Первый источник погрешности существует потому, что большая индуктивность обмотки высокого напряжения и емкости между витками и землей образуют систему контуров  $L-C$ , в которых могут возникнуть резонансные явления.

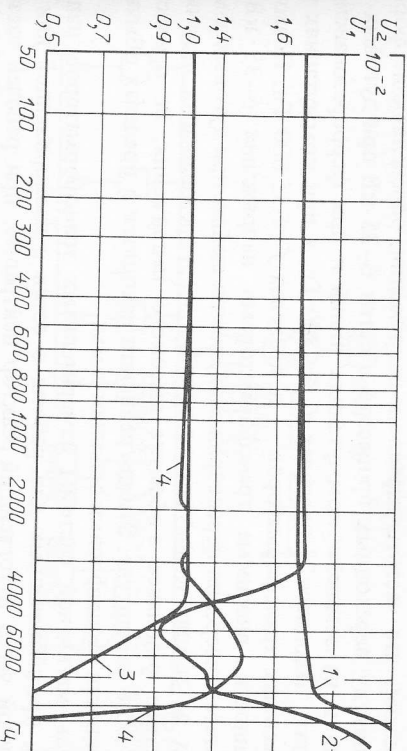


Рис. 5.5. Кривые зависимости коэффициента трансформации от частоты для трансформаторов напряжения:

1 — НОМ-6; 2 — НТМИ-6; 3 — НОМ-10; 4 — НТМИ-10

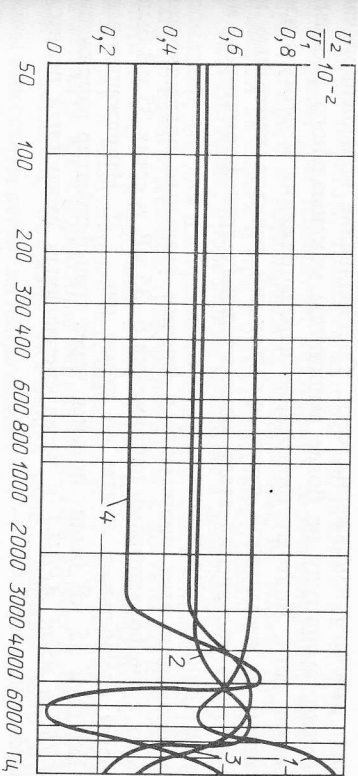


Рис. 5.6. Кривые зависимости коэффициента трансформации от частоты для трансформаторов напряжения:

1 — НОМ-15; 2 — ЗНОМ-20; 3 — НТМИ-18; 4 — ЗНОМ-35

По методике, изложенной в [73], авторами получены кривые зависимости коэффициента трансформации  $K_T = U_2/U_1$  трансформаторов напряжения НОМ-6, НТМИ-6, НОМ-10, НТМИ-10 (рис. 5.5) и НОМ-15, ЗНОМ-20, НТМИ-18 и ЗНОМ-35 (рис. 5.6) от частоты. Как видно из рис. 5.5 и 5.6, трансформаторы напряжения НТМИ-6, НТМИ-18 и ЗНОМ-35 в области частот 50–3000 Гц, НТМИ-10 в области частот 50–3500 Гц, НОМ-10, НОМ-15, ЗНОМ-20 в области частот 50–4000 Гц и НОМ-6 в области частот 50–5000 Гц имеют практически постоянный коэффициент трансформации. Результаты измерений в энергосистемах

показывают, что частоты гармоник напряжения, определяющие форму и амплитуду переходных процессов в сетях 6–35 кВ при дугowych замыканиях на землю и коммутационных линий и при феррорезонансных явлениях, находятся в пределах  $f \leq 2500$  Гц, а при коммутационных нагруженных трансформаторов — в пределах  $f \leq 15\,000$  Гц. Поэтому погрешности, вносимые трансформаторами напряжения 6–35 кВ в результате измерения перенапряжений, возникающих при дугowych замыканиях на землю, коммутационных линий и феррорезонансных явлениях вследствие резонанса в обмотке высокого напряжения, не превосходят 5% по амплитуде. Эти погрешности находятся в пределах обычной погрешности расшифровки осциллограмм.

Сталь магнитной системы измерительных трансформаторов напряжения, предназначенных для работы в сетях с изолированной или заземленной через дуготвоящий реактор нейтралью, при рабочей частоте 50 Гц насыщается при воздействии напряжения выше амплитуды максимального линейного напряжения сети, т.е. при  $U > \sqrt{3} U_{\text{ф max}}$ .

Анализ результатов регистрации перенапряжений на подстанциях показывает, что внутренние перенапряжения, возникающие в сетях 6–35 кВ, содержат составляющую 50 Гц с амплитудой не более максимального рабочего напряжения сети. Составляющие повышенной частоты имеют амплитуду не более амплитуды максимального рабочего напряжения сети. Поэтому внутренние перенапряжения в сетях с изолированной и заземленной через дуготвоящий реактор нейтралью не могут вызывать насыщения стали измерительных трансформаторов, искажающего форму напряжения.

Для проверки этих положений и оценки реальных погрешностей, вносимых трансформаторами напряжения 6–35 кВ, в сетях 35 кВ были проведены специальные опыты по схеме рис. 5.7\*. Напряжения всех трех фаз сети 35 кВ были поданы через трансформатор напряжения ЗНОМ-35 на вход АРВИ-1 и через специальный емкостный делитель напряжения на вход АРВИ-2.

От шин подстанций 35 кВ отходило несколько воздушных линий суммарной протяженностью около 100 км. Переходные процессы были вызваны дугowymi и металллическими замыканиями фазы С сети на землю.

Анализ кратностей переходных процессов, записанных через ряд делителей, показал, что погрешность, вносимая трансформатором напряжения ЗНОМ-35, в основном составляла 2–3% и только в отдельных случаях доходила до 6%. Аналогичные результаты были получены для трансформаторов напряжения других типов и классов напряжения. Обработка полученных данных дала значение стандартной

\* В этих исследованиях принимал участие также канд. техн. наук Ю.Н. Михайлов.

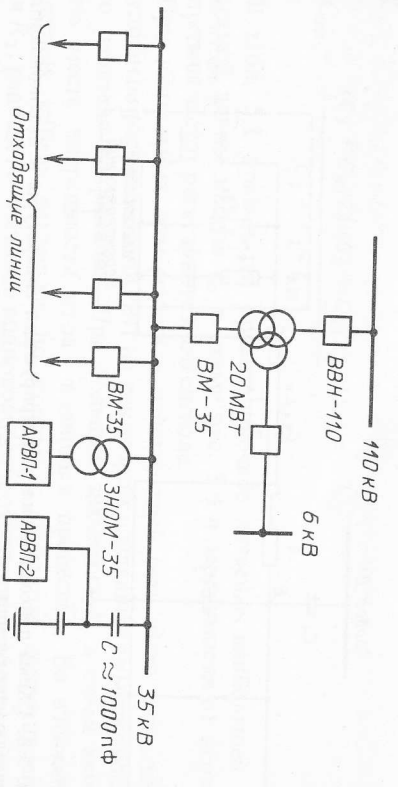


Рис. 5.7. Принципиальная схема подстанции, на которой проводилась регистрация внутренних перенапряжений через ЗНОМ-35 и емкостный делитель.

погрешности расшифровки осциллограмм, что не превосходит погрешности расшифровки осциллограмм, 2%, что не превосходит погрешности расшифровки осциллограмм.

Таким образом, трансформаторы напряжения 6–35 кВ могут быть применены для измерения внутренних перенапряжений, возникающих при дугowych и металллических замыканиях на землю, при феррорезонансных явлениях и при коммутационных воздушных и кабельных линиях. Исследования, проведенные авторами в действующих сетях 6–35 кВ, показали, что для измерения перенапряжений, возникающих при коммутационных трансформаторов с достаточно длинными кабелями между коммутационным аппаратом и трансформатором ( $l_k \geq 25$  м) и воздушными перемычками ( $l_p \geq 100$  м) также можно использовать трансформаторы напряжения. При длинах кабелей и воздушных перемычек, меньших указанных выше, должны быть использованы емкостные делители напряжения.

Ошибки измерения амплитуды напряжения, вызванные неравномерностью частотных характеристик различных типов делителей напряжения, достаточно полно рассмотрены в специальной литературе [74]. Для измерений в действующих сетях 6–35 кВ чаще используются емкостные делители напряжения, поскольку они имеют наиболее благоприятную частотную характеристику, поскольку они имеют более высокие частоты, сравнительно просты по конструкции и не требуют специальных мер для отвода тепла, выделяющегося при работе в активных элементах высоковольтного плеча. Основными источниками погрешности в таких делителях могут стать разряд емкости низковольтного плеча за счет тока, потребляемого регистратором, при медленных изменениях сигнала, и влияние паразитных емкостей на соседние фазы.

Первую из этих погрешностей можно свести к пренебрежимо малой величине, обеспечив достаточную большую емкость высоковольтного



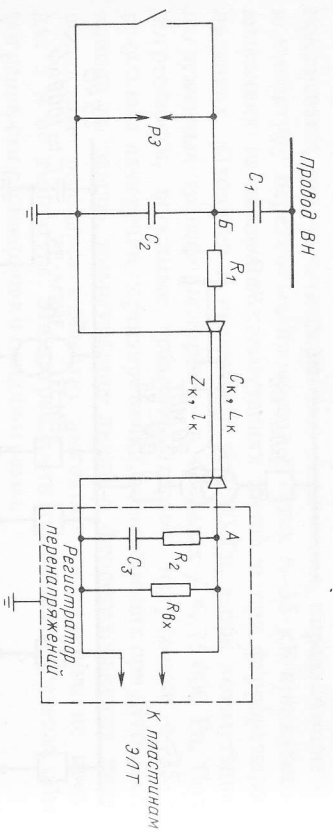


Fig. 5.8. СХЕМА присоединения регистрирующей аппаратуры к высоковольтному делителю напряжения

плеча и одновременно достаточно большое входное сопротивление регистратора, чтобы постоянная времени разряда низковольтного плеча делителя  $T \approx (C_1 + C_2 + C_k + C_3) R_{вх}$  (рис. 5.8) обеспечивала медленность спада напряжения на входе регистратора при появлении импульсов с плоской вершиной [22].

Влияние соседних фаз оказывается заметным лишь при емкостях высоковольтного плеча менее 250 пФ, например когда в качестве таковой емкости используется просто емкость гирлянды подвесных изоляторов. Обычно оказывается возможным иметь емкость высоковольтного плеча делителя большей величины и не учитывать этой ставляющей потребности.

В качестве емкости высоковольтного плеча делителя могут быть использованы специальные высоковольтные конденсаторы. Во всех случаях использования емкостных делителей необходима проверка отсутствия процессов коронирования или повышения интенсивности частичных разрядов.

При небольших расстояниях между регистратором и делителем элементы  $R_1$  и  $R_2$  в схеме присоединения (рис. 5.8) могут отсутствовать. Однако в этом случае схема приобретает ярко выраженные резонансные свойства, благодаря чему возникает погрешность при приближении спектра частот колебаний сигнала к собственной резонансной частоте схемы. Если для приближенной оценки представить кабель его волновое сопротивление с параметрами  $L_k = Z_k T$ ,  $C_k = T/Z_k$ , где  $Z_k$  — волновое сопротивление кабеля;  $v_k$  — скорость движения электромагнитной волны по кабелю, то частота собственных колебаний схемы может быть оценена по формуле

$$f_0 = \frac{v_0}{2\pi} = \frac{1}{2\pi \sqrt{L_k C_{эк}}}$$

где

$$C_{эк} = \frac{(C_1 + C_k/2)(C_2 + C_k/2)}{C_1 + C_2 + C_k}$$

В табл. 5.1 приводится ориентировочное значение наибольшей допустимой длины кабеля  $l_k$  в схеме рис. 5.8 в зависимости от верхнего предела частот регистрируемого сигнала.

При длительных измерениях в действующей сети часто оказываются удобным расположить АРВП на некотором удалении от высоковольтного делителя напряжения. При больших значениях  $l_k$  в схеме могут иметь место погрешности из-за волновых процессов. Во избежание последних кабель согласуют по концам с помощью сопротивлений  $R_1$  и  $R_2$ , равных по значению волновому сопротивлению кабеля.

Как показано в [22], при появлении на низковольтном плече делителя прямоугольного импульса напряжение на пластинах явления электроно-лучевой трубки (ЭЛТ) АРВП может быть представлено в операторном виде

$$V_a(P) = \frac{U_0(R_2 + 1/PC_3)}{P \left( \frac{1}{PC_2} + R_1 + R_2 + \frac{1}{PC_3} \right)}$$

при условии  $R_1 = R_2 = Z_k$  и  $C_2 = C_3$ ;  $V_a(P) = U_0/2P$ , откуда  $V_a(P) = U_0/2 = const$ .

Следовательно, напряжение на пластинах явления ЭЛТ АРВП при приходе со стороны высокого напряжения прямоугольного импульса будет также иметь форму прямоугольного импульса, уменьшенного в соответствии с коэффициентом деления емкостного делителя. Это является свидетельством отсутствия искажения сигналов.

Погрешности могут быть вызваны не только волновыми процессами в кабеле, но и электромагнитным влиянием от проводников высокого и низкого напряжений, расположенных вблизи кабеля. Эти погрешности стремятся уменьшить путем экранирования подводящего кабеля. Для ослабления влияния помех величина напряжения низковольтного плеча делителя выбирается в несколько раз большей, чем это требуется для подачи на пластины явления ЭЛТ. Этим достигается уменьшение

Таблица 5.1. Допустимая длина кабеля при отсутствии  $R_1$  и  $R_2$  по рис. 5.8

Верхний предел частоты, кГц	3000	600	300	150	60	30	15
$l_k$ при $C_1 \geq 100$ пФ	2	10	20	40	100	200	400
$l_k$ при $C_1 < 100$ пФ	1	5	10	20	50	100	200

Доли напряжения помех в полном напряжении сигнал-помеха. Сигналы с точки *B* делителя (рис. 5.8) сигнал на пластины явления трубки подается через дополнительный делитель напряжения, встроенный в схему измерительной аппаратуры. В измерениях автотров напряжение в точке *B* делителя равнолось 100–250 В. Внутри прибора оно понижалось встроенным делителем до 20–35 В.

Таким образом, для измерения перенапряжений, возникающих при дуговых и металлческих замыканиях на землю, при феррорезонансных явлениях и при коммутациях линий 6–35 кВ могут быть использованы электромагнитные трансформаторы напряжения, для измерения перенапряжений при коммутациях ненапряженных трансформаторов с короткими кабелями (воздушными переключателями) — специальные емкостные делители по схеме рис. 5.8.

## 5.2. Дуговые перенапряжения в сетях 6–35 кВ

**Физическая картина явления.** В сетях с изолированной нейтралью при перекрытии изоляции одной из фаз на землю возможны три режима течения заземляющей дуги.

1. При весьма большом токе дуга горит устойчиво, падение напряжения на дуге сравнительно мало, и вследствие большой остаточной проводимости при проходе тока через нуль не успевает восстанавливаться сколько-нибудь значительная электрическая прочность.

2. При достаточно малом токе дуга горит неустойчиво и после одного или нескольких повторных зажигания и погасания, несколько раз дувшись за счет тепловых потоков воздуха, дуга гаснет окончательно, изоляция восстанавливает свою электрическую прочность и сеть восстанавливает свой нормальный режим работы.

3. При промежуточном значении тока наблюдаются многократные повторные погасания и зажигания дуги, сопровождающиеся колебательными перезарядками емкостей сети и перенапряжениями. Были предложены две крайние гипотезы погасания дуги. По гипотезе Петерсена дуга успевает погаснуть при первом проходе через нуль полного тока (с учетом высокочастотных колебаний). По гипотезе Петерса и Слепяна дуговой промежуток не успевает сколько-нибудь существенно восстановить свою электрическую прочность при быстром проходе через нуль высокочастотных колебаний. По этой гипотезе дуговой промежуток успевает восстановить свою электрическую прочность после затухания высокочастотных колебаний, когда медленно проходит через нуль сравнительно небольшой ток промышленной частоты, определяющийся емкостью сети.

Однако в большинстве случаев в реальных сетях дуга не следует ни той, ни другой гипотезе. Исследования Н.Н. Велякова и Ч.М. Джурвалы показали, что обычно дуга пылается погаснуть при каждом проходе полного тока (с высокочастотной составляющей) через нуль,

Однако при этом сравнительно быстро (с частотой собственных колебаний сети) на дуговом промежутке восстанавливается напряжение, возникает повторный пробой, новое погасание, и так далее, пока восстанавливающаяся напряжение собственной частоты не будет ниже некоторого предела. После этого дуга гаснет, на дуговом промежутке восстанавливается сравнительно медленно более высокое напряжение промышленной частоты, и снова возникает повторный пробой.

**Теория Петерса и Слепяна.** Предположим, что перекрытие изоляции и дуговое замыкание на землю фазы *A* (см. рис. 1.1) произошло в момент, когда ЭДС *E<sub>A</sub>* проходила через максимум, при этом емкость *C<sub>A</sub>* фазы *A* со сравнительно высокой частотой собственных колебаний контура из емкости *C<sub>A</sub>* и индуктивности проводов до точки *K* разрядилась, и напряжение *U<sub>A</sub>* в колебательном режиме утало до нуля. Емкости *C<sub>B</sub>* и *C<sub>C</sub>* с несколько меньшей частотой собственных колебаний зарядились от начального напряжения, равного  $U_H = -0.5 U_\phi$ , до линейного напряжения, соответственно равного:

$$U_B = -E_A + E_B; \quad U_C = -E_A + E_C.$$

Значения этих линейных напряжений в момент времени  $t = 0$ , как видно из осциллограммы рис. 5.9, равны  $-1.5 U_\phi$ . Пренебрегая изменениями напряжения промышленной частоты (особенно для опережающей фазы *C*) за половину периода собственных колебаний, определим по приближенной формуле первый максимум перенапряжения

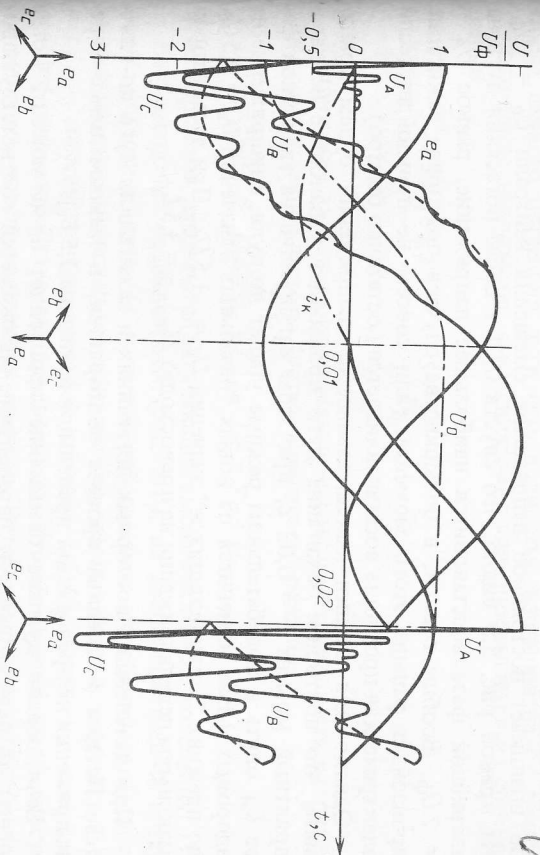


Рис. 5.9. Осциллограмма напряжений при дуговом замыкании на землю по Петерсу и Слепяну

на неповрежденной фазе:

$$U_{max 1} = -0,5 U_{\Phi} + (-1,5 U_{\Phi} + 0,5 U_{\Phi}) R_{уд} = -2,5 U_{\Phi}$$

так как  $R_{уд} = 2$  — ударный коэффициент контура.

Дальше напряжения на неповрежденных фазах получаются путем наложения затухающих колебаний свободной составляющей напряжения на установившиеся напряжения  $U_B$  и  $U_C$ .

Ток в дуге слетается из высокочастотных свободных составляющих и из тока промышленной частоты, который определяется в соответствии с приведенной внизу рисунка векторной диаграммой. Свободные составляющие не дают возможности согласно гипотезе Петерса и Степана погаснуть дуге в начальный момент времени. По теории дуга гаснет спустя 0,01 с, когда собственные составляющие практически затухают и ток промышленной частоты проходит через нуль. Напряжение смещения нейтрали в момент погасания дуги можно определить по формуле

$$U_0 = \Sigma q / \Sigma C = \frac{1,5 U_{\Phi} C_{\Phi 2}}{3C_{\Phi}} = U_{\Phi}$$

где  $\Sigma q$  — суммарный заряд во всех емкостях сети.

Очевидно, что после погасания дуги, когда сеть полностью изолирована от земли, проходит только перераспределение этого заряда между емкостями в соответствии с изменением ЭДС фаз. Соответственно возникает постоянное напряжение смещения нейтрали  $U_0 = U_{\Phi}$ . Из кривой рис. 5.9 видно, что спустя 0,01 с после погасания дуги на аварийной фазе восстановится наибольшее напряжение, равное  $U_A = 2 U_{\Phi}$ . Вообще говоря, в большинстве случаев повторное зажигание произойдет раньше этого момента (или совсем не произойдет, если электрическая прочность восстанавливается достаточно быстро).

Однако для оценки максимальных перенапряжений будем принимать, что повторное зажигание дуги произойдет в наиболее неблагоприятный момент  $t = 0,02$  с, при этом напряжение на аварийной фазе  $U_A$  опять в колебательном режиме упадет до нуля, а напряжение на здоровых фазах изменится от новых "начальных" значений  $U_B = 0,5 U_{\Phi}$  до прежних "установившихся" значений  $U_C = -1,5 U_{\Phi}$ . При этом второй максимум перенапряжения не превосходит  $U_{max 2} = 3,5 U_{\Phi}$ .

При дальнейших повторных погасаниях и зажиганиях дуги по гипотезе Петерса и Степана процесс повторяется, и максимальные перенапряжения не превосходят предельной величины  $3,5 U_{\Phi}$ .

Если первое дуговое замыкание произойдет не в момент, когда  $t = 0$ , то первый всплеск перенапряжения окажется соответствующим образом меньше, чем  $U_{max 1} = 2,5 U_{\Phi}$ . Аналогично, если второе или последующие дуговые замыкания произойдут не в наиболее неблагоприятный момент, при  $U_A = 2 U_{\Phi}$ , то соответственно снизится второй или последующий максимум перенапряжений.

В предшествующем рассмотрении не учитывалось влияние демфирующих факторов (активные сопротивления проводов и обмоток, утечки по изоляции, междуфазные емкости), которые заметно уменьшают максимальные перенапряжения даже в случае повторных зажигания дуги в наиболее неблагоприятные моменты времени. Приближенный учет этих влияний рассмотрен в [24].

**Теория Петерса.** В отдельных случаях имеются особо благоприятные условия для деионизации дуги и интенсивного восстановления электрической прочности (так, например, при горении дуги со сравнительно небольшим током, под маслом или в узкой трещине в мастике входного изолятора или кабельной воронки и т.д.), при этом дуга может успеть погаснуть при первом же проходе через нуль полного тока замыкания на землю (с учетом высокочастотных составляющих).

Предположим, что перекрытие изоляции и замыкание на землю произошли в момент  $t = 0$ , когда напряжение на аварийной фазе проходило через максимум:  $U_A(0) = U_{\Phi}$ , при этом до момента  $t = t_1$  (рис. 5.10) переходные процессы протекали аналогично предыдущему случаю. Однако спустя половину периода собственных колебаний, когда  $t = t_1$  и  $U_B = U_C = -2,5 U_{\Phi}$ , полный ток в месте замыкания на землю стал равен нулю.

Учитывая благоприятные условия деионизации дуги, принимаем в соответствии с гипотезой Петерса, что дуга в этот момент гаснет. После первого погасания дуги сеть полностью изолирована от земли, и постоянное напряжение смещения нейтрали определяется из соотношения

$$U_{01} = \frac{-2,5 U_{\Phi} C_{\Phi 2}}{3C_{\Phi}} = -\frac{5}{3} U_{\Phi}$$

Напряжения на фазах относительно земли определяются как напряжения промышленной частоты "установившегося" режима:

$$U_A = e_A + U_{01}; \quad U_B = e_B + U_{01}; \quad U_C = e_C + U_{01},$$

на которые накладываются затухающие высокочастотные колебания.

Как видно из осциллограмм рис. 5.10, на аварийной фазе сразу после погасания дуги (с частотой собственной колебаний сети) возникают значительные напряжения, достигающие к моменту  $t = t_{max}$  максимального значения порядка  $1,5 U_{\Phi}$ . Однако в соответствии с гипотезой Петерса предполагаем, что электрическая прочность промежутка восстанавливается быстрее. Затем высокочастотные колебания затухают, но на аварийной фазе напряжение все увеличивается, и возникает опасность повторного пробоя промежутка.

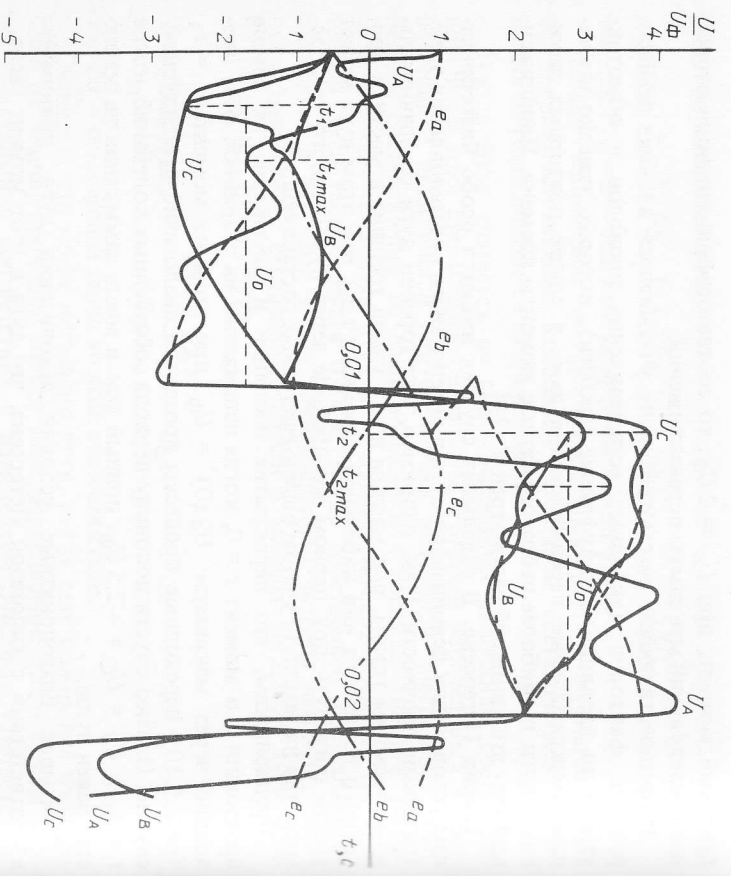


Рис. 5.10. Осциллограмма напряжений при дуговом замыкании на землю по Петерсену.

В частности, через половину периода промышленной частоты (при  $t = 0,01$  с) высокочастотные колебания практически полностью затухают и напряжения на фазах равны:

$$U_A(0,01) = \left( -\frac{5}{3} - 1 \right) U_{\Phi} = -\frac{8}{3} U_{\Phi};$$

$$U_B(0,01) = U_C(0,01) = \left( -\frac{5}{3} + \frac{1}{2} \right) U_{\Phi} = -\frac{7}{6} U_{\Phi}.$$

Наибольшие перенапряжения получаются, если повторное зажигание дуги происходит в момент  $t = 0,01$  с, при этом на аварийной фазе напряжение снова быстро падает практически до нуля, а на здоровых фазах напряжение в колебательном режиме с частотой собственных колебаний изменяется от начального  $U_H = -\frac{6}{7} U_{\Phi}$  до установившегося

ся значения, соответствующего мгновенному значению медленно меняющегося напряжения промышленной частоты  $U_{\gamma} = +1,5 U_{\Phi}$ . Максимальное перенапряжение на емкостях неповрежденных фаз после второго повторного зажигания  $U_{2max} = U_H + (U_{\gamma} - U_H)/K_{уд}$ . В частности, пренебрегая сопротивлением обмоток и проводов и полагая  $K_{уд} = 2$ , имеем

$$U_{2max} = -\frac{7}{6} U_{\Phi} + \left( \frac{3}{2} + \frac{7}{6} \right) 2 U_{\Phi} = \frac{25}{6} U_{\Phi} = 4,17 U_{\Phi}.$$

Однако в этот момент ( $t = t_2$ ) спустя половину периода собственных колебаний после второго зажигания дуги напряжение проходит через максимум, полный ток — через нулевое значение. Если электрическая прочность промежутка восстанавливается достаточно быстро, то второе повторное зажигание может произойти снова в наиболее неблагоприятный момент  $t = 0,02$  с, где напряжения на здоровых фазах равны:  $U_{B,C}(0,02) = \left( +\frac{25}{9} - \frac{1}{2} \right) U_{\Phi} = \frac{41}{18} U_{\Phi}$ . Поэтому и максимальные перенапряжения окажутся еще больше.

Таким образом, при горении дуги по гипотезе Петерсена получается постепенное нарастание максимальных перенапряжений; они могут значительно превосходить максимальные перенапряжения по гипотезе Петерса и Слепяна.

В условиях реальной сети высокого напряжения вероятность того, что дуга будет строго следовать гипотезе Петерсена — гаснуть при первом переходе через нуль полного тока и повторно зажигаться в наиболее благоприятные с точки зрения максимальных перенапряжений моменты времени — очень мала. Однако же и в этом случае действительные значения перенапряжений будут меньше, чем были получены выше из-за демпфирующего влияния:

а) сопротивлений обмоток и проводов, уменьшающих ударный коэффициент  $K_{уд} < 2$ ;

б) утечек вследствие короны и несовершенства изоляции, несколько снижающих напряжение смещения нейтралей в течение интервала времени между очередным потуханием и новым зажиганием дуги;

в) междуфазных емкостей, вызывающих перераспределение зарядов сразу после очередного зажигания дуги.

**Теория Н.Н. Белякова и Ч.М. Джуварлы** позволяет определить предельные максимальные перенапряжения с учетом вышеуказанных демпфирующих факторов. Обширные и весьма интересные исследования дуговых перенапряжений в сетях 6—10 кВ с изолированной нейтралью проведены Н.Н. Беляковым и Ч.М. Джуварлы [46, 75], которые установили, что в условиях реальных сетей электрическая дуга в отдельных случаях может следо-

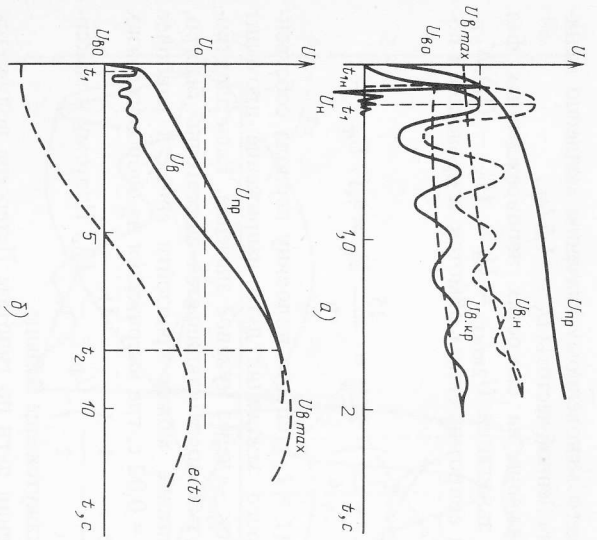


Рис. 5.11. Условия гашения и повторного замыкания дуги по советским исследованиям:  
 а — начальные стадии исследования; б — восстановление напряжения рабочей частоты

вать гипотезе Петерса и Слеймана или гипотезе Петерсена. Однако в большинстве случаев дуга не подчиняется ни той, ни другой гипотезе. Реальная дуга пытается гаснуть при каждом прохождении тока через нуль, при этом сразу после прохождения тока через нуль электрическая прочность промежутка восстанавливается сначала быстро (за счет прилегающих участков), а затем значительно медленнее [кривая  $U_{пр} = f(t)$  на рис. 5.11, а].

Восстанавливающееся напряжение  $U_в = f(t)$  складывается (рис. 5.11, б) из постоянной составляющей  $U_0$  (напряжение смещения нейтрали), ЭДС промышленной частоты  $e(t)$  и затухающих высокочастотных колебаний с одной или несколькими частотами  $f > 50$  Гц.

В частности, если в некоторый момент  $t_i$  окажется, что  $U_в(t) > U_{пр}(t)$ , то произойдет повторное зажатие дуги, при этом избыточный заряд частично стечет в землю и при следующем прохождении тока через нуль будет новая попытка гашения дуги при несколько меньшем смещении нейтрали. Таких повторных зажатий и потасовки дуги может быть несколько, пока не будет выполнено условие

$$U_в(t_i) < U_{пр}(t_i).$$

По данным Н.Н. Белякова с достаточной для практики надежностью можно принять

$$U_{пр}(t_1) = 0,4 U_ф,$$

из чего вытекает

$$U_0 \leq 0,2 U_ф, \tag{5.1}$$

при этом гашение завершается и возникает пауза тока дуги на относительно длительное время порядка половины периода промышленной частоты ( $t_2$  на рис. 5.11, б) или дуга гаснет окончательно, если при всех значенных  $t$  выполняется неравенство  $U_в(t) < U_{пр}(t)$ . В реальных сетях вследствие постепенного расширения дуги тепловыми потоками воздуха и электродинамическими силами наблюдаются повторные зажатия при все увеличивающихся паузах тока, соответствующих напряжению  $U_в(t_2)$ , что приводит к постепенному увеличению амплитуд перенапряжений на здоровых и аварийной фазах.

Можно показать, что наибольшие перенапряжения возникают на здоровых фазах, если:

а) повторное зажатие произойдет в момент, когда  $U_в(t) = U_{в max}$  (рис. 5.11, б);

б) предшествующее повторное зажатие произойдет несколько раньше максимума  $e_A = U_ф max$ , когда возникшие колебания успевают достаточно затухнуть,  $U_0$  снизится и к моменту максимума ( $e_A = U_ф max$ ) выполняется условие (5.1), как это показано на рис. 5.12 (точки  $n_2$ ).

На рис. 5.12 точкой  $З_1$  отмечен момент первого зажатия дуги. Точки  $n_1$  соответствуют первому незавершившемуся потасовке дуги. Поскольку восстанавливающееся на аварийной фазе напряжение превышает  $U_{в max} = 0,4 U_ф max$ , дуга загорится вновь (точка  $З_2$ ) и напряжение на аварийной фазе упадет практически до нуля. В точке  $n_2$ , когда напряжение на здоровых фазах снова достигает максимума, а ток в дуге пройдет через нулевое значение, происходит второе завершившееся потасовке дуги, при этом напряжение смещения нейтрали несколько меньше ( $U_{0,2} < U_{0,1}$ ) и соответственно меньше напряжение  $U_{в0,2} < U_{в0,1}$ , восстанавливающееся в колебательном процессе на аварийной фазе. Затем следует пауза тока, и в наиболее неблагоприятный мо-

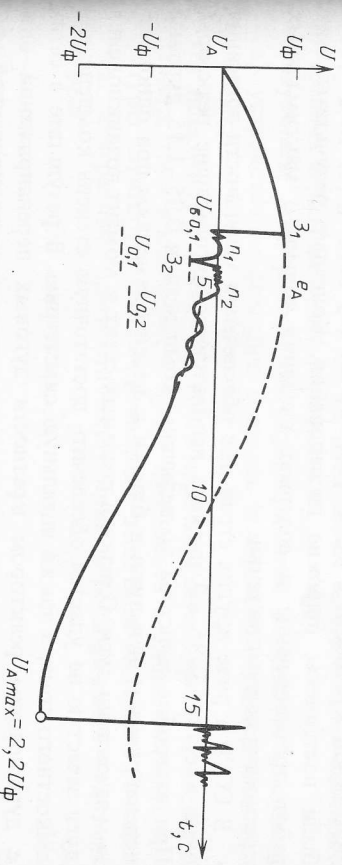


Рис. 5.12. Осциллограмма напряжения при дуговом замыкании на землю по Н.Н. Белякову

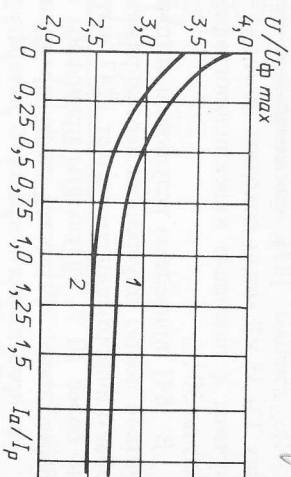
мент спустя приблизительно половину периода промышленной частоты когда напряжение на аварийной фазе достигает максимума ( $U_{d\max} = 2,2 U_{\phi\max}$ ), происходит новое повторное зажигание дуги и максимальные перенапряжения на здоровых фазах в процессе колебаний достигают значения  $U_{B\max} = 3,1 U_{\phi\max}$  и  $U_{C\max} = 3,25 U_{\phi\max}$  (при построении осциллограмм ударный коэффициент принят  $K_{уд} = 1,75$ ). Из рассмотренных следует, что возникающие перенапряжения зависят от ряда статистических факторов — моментов зажигания и погасания дуги, потерь в дуге и напряжения зажигания, оказывающих демпфирующее действие на колебания. Максимальные предельные перенапряжения получаются только в сравнительно редких случаях при наложении ряда утяжеляющих факторов.

**Современное состояние исследования дуговых перенапряжений в сетях 6—35 кВ.** Вопросы исследования характеристик дуговых перенапряжений в настоящее время вновь стали актуальными в связи с внедрением тиристорных электроприводов и применением бесконтактных коммутирующих аппаратов на тиристорах (контакторов, пускателей, выключателей и т.д.). Требование создания тиристорных устройств с запасами прочности изоляции по [21] привело бы к многократному повышению их стоимости и надолго затормозило бы их внедрение. В связи с этим в настоящее время на практике электрическая прочность тиристоров по прямому и обратному направлению выбирается в расчете в основном на перенапряжения, обусловленные коммутацией тиристором непосредственно в схеме соответствующего устройства, а возможность возникновения дуговых, коммутационных и феррорезонансных перенапряжений в сети не учитывается либо вводится некоторый малообоснованный коэффициент запаса — примерно 1,5—2,0. В этой связи очень важно знать статистические характеристики амплитуды и формы воздействующих перенапряжений.

Начиная с 50-х годов, для исследования реальной картины перенапряжений от перемежающейся заземляющей дуги и определения их возможной кратности в СССР [46, 73, 75, 76] и за границей [77—79] были поставлены широкие исследования. Конечные результаты этих работ противоречивы и содержат сведения только о максимальных кратностях перенапряжений.

В СССР и ряде других стран для обеспечения успешности потасани дуги в сетях 6—35 кВ широко используются дуготгасящие реакторы. При настройке реактора до величины компенсации 0,95—1,15 дуговые перенапряжения невелики и близки к перенапряжениям при однократном зажигании дуги. Однако в реальных сетях в момент возникновения дуги зачастую не удается обеспечить достаточную степень компенсации емкостного тока, а также идеальную симметрию. В результате в сетях с дуготгасящим реактором кратности дуговых перенапряжений оказываются лишь незначительно ниже, чем в сетях с изолированной нейтралью. Поэтому ряд исследователей считает применение сетей с изоли-

рис. 5.13. Распределение кратности дуговых перенапряжений в сетях 6 кВ с дуготгасящим реактором



рованной нейтралью при токах замыкания на землю более 30 А (когда дуга горит неустойчиво) неоправданным и рекомендует включение в нейтраль некоторого активного сопротивления, при этом существенно снижаются перенапряжения при увеличении отношения активной составляющей тока  $I_a$  к реактивной  $I_r$  — от 0 до 1 (рис. 5.13), где кривая 1 построена для трехфазной сети с междуфазной емкостью, равной 1/3 значения фазных емкостей, кривая 2 — для схемы с пренебрежимо малой междуфазной емкостью, характерной для протяженных сетей с одиночными кабелями.

В [80, 81] описаны результаты автоматической ретигстрации на магнитную ленту и произведен анализ большого количества осциллограмм перенапряжений, но их статистические характеристики не приводятся. Максимальная заретигрированная кратность перенапряжений\* согласно [80] составляет  $K_{max} = 4,85$ , согласно [81]  $K_{max} = 2,32$ .

В [82] ретиграция проводилась в сетях 6 и 35 кВ с помощью специального устройства, включаемого последовательно с разрядниками РВС и РВВМ. Устройство состоит из измерительного моста, в одну диагональ которого включена катушка с магнитным ретигратором, позволяющим разделить ток проводимости. Вторая диагональ устройства включена в расщелку заземляющего спуска разрядника. За период 1957—1961 гг. в сетях 6 и 35 кВ измеренная максимальная кратность внутренних перенапряжений составляла  $K_{max} = 4,2$ .

Результаты этой работы по двум причинам вызывают сомнение: а) устройство не способно отличать внутренние перенапряжения от грозовых;

б) поскольку в сетях 6 и 35 кВ перенапряжения имеют длительный характер, токи проводимости будут изменяться в зависимости от температуры шунтирующих сопротивлений защитных аппаратов, в связи с чем измеренные кратности внутренних перенапряжений будут неточными.

\* Здесь и далее кратность определена по отношению к среднему рабочему фазному напряжению.

По данным [83] максимальные кратности перенапряжений в сетях 22–35 кВ могут доходить до  $K_{max} = 5$ . Результаты этой работы получены с помощью кинематографов, погрешности которых достигают до 30 %.

В [84] приведены результаты автоматической регистрации (на магнитной ленте) внутренних перенапряжений в сетях 0,5–110 кВ. Общий объем информации составляет 1247 значений, погрешность измерений — не более 10 %. Результаты приведены в виде вероятностных кривых. Вероятность кратностей перенапряжений  $K \geq 2,8$  составляет 0,5 %.

Из приведенного краткого литературного обзора видно, что подавляющее большинство работ в области дуговых перенапряжений в сетях с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью посвящены физической картине явлений и оценке возможных максимальных перенапряжений. Немногочисленные результаты автоматической регистрации в сетях имеют существенные недостатки. Кроме того, приведенные в литературе данные охватывают главным образом распределительные сети. Практически отсутствуют характеристики перенапряжений в сетях собственных нужд электростанций и в сетях генераторного напряжения.

**Характеристика объектов исследования.** Дуговые перенапряжения были исследованы в распределительных сетях 6–35 кВ, в сетях собственных нужд электростанций 6 кВ и в сетях генераторного напряжения 15,75–24 кВ.

Перенапряжения регистрировались на 18 подстанциях 6–35 кВ, в том числе на 11 подстанциях 6 кВ, 4 подстанциях 10 кВ и 3 подстанциях 35 кВ. Для удобства изложения материалов этой главы подстанции условно обозначаются через ПС1–ПС18. Для примера на рис. 5.14 приведены условия регистрации внутренних перенапряжений на подстанции 6 кВ ПС1 крупного машиностроительного завода с различными видами потребителей (прокатные станы, электрические печи, металлургическая станция и т.д.). Кроме того, от шин этой подстанции питаются некоторые тяговые подстанции городского транспорта. Ток замыкания на землю равен 127 А. Для компенсации тока замыкания на землю на шинах подстанции установлены два специальных трансформатора без вторичной нагрузки, к нейтральям обмоток 6 кВ (ВН) которых присоединены дугогасящие реакторы — к одной типа ЗРОМ-350/6, а к другой — типа ТРУ-400/6.

Ток замыкания на землю сетей, примыкающих к подстанциям ПС2–ПС6, меньше 20 А, поэтому на этих подстанциях 6 кВ компенсация токов замыкания на землю не предусмотрена. Эти подстанции питают некоторые цеха машиностроительного завода. Ток замыкания на землю сети, примыкающей к подстанциям машиностроительного завода (ПС7–ПС9), более 200 А. Компенсация тока замыкания на землю производится с помощью двух реакторов типов ЗРОМ-350/6 и ТРУ-630/6, включенных в нейтраль первичных обмоток двух трансформаторов собствен-

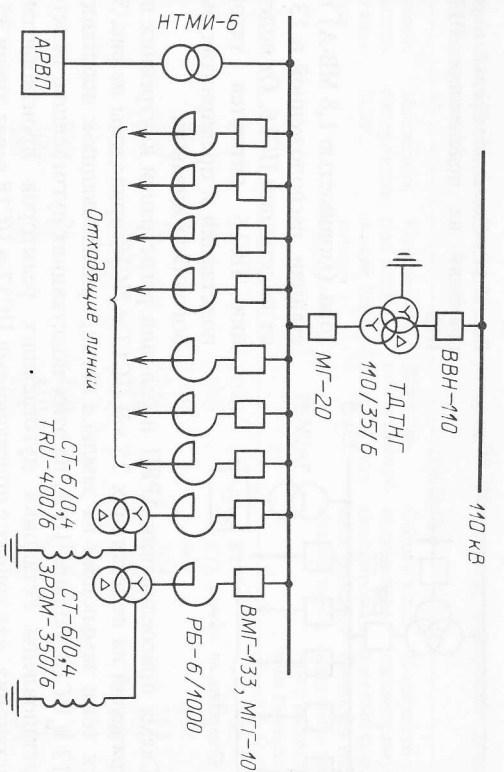


Рис. 5.14. Схема присоединения АРВП на подстанции ПС1

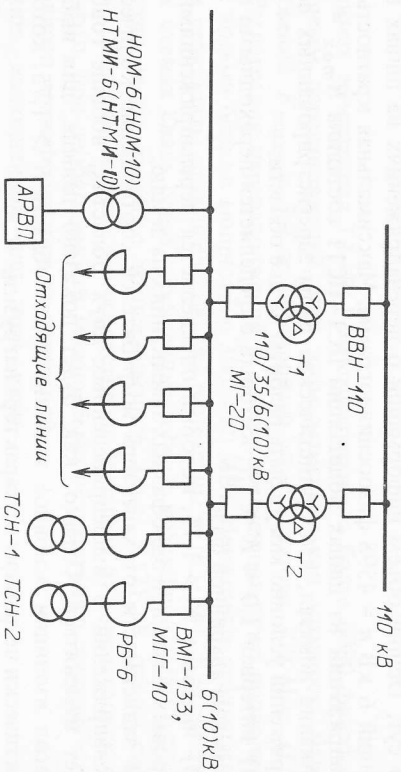


Рис. 5.15. Схема измерения перенапряжений на подстанциях ПС10–ПС15

венных нужд 6/0,4 кВ. Ток замыкания на землю для подстанций ПС10–ПС15 меньше 15–20 А, поэтому на этих подстанциях компенсация токов замыкания на землю не предусмотрена. Подстанции ПС10–ПС12 питают домостроительные заводы и фабрики промышленности, подстанции же ПС13–ПС15 — угольные шахты (рис. 5.15).

Ток замыкания на подстанции ПС16 больше 10 А, поэтому предусмотрен реактор ЗРОМ-1100/35, подключенный к нейтраль трансформатора

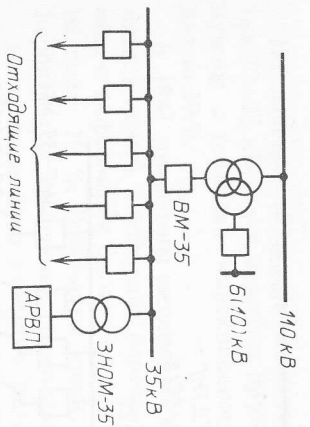


Рис. 5.16. Схема измерений перенапряжений на подстанциях П17 и П18

тора (мощностью 1,8 МВ·А) подстанции, расположенной в 13 км от подстанции ПС16. От подстанции ПС16 питаются тяговые подстанции и предприятия бытового обслуживания.

Схема присоединения АРВ11 и условия регистрации внутренних перенапряжений на подстанциях 35 кВ ПС17 и ПС18 приведены на рис. 5.16. Хотя токи замыкания на землю в сетях, притыкающихся к подстанциям ПС17 и ПС18, больше 10 А, на этих подстанциях дуготгасящие реакторы не установлены. Установка дуготгасящих реакторов производится на подстанциях, связанных с подстанциями ПС17 и ПС18 через линии 35 кВ. Перенапряжения в сети 6 кВ зарегистрированы на шинах П1 подстанций. Общая длительность регистрации составляет 4538 суток. Длительность  $T$  регистрации на шинах каждой подстанции составляет в среднем 400 сут. Общий объем информации о перенапряжениях на шинах подстанций 6 кВ  $n = 4598$  фазооциллограмм. Максимальная кратность перенапряжений на шинах подстанций ПС1-ПС11 составила  $K_{max} = 3,1$ . Анализ показал, что статистические ряды зарегистрированных перенапряжений условно могут быть разбиты на две области:

а) интервал  $1,0 \leq K \leq 1,7$ , который определяется переходными процессами на аварийной фазе;

б) интервал  $K > 1,75$ , который определяется перенапряжениями на здоровых фазах при однофазных замыканиях на землю.

В зависимости от характера потребителей соотношение количества перенапряжений в вышеприведенных двух областях, вообще говоря, будет изменяться. Однако, как будет показано дальше, для выбора запасов изоляции основное значение имеет область  $K > 1,75$ , которая практически не зависит от характера нагрузки.

Перенапряжения в сети 10 кВ зарегистрированы на шинах четырех подстанций. Общая длительность регистрации составляет 1550 сут. За это время зарегистрировано 804 фазооциллограммы переходных процессов, в том числе 270 фазооциллограмм с кратностью  $K > 1,75$ . Максимальная кратность перенапряжений на шинах подстанций 10 кВ составила  $K_{max} = 3,0$ .

В табл. 5.2 приведены некоторые сведения по измерениям дуговых перенапряжений в сетях генераторного напряжения. Регистрация на зажимах генераторов Г1-Г6 проводилась в течение трех лет, генератора Г7 — в течение двух лет, генераторов Г8-Г11 — в течение 1,5 лет. Общая длительность регистрации составила 8700 сут. За это время на

Таблица 5.2. Характеристики генераторов и результаты измерений дуговых перенапряжений

Условное обозначение генератора	Мощность генератора, МВт	Номинальное напряжение генератора $U_{ном}$ , кВ	Длительность регистрации $T$ , сут	Общее количество зарегистрированных фазооциллограмм	Количество оциллограмм с наибольшей номинальной напряжением генератора
Г1	800	24	1090	847	32
Г2	500	20	1070	671	27
Г3	300	20	1040	861	132
Г4	100	10	1035	704	163
Г5	200	15,75	1048	756	101
Г6	200	15,75	1022	469	208
Г7	300	20	715	478	131
Г8	800	24	420	475	8
Г9	500	20	410	288	11
Г10	300	20	425	326	49
Г11	200	15,75	425	466	50
Всего	—	—	8700	6341	912

завязках генераторов Г1-Г11 зарегистрировано более 6000 фазооциллограмм перенапряжений, при этом максимальная кратность перенапряжений  $K_{max} = 3,0$  зафиксирована на генераторе 300 МВт (Г10).

Регистрация перенапряжений в сетях собственных нужд проводилась для восьми блоков мощностью 300-800 МВт. Некоторые предварительные результаты этих исследований приведены в [83, 84]. В исследованных схемах связь сетей собственных нужд с воздушной сетью осуществляется через двойную трансформацию (рис. 5.17). В одном случае сеть собственных нужд непосредственно питается от генератора и, кроме того, при необходимости можно было осуществлять питание от резервного трансформатора по отдельной линии, выполненной для этой цели.

Только на одной станции в сети собственных нужд была необходима компенсация тока замыкания на землю, поэтому в этой сети был предусмотрен дуготгасящий реактор. Регистрация на одной станции проводилась

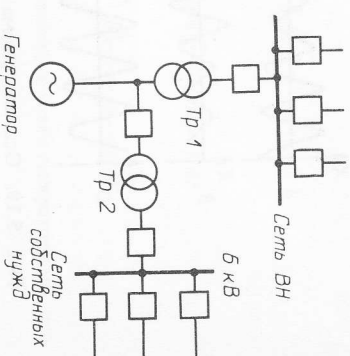


Рис. 5.17. Схема измерения дуговых перенапряжений в сетях собственных нужд электростанции



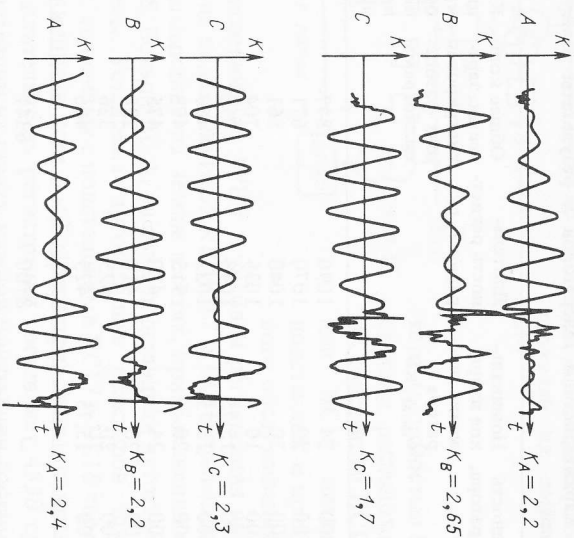


Рис. 5.18. Осциллограмма дуговых перенапряжений в сети 6 кВ

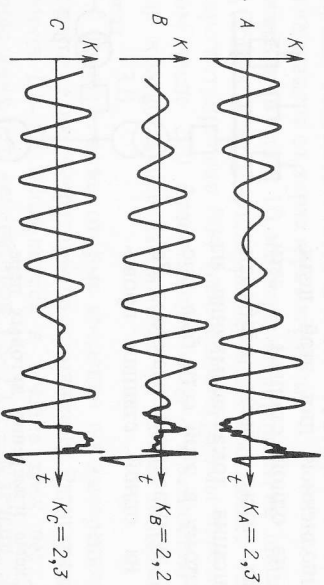
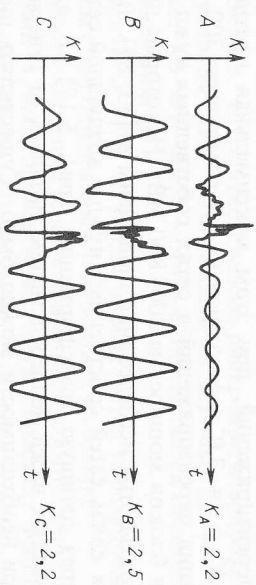


Рис. 5.19. Осциллограмма дуговых перенапряжений в сети 10 кВ

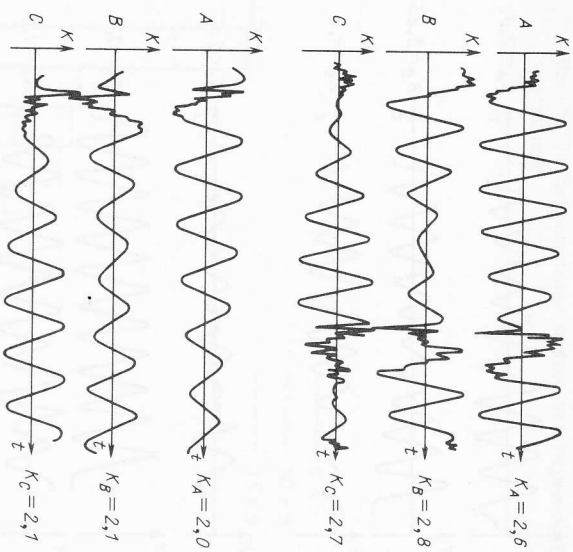


Рис. 5.20. Осциллограмма дуговых перенапряжений в сети 35 кВ

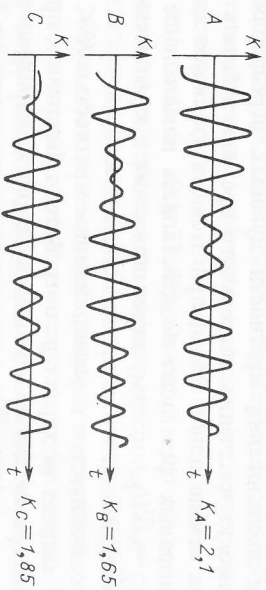
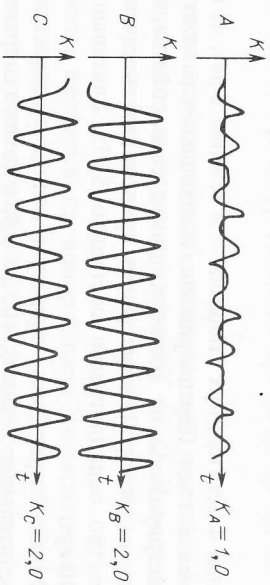


Рис. 5.21. Осциллограмма дуговых перенапряжений в сетях генераторного назначения

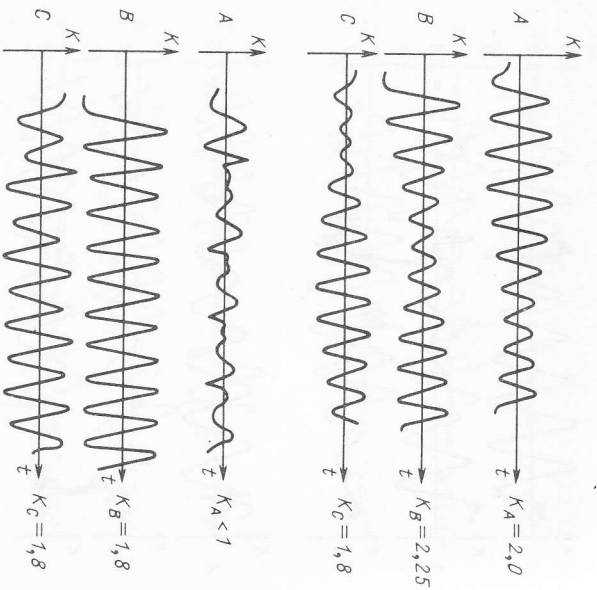


Рис. 5.22. Осциллограмма дуговых перенапряжений в сетях собственных нужд электростанции

длится в течение 4 лет, на двух станциях — в течение 2 лет, на пяти станциях — в течение года. Перенапряжения наибольшей кратности ( $K_{max} = 3,6$ ) зарегистрированы на сборных шинах сети собственных нужд одной станции, на которой регистрация проводилась в течение 2 лет. Общее количество осциллограмм составило 5795, длительность регистрации — 4340 сут.

На рис. 5.18–5.22 приведены примеры осциллограмм соответственно в распределительных сетях 6, 10, 35 кВ, в сетях генераторного напряжения и собственных нужд электростанций.

**Результаты исследования кратности дуговых перенапряжений.** Сети 6–35 кВ могут в течение длительного времени работать в режиме замыкания на землю одной фазы, при этом на изоляцию электрооборудования здоровых фаз будет воздействовать номинальное напряжение сети, т.е.  $\sim \sqrt{3}U_{ф}$ , поэтому перенапряжения с кратностью  $K < \sqrt{3}$  для изоляции сетей 6–35 кВ не представляли бы опасности.

Кроме того, количество перенапряжений с кратностью  $K < \sqrt{3}$  в этих сетях сильно зависит от характера потребителя. Например, при питании от линии рассматриваемой подстанции дуговой электропечи перенапряжения с кратностью  $K < \sqrt{3}$  в течение дня могут возникнуть несколько десятков раз, в то время как при отсутствии дуговой печи они возникнут приблизительно 1 раз в 2–3 дня. Это обстоятельство затрудняет

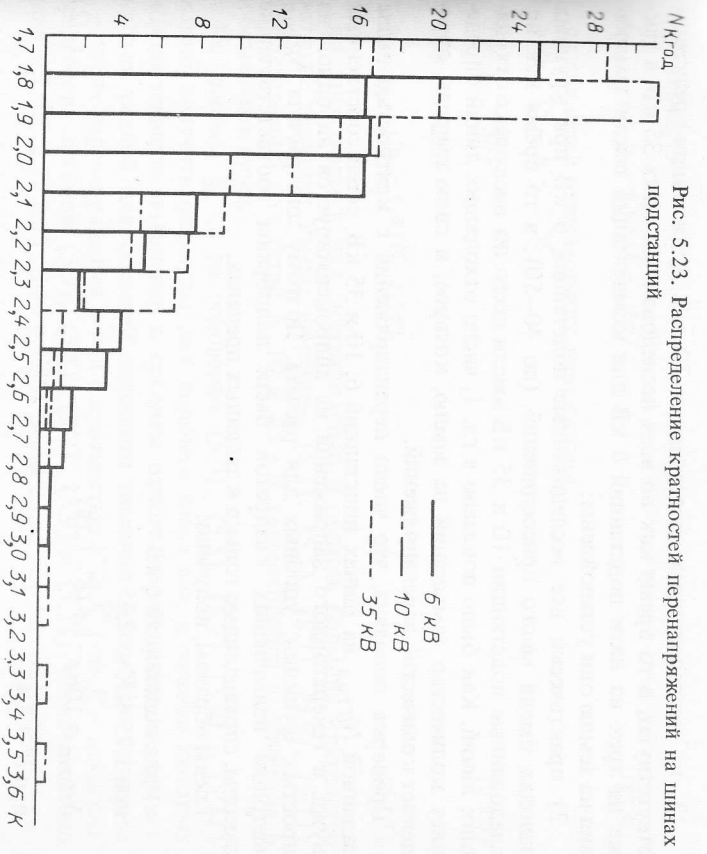


Рис. 5.23. Распределение кратностей перенапряжений на шинах подстанций

сопоставление перенапряжений, возникающих в сетях 6–35 кВ и обладающих кратностями перенапряжений  $K < \sqrt{3}$ . Исходя из сказанного, дальнейшему анализу подвергается перенапряжение с кратностью  $K \geq 1,75$ .

Результаты проверки на однородность статистических рядов кратности перенапряжений, левой границей которых является  $K = 1,75$ , показали, что во всех проверяемых случаях гипотеза об однородности сопоставляемых рядов 6, 10 и 35 кВ опытными материалами не отвергается. Аналогичная проверка для сетей собственных нужд и генераторных сетей также дала положительные результаты.

Была проведена проверка гипотезы об однородности рядов  $K$  между собой для сетей 6, 10 и 35 кВ. Оказалось, что во всех случаях уровень значимости однородности меньше 0,05, поэтому статистические ряды кратности перенапряжений на шинах подстанций 6, 10 и 35 кВ не могут быть объединены; они должны подвергаться дальнейшему анализу самостоятельно. Это хорошо видно также из рис. 5.23, где приведена гистограмма распределения кратностей перенапряжений (при  $K \geq 1,75$ ) на шинах упомянутых подстанций. Различие статистических рядов кратности перенапряжений при  $K \geq 1,75$  на шинах исследованных подстанций 6, 10 и 35 кВ можно объяснить следующими причинами:

1) на исследованных подстанциях 10 кВ дугогасящие реакторы отсутствуют, в то время как во всех исследованных сетях 35 кВ, а также на трех из пяти подстанций 6 кВ для компенсации токов замыкания на землю они установлены;

2) практически все исследованные подстанции 6 кВ при крупных заводах имели много присоединений (до 40–50), в то время как исследованные подстанции 10 и 35 кВ имели всего по несколько отходящих линий. Как было показано в гл. 1, число отходящих линий определяет количество замыканий на землю, которое, в свою очередь, определяет количество перенапряжений.

Проверка показала, что число перенапряжений с кратностью выше заданной,  $N_{Kгод}$  на шинах подстанций 6, 10 и 35 кВ, сетей собственных нужд и генераторного напряжения не аппроксимируется ни одной из простых функций, удобных для расчета. Поэтому для расчета  $N_{Kгод}$  методом наименьших квадратов были подобраны соответствующие законы, справедливые только в заданных пределах.

Таким образом, получено:

а) для подстанций 6 кВ при  $1,75 \leq K < 2,45$

$$N_{Kгод} = 106e^{-1,6(K-1,75)}; \quad (5.2)$$

при  $K \geq 2,45$

$$N_{Kгод} = 29e^{-9,2(K-2,45)}; \quad (5.3)$$

б) для подстанций 10 кВ при  $1,75 \leq K < 2,50$

$$N_{Kгод} = 50e^{-1,30(K-1,75)}; \quad (5.4)$$

при  $K \geq 2,50$

$$N_{Kгод} = 152e^{-3,8(K-2,5)}; \quad (5.5)$$

в) для подстанций 35 кВ при  $1,75 \leq K < 2,55$

$$N_{Kгод} = 63,5e^{-3,2(K-1,75)}; \quad (5.6)$$

при  $K \geq 2,55$

$$N_{Kгод} = 4,25e^{-7,35(K-2,55)}; \quad (5.7)$$

г) для сетей собственных нужд электростанций при  $1,75 \leq K < 3,15$

$$N_{Kгод} = 99e^{-3,7(K-1,75)}; \quad (5.8)$$

при  $K \geq 3,15$

$$N_{Kгод} = 1,0e^{-6,05(K-3,15)}; \quad (5.9)$$

д) для сетей генераторного напряжения при  $1,75 \leq K < 2,35$

$$N_{Kгод} = 38e^{-5,6(K-1,75)}; \quad (5.10)$$

при  $K \geq 2,35$

$$N_{Kгод} = 1,8e^{-6,5(K-2,35)}; \quad (5.11)$$

Из этих формул для экстраполяции в область больших кратностей большее значение имеют формулы (5.3), (5.5), (5.7), (5.9), (5.11) соответственно для сетей 6, 10 и 35 кВ, генераторного напряжения и собственных нужд.

По данным § 5.1 на основании (5.3), (5.5), (5.7), (5.9) и (5.11) можно получить формулы для подсчета числа лет, в течение которых можно ожидать появления в среднем одного перенапряжения с кратностью, равной или большей заданного значения. Дисперсия величины  $n$  — числа перенапряжений в год с кратностью  $K \geq K$  [где  $K$  — мода распределения законов (5.3), (5.5), (5.7), (5.9) и (5.11)], соответственно равная 2,45; 2,55; 3,15 и 2,35] равна 23,5; 53; 12; 12 и 35.

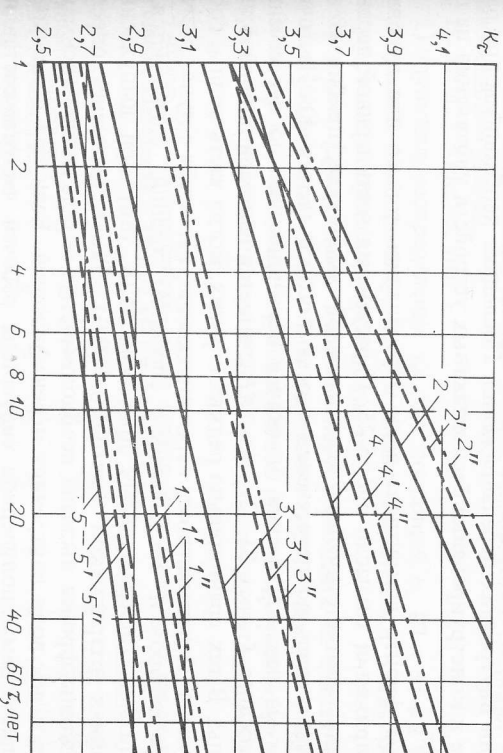


Рис. 5.24. Зависимость  $K_r = f(T)$ :

1 — для сетей 6 кВ; 2 — 10 кВ; 3 — 35 кВ; 4 — генераторного напряжения; 5 — собственных нужд электростанций; цифры с одним и двумя штрихами — верхние границы 90 и 95%-ного доверительного интервала

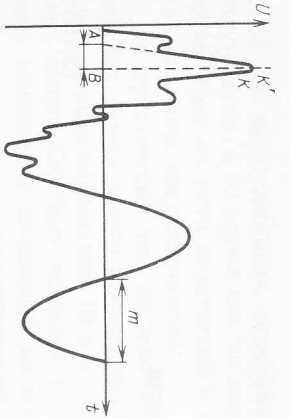


Рис. 5.25. К определению длины фронта волны при дуговых перенапряжениях

На рис. 5.24 приведены кривые  $K_T$ , полученные соответственно по формулам (5.3), (5.5), (5.7), (5.9), (5.11), и доверительные интервалы при вероятности 90 и 95 %, полученные по значениям  $OK_T$ .

Различие статистических характеристик дуговых перенапряжений, возникающих в сетях собственных нужд электростанций, сетях генераторного напряжения и распределительных сетях 6, 10 и 35 кВ, по-видимому, можно объяснить различной интенсивностью потока перенапряжений, т.е. годовым числом возникновения дуговых замыканий на землю и продолжительностью замыканий в этих сетях.

**Форма волн дуговых перенапряжений.** Внутренние перенапряжения в сетях с изолированной или компенсированной нейтралью характерны тем, что они имеют форму волны с собственной амплитудой (кратностью), но и формой. Наибольший интерес представляет длина фронта и крутизна нарастающей волны внутренних перенапряжений. Последние необходимы при разработке и конструировании бесконтактных устройств управления на тиристорах.

Длина фронта и крутизна волн определялись только для дуговых перенапряжений согласно рис. 5.25. Нарастающая часть кривой перенапряжения, соответствующая максимальной амплитуде, приближенно продолжалась до пересечения с осью абсцисс (точка А). Из точки максимума перенапряжения опускался перпендикуляр до пересечения с осью абсцисс (точка В). Отрезок АВ считается искомым длиной фронта волны. В тех сравнительно редких случаях, когда часть волны, соответствующая максимальной перенапряжению, нарастает с нуля, результаты расшифровки описываемым способом хорошо согласуются с результатами, определенными приемами МЭК [86] при импульсных испытаниях разрядников (метод 0,3–0,9). Такая методика определения длины фронта вызвана необходимостью определения максимальной крутизны волн внутренних перенапряжений. Если при расшифровке осциллограмм полупериод синусоидальной рабочей частоты составляет  $m$ , мм, то длина фронта волны внутренних перенапряжений, мкс,

$$T_{\Phi} = \frac{10^4 AB}{m},$$

при этом крутизна волны, В/мкс, определяется по формуле

$$a_{\Phi} = \frac{K_{\max} U_{\Phi}}{T_{\Phi}} = \frac{K_{\max} U_n}{\sqrt{3} T_{\Phi}},$$

где  $K_{\max}$  — максимальная кратность перенапряжений;  $U_{\Phi}$  — амплитуда рабочего напряжения фаза–земля, для сетей 6, 10 и 35 кВ равная соответственно 4900, 8150 и 23 500 В.

Потребность определения длины фронта волн складывается из потребности измерения и погрешности расшифровки и не превышает 150–200 мкс. Потребность же определения крутизны волн внутренних перенапряжений не превышает суммы погрешностей определения  $K_{\max}$  и  $T_{\Phi}$ , т.е. не более 10 %.

Распределение длины фронта волн дуговых перенапряжений на шинах подстанций приведено в табл. 5.3. Для пяти подстанций 6 кВ общий объем информации о  $T_{\Phi}$  составил  $n = 984$  фазоосциллограмм. Была проверена однородность рядов для разных подстанций. Проверка критерием Пирсона не опровергает однородности, поэтому статистические ряды были объединены в общий ряд. Для напряжения 10 кВ ряды получены на шинах двух подстанций. Общий объем информации — 153 фазоосциллограммы. Гипотеза об однородности статистических рядов экспериментальными данными не опровергается. Для напряжения 35 кВ распределение длины фронта волн внутренних перенапряжений получено на шинах трех подстанций. Общий объем информации составил  $n = 772$  фазоосциллограммы.

Из табл. 5.3 видно, что:

- 1) функции распределения  $T_{\Phi}$  для подстанций 6, 10 и 35 кВ различаются мало; по-видимому, это отражает практически одинаковые условия развития дуговых перенапряжений;
- 2) длина фронта волн дуговых перенапряжений на шинах исследованных подстанций 6–35 кВ в основном распределяется в интервале  $2500 \leq T_{\Phi} \leq 5000$  мкс. Это объясняется тем, что форма волн внутренних перенапряжений на шинах 6–35 кВ определяется наложением ста-

Таблица 5.3. Распределение длины фронта волн внутренних перенапряжений на шинах подстанций 6, 10 и 35 кВ в интервалах, мкс

$T_{\Phi}$ , мкс	Общее количество расшифрованных фазоосциллограмм	6 кВ	10 кВ	35 кВ
0–500	500	6	12	31
500–1000	500–1000	10	0	5
1000–1500	1000–1500	35	772	27
1500–2000	1500–2000			80
2000–2500	2000–2500			56
2500–3000	2500–3000			4
3000–3500	3000–3500			3
3500–4000	3500–4000			67
4000–4500	4000–4500			5
4500–5000	4500–5000			5
				42
				5
				43
				6
				589
				114
				529

Таблица 5.4. Распределение крутизны волн внутренних перенапряжений на шинах подстанций 35 кВ в интервалах, В/мкс

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Общее количество расшифрованных фазоосциллограмм														
	0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-60	60-70	70-80	80-90	90-100	100-110	110-120	120-130	130-140	140-150
6	923	878	33	12	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10	165	150	10	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
35	762	444	210	35	25	15	11	5	8	1	3	0	2	1	1

бо выраженных составляющих повышенной частоты на рабочее напряжение 50 Гц, или возникновением бешеный вследствие сложения кривых рабочего напряжения 50 Гц и кривой свободных колебаний в контуре нулевой последовательности, обладающей в сетях с дугогасящим реактором частотой, близкой к 50 Гц.

Распределение крутизны волн внутренних перенапряжений на шинах подстанций 6, 10 и 35 кВ приведено в табл. 5.4. Из нее видно, что если крутизна волн перенапряжений на шинах подстанций 6 и 10 кВ доходит до 20—30 В/мкс, то на шинах подстанции 35 кВ правая граница области распределения расширяется до 150 В/мкс. Для приближенных расчетов крутизну волн дуговых перенапряжений на шинах 6, 10 и 35 кВ можно принять равной 3,0; 3,9 и 13,3 В/мкс.

### 5.3. Коммутационные перенапряжения в сетях 6—35 кВ

**Физическая картина явления при коммутациях элементов сетей.** Электрооборудование электрических сетей 6—35 кВ наиболее часто подвергается коммутационным перенапряжениям при отключении и включении отдельных их элементов (линий, трансформаторов, электродвигателей, генераторов). Амплитуда этих перенапряжений может в ряде случаев превышать амплитуду дуговых перенапряжений и на один-два порядка превышать их повторяемость. Это повышает вероятность повреждения изоляции при коммутациях электрооборудования наиболее вероятными источниками коммутационных перенапряжений являются включение и отключение ненагруженных участков линий, а также индуктивных элементов. Менее частыми, но возможными при эксплуатации являются случаи аварийного отключения участков сети при обрывах фаз или при двух- и трехфазных коротких замыканиях, а также при разрывах связи между участками сети, имеющими питание от несинхронных источников (например, отключении при перерулке линии, питающей асинхронный электродвигатель).

В сети, не имеющей глухого заземления нейтрали, перенапряжения при отключении ненагруженных участков линий, как и в любой другой емкостной нагрузке, возникают вследствие двух причин: нарушения симметрии сети вследствие последовательного гашения тока в фазах выключателя и возможных повторных зажигания дуги между его расходящимися контактами. Вероятность возникновения повторных зажигания дуги и характер ее последующего горения сильно различаются для разных типов выключателей. Некоторые их конструкции практически исключают возможность повторных зажигания дуги при отключении емкостных токов. Разброс времени отключения фаз в меньшей степени зависит от конструкции выключателя, поскольку все типы выключателей переменного тока (кроме вакуумных) образуют ток линии в момент его естественного перехода через нулевое значение. Поскольку обычно эти моменты для разных фаз оказываются не совпадающими по времени, при отключении сети любым выключателем имеет место возникновение хотя бы кратковременного несимметричного режима.

Проведем анализ предельных возможных перенапряжений при местном протекании коммутационного процесса и замыкания одной из фаз на землю со стороны питающей подстанции. Вследствие смещения нейтрали при замыкании на землю коммутационные перенапряжения в таких режимах могут иметь повышенную кратность по отношению к рабочему фазному напряжению. В эквивалентной схеме питающие генераторы обычно замыкаются источниками ЭДС за некоторой постоянной индуктивностью, отключаемые линии — простейшей Г-образной схемой замещения, состоящей из последовательно соединенных их активного сопротивления, индуктивности и емкости на землю, а другие отходящие от шин линии — их суммарной емкостью на землю.

Если процесс отключения каждой фазы происходит независимо от значения напряжения на соседних фазах, что имеет место в сети с глухим заземлением нейтрали, можно процесс в каждой фазе рассмотреть отдельно. Эквивалентная схема сети приобретает при этом вид последовательного R-L-C-контура (рис. 5.26, а). Перенапряжения при этом возможны лишь при повторных зажиганиях дуги. Если повторное зажигание происходит в момент, когда разность напряжений на контактах выключателя, разделяющих питающие шины с синусоидально протекающим напряжением  $U_{\text{ш}}$  (рис. 5.26, б) и отключаемую линию  $U_{\text{от}}$  оставшимся напряжением  $U_0$ , имеет большую величину, возникает индуктивный переходный процесс перезарядки емкости линии. Амплитуду  $U_{\text{max}}$  возникающих при этом перенапряжений можно приближенно оценить, используя простое выражение для наибольшей амплитуды напряжения при включении медленно изменяющейся ЭДС на колебательный R-L-C-контур:

$$U_{\text{max}} = U_0 + (E - U_0)K_{\text{уд}}, \quad (5.12)$$

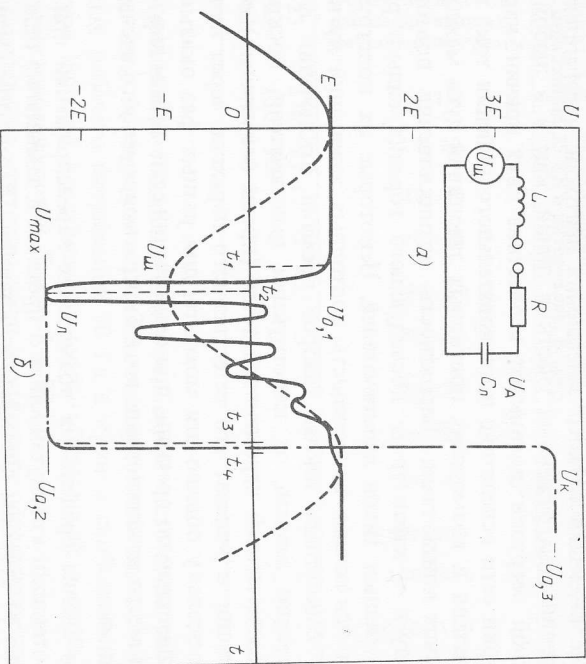


Рис. 5.26. Эквивалентная схема и напряжение на емкости колебательного контура при его отклонении с повторным зажиганием дуги

где  $E$  — включаемая ЭДС (может быть принята равной мгновенному значению напряжения на питающих шинах в момент повторного зажигания дуги  $U_0$ );  $K_{уд}$  — ударный коэффициент контура, который при неучете активных потерь можно принять равным 2.

Если отключению линии предшествовал нормальный симметричный режим работы сети, величина  $U_0$  при первом повторном зажигании не может быть существенно больше амплитуды напряжения  $E$ , а разность напряжений на контактах выключателя  $E - U_0$ , определяющая амплитуду переходной составляющей напряжения на емкости линии, — не больше  $2E$ , при этом максимальное перенапряжение на линии оказывается равным:

$$U_{max} = E - 2EK_{уд} \leq 3E.$$

Если выключатель допускает более одного повторного зажигания (некоторые из существующих конструкций выключателей дают до 15 повторных зажиганий дуги при каждой операции отключения емкости тока), то дальнейший ход процесса определится интенсивностью гашения дуги в выключателе. В момент  $t_2$  напряжение на емкости достигнет своего максимального значения  $U_{max}$ , а ток собственных колебаний контура, замыкающийся через дугу в выключателе, переходит через нулевое значение. Если выключатель окажется способным повтор-

ить дугу в этот момент, на емкости останется напряжение  $U_{0,2}$ , близкое к амплитудному значению  $U_{max}$ , и к следующему повторному зажиганию (например, в момент  $t_3$ ) разность напряжений на линии и на шинах будет много больше  $2E$ , а кратность перенапряжений может при малых активных потерях приближаться к 5. Последующие повторные зажигания дуги могут привести к еще более высоким перенапряжениям.

В реальных сетях перенапряжения этого вида ограничиваются за счет действия факторов, которые не учитываются при замещении реальной сети эквивалентным  $R-L-C$ -контуром. Во-первых, анализ волнового процесса в отрезке линии с распределенными параметрами  $L$  и  $C$  показывает, что в отличие от напряжения на эквивалентной емкости напряжение на нем после гашения дуги в момент  $t_2$  не остается постоянным, равным  $U_{max}$ , а несколько снижается в зависимости от соотношения подключенной индуктивности источника  $L$  и собственной индуктивности линии. Снижение осуществляется напряжением могут способствовать емкости между отключаемой и другими фазами. Кроме того, предостерегается маловероятным сочетание в реальном выключателе высокой дугогасящей способности, при которой гашение дуги происходит при первом же переходе через нуль высокочастотного тока собственных колебаний системы, с медленным ростом электрической прочности промежутка между расходящимися контактами, вследствие которого возможны неоднократные повторные зажигания дуги.

Если дуга после повторного зажигания потянет не при первом переходе тока собственных колебаний через нуль, кратности перенапряжений будут ниже. В частности, при отключении ненапряженных линий раздельными, когда дуга гаснет в открытом воздухе без пользования средств принудительного гашения, ток дуги после ее повторного зажигания прерывается при переходе через нуль тока промышленной частоты, когда напряжение на линии близко к амплитудному значению напряжения на шинах  $E$  (сплошная линия на графике рис. 5.26, б). В этом случае независимо от числа повторных зажиганий кратность перенапряжений в рассмотренной простейшей схеме не превышает 2.

Графики рис. 5.26 достаточно хорошо отражают реально картину развития перенапряжений лишь в тех сетях, где напряжение нейтралей префазного источника не подвергается колебаниям вследствие происходящей коммутации. Это имеет место либо в сетях с глухозаземленной нейтралью, либо в сетях с изолированной нейтралью для случая, когда емкость других линий, отходящих от питающих шин, намного превосходит емкость отключаемой линии. Если в такой сети перед отключением нейтраль имела смещение  $U_0$ , то к амплитуде коммутационных перенапряжений просто добавляется  $U_0$ .

В сети с изолированной нейтралью наиболее вероятной причиной смещения нейтрали является наличие замыкания одной из фаз на землю. Если предположить, что отключению линии в сети с изолированной нейтралью предшествовало однофазное замыкание с перемежа-

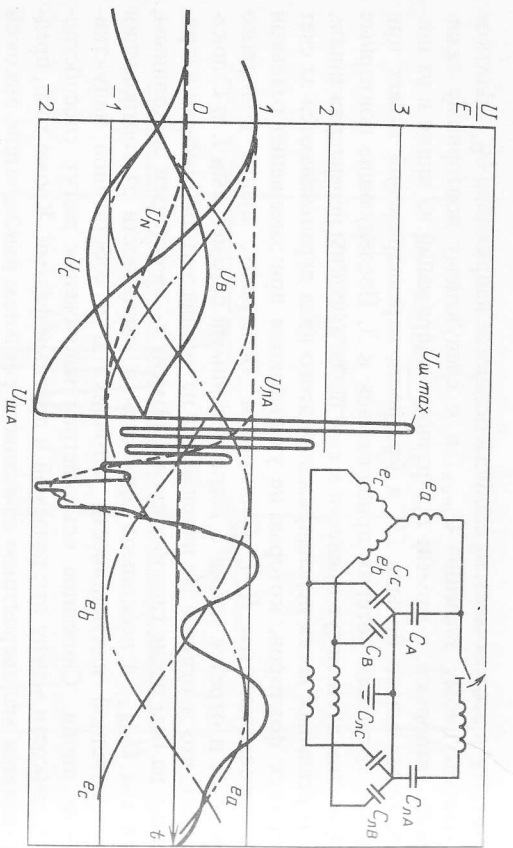


Рис. 5.27. Эквивалентная схема и осциллограмма развития перенапряжений при отключении фазы А линии с повторными зажиганиями дуги в выключателе

шейся дугой, можно для оценки наибольших кратностей коммутационного перенапряжения при отключении линии взять величину  $U_{0max}$ . Тогда наибольшие расчетные кратности при первом повторном зажигании дуги в выключателе получим равными 4,2, а при последующих с учетом принятых предположений о характере горения дуги в выключателе — 6,2 и выше.

Существенные особенности имеет процесс развития перенапряжений при отключении линии в сети с изолированной нейтралью в случае, когда емкость, присоединенная на стороне питающих шин, оказывается меньше емкости отключаемой линии (рис. 5.27). На графике рис. 5.27 построены кривые напряжений на отключаемой фазе со стороны питания  $U_{шA}$ , а также фазных напряжений на отключаемой линии  $U_{A}$ ,  $U_B$  и  $U_C$ . Кривые построены для случая  $S_{ш} \ll S_D$ . При  $t = 0$ , когда напряжение на фазе А проходит через максимум, а емкостный ток фазы А — через нулевое значение, происходит гашение дуги в выключателе. Напряжение на отключенной емкости  $U_{шA}$  остается постоянным до повторного зажигания дуги, а на стороне питания вследствие практически полного отключения одной из фазных емкостей начинает возникать смещение нейтрали (кривая  $U_N$ ). Напряжение смещения нейтрали можно разложить на две составляющие: постоянную  $U_{N-}$ , вызванную наличием избыточного заряда в системе по отношению к земле, и переменную  $U_{N\sim}$ , вызванную протеканием тока по несимметричной нагрузке под действием ЭДС источника. Постоянную составляющую можно найти как отношение суммарного заряда на сторо-

не питания в начальный момент времени к ее суммарной емкости на землю:

$$U_{N-} = \frac{q_B + q_C}{C_B + C_C} \Big|_{t=0} = \frac{U_B C_B + U_C C_C}{C_B + C_C} \Big|_{t=0} = \frac{-2 \cdot 0,5 E C}{2 C} = -0,5 E.$$

Переменная составляющая  $U_{N\sim}$  определяется из соотношения

$$U_{N\sim} = - \frac{e_B + e_C}{2} = + \frac{e_A}{2}.$$

Таким образом, смещение нейтрали после отключения фазы А получается равным:

$$U_N = U_{N-} + U_{N\sim} = -0,5 E + 0,5 e_A.$$

Фазные напряжения на стороне питания равны:

$$U_{A} = U_N + e_A; \quad U_B = U_N + e_B; \quad U_C = U_N + e_C.$$

Из этих соотношений видно, что через полпериода промышленной частоты напряжения на фазе А со стороны питания достигает значения  $2E$ . На отключенной фазе выключатель имеет напряжение  $3E$  вместо  $2E$  для случая большей емкости на стороне питания. Благодаря этому повышается вероятность повторных зажиганий дуги в выключателе. Если повторное зажигание произойдет в этот момент, возникнут одновременно два колебательных процесса: процесс перезарядки малой емкости шин  $S_D$  через индуктивность отключаемой линии до напряжения  $U_{шA}$  и процесс перезарядки емкости  $S_{шD}$  через собственную индуктивность линии и индуктивность источника питания до напряжения симметричного режима.

Колебания второго процесса не отличаются по характеру и амплитудам от колебаний, изображенных на рис. 5.27. Колебания первого процесса имеют более высокую частоту, поскольку и емкость, и индуктивность контура перезарядки емкости  $S_D$  меньше, чем в контуре перезарядки  $S_{шD}$ . Если пренебречь изменением напряжения  $U_{шA}$ , можно получить оценку максимальной кратности перенапряжений на шинах  $U_{ш max}$  по формуле, аналогичной (5.12):

$$U_{ш max} = -2E + (+E + 2E) K_{уд} \leq 4E.$$

Однако процесс отключения ненагруженной линии от шин с малой емкостью может происходить и иначе. Если рассмотреть ток, циркулирующий после отключения фазы А в фазах В и С, то окажется, что

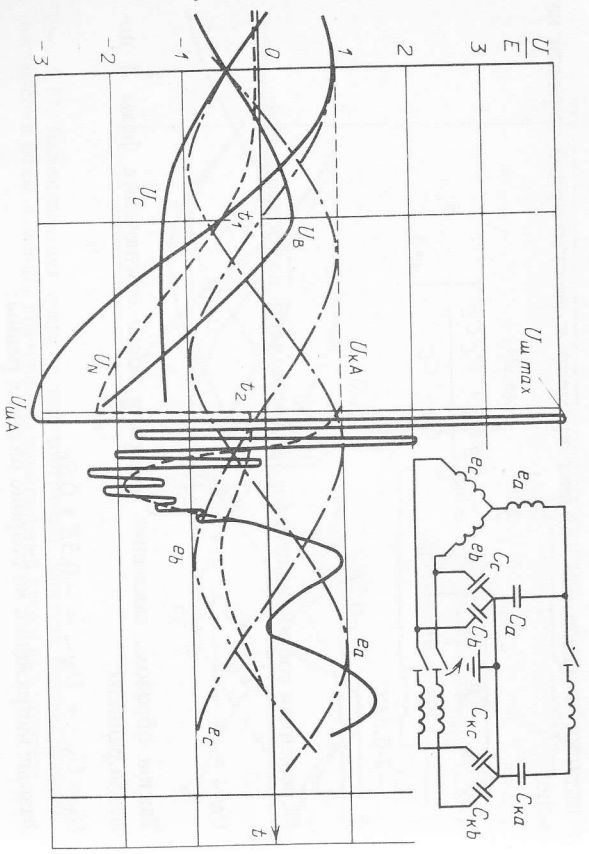


Рис. 5.28. Эквивалентная схема (а) и осциллограмма (б) при отключении фазы А (при  $t = 0$ ) и фазы В (при  $t = t_1$ ) с последующим повторным замыканием в выключателе

В момент максимума линейного напряжения  $U_{BC}$  (момент  $t_1$  на рис. 5.28) он проходит через нулевое значение. Естественно предположить, что при этом в выключателе фазы В произойдет отключение этого тока. В этом случае  $U_N$  и напряжение на фазе будут изменяться так, как показано на рис. 5.28. Расчетами, аналогичными использованным как показано на рис. 5.28. Расчетами, аналогичными использованным как показано на рис. 5.28. Расчетами, аналогичными использованным как показано на рис. 5.28. Расчетами, аналогичными использованным как показано на рис. 5.28.

Рассмотрим теперь момент  $t_2$ , когда фазы В и С снова замыкаются. В этот момент  $U_N$  имеет значение  $U_N \sim -e^{-\sigma t}$  и напряжение на контактах  $U_{BC}$  равно  $U_{BC} \sim 2,23E$ .

В этот момент  $U_N$  имеет значение  $U_N \sim -e^{-\sigma t}$  и напряжение на контактах  $U_{BC}$  равно  $U_{BC} \sim 2,23E$ . В этот момент  $U_N$  имеет значение  $U_N \sim -e^{-\sigma t}$  и напряжение на контактах  $U_{BC}$  равно  $U_{BC} \sim 2,23E$ .

137

В случае, если повторных пробоев дуги в выключателях вообще не будет, наибольшая амплитуда перенапряжений на отключающихся фазах будет удерживаться на уровне  $5,1E$  до тех пор, пока не произойдет отключение последней фазы. Таким образом, в сети с изолированной нейтралью при отключении ненагруженного участка линии от шин, суммарная присоединенная емкость на землю которых меньше емкости отключаемого участка сети, можно ожидать появления коммутационных перенапряжений на стороне питающих шин с кратностью до 3,1 без повторных зажигания дуги в выключателе и до 5,1 при возникновении хотя бы одного повторного зажигания дуги в выключателе. В отличие от перенапряжений при обычных дугтовых замыканиях при этом виде перенапряжений наличие междуфазных емкостей в сети не играет существенной роли в снижении перенапряжений.

При наличии в нейтрали трансформатора питающих шин дуготсасшего реактора в рассматриваемом случае, когда  $C_{ш} \ll C_L$ , в сети будет иметь место режим расстройки компенсации, что создает возможность быстрого роста напряжения в нейтрали при появлении несимметрии. Следовательно, перенапряжения рассматриваемого вида в сети с компенсированной нейтралью могут иметь амплитуды, не менее опасные, чем в сети с изолированной нейтралью.

При рассмотрении случаев возникновения перенапряжений при коммутациях участков сети не предполагалось наличие в момент коммутации замыканий на землю. Однако в реальных условиях вероятно коммутация линии при наличии замыкания.

В сети с глухим заземлением нейтрали гашение тока выключателем в таких режимах происходит без повторных зажигания, поэтому перенапряжения имеют сравнительно небольшую величину.

Согласно теории Н.Н. Беликова наибольшая кратность напряжения смещения нейтрали при наличии однофазного замыкания на землю составляет 1,2. Предположим, что расходятся контакты выключателя при наличии такого напряжения смещения нейтрали, вызванного предшествующей вспышкой дуги замыкания на землю. В этом случае на стороне питания даже при отключении без повторных зажигания в выключателе кратность перенапряжений на каждой из трех фаз будет иметь верхний расчетный предел 4,57, т.е. почти в полтора раза выше, чем при отсутствии замыкания на землю [69]. Правда, в случае повторных зажигания дуги в выключателе перенапряжения не будут превышать значений, рассчитанных для случая отключения неповрежденной линии, поскольку на отключенной линии останется напряжение будет иметь полярность, обратную полярности  $U_N$  на питающих шинах, и разность напряжений на контактах выключателя сохранится такой же, как и в предыдущем случае.

Коммутации автоматического повторного включения ненагруженных участков линий по физической природе процесса развития перенапряжений не отличаются от повторных зажигания дуги при отключе-



ниях, различаются лишь длительности бестоковых пауз в выключателях. Поэтому все сказанное про кратности перенапряжений при отключении линий можно отнести и к случаям автоматического повторного включения. Плановые же включения являются менее опасными в отношении перенапряжений коммутационными по сравнению с автоматическим повторным включением, поскольку в этом случае смещение нейтрали в предшествующем режиме менее вероятно. Поэтому можно считать, что и при плановых включениях участков линий сети указанные выше кратности перенапряжений не будут превышены.

Таким образом:

1) коммутационные перенапряжения при включениях и отключениях ненагруженных линий могут достигать и превосходить перенапряжения при дуговых замыканиях. В сети с изолированной или компенсированной нейтралью их значение в зависимости от характера процесса гашения дуги в выключателе имеет верхний расчетный предел от 5,1Е до 6,2Е;

2) наиболее высокие кратности коммутационных перенапряжений возникают при наложении процесса коммутации на процесс однофазного замыкания на землю с перемежающейся дугой или на другие режимы, приводящие к смещению нейтрали (в частности, возникновение смещения нейтрали благодаря наличию дуготгасящего реактора). Поэтому все способы снижения смещения нейтрали помогают уменьшить и коммутационные перенапряжения;

3) в сети с изолированной нейтралью повышению опасности представляют коммутации линий, емкость которых оказывается больше емкости питающей подстанции. В этом случае на шинах подстанции при каждой коммутации перенапряжения будут иметь кратность не менее 3 при отсутствии и выше 5 при наличии повторных зажатий дуги в выключателе;

4) наиболее опасным видом коммутации линий является отключение ее ненагруженного участка с повторными зажатиями дуги между ду контактами выключателя. Выбором коммутационной аппаратуры, исключаяшей повторные зажатия дуги при отключении емкостных токов, можно исключить появление этого вида коммутационных перенапряжений.

Перенапряжения при других видах коммутаций ненагруженной линии — при его плановых и автоматических повторных включениях — по физической картине развития процесса не отличаются от перенапряжений при повторных зажатиях дуги. Учитывая, что при этих коммутациях возможно снижение остающегося напряжения на коммутационных контактах в счет большей бестоковой паузы по сравнению с коммутациями с повторными зажатиями дуги, следует считать перенапряжения при этих видах коммутаций менее опасными.

В заключение необходимо отметить, что процессы при коммутации электротехнических устройств подробно рассмотрены в [69].

Особый вид коммутационных перенапряжений представляют собой перенапряжения при отключении небольших индуктивных токов трансформаторов. Их причиной является эффект "среза тока" в выключателе, т.е. внезапного гашения дуги между контактами выключателя до естественного перехода отключаемого тока через нулевое значение. Если значение тока перед его срезом было  $i_0$ , то с ним была связана энергия магнитного поля отключаемой индуктивности:  $W_L = \frac{i_0^2 L}{2}$ .

С обрывом тока в выключателе ток в индуктивности мгновенно прекратиться не может, он продолжает течь, заряжая паразитную емкость отключаемого трансформатора и присоединенной к нему цепи  $C_{\Pi}$  до тех пор, пока вся энергия не перейдет в энергию электрического поля емкости  $C_{\Pi}$ . Перенапряжение на отключаемом трансформаторе определяется из баланса энергии, оставшейся в отключенной цепи:  $W_L = W_C + W_R$ , где  $W_C = U^2 C_{\Pi}/2$  — энергия электрического поля емкости  $C_{\Pi}$ ;  $W_R$  — энергия, израсходованная на активные потери в сети в процессе зарядки емкости  $C_{\Pi}$  током отключенной индуктивности. Следовательно, перенапряжения определяются отключаемой индуктивностью  $L$ , связанной с ней паразитной емкостью  $C_{\Pi}$  и током среза в выключателе  $i_0$ . Значение  $i_0$  определяется индивидуальными особенностями коммутирующего выключателя, а также параметрами схемы. В частности, в некоторых работах отмечалось повышение предельных наблюдавшихся значений  $i_0$  с ростом присоединенной паразитной емкости  $C_{\Pi}$ .

Активные потери, существенно снижающие реальные кратности перенапряжений, зависят от таких сложных факторов, как форма кривой намагничивания трансформатора, вихревые токи в сердечнике при повышенной частоте, поверхностный эффект в проводниках цепи, остаточная проводимость канала дуги и др. Поэтому теоретические расчеты кратности перенапряжений при отключении индуктивностей оказываются либо весьма приближенными, либо громоздкими, требующими большого объема исходных данных. В инженерной практике при определении ожидаемого значения этого вида перенапряжений принято ориентироваться преимущественно на результаты экспериментального определения перенапряжений при отключении однофазного оборудования.

Опыты по отключению ненагруженных трансформаторов производились многими исследователями и показали, что в зависимости от характеристик отключаемой индуктивности, коммутационного аппарата и исследуемой схемы сети кратности перенапряжений этого вида могут изменяться в широких пределах — от кратности, мало превосходящей единицу, до двадцатикратных. Общие закономерности, выявляющиеся при сопоставлении данных различных исследователей, следующие:

1. Значение перенапряжений при отключении ненагруженных трансформаторов тем больше, чем меньше номинальная мощность и номинальное напряжение отключаемого трансформатора.

2. Значение перенапряжений может возрастать при отключениях повышенных значений индуктивного тока, в частности при отключениях трансформаторов с индуктивной нагрузкой или с замкнутой вторичной обмоткой, при отключении неустановившегося тока холостого хода (следуем сразу после включения ненапряженного трансформатора), при отключении заторможенного двигателя и т.д.

3. Значение перенапряжений оказывается тем выше, чем сильнее дуготгасящая способность выключателя и быстрее рост электрической прочности между расходящимися контактами. В выключателях с медленными ростом электрической прочности развивающиеся перенапряжения вызваны повторные зажигания дуги между контактами, что в отличие от случаев отключения малых емкостных токов может существенно ограничить рост перенапряжений при отключении индуктивности.

4. При наиболее неблагоприятных сочетаниях условий развития эти перенапряжения могут превышать допустимые уровни воздействия на изоляцию трансформаторов и в состоянии не только ускорить ее развитие изоляции вследствие накопления необратимых изменений ее свойств, но и привести к ее немедленному пробое.

**Современное состояние исследования коммутационных перенапряжений.** Экспериментальные данные, полученные при опытах по отключению ненагруженных участков воздушных и кабельных линий выключателями с повторными пробоями дуги в сетях средних классов напряжения с различными режимами нейтрали, приведены в [87] (рис. 5.29). Эти данные хорошо согласуются с выводами, сформулированными выше. Наибольшая зарегистрированная в симметричных схемах крат-

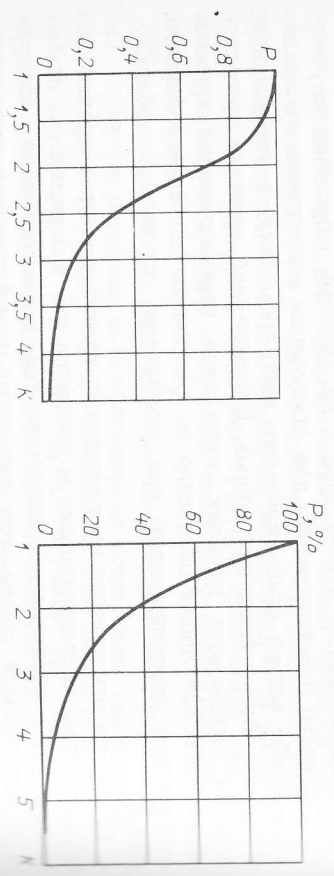


Рис. 5.29. Кривая вероятности перенапряжений при отключении ненагруженных линий с повторным зажиганием дуги

Рис. 5.30. Распределение вероятности превышения перенапряжений при отключении трансформаторов разных классов напряжений (250 измерений)

ность перенапряжений достигала уровня 4,5 в сетях с изолированной нейтралью.

В сетях с нейтралью, присоединенной к земле через дуготгасящий реактор, кратности коммутационных перенапряжений оказываются не ниже аналогичных перенапряжений в сети с изолированной нейтралью, хотя теория и опыты на модели предсказывают существенное снижение перенапряжений при наличии дуготгасящего реактора, настроенного в резонанс. По-видимому, это можно объяснить редкими наблюдениями на практике условия точной настройки катушки в резонанс, а также частыми смещениями нейтрали в этих схемах за счет несимметрии сети.

Исследования показывают, что перенапряжения при отключениях линий с однофазным замыканием на землю имеют кратность, значительно превышающую таковую при отключениях в симметричном режиме. Ориентировочное представление о величине перенапряжений при коммутационных отключениях дают кривые вероятностей превышения заданной кратности при одном отключении, построенные по большому числу измерений в различных сетях и на различных трансформаторах (рис. 5.30) [87].

Приведенные данные свидетельствуют о том, что при отсутствии мер по ограничению коммутационных перенапряжений при отключениях трансформаторов в сетях 6—35 кВ могут стать наиболее опасными для изоляции сети высокого напряжения. Этот вывод остается справедливым также для сети с резонансно-заземленной нейтралью.

Вывод об определяющей роли перенапряжений при коммутационных холостого тока трансформаторов подтверждается рядом исследований. В частности, на это прямо указывается в анализе результатов исследований, проведенных в шахтных сетях Макеевского НИИ по безопасности работ в горной промышленности. Данные, полученные в этих исследованиях и касающиеся короткого участка кабельной сети с трансформатором 6 кВ 0,63 МВ·А, приведены на рис. 5.31. То же следует из анализа результатов автоматической регистрации внутренних перенапряжений, проведенной в сетях Англии [88] и Австрии [89]. Результаты последней работы показывают, что в условиях эксплуатации сетей с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью перенапряжения при коммутационных трансформатора оказываются выше, чем перенапряжения при дугтовых замыканиях на землю: наивыс-

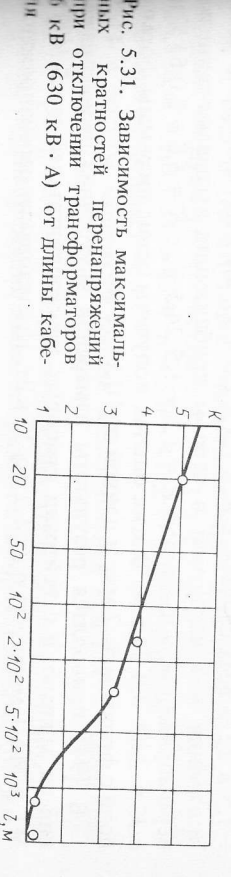


Рис. 5.31. Зависимость максимальной кратности перенапряжений при отключении трансформаторов 6 кВ (630 кВ·А) от длины кабеля

шая зарегистрированная кратность коммутационных перенапряжений составила 4,9, а дугových — лишь 3,1.

Коммутационными перенапряжениями на электродвигателях начали заниматься в начале 30-х годов в СССР и за рубежом [90] в связи с экспериментальным и расчетным определением междугитковых напруг приключений в процессе включения машин в сеть и при других коммутациях. Материалы этих работ и последующих публикаций содержат результаты специальных опытов, расчетов и автоматической регистрации внутренних перенапряжений в условиях эксплуатации.

В [91] приведены результаты исследования коммутационных перенапряжений, возникающих при включении электродвигателей АО2-41-4, АО2-52-4, А2-72-4, и данные о распределении перенапряжений по секциям обмотки при большой крутизне фронта волны перенапряжения. Снято более 2500 осциллограмм. В работе для примера приведен полигон частотей перенапряжений при включении в реверсе электродвигателя АО2-41-4. Этот полигон показывает, что кратность перенапряжений при коммутациях включения электродвигателей может превышать 6,0. Исследования [91] также показали, что крутизна фронта волны при коммутациях включения электродвигателей находится в пределах 15–200 кВ/мкс, причем при крутизне фронта волны свыше 70 кВ/мкс распределение напруги по секциям машины неравномерно. Значительная кратность перенапряжения при включении в реверсе электродвигателей, доходящая до  $(6-7)U_{\phi}$ , зафиксирована и в [90]. Значительный интерес представляет работа [92], в которой излагаются результаты экспериментальных исследований перенапряжений, возникающих при различных режимах коммутации шахтных высоковольтных электродвигателей напряжением выше 1 кВ. В частности, при включениях электродвигателей в этой работе зафиксирована максимальная кратность перенапряжений  $K = 3,0$ . На аналогичных двигателях в [93] при коммутациях включения зафиксирована максимальная кратность  $K = 4,6$ .

Имеется большое количество работ, в которых приводятся результаты исследования внутренних перенапряжений на электродвигателях малой мощности [87, 94]. В [87] получены характеристики перенапряжений для электродвигателей мощностью 2,7 и 100 кВт при различных режимах их работы. Оказалось, что включение электродвигателей на холостом ходу сопровождается перенапряжениями с кратностью  $K = 1,3 \div 1,5$  в 22% всех случаев,  $K = 1,5 \div 2,0$  в 57% и с  $K = 2,0 \div 3,0$  в 21%. Включения под нагрузкой в первом приближении вызывают также перенапряжения, а именно: с  $K = 1,3 \div 1,5$  24,5%, с  $K = 1,5 \div 2,0$  51% и с  $K = 2,0 \div 3,0$  24,5%. В этих опытах получены осциллограммы формы волн с фронтом 5–7 мкс и длиной от 10 до 60 мкс.

В [94] приводятся результаты измерения внутренних перенапряжений на зажимах и в нейтраль крайновы электродвигателей серии МП и МТ и МАП мощностью от 1,2 до 22 кВт. Исследование перенапряжений

в нейтрали проводилось для одного двигателя серии МТФ. Всего в нейтрале этого двигателя было зарегистрировано около 800 случаев перенапряжений при коммутациях. Обработка этих материалов показала, что перенапряжения в нейтрали имеют умеренную величину ( $K \leq 1,5$ ) и практически не представляют опасности для ее изоляции.

На всех исследованных в работе [94] двигателях было зарегистрировано свыше 18 000 фазоосциллограмм перенапряжений. Зарегистрированы небольшие кратности перенапряжений: до 3,8 на крайновы двигателей серии МТ и до 4,0 на двигателях серии МАП.

Коммутационные перенапряжения при отключении электродвигателей в литературе рассматриваются более подробно по сравнению с такими приключениями. Это объясняется влиянием типа выключателя на перенапряжения в момент среза тока. Вопросу перенапряжений при отключении электродвигателей посвящен ряд работ [90–94]. О величине этого вида перенапряжений в литературе имеются противоречивые мнения. По данным [90] кратность перенапряжений на двигателях АО2-41-4, АО2-52-4, А2-72-4 может доходить до  $K = 6 \div 7$ . На двигателе АВ-113-4М с номинальным напряжением 6 кВ и мощностью 200 кВт зафиксированы перенапряжения с кратностью до  $K = 5$ . Эти перенапряжения имели место при отключении электродвигателя при заторможенном роторе. При отключении вращения ротора с номинальной скоростью двигателя перенапряжения не превышали  $2U_{\phi}$ .

По данным [91] при отключении заторможенных электродвигателей напряжением выше 1 кВ максимальная кратность перенапряжений доходит до 7,0, а по данным [93] — до 5,1. По данным других авторов, например [90], при отключении нормального вращения электродвигателей амплитуда перенапряжений может существенно превышать испытательное напряжение ( $K \geq 7,8$ ).

По мнению авторов [87], наибольшие кратности перенапряжений при отключении двигателей с неподвижным ротором возникают при коммутациях воздушных выключателей. Обычно масляные выключатели вызывают перенапряжения умеренной кратности, а выключатели с пружинным приводом таких перенапряжений вообще не вызывают. На величину перенапряжений оказывает влияние также нагрузка электродвигателя. Так, при отключениях ненагруженных двигателей перенапряжения имеют следующие кратности:  $K = 1,3 \div 1,5$  в 9,5% всех случаев,  $K = 1,5 \div 2,0$  в 20%,  $K = 2,0 \div 3,0$  в 19%,  $K = 3,0 \div 4,0$  в 22%,  $K > 4,0$  в 29,5%. Коммутации отключения этого двигателя под нагрузкой дают следующую статистику:  $K = 1,3 \div 1,5$  в 11,5%,  $K = 1,5 \div 2,0$  в 26,5%,  $K = 2,0 \div 3,0$  в 45%,  $K = 3,0 \div 4,0$  в 17% всех случаев. Анализ показывает, что:

- 1) с ростом мощности машин максимальная кратность перенапряжений снижается;
- 2) из всех режимов работы электродвигателей наиболее опасным с точки зрения перенапряжений является режим с заторможенным ротором;

- 3) с ростом нагрузки электродвигателя кратность перенапряжения при его отключении снижается;
- 4) наибольшие перенапряжения при отключении электродвигателя вызывают воздушные выключатели;
- 5) оборудование в выключателях шунтирующих сопротивлений при близительном давом снижает максимальную кратность перенапряжения;
- 6) вакуумные выключатели вызывают перенапряжения с кратностью больше 7,0;

7) кратность междуфазных перенапряжений при коммутациях электродвигателей составляет приблизительно 80–90 % кратности перенапряжений по отношению к земле;

8) максимальные кратности перенапряжений при коммутациях электродвигателей зачастую превосходят уровень испытательных напряжений  $(1,5-1,7)U_{ном}$ , а поэтому электродвигатели нуждаются в защите от внутренних перенапряжений.

Приведенная выше информация о величинах и формах внутренних перенапряжений на электродвигателях относится главным образом к коммутациям отключения и включения. Однако эти перенапряжения составляют часть многообразия перенапряжений, воздействующих на изоляцию статоров машин. В этом смысле неоспоримое значение могли бы иметь сведения по длительной регистрации внутренних перенапряжений на зажимах электродвигателей в условиях их эксплуатации в реальных промышленных сетях [95–97].

В [95] приведены результаты 22-месячной непрерывной регистрации коммутационных перенапряжений на одной фазе двигателя ДСК 260–42/36 мощностью 625 кВт. Авторами получена максимальная зарегистрированная кратность перенапряжений  $K = 6$ .

В последние годы в ЛПИ имени М.И. Калинина совместно с рядом энергосистем начаты работы по регистрации внутренних перенапряжений на зажимах генераторов и в сетях собственных нужд электростанций [96]. Результаты этих работ заслуживают внимания, поскольку содержат сведения о непосредственных измерениях внутренних перенапряжений, воздействующих на изоляцию генераторов 100–180 МВт при длительной их эксплуатации. Максимальная зарегистрированная кратность  $K = 2,75$  зафиксирована на одном из восьми исследованных генераторов.

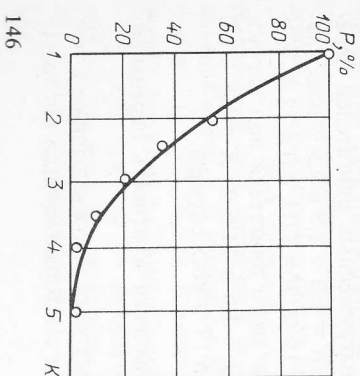


Рис. 5.32. Распределение вероятности превышения кратности коммутационных перенапряжений на главной изоляции генераторов по данным АПББ

Работа по длительной автоматической регистрации внутренних перенапряжений на вращающихся машинах проводилась также в США [97]. В этой работе проанализированы 854 импульса перенапряжений, имевших место за 4 года в 14 энергосистемах США. На генераторах зафиксированы перенапряжения с кратностью до 5 (рис. 5.32).

Таким образом, из анализа литературных источников следует, что в эксплуатации на изоляцию сетей 6–35 кВ могут воздействовать коммутационные перенапряжения с амплитудой, превышающей амплитуду испытательного напряжения, поэтому требуется защита такого электрооборудования от коммутационных перенапряжений.

**Характеристики объектов исследования и кратности коммутационных перенапряжений.** Коммутационные перенапряжения исследовались на линиях, трансформаторах и двигателях напряжением выше 1 кВ. Изучение перенапряжений на трансформаторах и линиях проводилось по схемам рис. 5.33, а–в. В табл. 5.5 и 5.6 приведены характеристики исследованных схем и результаты, полученные в сетях 6 и 10 кВ. Опытты коммутации производились с выключателями без принудительного (РВ-10) и с принудительным гашением дуги на расходящихся

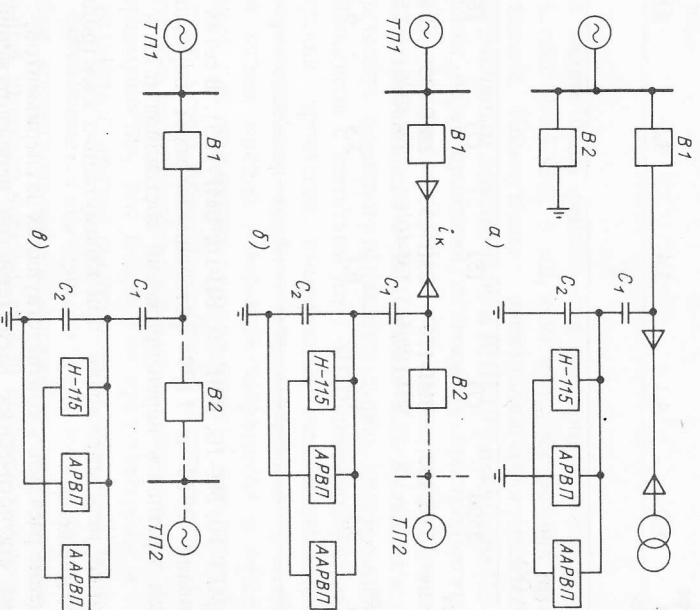


Рис. 5.33. Схема измерения коммутационных перенапряжений на трансформаторах (а), кабельных (б) и воздушных (в) линиях

Таблица 5.5. Общая характеристика исследованных схем и полученных результатов в сети 6 кВ

Тип линии: воздушная (В) и кабельная (К)	К	К	К	К	—
Длина линии (одинновки), м	150	150	100	15	(5)
Тип выключателя	ВН-16	ВН-16	ВМГ-133	Н-16	РВ-10
Тип силового трансформатора	ТМ-320/6	ТМ-1000/6	ТМ-320/6	ТМ-400/6	ТМ-180/6
Максимальная кратность перенапряжений	4,3	4,05	3,25	2,45	4,3
Тип линии: воздушная (В) и кабельная (К)	К	К	В	В	В
Длина линии (одинновки), м	1200	500	2000	2500	3000
Тип выключателя	ВМГ-133	ВМГ-133	ВМГ-133	ВМГ-133	ВМГ-133
Тип силового трансформатора	—	—	—	—	—
Максимальная кратность перенапряжений	4,2	4,1	3,4	3,5	3,6
Тип линии: воздушная (В) и кабельная (К)	В	—	—	—	—
Длина линии (одинновки), м	3500	(7)	(5)	(7)	(6)
Тип выключателя	ВМГ-133	ВМГ-133	ВМГ-133	ВМГ-133	ВМГ-133
Тип силового трансформатора	—	ТМ-100/6	ТМ-40/6	ТМ-63/6	ТМ-25/6
Максимальная кратность перенапряжений	3,5	5,5	6,1	5,8	6,2

контактах (МГГ-10, МГ-10, ВМГ-10, ВН-16, ВМГ-133). В сетях 6 и 10 кВ зарегистрировано 2934 и 1179 фазоосциллограмм перенапряжений. Максимальная кратность перенапряжений составляла 6,15 и 3,6 соответственно.

Исследование перенапряжений при коммутациях электродвигателей преследовало две цели:

сопоставление расчетов и соответствующих экспериментов;  
накопление статистических характеристик перенапряжений в целях прогнозирования уровня перенапряжений для сравнения с характеристиками изоляции электродвигателя.

Таблица 5.6. Общая характеристика исследованных схем и полученных результатов

Тип линии: воздушная (В) и кабельная (К)	—	К	К	К
Длина линии, м	(5)	30	2500	1000
Тип выключателя	ВМГ-10	ВМГ-10	МГГ-10	МГГ-10
Тип силового трансформатора	ТМ-160/10	ТМ-160/10	—	—
Максимальная кратность перенапряжения	2,45	2,45	3,5	3,6
Тип линии: воздушная (В) и кабельная (К)	К	В	В	В
Длина линии, м	1600	1950	3500	1100
Тип выключателя	МГГ-10	МГГ-10	МГГ-10	МГГ-10
Тип силового трансформатора	—	—	—	—
Максимальная кратность перенапряжения	3,7	3,6	3,4	3,5

Первая задача была решена для электродвигателя сетевого насоса ПСНЗ-5/3 типа А-13-62-8, 6 кВ, 630 кВт собственных нужд одной из электростанций. Коммутация электродвигателя выполнялась малообъемным масляным выключателем ВМГ-10 с приводом ПЭ-11.

Измерения перенапряжений на зажимах электродвигателя производились с помощью автоматического регистратора грозовых перенапряжений, разработанного в ЛПИ имени М.И. Калинина и позволяющего осуществлять осциллографическую запись электромагнитных переходных процессов с частотами до 1 МГц одновременно на трех фазах.

Регистрация процессов коммутации электродвигателей сопровождается определенными трудностями, связанными с необходимостью ведения записи кривых изменения напряжения в течение времени, достаточного для замыкания или размыкания всех трех выключателей, которое может длиться несколько миллисекунд. В этом смысле автоматические регистраторы грозовых перенапряжений имеют несомненные преимущества, так как в них предусмотрены и медленная, и быстрая развертки, причем последняя при широком диапазоне регулирования обеспечивается повторными запусками, следующимим одним за другим при возникновении нескольких коммутационных импульсов. Минимальный интервал времени между последовательными срабатываниями схемы запуска составляет при положительных пусковых импульсах 100 мкс, а при отрицательных 200 мкс. При больших разбросах по

Таблица 5.7. Распределение кратностей перенапряжений в интервалах  $K \pm 0,05$  при включении электродвигателей

Место регистрации и режим коммутации	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2
Включение второй фазы	0	1	2	1	5	3	3	3	4	2	1	
Включение третьей фазы	2	6	8	3	8	3	3	4	2	5	2	—

времени замыкания или размыкания фаз выключателя схема прибора позволяет проследить весь процесс коммутации электродвигателя.

К исследуемому электродвигателю автоматический регистратор подключался через трехфазный емкостный делитель напряжения с емкостями высоковольтного и низковольтного плеч 500 и 48 000 пФ соответственно.

Регистрация перенапряжений производилась в течение 75 сут. За это время автоматическим регистратором было записано 414 фазоосциллограмм (138 трехфазных осциллограмм).

Как было отмечено выше, целью измерений с помощью автоматического регистратора грозовых перенапряжений было:

подтвердить достоверность характера переходного процесса и частот свободных составляющих, полученных в результате расчетов с помощью ЭВМ;

определить влияние механической настройки контактной системы выключателя на коммутационный процесс включения выключателя; получить статистику ударных коэффициентов при коммутациях электродвигателя;

провести сопоставление формы кривых электромагнитного переходного процесса, полученных в эксперименте и рассчитанных с помощью ЭВМ;

Таблица 5.8. Распределение кратности перенапряжений в интервалах  $K \pm 0,05$  на

Длительность регистрации, сут	Общее количество осциллограмм	Кратности перенапряжений											
		1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	
ЭД1	350	741	190	110	33	11	12	7	7	93	81	36	25
ЭД2	355	630	170	86	36	12	11	6	7	80	47	35	20
ЭД3	360	584	165	99	29	12	11	6	7	68	39	30	18
ЭД4	355	663	165	100	37	11	10	7	6	93	80	29	17
Всего	1420	2618	690	395	140	46	44	26	27	334	247	130	80

получить статистику кратности коммутационных перенапряжений на зажимах электродвигателя.

Сопоставление показало, что расчеты на машинах и эксперименты дают удовлетворительное согласование как по форме импульсов, так и по кратности перенапряжений. Оказалось, что предельным ударным коэффициентом первой амплитуды собственных колебаний системы кабель-электродвигатель можно считать 1,8.

В табл. 5.7 приведено распределение кратностей перенапряжений, возникающих при коммутациях второй и третьей фаз, полученное при автоматической регистрации. Из этой таблицы видно, что перенапряжения при включенных исследованного электродвигателя имеют сравнительно небольшую величину. Причиной этого являются большие запаздывания моментов замыкания второй и третьей фаз выключателя по сравнению с первой и подавшие моменты включения второй и третьей фаз на минимуме мгновенных значений колебательных напряжений. Для коммутирующего выключателя ВМП-10 разбросы времен замыкания фаз доходили до десятков микросекунд. Для различных выключателей и их регулировок времена замыкания контактов будут случайными величинами. Это свидетельствует о реальной возможности осуществления включения фаз в неблагоприятные моменты времени, когда перенапряжения будут существенно выше зарегистрированных в опытах.

Для исследования статистических характеристик внутренних перенапряжений на зажимах электродвигателей были использованы автоматические регистраторы на самонисацах, работающие по принципу пикового вольтметра. Для подключения регистрирующей аппаратуры электродвигателей в качестве высоковольтного плеча емкостного делителя применялись конденсаторы типа КВИ с общей емкостью 733 пФ и одноименным испытательным напряжением 30 кВ.

Измерениями были охвачены четыре электродвигателя мощностью от 630 до 1200 кВт. Для регистрации перенапряжений были выбраны

Кратности перенапряжений	Электродвигателях 6 кВ													
	2,2	2,3	2,4	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3,0	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5
24	20	18	17	16	16	5	4	4	3	3	2	1	1	1
20	23	18	13	13	15	4	4	4	3	3	2	1	0	1
18	18	16	12	11	13	2	4	4	2	2	1	0	0	1
16	19	15	11	16	12	3	5	5	3	3	2	2	1	0
78	80	67	53	56	56	14	17	17	11	11	7	4	2	3

такие двигатели, которые по технологическим соображениям коммутировались часто, например несколько раз в сутки. К таким электродвигателям относятся двигатели шаровых мельниц и транспортеров. Исследованные двигатели питались от шин подстанции через кабель длиной около 150–200 м.

Длительность регистрации перенапряжений на двигателях, которые для удобства изложения материалов в дальнейшем обозначаются через ЭД1–ЭД4, составляет соответственно 350, 355, 360 и 355 дней, т.е. регистрация на двигателях проводилась приблизительно 1 год. За это время на четырех электродвигателях зарегистрировано свыше 2600 фазосинхронных переходных процессов.

Распределение кратности перенапряжений на электродвигателях приведено в табл. 5.8. Максимальная кратность перенапряжений составила  $K_{max} = 3,5$ .

Поскольку статистические характеристики коммутационных перенапряжений при отключениях и включениях трансформаторов и линий получены при специальных опытах, то годовое количество перенапряжений с кратностью, равной или выше заданной, будем определять по формуле

$$N_{\text{год}} = 3P(K \geq K_x) N_{\text{год}},$$

где  $P(K \geq K_x)$  — вероятность кратности перенапряжений  $K$ , большей или равной  $K_x$ ;  $N_{\text{год}}$  — годовое количество коммутаций рассматриваемого вида.

Таблица 5.9. Характеристики годового количества коммутаций в сетях 6–35 кВ (по данным опыта эксплуатации)

Вид коммутации	Годовое количество коммутаций	
	Среднее значение $N_{\text{год}}$	Средне-квадратичное отклонение $\sigma$
Оперативная коммутация (отключение или включение) трансформатора	1,6	0,5
Оперативная коммутация трансформатора с кабелем	3,0	0,7
Оперативная коммутация кабельной линии ( $I_k \leq 10$ км)	5	2
Оперативная коммутация воздушной линии ( $I_b \leq 20$ км)	5	2
Аварийное отключение трансформатора	0,5	0,2
Аварийное отключение трансформатора с кабелем	1,0	0,3
Аварийное отключение кабельной линии ( $I_k \leq 10$ км)	1	0,3
Аварийное отключение воздушной линии ( $I_b \leq 20$ км)	2	0,7

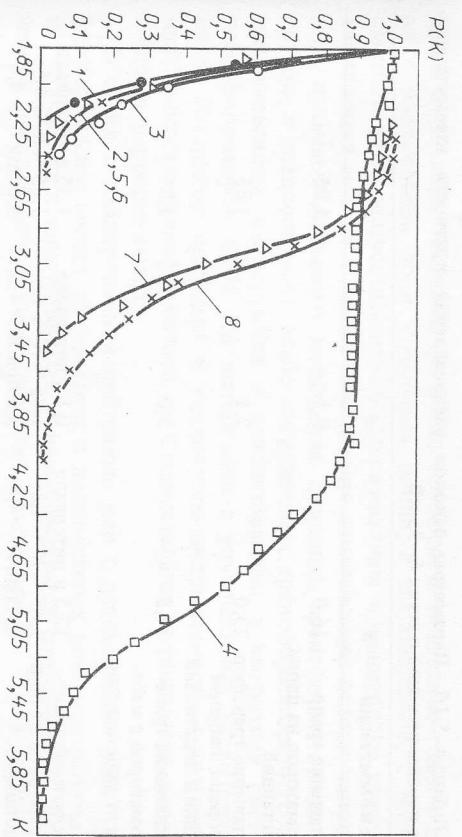


Рис. 5.34. Распределение вероятности превышения кратности коммутационных перенапряжений для включения (1) и отключения (2) трансформаторов, включения (3) и отключения (4) кабелей, включения (5) и отключения (6) воздушных линий, включения (7) и отключения (8) кабельных линий

Ориентировочные значения  $N_{\text{год}}$  приведены в табл. 5.9. Для оценки ожидаемой наибольшей кратности перенапряжений  $N_{\text{год}}$  определяется как первая граница "треугольного" доверительного интервала, т.е.

$$N_{\text{год max}} = \bar{N}_{\text{год}} + 3\sigma.$$

На рис. 5.34 приведены вероятности превышения кратности коммутационных перенапряжений в сетях 6–35 кВ. Как видно из него, включения трансформаторов, включения и отключения силовых трансформаторов с кабелем, а также включения воздушных и кабельных линий вызывают умеренные перенапряжения. Максимальные кратности этих перенапряжений на 30–40% превосходят кратность линейного напряжения  $\sqrt{3}$ . В этих сетях наибольшие перенапряжения возникают при отключениях линий выключателями, допускающими опасные повторные зажигания дуги, и при отключениях ненагруженных трансформаторов без кабелей на стороне отключаемой обмотки.

Обработка статистических рядов  $N_{\text{год}}$  показала, что она для рассмотренных коммутаций удовлетворительно аппроксимируется экспоненциальным законом. Параметры этого закона для перечисленных выше статистических рядов приведены в табл. 5.10.

Проверка методами математической статистики показала, что  $N_{\text{год}}$  для электродвигателей не аппроксимируется ни одной из простых функций, удобных для расчетов. Поэтому для расчета  $N_{\text{год}}$  методом наи-

Таблица 5.10. Параметры законов распределения кратности коммутационных перенапряжений в сетях 6—35 кВ

Вид коммутации	$a$	$k$	$K$
Включение трансформаторов на шины подстанции	16,0	9,1	1,85
Включение трансформаторов с кабелем на шины подстанции	23,0	7,5	1,85
Отключение трансформаторов с кабелем от шин подстанций	17,5	5,0	1,85
Отключение трансформаторов от шин подстанций	12,5 в интервале $1,85 \leq K \leq 4,6$ ; 8,0 при $K > 4,6$	0,1 в интервале $1,85 \leq K \leq 4,6$ ; 3,5 при $K > 4,6$	1,35 в интервале $1,85 \leq K \leq 4,6$ ; 4,6 при $K > 4,6$
Включение воздушных линий	50,0	9,3	1,85
Включение кабельных линий	62,0	8,2	1,85
Отключение воздушных линий	45 в интервале $1,85 \leq K \leq 3,1$ ; 30 при $K > 3,1$	0,5 в интервале $1,85 \leq K \leq 3,1$ ; 2,7 при $K > 3,1$	1,85 в интервале $1,85 \leq K \leq 3,1$ ; 3,1 при $K > 3,1$
Отключение кабельных линий	62 в интервале $1,85 \leq K \leq 3,6$ ; 6 при $K > 3,6$	0,75 в интервале $1,85 \leq K \leq 3,6$ ; 7,0 при $K > 3,6$	1,85 в интервале $1,85 \leq K \leq 3,6$ ; 3,6 при $K > 3,6$

меньших квадратов были выбраны простые законы, справедливые только в указанных интервалах:

$$\text{при } 1,75 \leq K \leq 2,55 M_{\text{год}} = 323 \exp[-2,4(K - 1,75)],$$

$$\text{при } K > 2,55 M_{\text{год}} = 46,6 \exp[-4,06(K - 2,55)].$$

Таким образом, получены статистические характеристики амплитуды перенапряжений на линиях, трансформаторах и электродвигателях, которые показали, что уровень перенапряжений в значительной степени может превосходить испытательное напряжение. Поэтому заводам-изготовителям следует обратить внимание на острую необходимость повышения качества изоляции электрооборудования, а эксплуатационному персоналу принять меры против преждевременного износа изоляции. Кроме того, необходимо разрабатывать и внедрить в эксплуатацию мероприятия по глубокому ограничению перенапряжений на электродвигателях.

#### 5.4. Феррорезонансные перенапряжения в сетях 6—35 кВ

**Физическая картина явлений при феррорезонансе в сетях с изолированной нейтралью.** Как отмечалось выше, феррорезонансные перенапряжения представляют серьезную опасность для электрооборудования

сетей 6—35 кВ. Эта опасность росла особенно в последние годы в связи с увеличением доли кабельных линий, а следовательно, с ростом емкости сети, искусственным подерживанием повышенного значения напряжения в сети в целях обеспечения компенсации потери напряжения, наличием большого количества сезонных трансформаторных нагрузок, а следовательно, слабо нагруженных трансформаторов, усугубляемым конструкцией и использованием в магнитной системе трансформаторов 6—35 кВ материалов с улучшенными характеристиками. Последние приводят к увеличению индуктивности и шунтирующей емкости трансформатора, а следовательно, вероятности возникновения феррорезонанса.

В сетях с изолированной нейтралью или с дугогасящим реактором феррорезонанс может развиваться в полнофазных режимах работы сети при наличии индуктивности с насыщаемым сердечником, включенной параллельно фазной емкости сети на землю. Такой индуктивностью часто оказывается обмотка трансформатора напряжения. Однако наиболее вероятной схемой для развития феррорезонанса являются неполнофазные режимы. В зависимости от параметров резонансных контуров феррорезонансные перенапряжения могут возникать на основной частоте, высших гармониках и на субгармониках. Как показывают результаты многочисленных исследований и опыт эксплуатации промышленных сетей, значительные феррорезонансные перенапряжения возникают главным образом на промышленной частоте.

Типичными условиями, приводящими к возникновению феррорезонанса в неполнофазных схемах, являются следующие [98].

1. Имеет место замыкание фазы на землю у источника питания, трансформатор в конце линии или шинопровки работает с изолированной нейтралью.
2. Разомкнуты одна или две фазы на первичной стороне трансформатора.
3. Трансформатор работает без нагрузки (на холостом ходу).
4. Емкость линии и индуктивность трансформатора составляют резонансный контур.

Из этих перечисленных четырех режимов возникновения феррорезонанса причины по пп. 3 и 4 легко можно устранить путем простых схемных мероприятий.

Испытания в американских сельских распределительных сетях [98] показали, что наличие даже небольшой активной нагрузки ( $\sim 5\%$  номинальной мощности трансформатора) снижает вероятность феррорезонанса. Это наводит на мысль использовать для борьбы с феррорезонансом небольшую балластную нагрузку.

Расстройку резонансного контура можно осуществить изменением длины кабеля между силовым трансформатором и его выключателем. Наибольшую реальную опасность представляют режимы 1 и 2. Режим заземления одной фазы у источника напряжения и обрыва фазы со



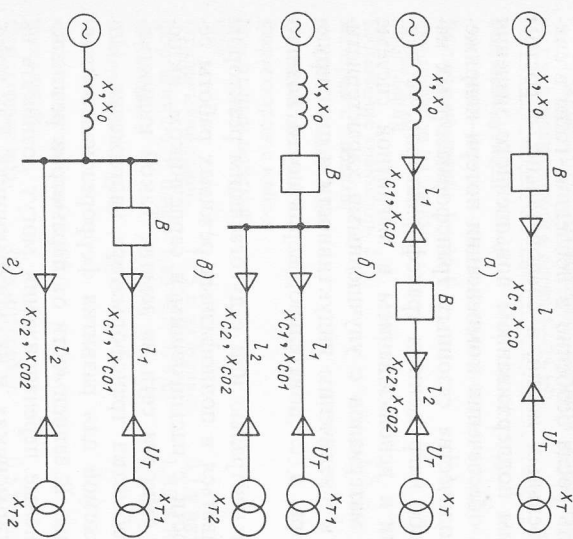


Рис. 5.35. Схемы присоединения трансформаторов к шиннам подстанций через кабель

стороны трансформатора обычно создается при обрывах проводов при земляных работах или пересечениях механизмами трассы линий. Этот случай подробно описан в литературе, и поэтому он в данной книге не рассматривается. Режим с разомкнутыми одной или двумя фазами на первичной стороне трансформаторов 6–35/0,4 кВ возникает при срабатывании предохранителей, отказе одной или двух фаз выключателя и, наконец, при разбросах в действии разных полюсов выключателей.

На рис. 5.35 приведены схемы подключения трансформаторов к сборным шиннам подстанций 6–35 кВ. В схеме рис. 5.35, а трансформатор к шиннам подключен кабелем или воздушной линией длиной  $l$ . В схеме рис. 5.35, б кроме отмеченных между источником и выключателем есть кабельная или воздушная линия длиной  $l_1$ . В схемах рис. 5.35, в, г к шиннам подключены два трансформатора через линии длиной  $l_1$  и  $l_2$ , но в первой выключатель общий для обеих линий, а во второй он установлен в начале линии длиной  $l_1$ .

Далее приводятся расчетные формулы для оценки максимальных значений феррорезонансных напряжений без учета нелинейности индуктивности трансформаторов. Учет нелинейности несколько демпфирует максимальные кратности перенапряжений.

Напряжение на включенной фазе в однофазном режиме:

$$U_T = E \frac{2x_1 \Sigma - x_{c0}}{2x_1 \Sigma + 2x + x_0 - x_{c0}} ;$$

для схемы рис. 5.35, б

$$U_T = E \frac{x_2 \Sigma (2x_1 \Sigma - x_{c0})}{x (2x_2 \Sigma - 2x_1 \Sigma - x_3 \Sigma + x_{c0})} ;$$

для схемы рис. 5.35, в

$$U_T = E \frac{2x_4 \Sigma - x_5 \Sigma}{2x_4 \Sigma + 2x - x_5 \Sigma + x_0} ;$$

для схемы рис. 5.35, г

$$U_T = E \frac{x_6 \Sigma (2x_1 \Sigma - x_{c0})}{2x_1 \Sigma x_6 \Sigma + 2x (x_1 \Sigma + x_6 \Sigma) - (x + x_6 \Sigma) (x_{c0} + x_7 \Sigma)}$$

Напряжение на невключенных фазах в однофазном режиме равно:

$$U_T = E \frac{-x_1 \Sigma - x_{c0}}{2x_1 \Sigma + 2x + x_0 - x_{c0}} ;$$

для схемы рис. 5.35, б

$$U_T = E \frac{-x_2 (x_1 + x_{c0})}{x (2x_2 - 2x_1 - x_3 + x_{c0})} ;$$

для схемы рис. 5.35, в

$$U_T = E \frac{-x_5 \Sigma - x_4 \Sigma}{2x_4 \Sigma + 2x - x_5 \Sigma + x_0} ;$$

для схемы рис. 5.35, г

$$U_T = E \frac{-x_6 \Sigma (x_{c0} + x_1 \Sigma)}{2x_1 \Sigma x_6 \Sigma + 2x (x_1 \Sigma + x_6 \Sigma) - (x + x_6 \Sigma) (x_{c0} - x_7 \Sigma)}$$

Аналогично определяются и напряжения на включенных (В, С) и отключенной (А) фазах в двухфазном режиме:

$$U_{TB} = U_{TC} = \frac{E}{2} \sqrt{\left( \frac{2x_{c0} - x_1 \Sigma}{x_1 \Sigma + 2x + x_0 - 2x_{c0}} \right)^2 + 3 \left( \frac{x_1 \Sigma}{x + x_1 \Sigma} \right)^2} ;$$

$$U_{TA} = E \frac{x_1 \Sigma + x_{c0}}{x_1 \Sigma + 2x + x_0 - 2x_{c0}};$$

для схемы рис. 5.35, б

$$U_{TB} = U_{TC} = \frac{E}{2} \sqrt{\left[ \frac{x_2 \Sigma (2x_{c0} - x_1 \Sigma)}{x(x_2 \Sigma - x_1 \Sigma + 2x_{c0} - 2x_3 \Sigma)} \right]^2 + 3 \left[ \frac{x_8 \Sigma x_1 \Sigma}{x \cdot x_8 \Sigma + x_1 \Sigma (x_8 \Sigma - x)} \right]^2};$$

$$U_{TA} = E \frac{x_2 \Sigma (x_1 \Sigma + x_{c0})}{x(x_2 \Sigma - x_1 \Sigma + 2x_{c0} - 2x_3 \Sigma)};$$

для схемы рис. 5.35, в

$$U_{TB} = U_{TC} = \frac{E}{2} \sqrt{\left( \frac{2x_5 \Sigma - x_4 \Sigma}{x_4 \Sigma + x - 2x_5 \Sigma + 2x_0} \right)^2 + 3 \left( \frac{x_4 \Sigma}{x + x_4 \Sigma} \right)^2};$$

для схемы рис. 5.35, г

$$U_{TB} = U_{TC} = \frac{E}{2} \sqrt{\left[ \frac{(2x_{c0} - x_1) x_4 x_6}{(x_4 + x) x_1 x_6 - 2x_4 (x_{c0} - x_7) (x + x_6)} \right]^2 + 3 \left[ \frac{x_1 x_6}{(x_6 + x) x_1 + x x_6} \right]^2};$$

$$U_{TA} = E \frac{(x_{c0} + x_1 \Sigma) x_4 \Sigma x_6 \Sigma}{(x_4 \Sigma + x) x_1 \Sigma x_6 \Sigma - 2x_5 \Sigma (x_{c0} - x_7 \Sigma) (x_6 \Sigma - x)};$$

где  $x_c$  и  $x_{c0}$  определяются согласно рис. 5.36; для схем рис. 5.35, б-г их значения соответственно равны:  $x_c = x_{c2}$ ;  $x_c = x_{c1}$ ;  $x_{c0} = x_{c02}$ ;  $x_{c0} = x_{c01}$ ;  $x_1, x_0$  — предвключенные реактивности питающей подстанции по прямой и нулевой последовательностям;

$$x_1 \Sigma = \frac{x_c x_{c0}}{x_c + x_{c0}}; \quad x_2 \Sigma = \frac{x \cdot x_{c1}}{x - x_{c1}}; \quad x_3 \Sigma = \frac{x_0 x_{c01}}{x_{c01} - x_0};$$

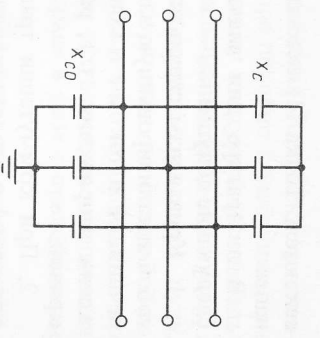
$$x_4 \Sigma = \frac{x_1 \Sigma x_6 \Sigma}{x_2 \Sigma + x_6 \Sigma}; \quad x_5 \Sigma = \frac{x_{c0} x_{c02}}{x_{c0} + x_{c02}}; \quad x_6 \Sigma = \frac{x_9 \Sigma x_{T2}}{x_9 \Sigma - x_{T2}};$$

Рис. 5.36. К расчету перенапряжений в неполюсовых режимах

$$x_7 \Sigma = \frac{x_{c02} x_0}{x_{c02} - x_0};$$

$$x_8 \Sigma = \frac{x_{c1} x_{c01}}{x_{c1} + x_{c01}};$$

$$x_9 \Sigma = \frac{x_{c02} x_{c2}}{x_{c02} + x_{c2}};$$



**Современное состояние исследования феррорезонансных перенапряжений**

В ряде работ [99-101], главным образом авторами американских, изложены результаты исследований, выполненных аналитически и на модели (анализаторе переходных процессов), а также результаты специальных полевых испытаний. Эти исследования подтвердили, что повреждение оборудования в распределительных сетях часто является следствием именно феррорезонансных перенапряжений.

В последовательном контуре из насыщенной индуктивности  $L$  и емкости  $C$  резонанс может быть достигнут изменением величины приложенного напряжения. Если пренебречь высшими гармоническими и потерями, то аналитически условие равновесия напряжений может быть написано в следующем виде:

$$+E = E_L - E_C.$$

Напряжения  $E_L$  и  $E_C$  являются функциями тока:  $E_L = f_1(I)$  — кривая намагничивания катушки,  $E_C = f_2(I) = I/\omega C$  — прямая, проходящая через начало координат.

Как видно из рис. 5.37, решение уравнения  $+E = E_L - E_C$  может быть неоднозначно, если характеристики  $E_L = f_1(I)$  и  $E_C = f_2(I)$  пере-

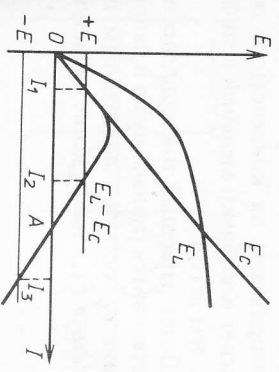


Рис. 5.37. График зависимости  $E_L - E_C = f(I)$

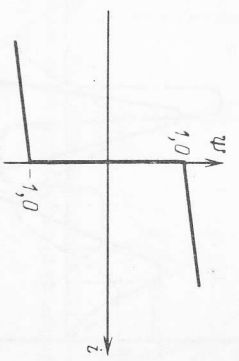


Рис. 5.38. Кривая намагничивания индуктивной катушки

секаются. Точка *A*, лежащая на оси абсцисс, является точкой резонанса.

В литературе для анализа феррорезонансных явлений принимают следующие допущения.

1. Кривая намагничивания, приведенная на рис. 5.38, представляет собой идеализированную зависимость между магнитным потоком в сердечнике  $\Psi$  и током  $i$  в контуре  $L-C$ . Как видно из кривой, при приложении напряжения  $e(t)$ , равного 1 отн.ед., поток находится на изгибе кривой.

2. При коммутации трансформатора нет остаточного потока намагничивания в сердечнике, т.е.  $\Phi_0 = 0$ , и нет начальных зарядов на конденсаторах.

3. К трансформатору прикладывается синусоидальное напряжение  $e(t) = E_m \sin(\omega t + \varphi)$  в момент прохождения тока через нуль, т.е. при  $\varphi = 0$ .

4. Если рассматривать включение одной фазы трансформатора, первичная обмотка которого соединена в треугольник, то амплитуда приложенного напряжения будет  $0,58 U_n$ .

На рис. 5.39 приведен процесс нарастания напряжения на емкости  $e_C(t)$  и магнитного потока  $\Psi(t)$  при приложении к контуру  $L-C$  напряжения  $e$ .

При принятых допущениях процесс развивается следующим образом. После включения ЭДС до момента  $t = t_1$ , пока поток в сердечнике не достигнет 1 отн. ед., тока в цепи нет. При  $t > t_1$  поток переходит изгиб кривой намагничивания, в цепи начинает протекать ток, и он заряжает конденсатор. После достижения насыщения (при принятой упрощенной кривой намагничивания) петля  $L-C$  становится линейной и индуктивность ее равна индуктивности при воздушном сердечнике, т.е. с момента  $t_1$  можно рассматривать переходный процесс приложения напряжения  $e(t_1)$  на линейный контур  $L-C$ . Если бы  $e(t)$  оставалось постоянным и равным  $e(t_1)$ , то напряжение на емкости поднимлось бы до  $2e(t_1)$  за полпериода собственной частоты контура. Но фактически в течение времени с  $t_1$  до  $t_2$   $e(t)$  снижается от  $e(t_1)$  до  $e(t_2)$ , и напряжение на конденсаторе достигнет несколько меньшей величины, чем  $2e(t_1)$ .

Далее зарядный ток конденсатора становится равным нулю и напряжение  $e_C$  остается постоянным до момента  $t_3$ , а напряжение на индук-

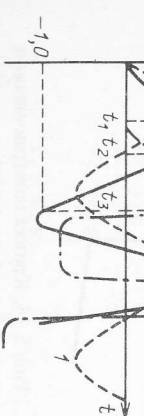


Рис. 5.39. Изменения ЭДС (1), магнитного потока (2) и напряжения на емкости (3) при феррорезонансе

тивности растет до отрицательной точки насыщения. В момент  $t_3$  начавшие колебание напряжения на конденсаторе подобно колебаниям при внезапном приложении ЭДС  $e(t_3)$  к линейному контуру  $L-C$  с начальным зарядом на конденсаторе, пропорциональным напряжению  $e_C(t_3)$ . Колебания снова прекращаются при прохождении тока через нуль. Заметим, однако, что конденсатор теперь зарядился до большего напряжения, чем в предыдущий период. Этот процесс продолжается до тех пор, пока напряжение на конденсаторе окончательно установится и станет поддерживать прямоугольной формы в фазе с приложенным напряжением, как показано на рис. 5.40.

Рассмотрим теперь случай включения одной фазы трансформатора, первичная обмотка которого соединена в треугольник. Из схемы замещения (рис. 5.41) видно, что имеются два контура из последовательных  $L$  и  $C$ . Большое реактивное сопротивление между контурами  $I$  и  $II$  обуславливает их минимальное взаимодействие. Обозначим через  $\Psi_U$  значение потока при минимальном напряжении и  $\Psi_R$  — при токе, равном нулю.

Если отключается ненагруженный трансформатор, остаточный поток на его зажимах при номинальном напряжении равен  $+\Psi_R = 0,9\Psi_U$ . Когда выключатель расположен в начале кабельной линии длиной порядка десятков метров, цепь становится емкостной. Выключатель должен отключить ток, который опережает напряжение на  $90^\circ$ . Это указывает на начальное отсутствие остаточного потока в сердечнике. Если напряжение максимально в момент разрыва, то на кабеле остается заряд. Вслед за отключением цепи происходит разряд емкости кабеля через индуктивность трансформатора. Энергия кабельной линии длиной 50–100 м, переданная в трансформатор, обычно достаточна для того, чтобы поток достиг изгиба кривой намагничивания. Вследствие гистерезиса большая часть энергии будет рассеиваться на потери в сердечнике. Это положение делает весьма вероятным наличие остаточного потока в сердечнике во время включения.

Присутствие остаточного потока в сердечнике влияет на условия возникновения феррорезонанса: во-первых, изменяется время переход-

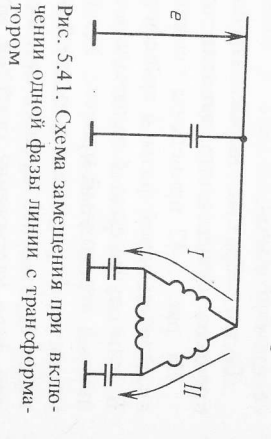
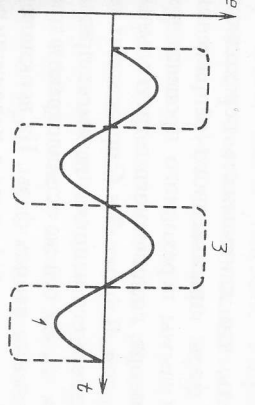


Рис. 5.41. Схема замещения при включении одной фазы линии с трансформатором

Рис. 5.40. Установление колебания на емкости при резонансе в последовательном контуре

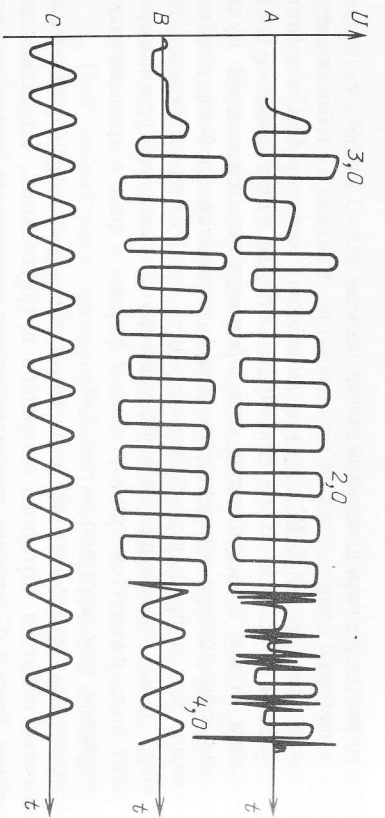


Рис. 5.42. Пример осциллограмм переходного процесса при неполнофазном включении трансформатора 150 кВ · А с кабелем емкостью 0,1 мкФ

ного периода, во-вторых, увеличивается вероятность насыщения. Вместо первоначального допущения об отсутствии остаточного потока следует принимать, что остаточный поток фактически существует в сердечнике. Это не влияет на основной анализ явления, но его следует иметь в виду при обсуждении результатов различных экспериментов.

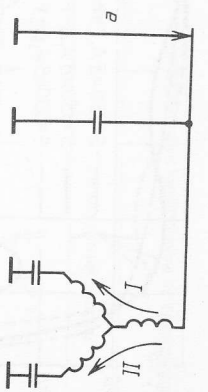
Рассмотрим влияние момента включения напряжения. При принятом выше допущении о включении синусоидального напряжения в момент  $\varphi = 0$  постоянная составляющая потока на трансформаторе оказывается максимальной, фактически момент включения является случайной величиной. При включении в любой момент, отличный от нуля, насыщение на первом полупериоде может наступить так поздно, что напряжение на конденсаторе окажется недостаточным для насыщения сердечника в следующий отрицательный полупериод.

В этом случае напряжение на конденсаторе остается постоянным в течение времени, необходимого для возрастания потока до насыщения на отрицательном напряжении. Затем форма напряжения  $e_C(t)$  становится прямоугольной.

Таким образом, можно заключить, что длительность переходного процесса существенно зависит от фазы приложенного напряжения.

На рис. 5.42 приведены осциллограммы переходного процесса при включении одной фазы *A* трансформатора, соединенного в треугольник. В этом случае фаза *A* включается первой. В фазах *B* и *C* происходит типичный переходный процесс. Установившееся напряжение имеет прямоугольную форму с амплитудой 2 отн. ед. На той же осциллограмме приведен переходный процесс при включении второй фазы. На неэкваториальной фазе напряжение остается прямоугольной формы с наложенными высокочастотными колебаниями, амплитуда которых достигает четырёхкратной величины.

Рис. 5.43. Схема замещения при включении трансформатора с первичной обмоткой, соединенной в звезду



Когда включается третья фаза, перенапряжения больше не наблюдаются и условия, необходимые для феррорезонанса, перестают существовать.

Форма напряжения на отключенных фазах при включении одной фазы трансформатора, соединенного по схеме звезды с незаземленной нейтралью, имеет тот же вид, что и на рис. 5.42. Однако амплитуды достигают большей величины — 3+4 отн. ед. Последнее объясняется тем, что при соединении трансформатора в звезду в резонансные контуры входят две последовательно соединенные обмотки трансформатора (рис. 5.43).

Опыты с каждым трансформатором по включению и отключению проводились в среднем 25–50 раз для каждого значения емкости кабеля. Это позволило оценить вероятность появления феррорезонансных перенапряжений той или иной кратности в зависимости от емкости кабеля. Вероятность определялась делением числа появления перенапряжений на полное число произведенных включений. На рис. 5.44, а приведены вероятности появления установившихся перенапряжений прямоугольной формы в зависимости от емкости кабеля для трансформаторов, соединенных по схемам  $\Delta/Y$  и  $Y/Y$ .

Вероятность появления перенапряжений при отключении второй фазы примерно в 2 раза выше, чем при включении первой фазы: так, при включении первой фазы трансформатора 150 кВ·А через кабель длиной 305 м вероятность двукратных перенапряжений составляет 50 %, а при отключении второй фазы — 87 %. Это объясняется тем, что при отключении фазы остается остаточный заряд на емкости кабеля, вследствие чего на обмотке трансформатора оказывается более высокое напряжение. Более высокое напряжение и обуславливает большую вероятность достижения насыщения и возникновения феррорезонанса. На рис. 5.44, б приведены вероятности перенапряжений в переходном режиме.

В результате аналитических расчетов и опытов на модели были получены зависимости максимальных значений напряжений в установившемся режиме от отношения  $X_{C1}/X_{C2}$ , где  $X_{C1}$  — эквивалентное сопротивление участка линии между выключателем и трансформатором;  $X_{C2}$  — реактивность намагничивания трансформатора при  $U_{ном}$ . Значение перенапряжений доходило до  $3U_{ф}$ .

В [99] анализируются перенапряжения в распределительной системе 2,3–230 кВ с трансформатором, соединенным по схеме звезды с не-

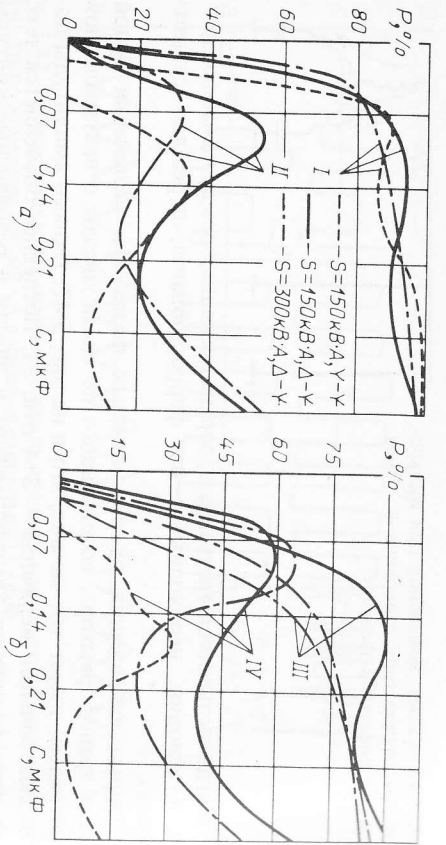


Рис. 5.44. Вероятность появления установившегося (а) и переходного феррорезонанса (б) в зависимости от емкости линии:  
 I — отключение второй фазы; II — отключение первой фазы; III — отключение первой фазы; IV — включение второй фазы

заземленной нейтралью. Слабонагруженная линия значительной длины питается от источника с глухозаземленной нейтралью.

Результаты исследования представлены в виде зависимостей напряжения на трансформаторе от длины линии между трансформатором и выключателем. Они подтверждают резонансную природу рассматриваемых перенапряжений: после превышения критической длины линии происходит нарушение резонансных условий.

Для предупреждения феррорезонансных перенапряжений авторы работы [99] предлагают включать на линию реакторы, чтобы скомпенсировать часть емкости линии. Опыты показали, что реакторы мощностью 50 % номинальной мощности трехфазного трансформатора отграничивают перенапряжения в том случае, если заданная мощность линии меньше 50 % мощности трансформатора. Если же эта величина составляет приблизительно 70 %, то перенапряжения остаются недопустимо высокими.

Большой интерес представляют работы [100, 101], в которых исследованы феррорезонансные перенапряжения. В первой работе схема соединения трансформатора была принята  $\Delta/Y$ , а во второй  $Y/Y$ . Цель работы — установить допустимые с точки зрения предотвращения феррорезонанса длины линии в схемах без применения каких-либо других предупредительных мер, а затем — с некоторыми предупредительными мерами. Исследования проводились на анализаторе переходных процессов, а также аналитически. Изменялись в широком диапазоне параметры трансформатора ( $U_{ном} = 13,8 \div 34,5$  кВ,  $S_{ном} = 750 \div 15\ 000$  кВ·А),

Таблица 5.11. Допустимые длины линии, м, между выключателем и трансформатором

Характеристики трансформатора	Кабель		Воздушная линия			
	$U_{ном}$ , кВ	$S$ , кВ·А	$I_x$ , %	$\Delta/Y$	$\Delta/Y$	$\Delta/Y$
13,8	750	1,5	12,5	16,9	6,28	840
	1000	1,3	14,6	19,6	7,3	975
	1500	1,2	20,4	27	10,1	1350
	2000	1,2	27	36	13,60	1810
	5000	1,0	55	70	20,00	3740
24,9	10 000	1,0	131	150	6500	9050
	15 000	1,0	169	225	8500	11 300
	750	1,5	3,96	5,2	193,5	258
	1000	1,3	4,6	6,0	224	296
	1500	1,2	6,4	8,25	312	417
34,5	2000	1,2	8,25	11,1	415	550
	5000	1,0	17,4	23	860	1150
	10 000	1,0	39	46	1720	2300
	15 000	1,0	52	69	2580	3450
	750	1,5	2,14	2,72	101	134
1000	1,3	2,44	3,08	117	156,5	
1500	1,2	3,36	4,4	162	216	
2000	1,2	4,27	5,76	217	290	
5000	1,0	9,15	12	450	598	
10 000	1,0	18	24	900	1200	
15 000	1,0	27	36	1345	1800	

параметры линии определялись ее видом (воздушная или кабельная). Результаты исследования приведены в табл. 5.11.

В рассмотренных выше работах рекомендуются различные меры по предупреждению феррорезонансных перенапряжений. Они сводятся к следующему:

- 1) ограничение отрезка линии между выключателем и трансформатором;
- 2) отказ от предохранителей между трансформатором и выключателем;
- 3) отказ от однофазных коммутирующих устройств;
- 4) расстройка резонансного контура с помощью небольшой активной нагрузки;
- 5) выбор оптимальной последовательности коммутаций выключателями. Можно уменьшить вероятность феррорезонансных перенапряжений, если не включать и не отключать трансформатор удаленным от него выключающим устройством. Однако, как показано в [99], вследствие образования резонансного контура между индуктивностью и емкостью самого трансформатора перенапряжения могут возникнуть и при непосредственном включении трансформатора.

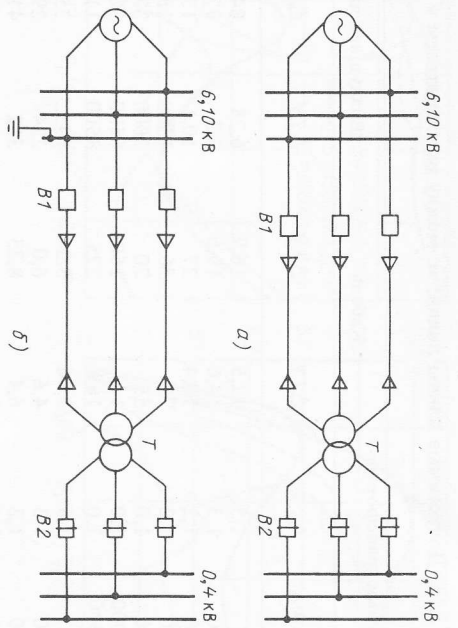


Рис. 5.45. Принципиальные схемы исследования феррорезонансных перенапряжений при полнофазном (а) и неполнофазном (б) режимах

6) заземление нейтрали трансформатора. При глухом заземлении нейтрали первичной обмотки трансформатора емкость на землю не включенных фаз шунтируется, и таким образом полностью исключается возможность феррорезонансных перенапряжений. Тем не менее в распределительных сетях заземление нейтрали обычно не рекомендуется, так как в случае длительного существования короткого замыкания (например, вследствие отказа максимальной токовой защиты) возможно затопление трансформатора. Более приемлемым оказывается соединение группы трансформаторов по схеме звезда-звезда с заземленными нейтралью. Нагрева трансформаторного бака вследствие токов небаланса в этом случае можно избежать, используя пятистержневой сердечник;

1 трансформатора через сопротивление, соединенного по схеме звезда-звезда [101], это предупреждает возникновение

реохдных процессов [100, 101] показаны, этого сопротивления должно составлять магнитизирующая трансформатора. Минимально является такое, которое ограничит амплитуду до величины, не большей, чем полный ток при коротком замыкании на его зажимах. Если может появиться относительно высокого замыкания в системе, то желательно

Таблица 5.12. Характеристики исследованных схем по исследованию феррорезонанса

Показатель	Схема 1 (рис. 5.45, а)	Схема 2 (рис. 5.45, б)	Схема 3 (рис. 5.45, в)	Схема 4 (рис. 5.45, г)
Длина кабеля, м	150	150	30	30
Тип кабеля	АСБ-6-3x70	АСБ-6-3x70	АДШВ-10-3x50	АДШВ-10-3x50
Тип трансформатора	ТМ-320/6	ТМ-320/6	ТМ-160/10	ТМ-160/10
Исследуемый режим (количество коммутируемых фаз)	1, 2	1, 2, 3	1, 2	1, 2, 3
Количество осциллограмм $K_{max}$	119	978	129	258
	4,8	6,4	4,0	7,0

изолировать его от первичной цепи с помощью раздельного трансформатора.

**Характеристики обследованных объектов.** Феррорезонансные перенапряжения определялись для схем, приведенных на рис. 5.45. Коммутировался трансформатор 6 и 10 кВ с кабелем в полнофазном (трехфазном) и неполнофазном (двухфазном или однофазном) режимах. Коммутации проводились при наличии в питающей сети однофазного замыкания на землю, когда эквивалентная ЭДС, приложенная к фер-

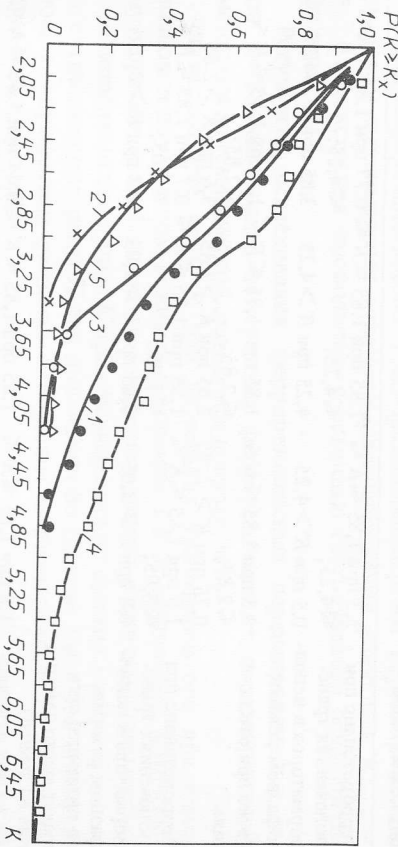


Рис. 5.46. Распределение вероятности превышения кратности феррорезонансных перенапряжений:

1 и 2 — для включения и отключения трансформаторов с кабелем в однофазных и двухфазных режимах; 3 и 4 — для отключения и включения трансформаторов с кабелем в однофазном и двухфазном режимах, а также при наличии в питающей сети замыкания на землю; 5 — для отключения и включения трансформатора с кабелем в трехфазном режиме и при наличии замыкания на землю в питающей сети

орезонансному контуру, имела величину, превышавшую фазное напряжение сети, и при отсутствии однофазного замыкания на землю, когда ЭДС была равна фазному напряжению сети.

Неоднофазные режимы создавались путем поочередного отсоединения одной и двух фаз кабеля со стороны питания, т.е. со стороны шинных вводов коммутирующего выключателя. Длина кабелей 30 и 150 м, мощность трансформаторов 160 и 320 кВ·А (табл. 5.12). Перед

Таблица 5.13 Характеристики годового количества коммутаций трансформатора в неполюфазных режимах

Вид коммутации	Годовое количество коммутаций		
	$\bar{N}_{\text{год}}$	$\sigma$	$N_{\text{год.мах}}$
Коммутация трансформатора с кабелем в неполюфазном режиме	0,5	0,2	1,1
То же при наличии замыкания на землю в питающей сети	0,3	0,1	0,6
Трехфазная коммутация трансформатора при наличии замыкания на землю в питающей сети	1	0,3	1,9

Таблица 5.14 Параметры законов распределения кратности феррорезонансных перенапряжений

Вид коммутации	$a$	$K$	$A$	
			$K$	$A$
Феррорезонанс при включенных трансформатора в неполюфазном режиме	3,3 при $1,85 \leq K \leq 4,25$ ; 0,5 при $K > 4,25$	$1,85 \leq K \leq 4,25$	$0,77$ при $1,85 \leq K \leq 4,25$ ;	$4,25$ при $K > 4,25$
			$3,85$ при $K > 4,25$	
То же при отключенных трансформатора в неполюфазном режиме	3,3 при $1,85 \leq K \leq 2,85$ ; 0,75 при $1,85 \leq K \leq 2,85$ ; 1,8 при $1,85 \leq K \leq 3,05$ ; 0,8 при $K > 3,05$	$1,85 \leq K \leq 3,05$	$1,5$ при $1,85 \leq K \leq 2,85$ ;	$3,6$ при $1,85 \leq K \leq 2,85$
			$2,85$ при $1,85 \leq K \leq 3,05$ ;	$2,7$ при $K > 3,05$
Феррорезонанс при включенных трансформатора в полнофазном режиме (в питающей сети имеет место замыкание на землю)	1,8 при $1,85 \leq K \leq 5,05$ ; 0,23 при $K > 5,05$	$1,85 \leq K \leq 5,05$	$0,64$ при $1,85 \leq K \leq 5,05$ ;	$5,05$ при $K > 5,05$
			$1,75$ при $1,85 \leq K \leq 5,05$ ;	$1,45$ при $1,85 \leq K \leq 3,85$ ;
Феррорезонанс при отключенных трансформатора в полнофазном режиме (в питающей сети имеет место замыкание на землю)	0,38 при $K > 3,85$	$3,85 \leq K > 3,85$	$9,8$ при $K > 3,85$	

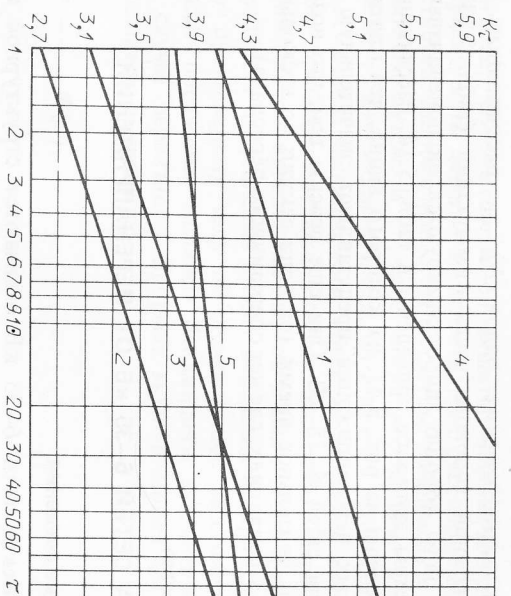


Рис. 5.47. Зависимость  $K_t$  для феррорезонансных перенапряжений. Обозначения см. на рис. 5.46

измерениями проверялась возможность возникновения феррорезонанса. Расчеты предсказывали возникновение феррорезонансных перенапряжений большой величины.

Зарегистрировано около 1500 фазоосциллограмм перенапряжений, при этом максимальная кратность перенапряжений равнялась  $K_{\text{мах}} = 7,0$ . Регистрация проводилась с помощью светолучевого осциллографа типа Н-115.

**Результаты исследования феррорезонансных перенапряжений в сетях 6–35 кВ.** Анализ измеренных феррорезонансных перенапряжений методами математической статистики показал, что:

статистические ряды  $K$  для включения трансформатора при однофазном и двухфазном режимах по схемам 1 и 3\* однородны, хотя коммутируемые трансформаторы с кабелями имеют различные параметры; однородны также ряды  $K$  при отключениях по схемам 1 и 3; статистические ряды  $K$  для включения по схемам 2 и 4 при однофазном и двухфазном режимах однородны и составляют одну генеральную совокупность;

однородны также ряды  $K$  при отключениях по схемам 2 и 4; коммутации включения и отключения по схеме 4 в трехфазном режиме приводят к одинаковым статистическим рядам  $K$ .

На рис. 5.46 приведены вероятности превышения  $K$  феррорезонансных перенапряжений для приведенных выше пяти статистических рядов.

\* Здесь и далее номера схем по табл. 5.12.

Проверка статистических рядов *М*-годов, рассчитанных с использованием значений годового числа коммутаций (табл. 5.13), показала, что эти ряды хорошо аппроксимируются экспоненциальным законом, параметры которого приведены в табл. 5.14. Рассчитанные значения *K* приведены на рис. 5.47, из которого видно, что кратности феррорезонансных перенапряжений представляются значительно опасностью для изоляции сетей 6–35 кВ. Они еще опасны тем, что воздействуют на изоляцию длительное время (от доли секунды до нескольких часов, особенно на подстанциях, где нет оперативного персонала).

#### Глава шестая

### ЗАЩИТА СЕТЕЙ 6–35 КВ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

#### 6.1. Общие сведения

Электрические сети 6–35 кВ отличаются структурной неоднородностью: видом связи с воздушными линиями, по которым возможно проникновение на оборудование перенапряжений; длиной линий электропередачи (от сотен метров до 100 км и более); типом линии (воздушная и кабельная) и т.д. Поэтому по условиям защиты от перенапряжений эти сети целесообразно разбить условно на три группы: распределительные, генераторного напряжения, собственных нужд электростанций.

Для распределительных сетей наибольшую опасность представляют атмосферные перенапряжения, которые могут привести к повреждениям как элементов ВЛ, так и оборудования подстанций. Для сетей генераторного напряжения и собственных нужд электростанций наряду с атмосферными значительно опасностью представляются и внутренние перенапряжения, причем степень опасности обоих видов перенапряжений определяется наличием связи с ВЛ и видом этой связи, а также мощностью генераторов.

Для защиты сетей 6–35 кВ от перенапряжений используется комплекс специальных средств, к основным элементам которого относятся молниезащиты, искровые промежутки (ИП), разрядники, нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН), конденсаторы и кабельные вставки.

**Защитное действие молниезащиты**, которые по типам подразделяются на стержневые и тросовые, характеризуется вероятностью прорыва молнии на защищаемый объект. Последняя определяется как отношение числа разрядов молнии в защищаемый объект к полному числу разрядов молнии в системе объект–молниезащиты–земля при наиболее неблагоприятном расположении точки ориентировки молнии по отношению к объекту. Пространство вблизи молниезащиты, внутри которого вероятность прорыва молнии ниже достаточной для практи-

ки величины, называется зоной защиты молниезащиты. Для определения границ зоны защиты молниезащиты, расположенных на равнинной местности, широко известны формулы, например, в [37], полученные опытным путем. В случаях, когда необходимо учесть защитное действие не только молниезащиты, но и других проводящих тел, расположенных вблизи защищаемого объекта, например горных склонов, в первом приближении используется электрогеометрическая теория. В ее основе лежит предположение, что канал лидера молнии развивается в случайном направлении до тех пор, пока не приблизится к заземленному проводящему телу на определенное расстояние, после чего происходит поражение молнией ближайшего заземленного предмета. В этом случае вероятность прорыва молнии может быть приближенно вычислена по выражению

$$P_{\text{пр}} = \frac{1}{2} - \Phi(z),$$

где  $\Phi(z)$  — табулированная функция нормального закона распределения;  $z$  — аргумент, вычисляемый по выражению [102]

$$z = \frac{S_1 - S_2}{k\sqrt{S_1^2 + S_2^2}},$$

где  $S_1, S_2$  — воздушные промежутки между головкой канала лидера и вершинами заземленных объектов;  $k = 0,07 + 0,008D$ ;  $D$  — расстояние между вершинами заземленных объектов, м.

Для защиты открытых распределительных устройств станций и подстанций от прямых ударов молнии используют систему стержневых молниезащит, охватывающих своими зонами защиты (с учетом их коллективного действия) все оборудование станций и подстанций.

Тросовые молниезащиты в сетях 6–35 кВ используются в соответствии с требованиями ПУЭ [5] только на подходах ВЛ 35 кВ к подстанциям.

**Защитное действие искрового промежутка** основано на следующем принципе. Для предотвращения перекрытия или пробоя рассматриваемой изоляционной конструкции ИК (рис. 6.1) параллельно ей выполняется искровая промежутки ИЦ, вольт-секундная характеристика которой (кривая 1 на рис. 6.2) должна лежать ниже вольт-секундной характеристики защищаемой изоляции (кривая 2). При соблюдении этого требования набегающая импульсная волна (кривая 3) вызывает прорыв ИЦ, после чего напряжение на изоляции определяется падением напряжения на ИЦ и изоляции. Серьезным недостатком искровых промежутков, ограничивающим их применение, является отсутствие способности гашения дуги протекающего по пути импульсного пробоя тока промышленной частоты, что приводит к отключению установки.



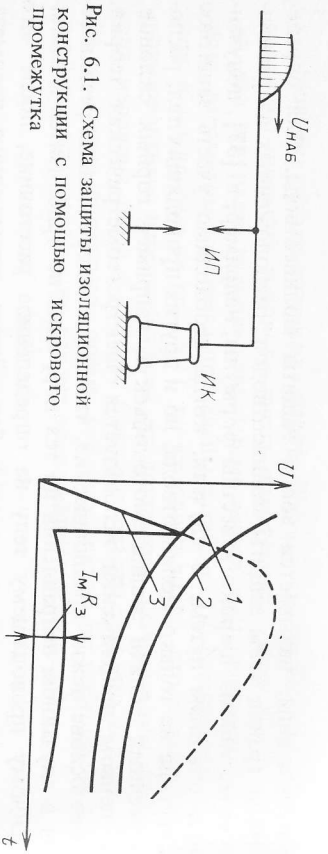


Рис. 6.1. Схема защиты изоляционной конструкции с помощью искрового промежутка

Рис. 6.2. Координаты вольт-секундных характеристик искрового промежутка и защищаемой изоляции

**Защитное действие разрядников**, наиболее широко используемых в эксплуатации, основано на том же принципе, что и искровых промежутков. Особенностью разрядников является гашение дуги сопровождающего тока за время, меньшее времени действия релейной защиты на отключение установки. Для защиты сетей от перенапряжений применяются два типа серийно выпускаемых разрядников — вентилярный и трубчатый. В вентилярных разрядниках гашение дуги происходит благодаря уменьшению сопровождающего тока с помощью нелинейного сопротивления, включенного последовательно с искровым промежутком, в трубчатых разрядниках — за счет интенсивного продолжительного дутья.

Предварительный анализ показывает, что защитные аппараты должны быть рассчитаны: в сетях генераторного напряжения и распределительных сетях на импульсные токи  $\sim 5$  кА, в сетях собственных нужд при наличии непосредственной связи с воздушными линиями на импульсные токи  $\sim 5$  кА, при отсутствии непосредственной связи — на коммутационные токи  $\sim 200-300$  А.

**Вентильные разрядники.** Основными элементами вентилярного разрядника (РВ) являются многократный искровой промежуток и соединенный последовательно с ним резистор с нелинейной вольт-амперной характеристикой. После пробоя искровых промежутков импульсный ток протекает через резистор, причем с увеличением этого тока остается напряжение  $U_{ост}$  на резисторе слабо возрастает. Импульсное пробивное напряжение искрового промежутка  $U_{пр}$  и близко к нему  $U_{ост}$  должны быть на 20–25 % ниже импульсной прочности изоляции (координатный интервал). При протекании по пути импульсного пробоя тока промышленной частоты сопротивление резистора резко возрастает, так как рабочее напряжение существенно ниже амплитуды перенапряжений. Это приводит к уменьшению тока промышленной частоты, и при переходе через нуль дуга гаснет. Наибольшее напряжение на разрядни-

ке, при котором гаснет дуга, называется напряжением гашения  $U_{гаш}$ , а соответствующий ток — током гашения  $I_{гаш}$ . Защитные свойства вентилярного разрядника характеризуют импульсное пробивное напряжение искрового промежутка и остающееся напряжение на рабочем сопротивлении разрядника при протекании импульсного тока. У идеального разрядника импульсное пробивное напряжение не должно зависеть от критичного фронта волны перенапряжения, а остающееся напряжение должно оставаться постоянным и равным импульсному пробивному напряжению при любых протекающих через разрядник токах, что практически осуществить не удается. Совершенствование вентилярных разрядников шло двумя путями — использованием средств для повышения интенсивности дуготушения (магнитное дутье, гашение в диэлектрической щели и т.п.) и применением резисторов из более термостойких материалов.

В настоящее время для защиты сетей 6–35 кВ промышленностью выпускаются вентилярные разрядники четырех групп (табл. 6.1): группа I (тяжелого режима) для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений; группы II–IV (легкого режима) соответственно серий РВМ (РВМТ, РВМО), РВС и РВП для защиты от грозовых перенапряжений. Кроме того, разработаны комбинированные вентилярные разрядники для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений с большими энергиями.

**Трубчатые разрядники.** Трубчатые разрядники представляют собой защитные аппараты выхлопного типа многократного действия. В трубчатых из газогенерирующего материала заключен внутренний искровой

Таблица 6.1. Характеристики вентилярных разрядников

Тип разрядника	Номинальное напряжение при частоте 50 Гц в сухом состоянии и под дождем, действующее значение, кВ	Пробивное напряжение разрядника при частоте 50 Гц в сухом состоянии и под дождем, действующее значение, кВ		Импульсное пробивное напряжение при частоте 50 Гц в сухом состоянии и под дождем, действующее значение, кВ	Остающееся напряжение разрядника, кВ, при импульсном токе длительностью 8 мкс с максимальными значениями	Номер группы		
		не менее	не более					
РВД-6	7,5	15	18	14	14	16	18	I
РВД-10	12,7	25	30	23,5	23,5	26,5	30,5	I
РВМ-6	7,5	15	18	15,5	17	18	20	II
РВМ-10	12,7	25	30	25,5	28	30	33	II
РВМ-35	40,5	75	90	116	97	105	116	II
РВС-35	40,5	78	98	125	122	130	143	III
РВО-6	7,5	15	18	14	14	16	18	IV
РВО-10	12,7	25	30	23,5	23,5	26,5	30,5	IV

промежуток, образованный стержневыми и кольцевыми электродами. Трубку отделяет от рабочего напряжения внешний искровой промежуток.

При нарастании волны перенапряжений оба промежутка пробиваются и импульсный ток отводится в землю. Под действием высокой температуры створа дуги тока короткого замыкания, возникающего по пути импульсного пробоя, возникает интенсивное газотенерирование. В результате этого происходит охлаждение и деионизация внутреннего искрового промежутка, а давление в трубке увеличивается до десятика атмосферы. Газы, устремляясь к открытому концу трубки, создают продольное дутье, которое при первом же прохождении тока через нулевое значение гасит дугу.

Трубчатые разрядники выбираются по номинальному напряжению сети и току, который надежно гасится. Интенсивность газообразования в трубке зависит от значения протекающего тока. Поэтому существует нижний предел отключаемого разрядником тока, при котором происходит надежное гашение дуги тока промывленной частоты за один-два полупериода. В то же время при больших токах давление в трубке может оказаться достаточным для разрушения (разрыва) трубки, т.е. существует и верхний предел отключаемого тока.

Смещение предела упомянутого тока в сторону меньших значений может быть достигнуто за счет уменьшения диаметра канала и увеличения внутреннего искрового промежутка разрядника. Увеличение диаметра канала и уменьшение внутреннего промежутка приводит к обратному эффекту. В качестве газотенерирующего материала в трубчатых разрядниках применяются винипласт — разрядники типа РТВ и фибра —

Таблица 6.2. Характеристики трубчатых разрядников

Тип разрядника	Номинальное напряжение при стандартной волне, кВ	Импульсное пробивное напряжение при стандартной волне, кВ	при 2 мкс		Пределы тока отключения, действующее значение, кА
			наименьшее	в сухом состоянии	
РТФ-6	6	75	65	33	30
РТФ-10	10	80	70	40	38
РТФ-10	10	80	70	40	38
РТВ-10	10	80	70	40	38
РТВ-10	10	80	70	40	38
РТФ-35	35	230	200	95	80
РТФ-35	35	230	200	95	80
РТФ-35	35	230	200	95	80
РТФ-35	35	230	200	95	80

разрядники типа РТФ. Основные электрические характеристики ипользуемых в сетях 6—35 кВ трубчатых разрядников приведены в табл. 6.2. Достоинствами трубчатых разрядников являются их относительная простота и низкая стоимость, а к основным недостаткам можно отнести крутую вольт-секундную характеристику в области малых времен и наличие предельных отключаемых токов.

**Защитное действие ограничителей перенапряжений** заключается в том, что при воздействии на них перенапряжений проводимость ОПН резко увеличивается и волна тока отводится в землю. Ограничители перенапряжений, выполненные на основе высокоомнейнейных резисторов, подключаются параллельно защищаемому оборудованию без искрового промежутка. Ограничители перенапряжений подбирают таким образом, чтобы при номинальном напряжении промышленной частоты ток через резистор не превышал 0,1 мА. Благодаря высокой нелинейности вольт-амперных характеристик применяемых оксидно-цинковых резисторов остающиеся напряжение при импульсном токе не превышает импульсную прочность изоляции защищаемой установки. К приложению с увеличением протекающего через резистор тока с  $10^{-4}$  до 2500 А напряжение на ОПН возрастает примерно на 40 %.

**Защитное действие конденсаторов** заключается в снижении крутизны фронта импульсов перенапряжений на зажимах электрических машин. Конденсатор устанавливается параллельно защищаемому оборудованию и служит для ликвидации колебательной составляющей напряжения на зажимах машин. Обычно длительность фронта импульса волны перенапряжения на зажимах электрических машин увеличивается за счет подключения конденсатора емкостью около 0,1—0,5 мкФ до 20—50 мкс.

**Защитное действие кабельной вставки** заключается в следующем. При срабатывании разрядника, установленного в месте перехода ВЛ в кабель, жила кабеля соединяется с оболочкой. Вследствие поверхностного эффекта ток вытесняется с жилы на оболочку кабеля. Если кабель проложен непосредственно в земле, что практически всегда имеет место, то часть тока стекает с оболочки на землю, а оставшая часть замыкается через заземляющий контур станции. Напряжение между жилой и оболочкой кабеля в этом случае определяется падением напряжения на активной сопротивлении оболочки кабеля и обычно бывает значительно ниже импульсной прочности изоляции машины.

**6.2. Защита ВЛ 6—35 кВ от грозозовых перенапряжений**

Вентильные разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений являются основными средствами защиты электрооборудования станций и подстанций и устанавливаются вблизи защищаемого оборудования. Характеристики данных защитных устройств обеспечивают надежную защиту оборудования лишь от волн перенапряжений, возникающих

при удаленных разрядах молнии. При близких разрядах молнии амплитуда и крутизна импульсной волны перенапряжения могут оказаться выше защитных характеристик РВ и ОПН, поэтому подходы воздушных линий на деревянных опорах дополнительно защищают с помощью трубчатых разрядников. Обычно устанавливаются два комплекта РТ — в начале и конце подхода. Число и расположение разрядников и ОПН на подстанции и на подходах определяются в зависимости от схемы соединения, мощности трансформаторов, уровня изоляции из требуемого критерия (показателя) надежности грозозащиты. Согласно ПУЭ [5] трубчатые разрядники устанавливаются также для защиты опор с ослабленной изоляцией, мест переключения воздушных линий между собой, с линиями связи, трамвайно-троллейбусными линиями и т.д., изоляции опор высоких переходных пролетов, кабельных вставок и т.д.

Воздушные линии 6–35 кВ в отличие от линий более высокого класса напряжения не имеют тросовой защиты, за исключением особо ответственных линий 35 кВ на металлических и железобетонных опорах. Применение грозозащитных тросов на ВЛ 6–35 кВ на металлических или железобетонных опорах малоэффективно. Это обусловлено импульсной прочностью изоляции таких линий, что приводит к высокой вероятности обратных перекрытий при нормированных сопротивляющих напряжениях опор. Существенное уменьшение  $R_3$  опор на этих линиях является экономически невыгодным из-за большого расхода металла на заземлители.

Расматриваемые ВЛ 6–35 кВ имеют ряд особенностей, создающих благоприятные условия для их работы в грозовых условиях. Во-первых, эти линии работают в сетях с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью, что способствует гашению дуги при однофазных замыканиях на землю. Во-вторых, данные линии выполняются, как правило, на опорах относительно небольшой высоты, что обеспечивает меньшую их порождаемость прямыми ударами молнии, в том числе и за счет экранирования другими объектами: зданиями, ВЛ более высокого напряжения, деревьями и т.д.

Линии 6–35 кВ на деревянных опорах без ослабленных точек, как показывают приведенные выше результаты расчетов и данные опыта эксплуатации, имеют достаточно высокие показатели надежности работы при грозах. Это связано с увеличением импульсной прочности за счет использования изоляции дерева траверсы и стойки опор и уменьшения вероятности перехода импульсного перекрытия в дугу тока короткого замыкания. Как было показано в гл. 2, деревянные опоры при шеплении шунтируют сплошным токопроводом или бандажами или устанавливаются на них искровые промежутки. Кроме того, для защиты опор, ограждающих пролеты пересечений с другими линиями, высокие переходные пролеты и т.д., на них устанавливаются защитные промежутки.

Наличие на ВЛ с деревянными опорами ослабленных точек не позволяет реализовать упомянутые выше преимущества этих линий, что

подтверждается представленными в предыдущих главах расчетными и эксплуатационными данными. Наиболее эффективным средством защиты опор с ослабленной изоляцией могла бы послужить установка на таких опорах трубчатых разрядников. Однако опыт эксплуатации РТ [17, 18] показывает, что 10–15 % грозовых отключений ВЛ происходит при повреждении самих разрядников.

Характерными повреждениями РТ являются перекрытия по поверхности, разрыв дуготвоящих трубок или вырыв фибробакепитовых трубок из металлических наконечников. Перекрытия вызывается плохим качеством наружной поверхности разрядников, неправильной их установки и нарушением координации величин разрядных промежутков. Разрушение разрядников может быть вызвано большими токами, скрытыми дефектами дуготвоящих трубок, несоответствием пределов отключаемых токов току короткого замыкания. К повреждениям разрядников приводит также неправильная их установка на опорах, а именно расположение РТ такими образом, что зоны выхлопа разрядников разных фаз пересекаются, установка РТ выхлопным отверстием вверх, что приводит к заполнению трубки водой и разрушению разрядника вследствие электродинамического удара при протекании импульсного тока. Кроме того, нередки случаи срабатывания разрядников на рабочем напряжении при перекрытии внешнего искрового промежутка птицами.

Для защиты ослабленных точек на линиях электропередачи во время гроз может быть использован разрядник взрывного действия (РВД) [103], который не имеет недостатков, присущих трубчатым разрядникам, и позволяет гасить токи короткого замыкания за время, меньшее времени действия релейной защиты на отключение ВЛ. Это достигается за счет использования явления электрического взрыва проводников. Электрическим взрывом проводников (ЭВП) называется явление взрывообразного разрушения металлического проводника при прохождении через него тока большой плотности. Явление ЭВП сопровождается яркой вспышкой, резким звуком, ударной волной в окружающей среде, дисперсированием материала проводника на частицы размером до долей микрон.

Общий вид РВД и способ его установки к примеру на опоре ВЛ 10 кВ показаны на рис. 6.3. Защитный промежуток  $S$  между фазным проводом (электродом) и взрывающимся проводниками согласно ПУЭ [5] должен быть не менее 60 мм.

При приходе волны атмосферного перенапряжения к опоре, на которой установлен разрядник взрывного действия, пробивается искровой промежуток между фазным проводом и одной из проводочек. По пути импульсного перекрытия устанавливается ток короткого замыкания промышленной частоты, который должен привести к взрыву проводочки. Следовательно, необходимо подбирать такие параметры проводочки, чтобы она не взрывалась при протекании импульсного тока мол-

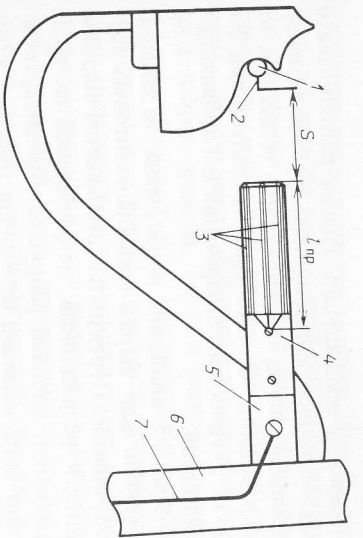


Рис. 6.3. Общий вид установки разрядника взрывного действия на деревянной опоре: 1 — фазный провод; 2 — электрод; 3 — взрывощипс проволоки; 4 — корпус разрядника; 5 — стальной уголок для крепления разрядника к опоре; 6 — тело опоры; 7 — токопровод

нии, но гасила дугу тока промышленной частоты за время, меньшее времени действия релейной защиты на отключение выключателя, т.е. при выполнении условий

$$N_k \gg N_m \quad (6.1)$$

и

$$t_{взр} < t_{р.з} \quad (6.2)$$

где  $N_k = I_D^2 t_{взр}$  — интеграл действия тока, А·с;  $I_D$  — действующее значение тока короткого замыкания, А;  $t_{р.з}$  — время действия релейной защиты, которое должно быть меньше времени термического воздействия ( $t_T$ ) тока короткого замыкания на выключатель (для выключения 10 кВ  $t_T$  составляет 0,7–1,0 с [104]);  $t_{взр}$  — время, в течение которого должно быть ликвидировано короткое замыкание, с.

Поэтому с учетом (6.2) можно принять  $t_{взр} = 0,5$  с.

$$N_m = I^2 t_m$$

где  $t_m = 100 \cdot 10^{-6}$  с — среднестатистический максимум длительности разряда молнии.

При выполнении условия (6.1) сечение взрывающейся проволоки определяется из соотношения

$$S_{п} = \sqrt{\frac{N_k}{h_{и}}}$$

где  $h_{и} = 1,7 \cdot 10^5 \text{ A}^2/\text{мм}^4$  — удельный интеграл действия тока для медного проводника [105].

После взрыва проволоки наступает пауза тока. Расширяющиеся продукты взрыва некоторое время выдерживают остаточное напряжение источника, в определенный момент происходит пробой промежутка ЭВЛ, и начинается дуговая стадия. В зависимости от условий длительность паузы может стремиться к бесконечности (отключение то-

ка) либо стадия паузы может отсутствовать, т.е. пробой происходит сразу.

В [106] установлено, что при выполнении условия

$$I_n > I_{кр} \quad (6.3)$$

где  $I_{кр} = U_{р max}/E_{кр}$  — критическая длина, которая отделяет взрыв с паузой от взрыва без паузы;  $U_{р max}$  — максимальное рабочее напряжение линии, кВ;  $E_{кр} = 3 \text{ кВ/см}$  — напряженность, получения автарами [106], дуговая стадия не возникает, т.е. происходит взрыв с бесконечной паузой.

Кроме того, длина проволочек должна выбираться из условия

$$l_n \gg l_{min} \text{ доп} - S, \quad (6.4)$$

где  $l_{min} \text{ доп} = 150 \text{ мм}$  — минимально допустимое расстояние от токоведущих частей до заземленных [5].

Тогда  $l_n \text{ min} = 90 \text{ мм} > I_{кр} = 33 \text{ мм}$ , т.е. выполняются условия (6.3) и (6.4).

Для многократного срабатывания разрядник взрывного действия снабжен несколькими параллельными проволочками. Эксперименты, выполненные на установке ГИН-400 в НИИ высоких напряжений при Томском политехническом институте, показали, что разряд всегда происходит только на одну проволочку, а при ее сторании происходит перекрытие между высоковольтным электродом и второй проволочкой. **Автоматическое повторное включение.** Эффективным мероприятием, снижающим грозовую аварийность линий, является автоматическое повторное включение (АПВ). Практически все виды АПВ существенно повышают надежность работы линий электропередачи во время гроз, снижая при этом народнохозяйственный ущерб вследствие перерывов электроснабжения потребителей. В отдельных случаях АПВ является единственной мерой грозозащиты (например, на ВЛ 6–10 кВ с железобетонными опорами [24]). Поэтому представляет интерес анализ работы этих устройств в энергосистемах. Коэффициент успешности АПВ на ВЛ 6–20 кВ приведен ниже:

Страна, энергосистема	Свердловск-энерго [20]	Горно-энергостро [14]	Куста-найнер-энерго [2]	Томск-энерго [16]	Великобритания [19]	ФРГ [16]	НРБ [19]
Успешность АПВ	0,5	0,54	0,40	0,57	0,5	0,42	0,43

Относительно низкий коэффициент успешности АПВ ( $K_{усп}$ ) по сравнению с ВЛ высших классов напряжения (110 кВ и выше), где он превышает 0,85, обусловлен в основном малой бестоковой паузой этих устройств и повреждаемыми изоляторами из-за их низкого качества, а на ВЛ с деревянными опорами — также шеплением последних. Как уже

Таблица 6.3. Анализ работы АПВ и ручного включения ВЛ 10 кВ

Энергосистема	Материал опор	$K_{уc}$	$K_{р.уc}$	$K_{уc.у}$
Томская энергосистема	Дерево	0,60	0,54	0,82
	Железобетон	0,41	0,75	0,85
Кустанайская энергосистема	Дерево	0,41	0,52	0,71
	Железобетон	0,33	0,75	0,83

отмечалось выше, цепление деревянных опор можно предотвратить их шунтированием при соответствующей защите ослабленных точек, а количество изоляторов в будущем должно быть значительно повышено благодаря усилиям многих научно-исследовательских организаций. Поэтому более подробно остановимся на величине бестоковой паузы АПВ.

Известно, что полная длительность вспышки отрицательной молнии, являющейся суммой всех компонентов, колеблется от единиц миллисекунд до 1,5–2 с, в то время как бестоковая пауза АПВ рассматриваемых ВЛ не превышает 0,5 с. Следовательно, при длительных рядах молний АПВ этих линий может происходить в момент, когда на ВЛ еще имеется перенапряжение. Естественно, что в этих случаях автоматическое повторное включение линий будет неуспешным. В связи со сказанным представляется разумным предложение автора [42] об увеличении паузы АПВ или применении двукратного АПВ с паузой второго пика 10–20 с. При использовании двукратного автоматического повторного включения (первая пауза — 2 с, вторая — 15–20 с) на сельских ВЛ 6–10 кВ Мосэнерго  $K_{уc}$  увеличился на 15–20% [107]. Косвенным подтверждением эффективности увеличения паузы АПВ служат показатели табл. 6.3, в которой наряду с коэффициентом успешности АПВ приведен также коэффициент успешности повторного ручного включения ( $K_{р.уc}$ ).

Если бы на рассматриваемых ВЛ было установлено двукратное АПВ и вместо успешного ручного включения успешно сработал бы второй пик АПВ, то в этом случае условный коэффициент успешности АПВ ( $K_{уc.у}$ ) мог бы достигнуть значений, указанных в табл. 6.3. Условный коэффициент успешности АПВ близок к показателю  $K_{уc}$  ВЛ 110 кВ.

Из табл. 6.3 видно, что успешность АПВ линий на деревянных опорах выше, чем АПВ линий на железобетонных опорах, что согласуется с теоретическими предположениями: во-первых, вероятность перехода импульсного перенапряжения в устойчивую силовую дугу на деревянных опорах ниже, во-вторых, на деревянных опорах условия гашения дуги лучше за счет дуготгасящих свойств дерева. Поэтому неуспешная работа АПВ этих линий связана в основном с повреждением опор. Следовательно, увеличение бестоковой паузы АПВ даст наибольший эффект на линиях с железобетонными опорами, о чем свидетельствуют и показатели табл. 6.3.

Анализ опыта эксплуатации линий 10 кВ показал, что устройства АПВ используются неэффективно. Так, в ЦПЭС Кустанайэнерго при 517 грозовых отключениях эти устройства были введены в работу лишь в 46% случаев. Работники энергосистем объясняют вывод АПВ из работы во время гроз невысоким коэффициентом успешности автоматического повторного включения, что приводит к дополнительным расходам на выключение. Это вызывает свою очередь необходимость более частого вывода выключателей на ревизию или в текущий ремонт.

Этот довод можно опровергнуть следующими рассуждениями. В § 1.2 было показано, что грозовые отключения составляют 15–40% общего числа аварийных отключений. Следовательно, число грозовых отключений, при которых АПВ было выведено, не превышает 20%. Тогда с учетом  $K_{уc} = 0,5$  число дополнительных срабатываний выключателя при 100%-ном использовании АПВ во время гроз составит менее 10% общего числа аварийных отключений. Следует заметить, что влияние 100%-ного использования устройств АПВ на вывод выключателей в ревизию практически будет еще меньше. Это обусловлено тем, что необходимость ревизии зависит от числа срабатываний выключателя и тока короткого замыкания [104]. Сельские линии 10 кВ достаточно протяженные ( $l_{ср} = 21,3$  км), поэтому число коротких замыканий с максимальными токами невелико, причем это относится в большей степени к грозовым отключениям, так как линии электропередачи менее всего подвержены воздействию атмосферных перенапряжений вблизи подстанций вследствие экранирования. Аварийные отключения с максимальными токами короткого замыкания наиболее вероятны при возникновении ситуаций с набросами, наездами, расстрелами изоляторов и их количество зависит от уровня профилактических мероприятий. Из сказанного следует, что использование АПВ при всех грозовых отключениях приведет к незначительному увеличению числа ревизий выключателей, но в то же время позволит уменьшить число перерывов электроснабжения потребителей во время гроз на 20–25%.

### 6.3. Защита сетей генераторного напряжения

Сети генераторного напряжения могут быть непосредственно связаны с воздушными линиями или связаны с ними через трансформаторы. В первом случае устанавливаемые в сети генераторного напряжения защитные аппараты, как отмечалось выше, рассчитаны только на ограничение грозовых перенапряжений. Поэтому генератор и примыкающая к нему сеть практически не защищаются от внутренних перенапряжений.

Тенденция роста единичной мощности генераторов обуславливает более жесткие требования к их надежности и соответственно к обеспечению глубокого ограничения уровня воздействующих на них пере-

пряжений. Такие генераторы, как правило, связаны с воздушными сетями через трансформатор, который защищен со стороны высокого напряжения вентилярными разрядниками или нелинейными ограничителями перенапряжений.

По данным ЛПИ имени М.И. Калинина [61] грозовые перенапряжения при неблагоприятных сочетаниях оборудования блока трансформатор — генератор превышают на 20–80 % уровень испытательных напряжений. Однако в настоящее время средства защиты изоляции генераторов от кратковременных перенапряжений практически отсутствуют. Так, например, разрядники типа РВМ (группы II на 20 кВ) имеют амплитуду импульсного пробивного напряжения, равную 74 кВ, пробивное напряжение на частоте 50 Гц от 47 до 56 кВ и остающееся напряжение при токе 3 кА 62 кВ. Это соответствует кратности перенапряжений более 4,0, что значительно превышает испытательное напряжение при профильных испытаниях генераторов большой мощности в эксплуатации ( $1,5 U_{ном}$ ) [63].

Таким образом, используемые в генераторных сетях вентилярные разрядники практически не ограничивают перенапряжения, в то время как в процессе эксплуатации генераторы достаточно часто испытывают грозовые и внутренние воздействия, превышающие значение испытательного напряжения. В связи с этим возникает необходимость разработки и внедрения защитных устройств для ограничения перенапряжений на изоляции генераторов. Эти устройства должны быть рассчитаны на время приключения напряжения  $1,2 U_{ном}/\sqrt{3}$  в течение нескольких десятков лет, выдерживать в течение нескольких секунд напряжение  $1,2 U_{ном}$  и иметь остающееся напряжение при грозовом режиме их работы через трансформатор, защищенный в соответствии с требованиями руководящих указаний, не превышающее  $(1,5-1,7)\sqrt{2} U_{ном}$ .

#### 6.4. Защита сетей собственных нужд

Сети собственных нужд электростанций имеют различные схемы связи с воздушными линиями. У генераторов малой мощности защиту сети собственных нужд имеют непосредственную связь с генераторами и с воздушными линиями.

Сети собственных нужд крупных генераторов не имеют непосредственной связи с воздушными линиями. Они с ними связаны через двойную трансформаторную связь: трансформатор блока и трансформатор от генераторного напряжения (например, 20 кВ) на напряжение собственных нужд.

По литературным данным в сетях собственных нужд электростанций внутреннее перенапряжение могут превысить испытательное напряжение электродвигателей, имеющих наименьший уровень изоляции по всему оборудованию сетей собственных нужд. Вместе с тем эти сети в большинстве случаев не имеют специальных защитных аппаратов, огра-

нивающих внутреннее перенапряжение. Лишь только на некоторых крупных электростанциях в сети собственных нужд 6 кВ для опытной эксплуатации установлены нелинейные ограничители перенапряжений и вентилярные разрядники 6 кВ на базе элементов разрядников серии РВМК.

Установка защитных аппаратов, характеристики которых скоординированы с уровнем изоляции оборудования сетей собственных нужд, приводит к снижению уровня внутренних перенапряжений, уменьшению аварийности изоляции и повышению тем самым надежности работы блока. Для обеспечения эффективного ограничения перенапряжений защитные аппараты должны удовлетворять следующим требованиям: выдерживать в течение нескольких десятков лет напряжение промышленной частоты  $1,2 U_{ном}/\sqrt{3}$ , а в течение нескольких минут — максимальное рабочее напряжение, равное  $1,2 U_{ном}$ . Остающееся напряжение на защитном аппарате в расчетном режиме не должно превышать  $1,7\sqrt{2} U_{ном}$ .

При четкой настройке дугогасящего реактора внедрение новых защитных аппаратов без искровых промежутков и с улучшенными защитными характеристиками позволит существенно снизить уровень воздействующих на изоляцию внутренних перенапряжений, при этом уровень грозовых перенапряжений окажется не превышающим его значения при использовании вентилярных разрядников. Применение новых защитных аппаратов — нелинейных ограничителей перенапряжений — даст наибольший эффект в кабельных сетях, в которых грозовые воздействия не представляют опасности для изоляции.

#### ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Комплексная методика анализа опыта эксплуатации, расчетов, непосредственных измерений на действующих линиях, подстанциях и электрических машинах высокого напряжения в условиях эксплуатации, а также специальных опытов прошла опробование в сетях 6–35 кВ ряда энергосистем СССР и в подведомственных сетях. Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие основные выводы.

1. При оценке надежности грозозащиты воздушных линий неучет индуктированных перенапряжений и ослабленных точек может привести к существенным ошибкам.
2. Подстанции обладают показателем грозозащиты (надежности) около 100 лет. С учетом массового строительства и эксплуатации таких подстанций упомянутый показатель грозозащиты должен быть увеличен с помощью защитных аппаратов с улучшенными характеристиками и их более рациональной установкой на подстанциях и на подходах к ним.
3. Уровень внутренних перенапряжений (дуговых, коммутационных и феррорезонансных) в ряде случаев превосходит не только запас об-

лученной изоляции, но и полной изоляции электрооборудования распределительных сетей. Значительную опасность эти перенапряжения представляют для электро двигателей напряжением выше 1 кВ, синхронных конденсаторов и генераторов.

4. Грозозащита и защита от внутренних перенапряжений изоляции распределительных сетей должны быть пересмотрены с разработкой универсальных защитных аппаратов, которые совместно со схемными мероприятиями помогут в значительной степени снизить аварийность в энергосистемах.

5. Необходимо продолжить работы по обобщению опыта эксплуатации, расчетов, моделирования и измерений, направленных на глубокое ограничение перенапряжений в распределительных сетях, сетях собственных нужд электростанций и сетях генераторного напряжения.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ченга К., Оуа С. Investigation of Lightning Damages on Distribution Lines // IEEE Trans. Power Appar. Syst. 1968. Vol. 87. P. 1018-1025.
2. Ford D.V. The British Electricity Board's national fault and interruption reporting scheme—objectives and operating experience // IEEE Trans. Power Appar. Syst. 1972. № 5. P. 2179-2188.
3. Лихачев Ф.А. Повышение надежности распределительных сетей 6-10 кВ // Электрические станции. 1981. № 11. С. 51-56.
4. Вильгейм Р., Уотерс М. Заземление нейтралей в высоковольтных системах. М.-Д.: Госэнергоиздат. 1959.
5. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. — 6-е изд., перераб. и доп. М.: Энергоатомиздат, 1986.
6. ГОСТ 27.002-83. Надежность в технике. Термины и определения. М.: Издво стандартов, 1983.
7. Барг И.Т., Эдельман В.И. Воздушные линии электропередачи: Вопросы эксплуатации и надежности. М.: Энергоатомиздат, 1985.
8. Patton A.D. System reliability evaluation considering Post-Fault switching and incomplete redundancy // Ind. Summer. Power Syst. Techn. Conf., Pittsburg, Pa., 1977. New York, 1977. P. 96.
9. Тиндудлин Ф.А., Дульзон А.А. О качестве исходной информации об авариях в сети ВЛ // Изв. вузов СССР. Энергетика. 1984. № 5. С. 41-43.
10. Шулов Б.С. Напряжение 20 кВ в электрических сетях Латвийской ССР // Электрические станции. 1968. № 3. С. 20-23.
11. Кутае С.Б. Повышение надежности сельских электрических сетей Литовской Республики // Энергетик. 1982. № 2. С. 21-23.
12. Будзко И.А., Броникский М.А., Выскирка А.С. Сравнение сельских кабельных и воздушных ЛЭП // Энергетик. 1978. № 7. С. 13-17.
13. Усманов Ф.Х., Максимов В.А. Опыт эксплуатации реконструированных сельских ВЛ 6-10 кВ Башкирэнерго // Энергетик. 1981. № 3. С. 31-32.
14. Тураев В.А. Повреждение в распределительных сетях 6-10 кВ // Электрические станции. 1972. № 5. С. 62-67.
15. Hurstall M.L., West M.G. Scheiding 13,8-kV Distribution Circuits // Power Appar. Syst. 1959. № 45. P. 1056-1065.
16. Stühewald H. Kampf die Gewitterschutz von Mittel- und Hochspannungsnetzen nach verbessert werden? // Elektrizitätswirtschaft. 1965. Vol. 3, № 64. P. 62-64.
17. Коршунов А.П., Смиренский В.М. Аварийные и плановые отключения в сельских электрических сетях // Электрические станции. 1968. № 7. С. 46-50.
18. Барг И.Х., Валк Х.Я., Комаров Д.Т. Современное состояние обслуживания электрических сетей 0,4-20 кВ в сельской местности. М.: Энергия, 1980.
19. Иорданов Н. Исследования на повреждение и изоляционности по электроприводу и трансформаторного постов 20 кВ в районе на электроснабжении предприятия в гр. Пловдив // Годшин Энергопроект Г-59. 1969. Т. 2, № 13. С. 57-74.

20. Карамзин А.П. Отключение и повреждение в сетях 35, 10 и 6 кВ при грозах // Электрические станции. 1971. № 7. С. 60-64.
21. ГОСТ 1516.1-76. Электрооборудование переменного тока на напряжение от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. М.: Изд-во стандартов, 1985.
22. Головой И.Ф., Михайлов Ю.А., Халилов Ф.Х. Ренапряжения на электрооборудовании высокого и сверхвысокого напряжения. Д.: Энергия. Ленингр. отд-ние, 1975.
23. Сапожников Н.В. Уровни изоляции электрооборудования высокого напряжения. М.: Энергия, 1969.
24. Техника высоких напряжений / Под ред. М.В. Костенко. М.: Высшая школа, 1973.
25. Костенко М.В., Люлько В.А., Халилов Ф.Х. Вопросы защиты генераторов от грозовых и внутренних перенапряжений // Ренапряжения и защита от них в распределительных сетях генераторного напряжения. Куйбышев, 1979. С. 6, 7.
26. ГОСТ 1516.2-76. Электрооборудование и электростановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытания электрической прочности. М.: Изд-во стандартов, 1984.
27. Вятлу Л.С., Уайд Л.Н. High-Reliability Circuits Refortm Adu in Lightning Not Spot // Elec. Slight Power. 1966. Vol. 44, № 10. P. 70.
28. Dawson Bu. G. Lightning Performance and associated Design Aspects of Wood Pole overhead Lines in South-East Queensland // Trans. Instn. Engrs. Austral. 1965. Vol. 1, № 2. P. 95-106.
29. Limboitt G.I. Electrical Design of Distribution Lines // Australian Power Eng. 1975. Vol. 10, № 2. P. 3-12.
30. Долгитнов А.И. Ренапряжения в электрических системах. М.-Д.: Госэнергоиздат, 1962.
31. Amstong H.R., Steelling H.O., Veverka E.F. Impulse Studies on Distribution Line Constitution // IEEE Trans. Power Appar. Syst. 1967. Vol. 86, № 2. P. 206-214.
32. IEEE Transmission and Distribution Comtee. Impulse flashovers of combinations of the line insulators, air gaps and wood structural pibbers // AIEE Trans. Power Appar. and Syst. April 1956. Vol. 175. P. 16-21.
33. Парфенова Г.И. Аэроионоптические условия возникновения фронтальных гроз в юго-восточном и восточном Казахстане // Труды Каз. НИИМИ. 1956. Вып. 6. С. 68-82.
34. Гиндуллин Ф.А., Дульзон А.А., Лычатица Л.С. Грозовые отключения ЛЭП 10 кВ в Кустанайэнерго // Изв. вузов СССР. Энергетика. 1977. № 7. С. 22-29.
35. А.С. 1000985 СССР, (SI) М. Кл. G 01 W 1/16. Грозорегистратор / А.А. Дульзон, Р.Ф. Есипенко, А.А. Петов, В.И. Потанин // Открытия. Изобретения. 1983. № 8.
36. Гиндуллин Ф.А., Дульзон А.А. Грозовые отключения ЛЭП 10 кВ // Тр. НИИП. 1979. С. 122-124.
37. Техника высоких напряжений / Под ред. Д.В. Разевита. - 2-е изд., перераб. и доп. М.: Энергия, 1976.
38. Рысеев Д.В. Атмосферные перенапряжения на линиях электропередачи. М.-Д.: Госэнергоиздат, 1959.
39. Байдалметов Р.И. Учет и анализ повреждаемости изоляторов 6-10 кВ // Энергетика. 1979. № 4. С. 7.
40. Косторов А.В. Исследование штырьвых фарфоровых изоляторов сельских сетей напряжением 10 кВ в целях повышения их эксплуатационной надежности. Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Челябинск, 1981.
41. М.С. Саидов, Ф.М. Икеевдин, К.С. Тарасов, А.П. Казимир // Энергетика. 1979. № 3. С. 37.
42. Напаров А.И. Эффективность грозозащитных средств в сетях 35 кВ // Электрические станции. 1970. № 11. С. 82-84.
43. О соотношении количества трубчатых разрядников в распределительных сетях 6-10 кВ / И.С. Сулим, В.Г. Антопкий, Д.Ф. Монастырская, Ю.М. Савелько // Энергетика и электрификация. 1970. № 3 (51). С. 14-16.
44. Будзко И.А., Захарин А.Г., Эбин Д.Е. Сельские электрические сети. М.-Д.: Госэнергоиздат, 1963.
45. Сзарлак W. Rzeterecia temowe i wuhol wrodoi uzienienia punktu zerowego w sieciach srednich naprzie // Energetyka. 1968. № 5 (173). P. 152-155.
46. Дзкуварды Ч.М. К теории перенапряжений от замыканий дуг в сети с изолированной нейтралью // Электричество. 1953. № 6. С. 18-27.
47. Трухан А.П. Эффективность различных способов заземления нейтрали сети 6-10 кВ // Режимы нейтралей и электрических систем / Под ред. И.М. Строта. Киев: Наукова думка, 1974. С. 43-60.
48. Lovenz H. Rzeterecia ziemopotawowe w rzesnuszemu sen Kadylowu 6 kW // Energetyka. 1968. № 6. С. 199-200.
49. Лихачев Ф.А. Защита от внутренних перенапряжений электроустановок 3-220 кВ. М.: Энергия, 1968.
50. Руководящие указания по защите от перенапряжений электроустановок установок переменного тока напряжением 3-220 кВ. М.-Д.: Госэнергоиздат, 1954.
51. Руководящие указания по защите от внутренних и грозовых перенапряжений сетей 3-750 кВ (Проект). Д.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1975. (Пр. НИИПТ; Вып. 21-22).
52. Новикова А.Н. Расчет грозоударности воздушных линий электропередачи на деревянных опорах без троса // Электрические станции. 1975. № 9. С. 72-75.
53. Дьяков В.И. Типовые расчеты по электрооборудованию. - 5-е изд., перераб. и доп. М.: Высшая школа, 1976.
54. Dargenzla M., Limboitt G.I., Rentice S.A. Line Design and electrical properties of Wood // IEEE Trans. Power Appar. Syst. Vol. PAS-86, November 1967. P. 1344-1356.
55. Гиндуллин Ф.А., Дульзон А.А. Расчет числа грозовых отключений ЛЭП 10 кВ на железобетонных опорах при прямом ударе молнии в линию // Ренапряжения в электрических системах и электрическая прочность высоковольтной изоляции / Под ред. К.П. Кадомской. Новосибирск, 1985. С. 10-16.
56. Гиндуллин Ф.А., Дульзон А.А. Методика расчета ожидаемого числа отключений ВЛ 10 кВ, вызванных переключениями на соседних с точкой разряда молнии опорах // Изв. вузов. Энергетика. 1987. № 2. С. 28-31.
57. Eriksson A.J., Reimn S.L., Meel D.V. A review of five years lightning research on an 11 kV test-line // Int. Conf. Light Power Syst. London. 1984. P. 62-66.
58. Гиндуллин Ф.А. Расчет грозовых отключений ЛЭП от индустриальных перенапряжений // Техника высоких напряжений и электрическая прочность изоляций / Под ред. В.Я. Ушакова. Томск, 1977. С. 102-111.
59. Попов С.М. О грозозащите подстанций 750 кВ // Электрические станции. 1970. № 8. С. 52-56.
60. Костенко М.В. Атмосферные перенапряжения и грозозащита высоковольтных установок. М.: Госэнергоиздат, 1949.
61. Вольнов К.Д., Созинов А.В., Халилов Ф.Х. Результаты измерения выходной емкости электрооборудования 6-750 кВ // Электрические станции. 1982. № 9. С. 60-61.
62. Мамафазаде А.З., Созинов А.В., Халилов Ф.Х. Определение выходной емкости электрооборудования в сетях 6-10 кВ // Промышленная энергетика. 1978. № 7. С. 30-31.
63. Анализ надежности грозозащиты подстанций / М.В. Костенко, В.В. Ефимов, И.М. Зархи, Н.И. Гумерова. Д.: Наука, 1981.



## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	.....	190
<b>Глава первая. Общая характеристика сетей 6—35 кВ</b>	.....	190
1.1. Заземление нейтралей в сетях 6—35 кВ	.....	190
1.2. Надежность сетей 6—35 кВ	.....	190
1.3. Уровень изоляции сетей 6—35 кВ	.....	190
<b>Глава вторая. Аварийность сетей 6—35 кВ вследствие воздействия на них перенапряжений</b>	.....	190
2.1. Розовая аварийность ВЛ	.....	190
2.2. Аварийность в сетях 6—35 кВ по причине воздействия внутренних перенапряжений	.....	190
2.3. Эксплуатационные характеристики грозозащиты подстанций 6—35 кВ	.....	190
<b>Глава третья. Атмосферные перенапряжения на ВЛ 6—35 кВ</b>	.....	190
3.1. Краткие сведения о разряде молнии	.....	190
3.2. Влияние импульсной короны на волновые процессы в линиях	.....	190
3.3. Прямой удар молнии в линию	.....	190
3.4. Индуцированные перенапряжения	.....	190
3.5. Сооставление расчетных и эксплуатационных чисел грозовых отключений ВЛ	.....	190
<b>Глава четвертая. Грозозащита подстанций 6—35 кВ</b>	.....	190
4.1. Допустимые грозовые перенапряжения на изоляции трансформаторов 6—35 кВ	.....	190
4.2. Входная емкость электрооборудования в сетях 6—35 кВ	.....	190
4.3. Исследование схем грозозащиты подстанций 6—35 кВ	.....	190
4.4. Оценка эффективности грозозащиты электрооборудования сетей 6—35 кВ	.....	190
4.5. Результаты технико-экономического сопоставления вариантов грозозащиты подстанций 6—35 кВ	.....	190
<b>Глава пятая. Внутренние перенапряжения в сетях 6—35 кВ</b>	.....	190
5.1. Методика исследования внутренних перенапряжений в действующих сетях	.....	190
5.2. Дуговые перенапряжения в сетях 6—35 кВ	.....	190
5.3. Коммутационные перенапряжения в сетях 6—35 кВ	.....	190
5.4. Феррорезонансные перенапряжения в сетях 6—35 кВ	.....	190
<b>Глава шестая. Защита сетей 6—35 кВ от перенапряжений</b>	.....	190
6.1. Общие сведения	.....	190
6.2. Защита ВЛ 6—35 кВ от грозовых перенапряжений	.....	190
6.3. Защита сетей генераторного напряжения	.....	190
6.4. Защита сетей собственных нужд	.....	190
Заключение	.....	190
Список литературы	.....	190

Производственное издание

Гиндуллин Фатим Ахмедзеевич  
Гольдштейн Валерий Геннадьевич  
Дульзон Альфред Андреевич  
Халилов Фирудин Халилович

**ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЕ В СЕТЯХ 6—35 кВ**

Редактор С.М. Липинов  
Редактор издательства И.И. Лобыска  
Художественные редакторы В.А. Гояк-Хозак, Ю.В. Созниуска  
Технический редактор О.И. Хабарова  
Корректор Н.И. Курдюкова  
ИБ № 2524

Выполнен в издательстве. Подписано в печать с оригинала-макета 25.08.89.  
5. Формат 60 x 88 1/16. Бумага офсетная № 2. Печать офсетная. Усл.  
1.76. Усл.кр.-отг. 12,00. Уч.-издл. 12,76. Тираж 14 000 экз. Заказ 6835.  
15 к.

Издатель, 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.  
но в ордене Октябрьской Революции и ордене Трудового Красного Зна-  
О "Первая Образцовая типография" Государственного комитета СССР  
издательств, полиграфии и книжной торговли. 113054, Москва, М-54,  
язн, 28.

## УВАЖАЕМЫЕ ЧИТАТЕЛИ!

Энергоотомиздат готовит к изданию следующие книги по технике  
высоких напряжений:

в 1989 г.

Техника высоких напряжений: Теоретические и практические основы применения / М.Б. Бейер, В. Бёк, К. Мейлер, В. Пантль: Пер. с нем. — 40 л.: 3 р.

Александров Г.Н. Установки сверхвысокого напряжения и охрана окружающей среды: Учеб. пособие для вузов. — 22 л.: 1 р.

в 1990 г.

Половой И.Ф., Михайлов Ю.А., Халилов Ф.Х. Внутренние перенапряжения на электрооборудовании высокого и сверхвысокого напряжения — 2-е изд., перераб. и доп. — 11 л.: 55 к.

Перенапряжения в электрических системах и защита от них: Учебник для вузов / В.В. Вазуткин, К.П. Кадомская, М.В. Костенко, Ю.А. Михайлов. — 25 л.: 1 р. 20 к.

С аннотациями на эти книги Вы можете ознакомиться в Тематических планах выпуска литературы Энергоотомиздата на 1989 и 1990 гг., которые имеются во всех книжных магазинах, распространяющих научно-техническую литературу, а также в технических библиотеках.



532645

621.31  
~~727~~

**ПЕРЕ-  
НАПРЯЖЕНИЯ  
В СЕТЯХ  
6-35 кВ**

