РУКОВОДСТВО ПО ЗАЩИТЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6-1150 кВ ОТ ГРОЗОВЫХ И ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

gost.e-ecolog.ru

Российское акционерное общество
энергетики и электрификации «ЕЭС России»

УТВЕРЖДАЮ
Первый заместитель
председателя Правления
РАО "ЕЭС России"
О.В. Бритвин
" 12 " июля 1999 г.

РУКОВОДСТВО ПО ЗАЩИТЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6-1150 кВ ОТ ГРОЗОВЫХ И ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

РД 153-34.3-35.125-99
Издание второе

Санкт-Петербург
Издательство ПЭИПК
1999

УДК 621.311; 313-315

Р 84 **Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений** / Под научной редакцией Н.Н. Тиходеева. - 2-ое издание. - Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ,1999.- 353 стр.

В "Руководстве" изложены методы расчета внутренних (коммутационных и резонансных) перенапряжений и выбора комплекса мер защиты от них в электрических сетях 110-1150 кВ с эффективно заземленной нейтралью, в электрических сетях 6-35 кВ с изолированной, компенсированной и резистивно-заземленной нейтралью, в том числе, в системе собственных нужд электрических станций.

Приведены методы расчета грозоупорности и выбора средств ее повышения для воздушных линий электропередачи, РУ и подстанций 6-1150 кВ в зависимости от грозовой активности в регионе и использованных средств их защиты от грозовых перенапряжений.

"Руководство" предназначено для инженеров, работающих в области проектирования и эксплуатации энергосистем, электрических сетей и станций.

© АО НИИПТ, 1999
© ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999

ПРЕДИСЛОВИЕ

Первое издание "Руководства по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений" (в дальнейшем - "Руководство") было введено в действие в 1994 г. (РД 34.35.125-93).

По поручению Департамента стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕС России" АО НИИПТ и АО ВНИИЭ редакционно переработали, дополнили и подготовили к типографскому изданию вторую редакцию "Руководства". При ее подготовке учтен накопленный опыт защиты от перенапряжений в энергосистемах и научно-технический прогресс в этой области электроэнергетики. В частности, принято во внимание, что в России и других странах прекращен выпуск разрядников, вместо которых с середины 70-х годов производятся более эффективные ограничители перенапряжений разных типов. Добавлена глава о защите подстанций 110-750 кВ с элегазовыми КРУ. Основной текст "Руководства" значительно сокращен, а методические и справочные материалы перенесены в приложения.

"Руководство" состоит из 3-х частей:

Часть 1. Защита от внутренних перенапряжений электрических сетей 110-1150 кВ;

Часть 2. Защита от внутренних перенапряжений электрических сетей 6-36 кВ;

Часть 3. Грозозащита линий и подстанций 6-1150 кВ.

В каждой части "Руководства" содержатся: рекомендации по защите от перенапряжений, приложения с методиками и примерами расчета, справочные материалы, информация об имеющемся программном обеспечении расчетов перенапряжений различных видов.

В подготовке "Руководства" принимали участие АО НИИПТ (головная организация) и АО ВНИИЭ. Кроме них, к разработке отдельных вопросов привлекались: АО ЭНИН, АО "Институт "Севзапэнергосетьпроект", АООТ НИИ "Электрокерамика", ЗАО НПО "Электрокерамика", ОАО "Корниловский фарфоровый завод", СПбГТУ, и другие организации, что видно по списку составителей "Руководства".

Компьютерный набор "Руководства" подготовлен ЗАО НПО "Электрокерамика", макетирование-Петербургским энергетическим институтом повышения квалификации (ПЭИПК) Минтопэнерго РФ.

Отправной точкой для развития изложенных ниже методов расчета перенапряжений послужили фундаментальные труды проф. Л.И.Сиротинского, проф. А.А.Горева, проф. Н.Н.Щедрина, проф. И.С.Стекольникова, проф. Д.В.Разевига, проф. А.И.Долгинова, проф. М.Л.Левинштейна, проф. В.В.Бургсдорфа, проф. И.А.Груздева, к.т.н. Д.Е.Артемьева, к.т.н. А.А.Акопяна, к.т.н. А.В.Корсунцева и многих других отечественных ученых и специалистов, а также рекомендации СИГРЭ.

Научное руководство работой по подготовке 2-го издания "Руководства" осуществил академик РАН Н.Н.Тиходеев (АО НИИПТ).

Основными авторами и составителями "Руководства" являются:

по части 1 – проф., д.т.н. С.С.Шур (АО НИИПТ);

по части 2 – к.т.н., зав.сектором перенапряжений АО ВНИИЭ Н.Н.Беляков;

по части 3 – зав.сектором перенапряжений АО НИИПТ А.Н.Новикова.

Кроме них, в подготовке отдельных разделов "Руководства" и приложений к нему принимали участие следующие специалисты:

по внутренним перенапряжениям и защите от них-

инженер В.В.Крыжановский (АО НИИПТ, подраздел 2.9, Приложения 3 и 10);

инженер М.Н.Редругина (АО НИИПТ, Приложения 6 и 8);

к.т.н. А.А.Филиппов (АО НИИПТ, подразделы 3.2, 3.3 и 3.7);

к.т.н. В.И.Гавриков (АО НИИПТ,подразделы 3.3, 3.6 и 3.7);

к.т.н. В.Е.Розет (АООТ НИИ "Электрокерамика" , Приложение 4);

к.т.н. Г.М.Иманов (ЗАО НПО "Электрокерамика", Приложение 4);

к.т.н. К.И. Кузьмичева (АО ВНИИЭ, часть 2).

По грозовым перенапряжениям и защите от них-

проф.,член-корр. РАН М.В.Костенко (СПбГТУ, разделы 6, 7и 9, Приложение 17);

проф., д.т.н. Ф.Х.Халилов (СПбГТУ, раздел 9);

к.т.н. А.И.Таджибаев (ПЭИПК, раздел 9);

к.т.н. Н.И.Гумерова (СПбГТУ,раздел 9, Приложения 31 и 33);

к.т.н. С.М.Попов (АО ВНИИЭ. раздел 9, Приложения 31и 32);

инженер Б.Б.Бочковский (АО ВНИИЭ, разделы 6 и 7, Приложение 22);

д.т.н. Э.М.Базелян (АО ЭНИН, Приложение 29);

к.т.н. М.Л.Фельдман (АО "Институт Севзапэнергосетьпроект", подраздел 8.3, Приложение 28);

инженер М.Б.Кегелес (АО "Институт Севзапэнергосетьпроект", подраздел 8.3, Приложение 30);

д.т.н. Б.В.Ефимов (Кольский НЦ РАН, Приложение 21);

к.т.н. Я.А.Цирель (АО НИИПТ, Приложение 15);

инженер О.В.Шмараго (АО НИИПТ, Приложения 23 и 26);

к.т.н. В.Я.Ерунов и инженер И.П.Полякова (АО НИИПТ, Приложение 34).

С введением в действие "Руководства" утрачивают силу "Руководящие указания по защите электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии и грозовых волн, набегающих с линий электропередачи" (ОРГРЭС, 1975).

Замечания и предложения по уточнению и совершенствованию "Руководства", а также вопросы по его использованию в практической работе следует направлять в АО НИИПТ (194223; Санкт-Петербург, ул.Курчатова, 1/39; факс: 812 + 5554931).

ЧАСТЬ 1

ЗАЩИТА ОТ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110-1150 кВ

СПИСОК ОСНОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ ЧАСТИ 1

E – амплитуда э.д.с;

$N_з$ – ожидаемое число воздействий внутренних перенапряжений в год;

P – передаваемая по ВЛ мощность;

$P_{нат}$ – натуральная мощность ВЛ;

$P(X<=\xi)$ – функция распределения вероятностей случайной величины X;

T_{ps} – ресурс пропускной способности ОПН;

$U_н$ – номинальное напряжение;

$U_м$ – наибольшее рабочее напряжение;

$\bar{\chi}$ – математическое ожидание случайной величины χ;

X – реактивное сопротивление системы;

Z_w – волновое сопротивление линии;

$h_{к.з}$ – коэффициент несимметрии при однополюсном к.з.;

k – амплитуда (кратность) перенапряжений, возникающих в переходном режиме после аварийной или плановой коммутации;

$k_{ост}$ – напряжение, остающееся на резисторе ограничителя;

$n_з$ – ожидаемое число коммутаций в год;

υ – вынужденная составляющая переходного процесса перенапряжений;

υ_e – индекс "e" обозначает ненасыщенное значение вынужденного напряжения;

α – коэффициент затухания собственных колебаний электропередачи;

β_k – частоты собственных колебаний электропередачи;

$\aleph$ – ударный коэффициент перенапряжений;

λ – волновая длина линии;

φ – потокосцепление;

θ – значение угла между векторами э.д.с. E_1 и E_2 электропередачи;

σ_x^2 – дисперсия случайной величины x;

(0); (1); (2) – индексы, определяющие параметры нулевой, прямой и обратной последовательности;

"п" и "р" – индексы, указывающие соответственно на питающий и разомкнутый концы электропередачи.

РАЗДЕЛ 1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 110–1150 кВ

1.1. Введение. Основные определения

В 1 части даются рекомендации по защите от внутренних , резонансных и коммутационных перенапряжений сетей напряжением 110–1150 кВ. Здесь излагаются физическая природа, особенности и требования к защите каждого вида как резонансных, так и коммутационных перенапряжений. К 1 части относятся девять приложений, в которых приводятся методы расчета всех видов внутренних перенапряжений и некоторые справочные материалы. Для удобства расчетов разработаны три пакета программ:

- расчета резонансных перенапряжений (РЕМА-1);
- расчета ожидаемого срока службы ограничителей перенапряжений 110–1150 кВ (РЕМА-2);
- эффективности защиты от грозовых, резонансных и низко- и высокочастотных коммутационных перенапряжений (РВПМ-1).

Изложение сопровождается подробными численными примерами, которые иллюстрируют методики и могут быть использованы в качестве тестовых задач.

Электрические сети напряжением 110–1150 кВ работают с эффективно заземленной нейтралью. Под системой с эффективно заземленной нейтралью обычно понимается система, все элементы которой соединены с землей наглухо, либо через индуктивное сопротивление, величина которого настолько мала, что коэффициент несимметрии $h_{к.з}$ в любой точке электропередачи не превосходит 1,4 для различных схем и режимов работы системы, возможных в процессе эксплуатации. Под $h_{к.з}$ понимают отношение наивысшего напряжения частоты 50 Гц здоровой фазы в этой точке во время короткого замыкания на землю одной или двух фаз к фазному напряжению рабочей частоты, появляющемуся после устранения повреждения. Эффективное заземление нейтрали сети может быть получено при глухом заземлении нейтралей всех или части силовых трансформаторов системы.

Коэффициент $h_{к.з}$ зависит от соотношения активных и реактивных сопротивлений системы. Требование $h_{к.з} \le 1{,}4$ приблизительно соблюдается, когда отношение реактивной составляющей входного сопротивления системы, рассчитанного относительно места нарушения симметрии по параметрам нулевой последовательности, к реактивной составляющей того же входного сопротивления, рассчитанного по параметрам прямой последовательности $X_{вх}^{(0)} / X_{вх}^{(1)} \le 3$, т.е. не больше трех. В то же время отношение активной составляющей этого сопротивления, рассчитанного по параметрам нулевой последовательности $r_{вх}^{(0)}$, к $r_{вх}^{(1)}$ не больше 1,0 , т.е. $r_{вх}^{(0)} / r_{вх}^{(1)} \le 1{,}0$. Активные и реактивные составляющие полного входного сопротивления при этом рассчитываются по значениям переходных реактивностей синхронных машин.

В нормальном режиме напряжение на любых элементах электропередачи не должно повышаться сверх наибольшего рабочего, под которым следует понимать длительное напряжение, т.е. без ограничения времени воздействия, безопасное для изоляции. В табл. 1.1 приведены наибольшие рабочие напряжения $U_м$. Повышение напряжения сверх наибольшего рабочего называется перенапряжением. Обычно величина внутренних перенапряжений характеризуется их кратностью k,

под которой понимается отношение максимальной амплитуды перенапряжений к амплитуде наибольшего фазного рабочего напряжения.

Таблица 1.1

Наибольшие рабочие напряжения сетей 110–1150 кВ

Класс напряжения сети, кВ	110	220	330	500	750	1150
Наибольшее рабочее напряжение, $U_м$, кВ	126	252	363	525	787	1200

Выбор изоляции и координация ее с характеристиками защитных средств определяется внутренними перенапряжениями, которые подразделяются на резонансные и коммутационные.

1.2. Резонансные перенапряжения

Резонансные перенапряжения возникают при неблагоприятных сочетаниях как структуры и параметров схемы электропередачи и ее режима, так и структуры и параметров питающей системы. Резонансные перенапряжения могут существовать до тех пор, пока действие различного вида систем релейных защит и автоматики, регуляторов напряжения или вмешательство персонала не приведет к изменению схемы и режима.

В электропередачах, оборудованных выключателями на стороне высокого напряжения, перенапряжения на разомкнутом конце воздействуют как на линейную изоляцию, так и на изоляцию подстанционной аппаратуры (кроме силовых трансформаторов); на изоляцию силовых трансформаторов в этих электропередачах воздействуют перенапряжения, возникающие на питающем конце линии. В таких электропередачах возможны следующие виды резонансных перенапряжений:

- на основной частоте 50 Гц, вынужденное напряжение в симметричном (υ) и несимметричном ($\upsilon_{к.з}$) режимах (при односторонне питаемой электропередаче);
- в паузе успешного ОАПВ ($\upsilon_{оапв}$);
- при неполнофазных режимах;
- на четных, нечетных и дробных высших гармонических – резонанс на частотах $2k\omega$; $(2k+1)\omega$ и $(2k+1)\frac{\omega}{3}$; $k = 1; 2; 3$.

В электропередачах, где все или часть трансформаторов не имеют выключателей на стороне высокого напряжения, далее называемых "блочные электропередачи", на элементы линейной и подстанционной изоляции, включая изоляцию силовых трансформаторов, могут воздействовать перенапряжения , возникающие на разомкнутом конце. В блочных электропередачах, кроме перечисленных, возможно возникновение особого вида резонансных перенапряжений, далее именуемого "переходный феррорезонанс". В схеме рис. 1.1,а переходный феррорезонанс инициируется промежуточными трансформаторами проходных ПС T_1; ...; T_n; в схеме рис. 1.1,б – автотрансформатором АТ. При этом наличие или отсутствие трансформаторов T_1; T_2; ...; T_n, показанных пунктиром, несущественно. В схеме рис. 1.1 переходный феррорезонанс может возникать при подключении к линии холостого трансформатора, показанного на рис. 1.1,в.

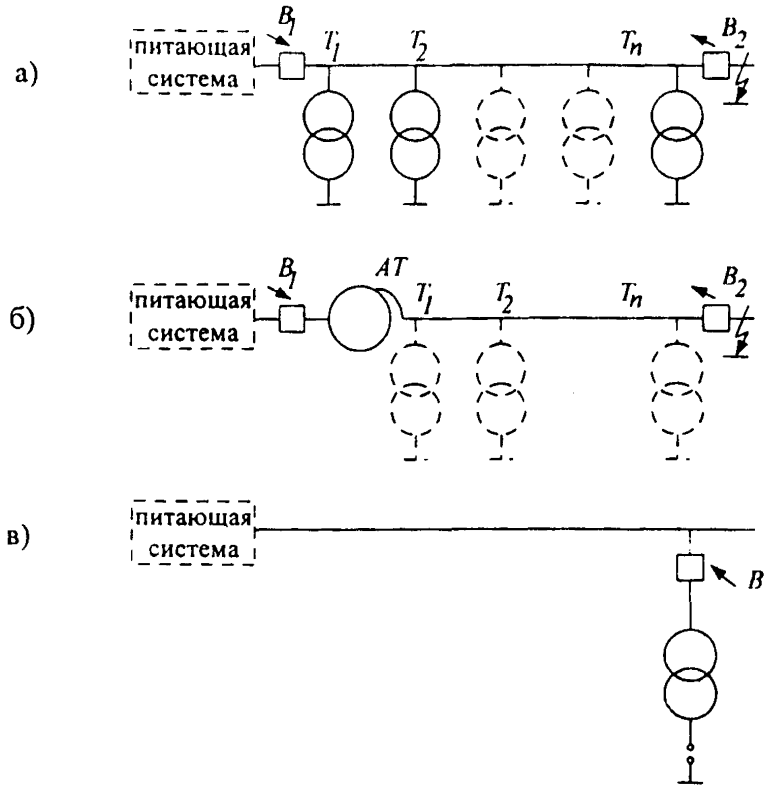


Рис. 1. 1. Схемы электропередач, подверженных переходному феррорезонансу

В схемах рис. 1.1,а и 1.1,б линия может быть секционирована выключателями на участки. Часть участков может быть двухцепными или иметь тупиковые отпайки. При этом обязательным условием для возникновения переходного феррорезонанса является одностороннее питание схемы. Такое условие может иметь место в послеаварийных или ремонтных режимах, а также при ТАПВ головного участка секционированной радиальной передачи, если этот участок одноцепный.

Защита от резонансных перенапряжений необходима, если их число, длительность и величина превосходит значения, указанные в табл. 1.2 – 1.4, в которых приведены допустимые повышения напряжения промышленной частоты в зависимости от числа и длительности их воздействия на оборудование 110–1150 кВ.

Пояснения к табл. 1.2–1.4.

В числителе дроби табл. 1.2 указаны значения для изоляции фаза-земля в долях амплитуды наибольшего рабочего фазного напряжения, в знаменателе для изоляции фаза-фаза в долях амплитуды наибольшего рабочего линейного напряжения. Значения напряжения для изоляции фаза-фаза относятся к трехфазным силовым трансформаторам, электромагнитным трансформаторам напряжения, а также к аппаратам в трехполюсном исполнении при расположении трех полюсов в одном баке или на одном магнитопроводе. При этом значения допустимого повышения напряжения 1,6; 1,7 и 1,8 относятся только к внешней междуфазной изоляции аппаратов 110 кВ и 220 кВ.

Если повышение напряжения длительностью 20 мин имело место 2 раза с часовым интервалом, то в течение ближайших 24 часов повышение напряжения в

третий раз допускается лишь в случае, если это требуется ввиду аварийной ситуации, но не ранее, чем через 4 часа.

Указанные в табл. 1.2–1.4 относительные значения напряжения распространяются также на повышение напряжения, отличающегося от синусоиды частотой 50 Гц за счет наложения гармонических составляющих. Указанные в таблицах значения фазных и междуфазных напряжений представляют собой отношение максимума повышенного напряжения к амплитуде наибольшего рабочего фазного или междуфазного напряжения соответственно.

Таблица 1.2

Допустимое повышение напряжения промышленной частоты на оборудовании 110-330 кВ

Оборудование	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, с			
	1200	20	1	0,1
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	1,10 1,10	1,25 1,25	1,90 1,50	2,00 1,58
Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	1,15 1,15	1,35 1,35	2,00 1,50	2,10 1,58
Коммутационные аппараты, емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи и шинные опоры	1,15 1,15	1,60 1,60	2,20 1,70	2,40 1,80

Таблица 1.3

Допустимое повышение напряжения промышленной частоты на оборудовании 500 и 750 кВ

Кратность амплитуд	1,0–1,025	1,025–1,05	1,05–1,075	1,075–1,1	1,1–1,15	1,15–1,20
Допустимая длительность одного случая, не более, мин.	480	180	60	20	5	1
Допустимое число случаев в год, не более	200	125	75	50	7	5
Интервал между случаями, не менее, час	–	12	–	–	1	–

Защита внутренней изоляции оборудования 110–1150 кВ от коммутационных перенапряжений необходима, если их кратность превосходит 2,0.

Таблица 1.4

Допустимое повышение напряжения промышленной частоты на оборудовании 1150 кВ

Оборудование	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, с						
	1200	20	5	3	0,15	0,05	0,03
Все оборудование, кроме защитных аппаратов	1,1	1,3	1,35	–	–	–	1,8
Ограничители перенапряжений с уровнем ограничения 1,7	1,1	1,2	–	1,3	1,35	1,4	–

1.3. Коммутационные перенапряжения

После любой коммутации, как плановой, так и аварийной , возникают коммутационные перенапряжения. Коммутационные перенапряжения образуются при резком изменении структуры и параметров сети из-за заряда и перезаряда ее емкостей в процессе перехода системы от одного состояния к другому.

Наиболее важные виды коммутационных перенапряжений возникают при:

- плановых включениях и отключениях ненагруженных линий, ненагруженных трансформаторов и автотрансформаторов и компенсационных реакторов;
- аварийных разрывах электропередачи в процессе ликвидации короткого замыкания или асинхронного хода;
- работе АВР;
- включении или отключении разъединителями участков холостых шин ОРУ, ЗРУ, КРУЭ.

Если коммутация осуществляется выключателями, то в зависимости от вида возникающих перенапряжений, систем релейной защиты и автоматики, а также схемы и параметров элементов передачи, длительность воздействующих на изоляцию коммутационных перенапряжений может находиться в интервале от нескольких десятков миллисекунд до нескольких секунд. При коммутации разъединителями участков холостых шин ОРУ или ЗРУ фронт перенапряжений находится в интервале от 10 мкс до 500 мкс . При коммутации элегазовым разъединителем участков холостых шин элегазовых КРУ (КРУЭ) фронт возникающих высокочастотных коммутационных перенапряжений находится в интервале от 5 нс до 20 нс.

Большинство аварийных коммутаций обычно сопровождается целой серией разного вида коммутационных перенапряжений. Число и длительность каждого вида перенапряжений из этой серии определяется видом коммутации, параметрами коммутируемого участка сети и системой защит и автоматики. При наличии высокочастотных защит длительность режима к.з. составляет $t_{к.з} = 0{,}8–0{,}15$ с, причем выключатели по обеим сторонам аварийного участка линии работают с разбросом около 0,02–0,06 с. Если авария отключается дистанционными защитами, то время от момента возникновения к.з. до отключения выключателя одного из концов аварийного участка линии составляет $t_{к.з} = 0{,}1–0{,}15$ с; второй выключатель аварийного участка отключается со временем $t_{к.з} = 0{,}3–0{,}6$ с.

При трехфазном быстродействующем АПВ (БАПВ) длительность бестоковой паузы составляет $t_{АПВ} = 0{,}3–0{,}4$ с. При обычном трехфазном АПВ (ТАПВ) длительность паузы обычно находится в пределах 0,6–1,5 с, причем с ростом но-

минального напряжения электропередачи пауза уменьшается. При однофазном АПВ (ОАПВ) длительность бестоковой паузы обычно колеблется в пределах $t_{ОАПВ} = 0{,}8–3{,}5$ с.

Режим после повторного включения продолжается от момента повторного включения линии с одной стороны до момента полного смыкания электропередачи. При успешном ТАПВ без улавливания синхронизма и ОАПВ этот режим имеет длительность 0,2–0,3 с. При использовании ТАПВ с улавливанием синхронизма этот режим в среднем длится несколько секунд. При неуспешном БАПВ или ТАПВ линия аварийно отключается без выдержки времени выключателем, производившим повторное включение. Этот этап длится $t_{к.з} = 0{,}08–0{,}15$ с. При неуспешном ОАПВ аварийная линия отключается без выдержки времени с двух сторон, вслед за неуспешным ОАПВ следует цикл ТАПВ.

1.4. Статистическая природа резонансных и коммутационных перенапряжений

При повторении в одной и той же системе коммутации одного и того же вида (например, плановое включение ненагруженной линии, аварийное отключение к.з. и т. п.) кратности возникающих при этом коммутационных и резонансных перенапряжений меняются в широких пределах. Статистика внутренних перенапряжений объясняется влиянием ряда факторов, количественные характеристики которых подвержены случайным изменениям.

Первая группа случайных факторов связана в основном с конструкцией, индивидуальными характеристиками, качеством и регулировкой выключателей и их управления, а в некоторых случаях также с метеорологическими ситуациями на линии. Эти факторы оказывают влияние на интенсивность переходных процессов после коммутации, так как приводят к случайным изменениям фазовых углов э.д.с. при включении отдельных фаз электропередачи и разновременности действия приводов отдельных фаз выключателей, а также к случайным колебаниям величины напряжения, которое остается на неповрежденных фазах к моменту автоматического повторного включения, т.е. по окончании бестоковой паузы $t_{АПВ}$ или $t_{ОАПВ}$ и т.п.

Вторая группа случайных факторов связана со схемой и режимом системы. Сюда относятся, например, коммутации и переключения в различных точках питающей системы, включения и отключения компенсационных реакторов и колебания э.д.с. как в результате ведения графика электропередачи, так и действия автоматических устройств регулирования возбуждения, плановых и аварийных ремонтов, случайности местоположения точки к.з. на линии и т.п.

В табл. 1.5 приведены усредненные значения пределов случайных изменений э.д.с. для электропередач, питающихся от шин станции, на генераторах которых имеется автоматическое регулирование возбуждения.

В течение года статистические распределения резонансных перенапряжений определяются в основном случайными факторами второй группы; распределения коммутационных перенапряжений – факторами как первой, так и второй групп.

Таблица 1.5

Усредненные оценки пределов случайных изменений и среднего значения э.д.с. (по данным проф. И.А.Груздева)

Вид коммутации	Системы возбуждения с неуправляемыми полупроводниковыми выпрямителями *) и электронная система возбуждения			Быстродействующие системы возбуждения с кратностью форсирования 2–4 **)		
	E_{min}	E_{max}	$\bar{E}$	E_{min}	E_{max}	$\bar{E}$
Разрыв передачи вследствие отключения к.з.	1,0	1,2	1,1	1,05	1,25	1,15
ТАПВ, БАПВ успешное или неуспешное	1,0	1,15	1,075	1,0	1,1	1,05
Разрыв передачи вследствие качаний или асинхронного хода	1,0	1,25	1,125	1,0	1,3	1,15

Примечания.

*) Высокочастотная система возбуждения; бесщеточная система возбуждения; статическая полупроводниковая система возбуждения.

**) Ионные и тиристорные системы самовозбуждения или независимого возбуждения; система возбуждения с параллельно включенными полупроводниковыми выпрямителями.

1.5. Учет статистических распределений внутренних перенапряжений при защите изоляции сетей напряжением 110–1150 кВ

Учитывая статистический характер внутренних перенапряжений, при координации изоляции линий и подстанций и выборе комплекса защитных средств необходимо учитывать влияние всех возможных в данной электропередаче видов перенапряжений. При этом воздействующие перенапряжения должны характеризоваться как вероятностью, с которой кратность того или иного вида перенапряжений может быть превзойдена в одной коммутации данного вида, так и ожидаемым числом таких коммутаций в течение года.

Результаты расчетов статистических распределений как надежности и эффективности комплекса систем защиты, так и ожидаемой вероятности перекрытия (пробоя) изоляции, носят приближенный характер, поэтому расчеты должны обеспечить либо незаниженные оценки этих величин на заданном уровне доверительной вероятности, либо оценки усеченного сверху предела их разброса.

Формулы и исходные данные, необходимые для усредненной оценки ожидаемого в течение года числа амплитуд коммутационных перенапряжений, воздействующих на изоляцию линий электропередачи, элементы изоляции подстанций и расчета токовых нагрузок на резисторы ограничителей перенапряжений, приведены в Приложении 1.

Формулы и исходные данные, необходимые для незаниженной оценки надежности работы, т.е. ожидаемого на заданном уровне доверительной вероятности срока безаварийной службы ограничителей перенапряжений (ОПН), являющихся основным элементом любого комплекса защитных мер, приведены в Приложении 6.

РАЗДЕЛ 2. РЕЗОНАНСНЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

2.1. Исходные положения

Резонансные перенапряжения возникают только в односторонне питаемых электропередачах. Исключение составляет успешное ОАПВ, которое существует от момента окончания паузы успешного ОАПВ до момента замыкания второго из выключателей "больной" фазы, т.е. до включения передачи в транзит.

Резонансные перенапряжения должны рассчитываться с учетом диапазона случайных годовых колебаний реактивного сопротивления питающей системы и нелинейности характеристик намагничивания силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и компенсирующих реакторов.

Все виды резонансных перенапряжений чувствительны к активным потерям, короне на проводах, нагрузкам и т.д. Так, например, величина вынужденной составляющей переходного процесса перенапряжений частоты 50 Гц слабо зависит от активных потерь, которые оказывают существенное влияние на условия возникновения перенапряжений при делении частоты в продольно- и поперечнокомпенсированных электропередачах.

Необходимо рассмотреть следующие виды резонансных перенапряжений:

- вынужденное напряжение переходного процесса перенапряжений на частоте 50 Гц в симметричном и несимметричном (при ОАПВ и однополюсном к.з.) режимах;
- вынужденное напряжение на частоте 50 Гц в паузе успешного ОАПВ;
- перенапряжения на частоте 50 Гц в неполнофазных режимах;
- перенапряжения при делении частоты в продольно и поперечно компенсированных электропередачах;
- перенапряжения на четных, частоты $2k\omega$ и нечетных, частоты $(2k+1)\omega$ ультрагармониках при явлениях переходного феррорезонанса;
- феррорезонансные перенапряжения на частоте 50 Гц в электропередачах 220–500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения;
- параметрическое самовозбуждение генераторов, работающих на ненагруженную линию;
- автопараметрическое самовозбуждение ультрагармоник четной кратности.

Статистические характеристики распределения амплитуд резонансных перенапряжений всегда в той или иной мере приближенны. Это вынуждает искать либо незаниженные оценки вероятности того, что амплитуда резонансных перенапряжений не превзойдет их максимального за год значения, либо ориентироваться на ожидаемый на заданном уровне доверительной вероятности верхний предел разброса амплитуд.

В отличие от коммутационных и грозовых перенапряжений, защита от которых состоит в ограничении их амплитуды, защита от резонансных перенапряжений должна быть направлена на то, чтобы полностью исключить возможность возникновения резонансных явлений, либо, если это оказывается экономически нецелесообразно, создать такие условия, при которых величина и длительность сопутствующих перенапряжений становятся безопасными для оборудования. Методы расчета резонансных перенапряжений и защита от них изложены в Приложении 2.

2.2. Параметры схем замещения и количественные оценки основных факторов, влияющих на резонансные перенапряжения

2.2.1. Характеристики намагничивания силовых трансформаторов (автотрансформаторов) и стальных сердечников компенсационных реакторов.

Кривую намагничивания шунта намагничивания Т- или Г-схемы замещения как силового трансформатора, так и стальных сердечников компенсационных реакторов, следует аппроксимировать полиномом с положительными коэффициентами, содержащим только нечетные степени потокосцепления, согласно измерениям в действующих энергосистемах, для силовых трансформаторов (автотрансформаторов) это выражение имеет следующий вид:

$$i_{\mu} = \sum_{k=0}^{n} a_k \varphi^{2k+1} . \qquad (2.1а)$$

Здесь φ – мгновенное значение потокосцепления, i_{μ} – мгновенное значение тока намагничивания, соответствующее этому потокосцеплению;

$$\sum_{k=0}^{n} a_k = 1 . \qquad (2.1б)$$

В относительных единицах все многообразие характеристик сводится к двум, которые условно можно назвать "типовыми": характеристика 1 (силовые трансформаторы)

$$i_{\mu} = 0{,}15\,\varphi + 0{,}18\,\varphi^{9} + 0{,}68\,\varphi^{11} \qquad (2.2а)$$

и характеристика 2 (автотрансформаторы)

$$i_{\mu} = 0{,}7\,\varphi + 0{,}3\,\varphi^{13}. \qquad (2.2б)$$

В качестве базисных единиц в формулах (2.2а) и (2.2б) приняты $U_{баз} = U_{н}\sqrt{2/3}$, кВ; $\omega_{баз} - 314$, 1/с и, если $I_{н}$ – паспортное значение тока холостого хода трансформатора (автотрансформатора, в том числе с регулированием в нейтрали), то для характеристики 1 — $I_{баз} = 2{,}05\,I_{н}$, а для характеристики 2 — $I_{баз} = 1{,}65\,I_{н}$.

Отсюда следует для характеристики 1:

$$Z_{баз} = \frac{U_{н}}{I_{н}} \frac{\sqrt{2}}{2{,}05\sqrt{3}}, \text{ кОм;}$$

для характеристики 2

$$Z_{баз} = \frac{U_{н}}{I_{н}} \frac{\sqrt{2}}{1{,}65\sqrt{3}}, \text{ кОм.} \qquad (2.2в)$$

Расчетные величины схемы замещения трансформатора (автотрансформатора) находят следующим образом. По паспортным значениям $e_{k\,(В\text{-}С)}$, $e_{k(В\text{-}Н)}$, $e_{k\,(С\text{-}Н)}$ (в %) определяют реактивности рассеяния между обмотками соответственно высокого-среднего, высокого-низкого и среднего-низкого напряжений $X_{В\text{-}С}$, $X_{В\text{-}Н}$, $X_{С\text{-}Н}$. Паспортные значения e_k зависят от наличия регулирования в нейтрали, мощности АТ и коэффициентов трансформации $U_{В} / U_{С} / U_{Н}$. Реактивности рассеяния находят по формулам:

$$X_{\text{В-С}} = \frac{e_{k(\text{В-С})}}{100}\frac{U_{\text{н}}^2}{P_{\text{н}}},\ X_{\text{В-Н}} = \frac{e_{k(\text{В-Н})}}{100}\frac{U_{\text{н}}^2}{P_{\text{н}}},\ X_{\text{С-Н}} = \frac{e_{k(\text{С-Н})}}{100}\frac{U_{\text{н}}^2}{P_{\text{н}}},\ \text{Ом}; \qquad (2.2\text{г})$$

для трансформатора (автотрансформатора), номинальные напряжения и трехфазная мощность которого $U_{\text{н}}$, (в В) и $P_{\text{н}}$, (в ВА).

Параметры $X_{\text{В}}$, $X_{\text{С}}$, $X_{\text{Н}}$ трехлучевой эквивалентной схемы замещения такого трансформатора (автотрансформатора) рассчитываются по формулам:

$$2X_{\text{В}} = X_{\text{В-Н}} + X_{\text{В-С}} - X_{\text{С-Н}};\ 2X_{\text{С}} = X_{\text{В-С}} + X_{\text{С-Н}} - X_{\text{В-Н}};\ 2X_{\text{Н}} = X_{\text{С-Н}} + X_{\text{В-Н}} - X_{\text{В-С}}. \qquad (2.2\text{д})$$

Характеристика намагничивания стальных сердечников компенсационных реакторов в относительных единицах ($U_{\text{баз}} = U_{\text{н}}\sqrt{2/3}$, кВ; $I_{\text{баз}} = I_{\text{н}}\sqrt{2}$, А; $\omega_{\text{баз}} = 314$, 1/с) хорошо аппроксимируется следующим двучленом третьей степени:

$$i = p\varphi + q\varphi^3 = p(1 + s\varphi^2). \qquad (2.3\text{а})$$

Параметры компенсационных реакторов приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1

Характеристика компенсационных реакторов типа РОДЦ

$U_{\text{н}}$, кВ	P_{Φ}, МВ·А	$I_{\text{н}}$, А	$L_{\text{обм}}$, Гн	$R_{\text{обм}}$, Ом	p	q
500	60	198	4,88	6,0	0,872	0,128
750	110	242	6,0	6,0	0,903	0,097
1150	300	432	5,1	5,3	0,908	0,092

2.2.2. Дополнительный учет коронного разряда при вычислении параметров схем замещения воздушной линии.

На погонные электрические параметры линии, в особенности напряжением 500–1150 кв, оказывает влияние коронный разряд на проводах. Обычно корона учитывается распределенными активной проводимостью g_k и дополнительной емкостью фазы на землю ΔC_k:

$$g_k = \left(\frac{f}{50}\right)^{0,62}\left[1 - e^{-3,05\left(\bar{\upsilon}/U_0 - 1\right)}\right]\cdot 10^{-6},\ 1/\text{Ом}\cdot\text{км}; \qquad (2.4\text{а})$$

$$\Delta C_k = 2,4\left(\frac{50}{f}\right)^{0,42}\left[\bar{\upsilon}/U_0 - 1\right],\ \text{пФ/м}. \qquad (2.4\text{б})$$

В последних формулах $\bar{\upsilon}$ – усредненное вдоль линии значение вынужденного напряжения, рассчитанного с учетом насыщения магнитопроводов. Значение $\bar{\upsilon}$ определяется по формуле:

$$\bar{\upsilon} = E\frac{(\pi - 2)\cos\lambda^{(1)} + 2}{\pi}\frac{\cos\varphi}{\cos(\lambda^{(1)} + \varphi)};\quad \varphi = \operatorname{arctg}\left(\frac{X_1}{Z_W}\right). \qquad (2.4\text{в})$$

Определенные по параметрам прямой последовательности численные значения X_1; Z_w и $\lambda^{(1)}$ указаны на рис. П2.1 и в табл. П2.2 Приложения 2; E – в табл. 1.5 Раздела 1.

Входящие в эмпирические формулы (2.4а) и (2.4б) величины зависят от конструкции ВЛ и начального напряжения общей короны при хорошей погоде U_0. В табл. 2.2 указаны численные значения напряжения начала общей короны U_0 для некоторых наиболее распространенных ВЛ.

Таблица 2.2

Начальные напряжения общей короны при хорошей погоде

$U_н$, кВ	Конструкция фазы	Междуфазовое расстояние, м	$U_0 / U_ф$
500	3АС-500	10,5	1,32
	3АС-330	11,7	1,11
	3АС-300	11,7	1,08
750	5АС-400/51	18,0	1,17
	5АС-300	13,5	1,09
	5АС-240	19,5	1,11
	4АС-600	17,5	1,11
	4АС-500	19,5	1,06
	4АС-400	19,5	1,08
1150	8АС-330	24,5	1,1
	6АС-800	22,0	1,2

2.3. Вынужденное напряжение переходного процесса перенапряжений частоты 50Гц в симметричном режиме

Вынужденное напряжение переходного процесса перенапряжений – это напряжение рабочей частоты, которое устанавливается после затухания электромагнитных переходных процессов, вызванных какой-либо плановой или аварийной коммутацией, обычно через 0,03–0,06 с после коммутации. Величина вынужденного напряжения зависит как от схемы электропередачи (длина и конструкция фазы линии, мощность питающей системы, наличие, число и местоположение шунтирующих реакторов), так и от нелинейных характеристик контуров намагничивания силовых трансформаторов (автотрансформаторов) питающей системы и промежуточных подстанций. Учет этих нелинейностей обязателен. Нелинейные характеристики ограничителей перенапряжений и корона на проводах влияют слабо и их учет не требуется.

В симметричном режиме, который имеет место в результате плановых коммутаций включения линии, сброса нагрузки и аварийных – успешного ТАПВ, отключения внешнего короткого замыкания и разрыва передачи при асинхронном ходе, вынужденное напряжение υ случайно меняется от минимального за год значения υ_1 до максимального υ_2. Случайный характер вынужденного напряжения определяется причинами, указанными в пункте 1.4 Раздела 1. Методы расчета математического ожидания, дисперсии и статистического распределения случайной величины υ изложены в Приложении 2.

2.4. Вынужденное напряжение частоты 50 Гц в несимметричном режиме при однополюсном к.з.

В несимметричном режиме, который имеет место в результате аварийных коммутаций разрыва передачи вследствие ликвидации несимметричного к.з., возникшего в результате неуспешного ТАПВ или вследствие ошибок оперативного персонала, вынужденное напряжение вычисляется через коэффициент несимметрии $h_{к.з}$ так:

$$\upsilon_{к.з} = \upsilon\, h_{к.з}. \qquad (2.5)$$

Оно может изменяться от минимального за год значения $\upsilon_{1к}$ до максимального $\upsilon_{2к}$. Статистический характер вынужденного напряжения $\upsilon_{к.з}$ определяется как факторами, приводящими к случайным изменениям υ, так и случайным местоположением вдоль линии точки короткого замыкания. Методы расчета математического ожидания, дисперсии и статистического распределения случайной величины $\upsilon_{к.з}$ изложены в Приложении 2.

2.5. Вынужденное напряжение частоты 50 Гц в несимметричном режиме при успешном ОАПВ

Цикл успешного ОАПВ состоит из трех последовательных коммутаций:

однополюсное короткое замыкание одной из фаз, заканчивающееся двусторонним отключением аварийной фазы; автоматическое повторное включение аварийной фазы после бестоковой паузы длительностью $t_{ОАПВ}$ одним из двух линейных выключателей; полное замыкание бывшей "больной" фазы вторым выключателем

Вынужденное напряжение частоты 50 Гц $\upsilon_{ОАПВ}$ – это напряжение, устанавливающееся в промежутке времени между окончанием бестоковой паузы успешного ОАПВ и моментом замыкания фазы в транзит ее вторым линейным выключателем. Математическое ожидание, дисперсия и функция статистического распределения случайной величины $\upsilon_{ОАПВ}$ определяются теми же факторами, что и распределения симметричного вынужденного напряжения υ, но учет влияния нелинейности характеристик намагничивания силовых трансформаторов (автотрансформаторов) на величину $\upsilon_{ОАПВ}$ не требуется. Методы расчета математического ожидания и статистических распределений случайной величины $\upsilon_{ОАПВ}$ изложены в Приложении 2.

2.6. Защита от перенапряжений в паузе успешного ОАПВ на электропередачах 500 кВ, 750 кВ, 1150 кВ

В течение паузы успешного ОАПВ на отключенной фазе (см. рис. 2.1а) после погасания дуги тока подпитки к.з. на отключенной фазе восстанавливается напряжение $U_В$, частота которого близка к 50 Гц. Восстанавливающееся напряжение имеет резонансный характер. Амплитуда $U_В$ зависит от длины и конструкции ВЛ, числа компенсационных реакторов и отношения U_0 / $U_Ф$, так как из-за демпфирующего действия короны амплитуда $U_В$ практически не зависит от номинального напряжения электропередачи.

Защита от перенапряжений в паузе успешного ОАПВ необходима, если на рассматриваемой электропередаче восстанавливающиеся напряжения $U_В$ превышают $U_{доп}$, указанные в таблицах Приложения 4 для ОПН-500 УХЛ или ОПН-750 УХЛ или ОПН других типов для времени $t_{ОАПВ}$ (см. данные табл. 2.2 и рис. 2.1). Эффективна любая из двух следующих мер защиты:

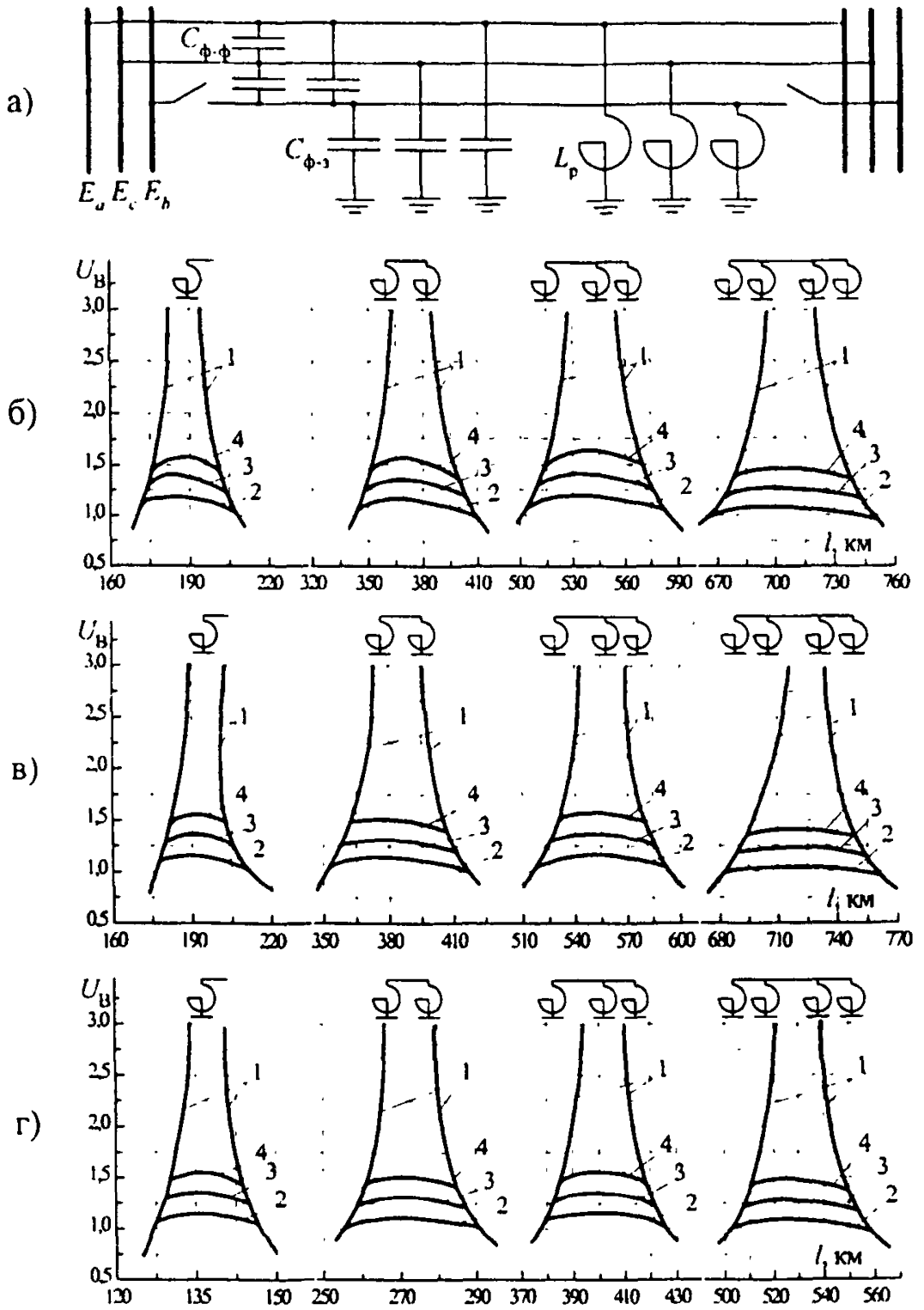


Рис. 2.1. Напряжение, восстанавливающееся в паузе ОАПВ на отключенной фазе в зависимости от длины линии, числа компенсационных реакторов и конструкции фазы

Напряжение начала общей короны:

1 – без учета короны;

2 – $U_0 - 1{,}0\,U_ф$;

3 – $U_0 = 1{,}2\,U_ф$;

4 – $U_0 = 1{,}4\,U_ф$.

Конструкция фазы:

а) Расчетная схема замещения;

б) ВЛ 500 кВ 3×АС-330: $D_{ф-ф} = 12{,}8$ м;

в) ВЛ 500 кВ 3×АСО-500: $D_{ф-ф} = 10{,}5$ м;

г) ВЛ 750 кВ 4×АСУ-400: $D_{ф-ф} = 19{,}5$ м

- отключение на время паузы ОАПВ хотя бы одного из компенсационных реакторов $L_р$ приводит к расстройству резонанса и уменьшению вследствие этого $U_В$ до значений $(1,0–1,1)U_Ф$, как это видно из кривых (рис. 2.1,в) и (рис. 2.1,г);
- использование схемы четырехлучевого реактора, когда звезда компенсационных реакторов $L_р$ заземляется через нулевой реактор L_0. При этом перенапряжения, восстанавливающиеся на отключенной фазе в паузе успешного ОАПВ, характеризуется величиной $U_В \approx U_Ф$.

2.7. Перенапряжения на частоте 50 Гц в неполнофазных режимах

Неполнофазные режимы наблюдаются при отказе во включении или отключении одной или двух фаз коммутирующего выключателя. Однако, опыт эксплуатации свидетельствует, что вероятность одновременного отказа двух фаз крайне мала и такой режим можно не учитывать.

Возникновение перенапряжений неполнофазного режима при двустороннем питании электропередачи принципиально невозможно.

Перенапряжения на частоте 50 Гц могут возникать только при условии, что одностороннее питание коммутируемой электропередачи осуществляется по блочной или полублочной схеме через трехобмоточный трансформатор (автотрансформатор), одна из обмоток которого замкнута в треугольник.Такие схемы могут иметь место как в показанных на рис. 1.2 блочных передачах, так и в электропередачах с выключателями на стороне высшего напряжения ВЛ в режимах планового включения или отключения ненагруженной линии (см., например, схему №3 в табл. П2.4 Приложения 2).

Перенапряжения на частоте 50 Гц в неполнофазных режимах имеют резонансный характер. Их величина, хотя и ограничивается активными потерями (корона, потери в проводах и др.) и насыщением стальных сердечников трансформаторов (автотрансформаторов), но, как показывает опыт эксплуатации, в областях соотношений параметров элементов электропередачи, близких к точке резонанса, может достигать значения $(1,8–2,1)\,U_Ф$.

Методы расчета условий возникновения в неполнофазных режимах перенапряжений на частоте 50 Гц, оценка их величины и рекомендации по защите от этих перенапряжений изложены в Приложении 2.

2.8. Параметрическое самовозбуждение генераторов, работающих на ненагруженную линию

Параметрическое самовозбуждение генераторов, работающих на разомкнутую на конце линию электропередачи, в эксплуатационных условиях недопустимо. Упрощенные оценки границ областей параметров, внутри которых возможно самовозбуждение, с достаточной для практики точностью выполняются с помощью построения, показанного на рис. 2.2. По обеим осям координат выбираются одинаковые масштабы.

Расчеты удобно вести в относительных единицах, приняв за базисную величину волновое сопротивление воздушной линии Z_W, значения которого указаны в табл. П2.2 Приложения 2. На оси ординат отмечаются две точки:

$$X_{01} = X_Т + 0,5\,(X_d + X_q);$$

$$X_{02} = X_T + 0{,}5\,(X'_d + X_q),$$

где X_T – реактивность рассеивания обмоток всех параллельно и последовательно соединенных трансформаторов, включенных между генераторами и воздушной линией; X_d, X'_d и X_q – соответствующие параметры всех параллельно включенных генераторов, питающих электропередачу, причем X_T, X_d, X'_d и X_q определяются по параметрам прямой последовательности.

Из точки X_{01} радиусом $0{,}5\,(X_d - X_q)$ проводится полуокружность, которая ограничивает первую область самовозбуждения. Из точки X_{02} радиусом $0{,}5\,(X_q - X'_d)$ проводится полуокружность, которая ограничивает вторую область самовозбуждения. Из начала координат ко второй (левой) полуокружности проводится касательная, которая ограничивает третью область самовозбуждения.

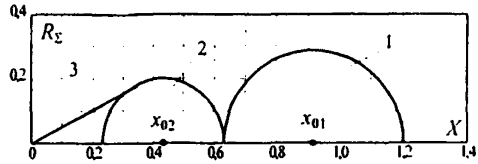


Рис. 2.2. Области параметрического самовозбуждения генераторов, работающих на ненагруженную воздушную линию электропередачи

Для турбогенераторов, у которых $X_d = X_q$, не существует первой области самовозбуждения, для генераторов без демпферных обмоток не существует третьей области.

Для того, чтобы исключить самовозбуждение генераторов, точка с координатами X_Σ и R_Σ должна оказаться вне областей самовозбуждения.

Координаты X_Σ и R_Σ определяются по следующим формулам.

Для схемы рис. П2.1,а (см. Приложение 2):

$$X_\Sigma = Z_W \cdot \frac{\cos(\lambda^{(1)} - \varphi)}{\cos\varphi \ \sin\lambda^{(1)}}; \qquad \varphi = \operatorname{arctg}(X_1 / Z_w). \tag{2.8}$$

Для схемы рис. П2.1,б (см. Приложение 2):

$$X_\Sigma = \frac{Z_W (X_1 + X_p)(X_{P1} + X_{P2}) \cos\lambda^{(1)} + \left[Z_W^2 (X_1 + X_{P1}) - X_{P1} X_1 X_{P2}\right] \sin\lambda^{(1)}}{(X_{P1} X_{P2} - Z_W^2) \sin\lambda^{(1)} - Z_W (X_p + X_{P2}) \cos\lambda^{(1)}};$$

$$X_p = \frac{X_{P1} X_{P2}}{X_{P1} + X_{P2}}. \tag{2.9}$$

Величину R_Σ для обеих схем находят по формуле:

$$R_\Sigma = R + R_T + R_\Gamma. \tag{2.10}$$

В формулах (2.8), (2.9), (2.10) можно принять $R = R_n l$, где l – длина линии, км; R_1 – активное сопротивление линии, Ом / км; Z_W – волновое сопротивление линии, Ом; величина λ^1 указана в табл. П2.2 Приложения 2; R_Γ и R_T – соответственно, активные сопротивления питающих генераторов и трансформаторов. Этими формулами определяется минимальное допустимое по условиям самовозбуждения число генераторов и трансформаторов, от которых может питаться ненагруженная воздушная линия, так как с увеличением числа генераторов и трансформаторов уменьшаются радиусы окружностей, ограничивающих области самовозбуждения, а центры окружностей приближаются к началу координат.

2.9. Перенапряжения на четных, частоты $2k\omega$, и нечетных, частоты $(2k+1)\omega$, ультрагармониках при явлениях переходного феррорезонанса

Переходный феррорезонанс возможен только в односторонне питаемых блочных или полублочных передачах, где ВЛ коммутируется вместе с невозбужденным или недовозбужденным при разрыве передачи вследствие отключения внешнего к.з. силовым трансформатором (см. рис. 1.2). Такие коммутации имеют место при плановом включении, ТАПВ, отключении внешнего к.з., а также при подключении к линии невозбужденного трансформатора.

Физическая природа этого вида перенапряжений следующая. В любой из перечисленных коммутаций в магнитной цепи трансформатора начинается переходной процесс установления нового режима. Исходное состояние магнитной цепи скачком измениться не может, поэтому в потокосцеплении, кроме основной гармоники $\Psi_1(t)\cos\omega t$, должна появиться свободная затухающая апериодическая составляющая $\Psi_0(t)$, такая, чтобы в момент $t=0$ удовлетворялись следующие начальные условия:

$$\Psi_0 = [\Psi_1(t)\cos\omega t + \Psi_0(t)]\,|_{t=0} = \Psi_1(0) + \Psi_0(0).$$

Наличие в потокосцеплении апериодической составляющей приводит к появлению в токе намагничивания, кроме основной как нечетных, так и четных составляющих, которые будут существовать, пока апериодическая составляющая не затухнет. Например, для кубичной характеристики намагничивания

$$i_{\text{нам}} = \Psi^3 = [\Psi_1(t)\cos\omega t + \Psi_0(t)]^3$$

получим:

$$i_{\text{нам}} = \Psi_0^3 + 1{,}5\Psi_0\Psi_1^2 + 1{,}5\Psi_0^3\cos 2\omega t + \Psi_1(3\Psi_0^2 + 0{,}75\Psi_1^2)\cos\omega t + 0{,}75\Psi_1^3\cos 3\omega t\,.$$

Гармонические составляющие тока намагничивания вызывают на элементах цепи падения напряжения, что по своему действию эквивалентно введению в систему продольных э.д.с. соответствующей частоты, поэтому, если одна или несколько частот свободных колебаний электропередачи, коммутируемой в блоке с невозбужденным трансформатором, близка к частоте какой-либо гармонической в токе намагничивания, возникнут резонансные повышения напряжения соответствующей частоты. Эти перенапряжения будут существовать до тех пор, пока не завершится переходный процесс установления нового режима магнитной цепи или, что то же самое, пока не затухнет апериодическая составляющая потокосцепления. Перенапряжения, возникающие при явлениях переходного феррорезонанса, иллюстрируют осциллограммы, показанные на рис. 2.3,а и 2.3,б.

Величина и время существования перенапряжений при явлениях переходного феррорезонанса зависят от значения первой собственной частоты электропередачи β_1/ω и активных потерь в системе, задаваемых, в первую очередь, активными нагрузками. Такие факторы, как мощность трансформатора, тип выключателя (пофазный или общий привод), характер заземления нейтралей обмоток ВН трансформатора, играют второстепенную роль.

Методы оценки предельных возможных величин перенапряжений при явлениях переходного феррорезонанса и способы защиты от них изложены в Приложении 2.

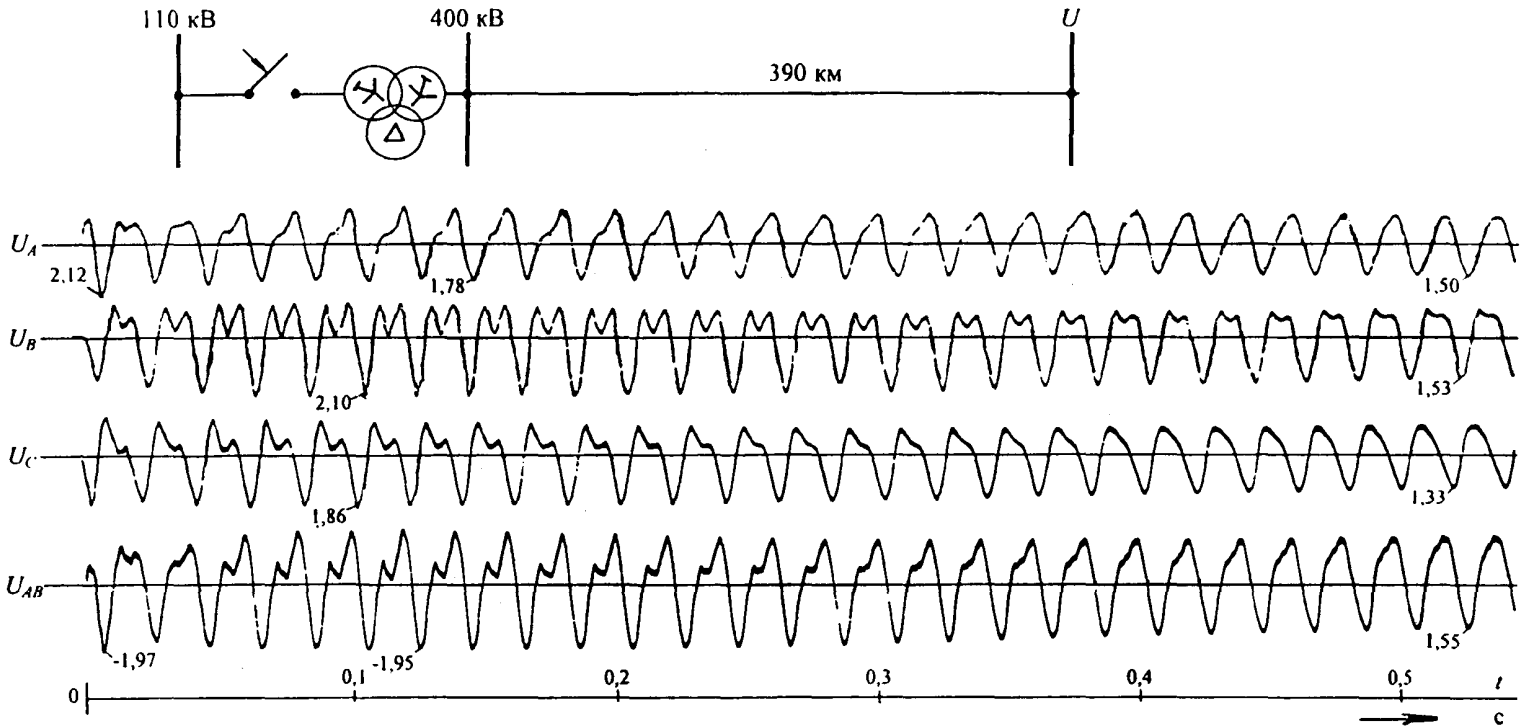


Рис. 2.3.а. Перенапряжения на частоте 100Гц при переходном феррорезонансе. ВЛ Погинск-Арзамас

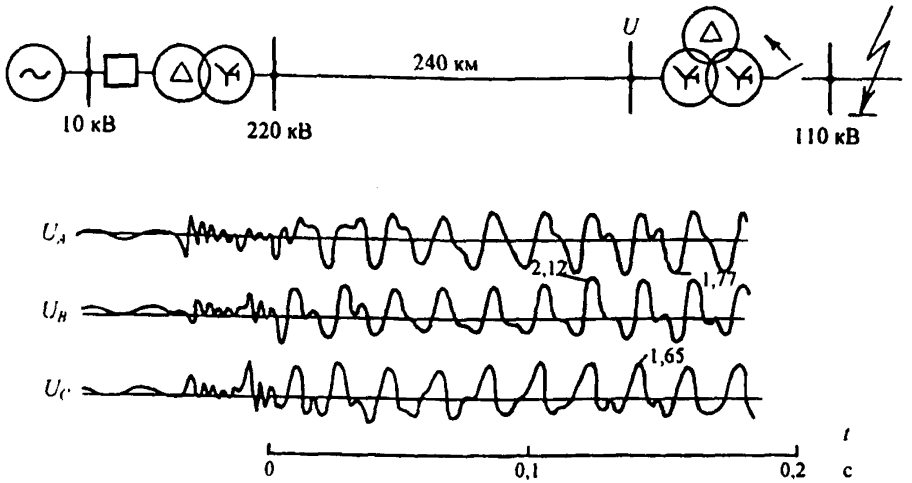


Рис. 2.3,б. Перенапряжения на частоте 100 Гц при переходном феррорезонансе на разомкнутом конце электропередачи 220 кВ Свирская ГЭС-Ленинград при отключении внешнего короткого замыкания

2.10. Защита от феррорезонансных перенапряжений на частоте 50 Гц, возникающих в электропередачах 220–500 кВ после включения холостых шин с электромагнитными трансформаторами напряжения

Рассматриваются случаи, когда в результате плановых или аварийных коммутаций, например, сборка схемы, предшествующая включению ВЛ, образуется схема, содержащая электромагнитный трансформатор напряжения (ЭМТН) с подключенной к нему ошиновкой, которая со всех сторон отделена от источников питания емкостями $C_в$, шунтирующими контакты выключателей в сетях 220–500 кВ*.

В таких ситуациях в сетях 220–500 кВ образуется схема, представляющая собой колебательный контур, содержащий нелинейную индуктивность высоковольтной обмотки ЭМТН, емкости $C_в$ между разомкнутыми контактами выключателей и емкостями на землю $C_ш$ всех элементов отключенной части ОРУ – разъединителей, втулок выключателей и входных емкостей трансформаторов тока и напряжения.

В табл. 2.3 приведены численные значения этих емкостей.

Таблица 2.3

Усредненные численные значения емкостей фаза-земля элементов распределительных устройств

$U_н$, кВ	220	330	500
Ошиновка, пФ/м	8,2–8,5	9,7–10,0	10,7–13,0
Разъединители, пФ/фазу	100–120	150–180	250–350
Втулки вводов выключателей, пФ	100–150	150–200	250–300
Трансформаторы тока, пФ	400–450	800–850	900–950
ЭМТН, пФ	300–350	350–400	500–600

* В сетях 110 кВ разрывы выключателей емкостями не шунтируются. На электропередачах 750–1150 кВ устанавливаются емкостные трансформаторы напряжения.

В таких схемах в зависимости от параметров и начальных условий возможно существование двух принципиально различных периодических режимов. Колебательный процесс на частоте 50 Гц может возникать в линейном контуре, образованном емкостями $C_в$ и $C_ш$ и большой по величине индуктивностью высоковольтной обмотки трансформатора напряжения без насыщения его магнитопровода. Этот режим соответствует малым токам через обмотки и малым перенапряжениям на трансформаторах напряжения.

При определенных сочетаниях параметров и начальных условий в цепи могут возникать также феррорезонансные явления на рабочей частоте, отличающиеся периодическими насыщениями магнитопровода и связанными с ними перенапряжениями на трансформаторе напряжения и большими токами в высоковольтной обмотке. Результаты исследований суммированы зависимостями, представленными на рис. 2.4 заштрихованными областями: если расчетная точка с координатами $C_в + C_ш$; $\frac{C_в}{(C_в + C_ш)}$ находится в заштрихованной зоне существования феррорезонанса, то перенапряжения на ЭМТН 220–500 кВ в этом режиме достигают $(1{,}4–1{,}5)U_ф$, а ток высоковольтной обмотки имеет резко выраженную "пикообразную" форму с амплитудой в несколько ампер. Резкое увеличение тока обмотки по сравнению с номинальным (единицы или десятки миллиампер) приводит к термическому повреждению обмотки трансформатора напряжения, что неоднократно имело место в эксплуатационных условиях.

Для защиты ЭМТН необходимо выбрать один из нижеследующих способов подавления феррорезонансных перенапряжений:

• Исключение опасного режима работы путем изменения порядка переключений. Например, при аварийном отключении системы шин целесообразно оставлять на ней трансформатор или линию, отключая их со стороны других напряжений, либо с другого конца. При плановых отключениях может оказаться целесообразным сначала отключить все выключатели системы шин, кроме одного, затем – их разъединители и после этого снять напряжение с системы шин последним выключателем. В некоторых случаях может оказаться целесообразным вообще отказаться от коммутаций каким-то аппаратом, например, одним из разъединителей, с тем, чтобы исключить опасную схему распределительного устройства.

• Монтаж и подключение к шинам дополнительных емкостей, например, конденсаторов связи при условии, что их емкость достаточна для выхода расчетной точки из заштрихованной зоны на рис. 2.4.

• Отключение разъединителя трансформатора напряжения при аварийном отключении системы шин. Для этого необходим моторный привод разъединителя.

• Если речь идет о вновь проектируемой подстанции, то могут быть рассмотрены возможности применения других выключателей, с меньшими емкостями между контактами, либо подключение электромагнитных трансформаторов напряжения в других точках распределительного устройства. Например, возможен отказ от шинных трансформаторов напряжения и подключение их к линиям.

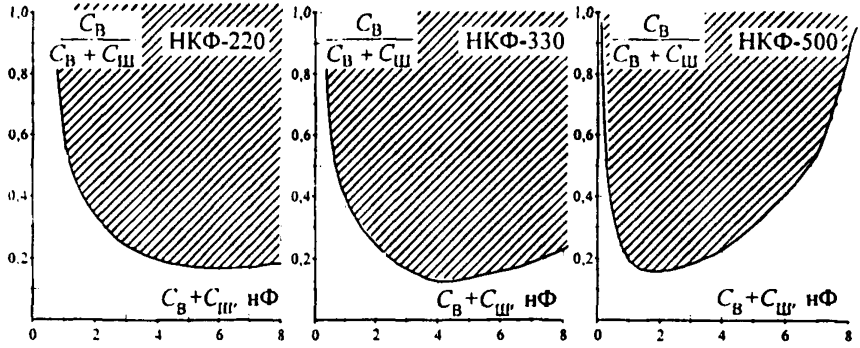


Рис. 2.4. Области существования феррорезонансных перенапряжений (заштрихованы):
$C_в$ – суммарная емкость между разомкнутыми контактами всех выключателей;
$C_ш$ – суммарная емкость на землю всех элементов отключенной части распредустройства

2.11. Автопараметрическое самовозбуждение ультрагармоник четной кратности частоты 100 Гц и 200 Гц

Физическая природа автопараметрического самовозбуждения ультрагармоник четной кратности такова. Любая электропередача представляет собой многочастотный колебательный контур, в состав которого входит переменная и притом периодически меняющаяся с частотой 2ω индуктивность контура намагничивания силового трансформатора. Колебания индуктивности происходит за счет периодических изменений потокосцепления контура намагничивания трансформатора. Это ведет к автопараметрическому резонансу с нарастанием амплитуды вынужденного напряжения во времени. Опыт эксплуатации показал, что самовозбуждение ультрагармоники 100 Гц может стать причиной повреждения оборудования электропередачи. В Приложении 2 изложены методы расчета и выбора комплекса мер, которые либо исключают, либо сводят к минимуму вероятность автопараметрического самовозбуждения четных ультрагармоник частоты 100 Гц и 200 Гц.

РАЗДЕЛ 3. ЗАЩИТА ПОДСТАНЦИЙ 110–750 кВ С ЭЛЕГАЗОВЫМИ КОМПЛЕКТНЫМИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫМИ УСТРОЙСТВАМИ ОТ РЕЗОНАНСНЫХ, ВЫСОКО- И НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОММУТАЦИОННЫХ И ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

3.1. Основные подходы

Обобщение мирового опыта эксплуатации комплектных элегазовых распределительных устройств (КРУЭ), проведенное СИГРЭ, указывает на то, что аварийность КРУЭ 110–550 кВ быстро растет по мере увеличения их номинального напряжения, поэтому для достижения высокой эксплуатационной надежности КРУЭ 330 кВ и выше комплекс средств защиты усложняется.

Все элементы КРУЭ с кабельными и обычными вводами и оборудование ПС, куда относятся: подходы присоединений ВЛ, силовые трансформаторы или автотрансформаторы, измерительные трансформаторы, установленные на стороне ВЛ, компенсационные реакторы 500 и 750кВ и ограничители перенапряжений и др. – подвергаются воздействию двух различных групп перенапряжений.

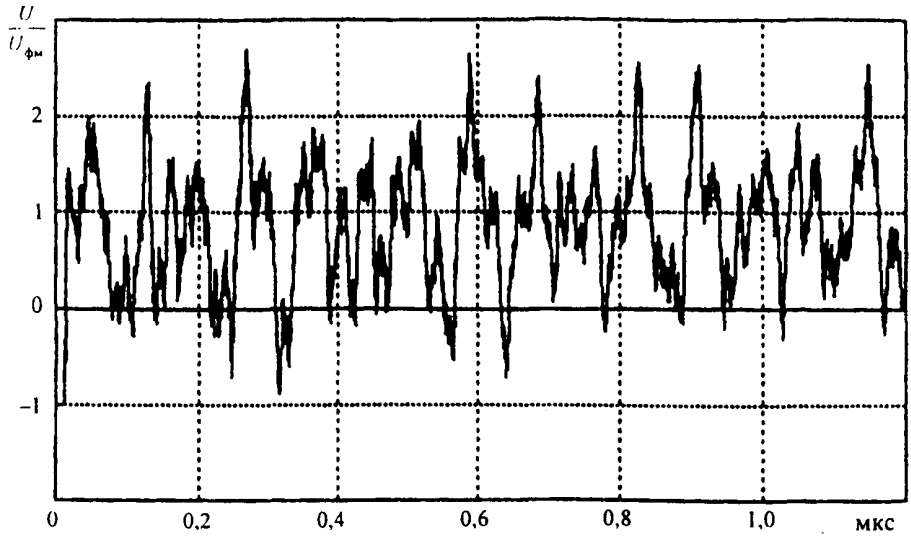
Первая группа – это резонансные, низкочастотные коммутационные и грозовые перенапряжения, которые имеют место в электрических сетях 110–750 кВ с эффективно заземленной нейтралью. Природа, характеристики и методы расчета этих видов перенапряжений рассмотрены в разделах первом и втором части 1-й, в 3-й части и Приложениях 1–3 и 6 настоящего Руководства.

Вторая группа воздействующих перенапряжений – это высокочастотные, с фронтом 5–20 нс, коммутационные перенапряжения, возникающие при включении или отключении элегазовым разъединителем участков холостых шин КРУЭ. Типичная осциллограмма ВЧ коммутационных перенапряжений показана на рис. 3.1*.

При этих коммутациях, как включениях, так и отключениях, кратность перенапряжений может достигать 2,3–2,8 по отношению к амплитуде фазного максимального рабочего напряжения $U_{фм}$. Конкретные их величины зависят от соотношения волновых сопротивлений шинопроводов, компоновки КРУЭ, длин и конфигурации коммутируемых участков и мгновенных значений напряжений на шинах в моменты пробоя межконтактного расстояния разъединителя. Общее количество пробоев в процессе операции определяется скоростью схождения (расхождения) контактов и может достигать сотен, что предопределяет широкий спектр начальных напряжений $\Delta U(0)$ на шинах, в диапазоне от $+ U_{фм}$ до $- U_{фм}$. С точки зрения величин перенапряжений, наиболее неблагоприятны условия, когда напряжения на контактах разнополярны и максимальны по величине, т.е. $\Delta U(0) = 2\ U_{фм}$. При операции отключения таким условиям отвечает один из последних пробоев, а при включении – один из первых.

---

* На электрических станциях и подстанциях при ВЧ коммутационных перенапряжениях возникают интенсивные электромагнитные импульсные поля, под воздействием которых в микропроцессорах и микроэлектронных устройствах могут наводиться помехи, опасные для работы систем технологического и оперативного диспетчерского управления. Величина помехи пропорциональна амплитуде тока I_q, протекающего через коммутирующий элегазовый разъединитель.



Расчет: $U = 2{,}87\ U_{фм}$

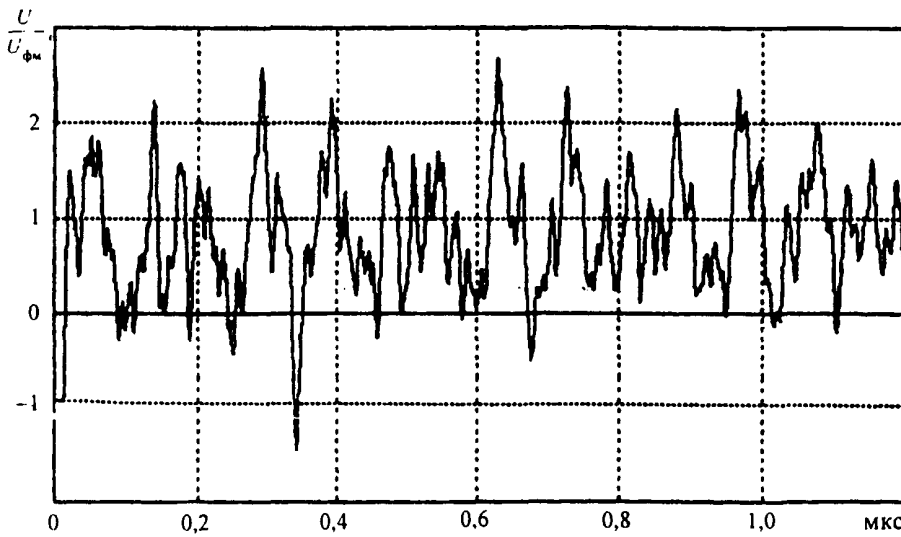


Рис. 3.1. Высокочастотные коммутационные перенапряжения в точке 5 на схеме рис. 3.2: $\Delta U = 2U_{фм}$; $\sqrt{L_1 L_2} \approx L_3 + L_4$

Вследствие компактности КРУЭ (обычно коммутируемые участки шинопроводов имеют длину от единиц до нескольких десятков метров) процессы перезаряда емкостей шин характеризуются очень высокими частотами – до десятков мегагерц. Можно оценить основную частоту k-ой составляющей спектра процесса, определяемую длиной L_k участка шин между двумя неоднородностями по формуле:

$$f(k) = 75/L_k, \text{ МГц}. \qquad (3.1)$$

Такими неоднородностями на участках являются разомкнутые концы шинопроводов, узлы переходов воздух-элегаз, вводы силовых трансформаторов, развилки шин (см., например, рис. 3.2).

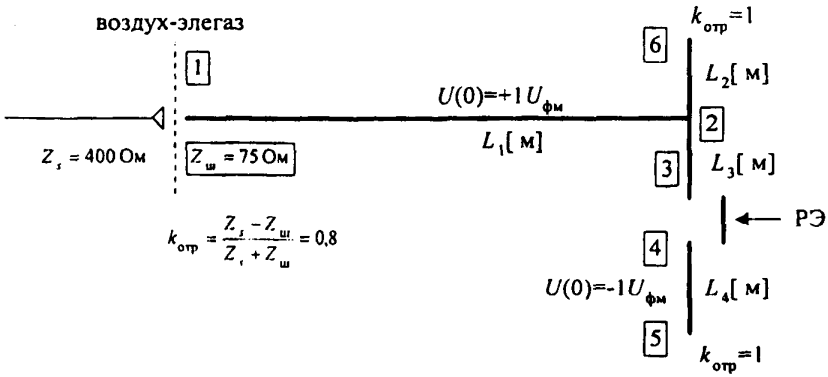


Рис. 3.2. Фрагмент компоновки полуторной схемы КРУЭ. РЭ – коммутирующий элегазовый разъединитель

Составляющие частотного спектра проявляются тем сильнее, чем больше неоднородности на границах участков, т.е. чем больше модули коэффициентов отражения: $K = (Z_2 - Z_1)/(Z_2 + Z_1)$, где Z_1 и Z_2, Ом – величины волновых сопротивлений по ходу движения электромагнитной волны, а также на тех участках токопровода, где коэффициенты отражения имеют разные знаки по концам. Самую низкую частоту, согласно (3.1), определяет наиболее протяженный однородный отрезок шинопровода, как правило, от источника – "питающего конца". Колебания, возбужденные в результате многократных преломлений и отражений волн на отрезках токопроводов, взаимно проникая и накладываясь на самую низкочастотную составляющую спектра, при совпадении во времени амплитуд одного знака в какой-то из точек дают наибольшую кратность перенапряжений.

Наиболее вероятно это совпадение в тех фрагментах компоновок КРУЭ, в которых длины всех участков между узлами неоднородности окажутся кратными длине самого короткого из них. Другими словами, если отношения длин коммутируемых токопроводов L_k и длина максимального из них L_{max} будут правильными дробями ($L_k / L_{max} = N_k / M_k$, где N_k и M_k – целые числа), то кратность высокочастотных перенапряжений на фазах КРУ, для которых эти условия окажутся выполнены, будут превосходить $2U_{фм}$. Правильные дроби определяют гармоники по отношению к низкочастотной составляющей спектра и, чем выше номер гармоники, тем меньше ее амплитуда.

Обобщение большого числа расчетов показало, что максимальные кратности ВЧ-перенапряжений достигаются при выполнении соотношения

$$\sqrt{L_1 L_2} = L_3 + L_4 , \qquad (3.2)$$

которое уместно называть "критерием правильных дробей". Этот критерий основывается на предположении, что для Т-образной расчетной схемы компоновки КРУЭ, типичной для полуторной схемы, максимальные кратности перенапряжений достигаются при равенстве эквивалентных волновых длин коммутируемых разъединителем участков холостых шинопроводов (см. рис. 3.2). Правильность такого подхода для оценки длин токопроводов расчетной схемы, в которой неограниченные ВЧ перенапряжения близки к максимальным, иллюстрируется примером показанного на рис. 3.2 Т-образного фрагмента полуторной схемы (см. также данные табл. 3.1).

Критерий правильных дробей (3.2) позволяет оценить как форму, так и максимальные возможные кратности ВЧ-перенапряжений, так как в относительных единицах они практически неизменны. Это означает, что при равенстве соотношений длин однородных участков шинопроводов и указанных в табл. 3.2 входных емкостей встроенного оборудования (выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и напряжения и др.) формы кривых и амплитуды ВЧ-перенапряжений для КРУЭ разных классов номинального напряжения будут подобны.

Таблица 3.1

№ вар.	Относительные длины участков				Критерий (3.2)	
	L_1	L_2	L_3	L_4	$\sqrt{L_1 L_2}$	L_3+L_4
1	1	2/3	1/3	1/2	0,816	0,833
2	1	1/3	1/4	1/3	0,577	0,588
3	1	1/4	1/6	1/3	0,500	0,500
4	1	1/2	1/7	4/7	0,707	0,714

Таблица 3.2

Усредненные значения входных емкостей встроенного оборудования

Аппараты	Входная емкость, пФ, при номинальном напряжении , кВ				
	110	220	330	500	750
Силовой трансформатор	1000	2000	3000	3000	5000
Силовой автотрансформатор	1500	2000	3000	5000	6000
Компенсационный реактор	–	–	–	2000	3000
Трансформатор напряжения электромагнитный	200	300	400	500	600
Трансформатор тока	300	400	500	600	700
Разъединитель	100	100	150	200	250
Выключатель	100	150	250	250	350
Ограничитель типа ОПН	60	80	100	150	200

Естественно, что мероприятия по их ограничению должны быть одинаковы , если уровни изоляции элементов КРУЭ приняты одинаковыми. Если левая и правая части критерия правильных дробей (3.2) отличаются друг от друга не более, чем на $\pm(5–7)\%$, то амплитуды ВЧ-перенапряжений будут в пределах $1,7 \le U_{вч} / U_{фм} \le 2,5$.

3.2. Возможное снижение электрической прочности элегазовой изоляции КРУЭ в процессе его эксплуатации

При тщательно очищенных и полированных металлических поверхностях элементов КРУЭ электрическая прочность элегазовой изоляции при воздействии ВЧ-перенапряжений примерно в полтора раза превосходит прочность этой изоляции при воздействии грозового импульса. При шероховатости электродов порядка 0,1–0,3 мм электрическая прочность практически одинакова при воздействии ВЧ-перенапряжений и грозовых импульсов. При появлении на поверхности шинопровода металлических частиц длиной 2–6 мм и воздействии ВЧ-перенапряжений электрическая прочность оказывается почти вдвое ниже, чем при воздействии грозовых перенапряжений. Такие свободные металлические частицы, обычно именуемые термином "дефекты", могут появиться во время транспортировки и в процессе эксплуатации КРУЭ.

Выбранная для иллюстрации на рис. 3.2 полуторная схема компоновки КРУЭ имеет следующие конкретные особенности, видные из расчетной схемы, показанной на рис. П7.1 Приложения 7. В процессе оперативной коммутации сборки схемы элегазовым разъединителем Р9, когда разъединители Р6 и Р7 и внешний, за разделом "элегаз-воздух", выключатель разомкнуты, на элементах Т-образного фрагмента участков холостых шинопроводов (см. рис. 3.2) возможно наложение длительного, порядка 80–100 часов, квазипостоянного напряжения $U_{пост}$ на ВЧ-перенапряжения, неограниченная амплитуда которых (см. осциллограммы на рис. 3.1) может превышать $2{,}5U_{фм}$. Если оперативная коммутация сборки схемы выполняется элегазовым разъединителем Р5 (элегазовый выключатель В2 и разъединители Р1 и Р4 отключены), наложение на ВЧ-перенапряжения квазипостоянного напряжения маловероятно, так как последнее из-за встроенного измерительного трансформатора тока стечет за несколько часов. Постоянное напряжение на холостом шинопроводе снижает электрическую прочность элегазовой изоляции в объеме, что связано с налипанием свободных металлических частиц на шинопровод.

3.3. Технические средства для защиты изоляции КРУЭ и оборудования ПС от перенапряжений

Подстанции 110–750 кВ с КРУЭ подвергаются воздействию грозовых, низко- и высокочастотных коммутационных и резонансных перенапряжений и должны быть надежно защищены от них. Комплекс для защиты изоляции газонаполненных элементов КРУЭ и оборудования ПС может включать в свой состав следующие технические средства:

- нелинейные ограничители перенапряжений как обычного исполнения (ОПН), так и в элегазе (ОПНЭ), для ограничения амплитуд низкочастотных коммутационных перенапряжений, возникающих при коммутациях ненагруженных воздушных линий и силовых трансформаторов (автотрансформаторов), и грозовых перенапряжений, набегающих с ВЛ. Защитные и надежностные характеристики ограничителей типа ОПН и ОПНЭ приведены в Приложении 4;
- предвключаемые резисторы в элегазовых выключателях, снижающие амплитуду низкочастотных коммутационных перенапряжений при плановых включения : линий, а при аварийном отключении ВЛ из-за неуспешного АПВ или ОАПВ, снижающие амплитуду и скорость напряжения,

восстанавливающегося на контактах коммутирующего элегазового выключателя;

- встроенные в элегазовые разъединители предвключаемые резисторы двустороннего действия, уменьшающие амплитуду и растягивающие фронт высокочастотных коммутационных перенапряжений, возникающих при коммутациях участков холостых шинопроводов КРУЭ в процессе сборки (или разборки) схемы ПС;
- снижение сопротивления заземления опор и повышение эффективности тросовой защиты ВЛ на подходах к ПС, что ограничивает амплитуду и число волн грозовых перенапряжений, набегающих с воздушной линии на подстанцию.

Для каждой ПС с КРУЭ возможно применение нескольких вариантов комплекса защитных средств, в той или иной мере отличающихся как по составу, так и по параметрам входящего в состав защитного комплекса технических средств. Окончательный выбор варианта должен основываться на сопоставлении технико-экономических показателей и прогнозируемого уровня эксплуатационной надежности.

3.4. Защита КРУЭ от резонансных перенапряжений

Защита от резонансных перенапряжений должна быть направлена на то, чтобы либо полностью исключить в соответствующих расчетных режимах (см. в Разделе 2 "Резонансные перенапряжения", пункт 2.1 "Исходные положения") возможность повышения частоты 50 Гц сверх наибольшего рабочего $U_м$, равного:

$U_н$, кВ	110	220	330	500	750
$U_м$, кВ	126	252	363	525	787

либо, если это оказывается экономически нецелесообразным, создать такие условия, при которых резонансные перенапряжения безопасны для КРУЭ и оборудования ПС. В табл. 1.2 , 1.3 указаны допустимые повышения напряжения 50 Гц для оборудования 110–750 кВ. Ограничение резонансных перенапряжений осуществляется вне КРУЭ на входящих и выходящих из КРУЭ присоединениях. Методы расчета величины и времени воздействия, а также выбор состава комплекса защитных мер, обеспечивающего ограничение уровня и длительности воздействия резонансных перенапряжений, изложены в Приложении 2.

Если все элементы КРУЭ и встроенного оборудования выдержали послемонтажные испытания по нормативам МЭК (см. Приложение 9), а внешний по отношению к КРУЭ комплекс защитных мер и аппаратов ограничивает воздействия:

- на изоляцию вводов "воздух-элегаз", воздушных присоединений, силовых и измерительных трансформаторов 110, 220, 330, 500 и 750 кВ соответственно до 73, 146, 257, 303 и 560 кВ;
- на ограничители типа ОПН в соответствии с табл. П4.1–П4.4 Приложения 4, то система защиты от резонансных перенапряжений является достаточной.

3.5. Защита КРУЭ от низкочастотных коммутационных перенапряжений

Защита от низкочастотных коммутационных перенапряжений, воздействующих на изоляцию оборудования ПС, в состав которой входят подходы присоединений ВЛ, вводы "воздух-элегаз", измерительные трансформаторы тока и напряжения, установленные на стороне ВЛ, компенсационные реакторы 500 кВ и 750 кВ, элегазовые выключатели, разъединители, шинопроводы, элегазовые измерительные трансформаторы тока и напряжения, осуществляется ограничителями перенапряжений типа ОПН и ОПНЭ. Защитные характеристики ограничителей типа ОПН и элегазовых типа ОПНЭ должны быть одинаковы (см. Приложение 4).

Если общее число ограничителей ОПН и ОПНЭ, установленных как в самом КРУЭ, так и на всех входящих и выходящих из КРУЭ присоединениях, $n = n_{\text{опн}} + n_{\text{опнэ}}$, то амплитуда воздействующих на оборудование ПС и газонаполненные элементы КРУЭ низкочастотных коммутационных перенапряжений определяется неравенством:

$$k_{\text{возд}} \le k_{\text{защ}} / n^{\alpha} = k_{\text{защ}} / n^{0,04}, \text{ кВ}. \qquad (3.3)$$

Выбор системы защиты от низкочастотных коммутационных перенапряжений состоит в следующем. Если рассчитанное по формуле (3.3) $k_{\text{возд}}$ превышает $k_{\text{доп}}$, которое, согласно нормативам МЭК (см. Приложение 9), равно:

$U_{\text{н}}$, кВ	110	220	330	500	750
$k_{\text{доп}}$, кВ	–	–	950	1175	1425

то число ограничителей типа ОПН увеличивается до $n'_{\text{опн}} > n_{\text{опн}}$, при котором выполняется условие

$$k_{\text{возд}} = \frac{k_{\text{защ}}}{(n'_{\text{опн}} + n_{\text{опнэ}})^{0,04}} \le k_{\text{доп}}, \text{кВ} \qquad (3.4)$$

По указанным в Приложении 9 нормативам МЭК выполняются послемонтажные испытания газонаполненных элементов КРУЭ и встроенного оборудования. Если все газонаполненные элементы КРУЭ и встроенного оборудования эти испытания выдержали, то система защиты от низкочастотных коммутационных перенапряжений является достаточной.

3.6. Грозозащита оборудования ПС и КРУЭ

Следует обеспечить грозозащиту как КРУЭ и подходов входящих и выходящих присоединений ВЛ, так и питающих КРУЭ блочных трансформаторов (автотрансформаторов).

Расчеты, целью которых является формирование комплекса мер грозозащиты оборудования КРУЭ и ПС, а также подходов воздушных присоединений, выполняются по методам и программам, изложенным в 3 части настоящего Руководства. Этот комплекс мер включает средства, направленные на снижение числа набегающих волн за счет повышения грозоупорности ВЛ на подходе к ПС (снижение сопротивления заземления опор, повышение эффективности тросовой защиты) и ограничение амплитуд грозовых воздействий за счет использования ограничителей типа ОПН, элегазовых ограничителей типа ОПНЭ и др. средств.

Этот комплекс должен ограничить амплитуды атмосферных перенапряжений, воздействующих на внутреннюю изоляцию компенсирующих реакторов и блочных трансформаторов (автотрансформаторов) до уровня, определяемого нормативами МЭК (см. Приложение 9), но не более, чем до $(2{,}5–2{,}6)U_{фм}$, т.е. до величины, когда надежность работы внутренней изоляции определяется не грозовыми перенапряжениями, а длительным воздействием рабочего напряжения частоты 50Гц.

Для того, чтобы амплитуды волн грозовых перенапряжений не превзошли этой величины, защита должна быть выполнена следующим образом. Вблизи, на расстоянии 15–20 метров от питающего КРУЭ блочного трансформатора (или АТ) устанавливаются два ограничителя типа ОПН: один – между блочным трансформатором и КРУЭ на входящем в последнее воздушном присоединении, второй – на ВЛ между блочным трансформатором и генераторными шинами. Эффективность такой системы грозозащиты внутренней изоляции блочных трансформаторов (АТ) иллюстрируется примером расчета, изложенным в Приложении 7.

3.7. Защита КРУЭ от высокочастотных коммутационных перенапряжений

Газонаполненный шинопровод КРУЭ при испытаниях на месте монтажа должен выдержать воздействие грозового импульса, нормируемого МЭК (см. Приложение 9).

Для обеспечения высокой эксплуатационной надежности КРУЭ 330–750 кВ необходима эффективная защита от воздействия высокочастотных коммутационных перенапряжений.

Использование для защиты от высокочастотных коммутационных перенапряжений ограничителей типа ОПНЭ и тем более, типа ОПН, малоэффективно по следующим причинам. Во-первых, при частотах порядка 5–15 МГц ограничитель электрически удален от места появления максимальных перенапряжений. Во-вторых, вольт-амперная характеристика ограничителя при наносекундных воздействиях оказывается заметно выше, чем диктуемый нормативами МЭК уровень защиты от грозовых перенапряжений, поэтому наиболее эффективным средством обеспечения эксплуатационной надежности КРУЭ при ВЧ-коммутационных перенапряжениях является оснащение элегазового разъединителя встроенным предвключаемым резистором двустороннего, на включение и отключение, действия*.

Высокая эксплуатационная надежность работы КРУЭ 330–750 кВ обеспечивается, когда амплитуды ВЧ коммутационных перенапряжений ограничиваются до уровня менее $(1{,}0–1{,}05)U_{фм}$. Для этого величина активного сопротивления предвключаемого резистора должна быть

$$R_{пр} \geq 2\,Z_w. \qquad (3.5)$$

Предвключаемый резистор должен быть термостойким, т.е. поглощать без повреждения энергию, выделяющуюся в нем во время коммутации и не должен нарушать общего температурного режима элегазового разъединителя.

---

* Использование элегазового разъединителя с предвключаемым резистором решает также задачу уменьшения импульсных помех, величина которых прямо пропорциональна амплитуде ВЧ-перенапряжений, где Z_w – волновое сопротивление коммутируемого разъединителем участка шинопровода.

РАЗДЕЛ 4. ЗАЩИТА ПРОДОЛЬНО- И ПОПЕРЕЧНОКОМПЕНСИРОВАННЫХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ОТ КОММУТАЦИОННЫХ И ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

4.1. Исходные положения

Использование в электропередаче одной или нескольких установок продольной емкостной компенсации (УПК) приводит к перенапряжениям, возникающим на поврежденных фазах в переходном режиме после разрыва электропередачи, вызванного отключением аварийного участка. Приводящий к перенапряжениям аварийный процесс распадается на два этапа: режим короткого замыкания, в ходе которого падение напряжения от аварийного тока приводит к перенапряжениям на конденсаторах УПК, и переходный режим после разрыва электропередачи, вызванного отключением ее аварийного участка. В ходе этого переходного процесса возникают как коммутационные, так и резонансные, при делении частоты, перенапряжения относительно земли, которые локализуются на участке между УПК и выключателем, отключившим аварию (на схеме рис. 4.1,а – это точка присоединения реактора $X_{р3}$). В зависимости от схемы подстанции перенапряжения могут воздействовать на изоляцию компенсационных реакторов, силовых трансформаторов и другого оборудования, которое подключено к этим шинам. Природа этих перенапряжений и методы защиты от них излагаются ниже в пунктах 4.2 и 4.3.

4.2. Особенности коммутационных и резонансных при делении частоты, перенапряжений в продольно- и поперечнокомпенсированных электропередачах

Особенности коммутационных и резонансных перенапряжений в продольно- и поперечнокомпенсированных передачах таковы. Если ВЛ оборудована УПК, то цепь статоров генераторов электрических станций представляет колебательный контур. Вследствие этого изменяется характер свободных составляющих тока короткого замыкания. Апериодическая составляющая заменяется медленно затухающими свободными колебаниями. К моменту отключения к.з. на батарее УПК будет повышенное напряжение U_{co} (см. рис.4.1). Вследствие этого величина коммутационных перенапряжений, воздействующих на реактор $X_{р3}$, после гашения выключателем $В_2$ тока короткого замыкания будет больше, чем в электропередачах, необорудованных УПК. Амплитуда этих перенапряжений слагается из трех составляющих: вынужденного напряжения частоты 50 Гц и двух свободных затухающих – низкочастотной и высокочастотной. Низкочастотная определяется колебательным контуром, состоящим из емкости батареи УПК и суммарной индуктивности $X_п$ линии передачи и реактора $X_{р3}$. Высокочастотная составляющая в основном определяется наименьшей из частот собственных колебаний ВЛ и источника питания. В первый момент после отключения выключателя $В_2$ вынужденная и низкочастотная составляющая находятся в фазе друг с другом, а свободная высокочастотная – в противофазе с ними. В переходном режиме аварийного разрыва передачи вследствие ликвидации к.з. во всех случаях, когда длина участка линии $l \geq 0$, батарея УПК оказывается включенной между источником э.д.с. и имеющим нелинейную характеристику намагничивания компенсационным реактором (см. формулу (2.3) и табл. 2.1). На схеме рис. 4.1,а это реактор $X_{р3}$. В таких

нелинейных колебательных контурах при определенных условиях может возникнуть режим деления частоты на три (режим субгармонического резонанса), при котором полный период повторяемости токов и напряжений, действующих в электрической сети, в три раза превосходит период изменения э.д.с., питающей систему, следовательно, частота колебаний в режиме субгармонического резонанса равна $f = 50/3 = 16\frac{2}{3}$ Гц. Деление частоты опасно как перенапряжениями, которые при этом возникают, так и значительными механическими воздействиями на реактор в виде динамических усилий и вибраций вследствие появления сверхтоков и низкочастотных потоков с большой амплитудой. Режим субгармонического резонанса иллюстрирует рис. 4.2, на котором показаны осциллограммы сверхтоков и низкочастотных перенапряжений, воздействующих в режиме деления частоты на УПК и компенсационный реактор X_{p3} (осциллограммы получены для электропередачи 500 кВ Волжская ГЭС - переключательный пункт Арзамас).

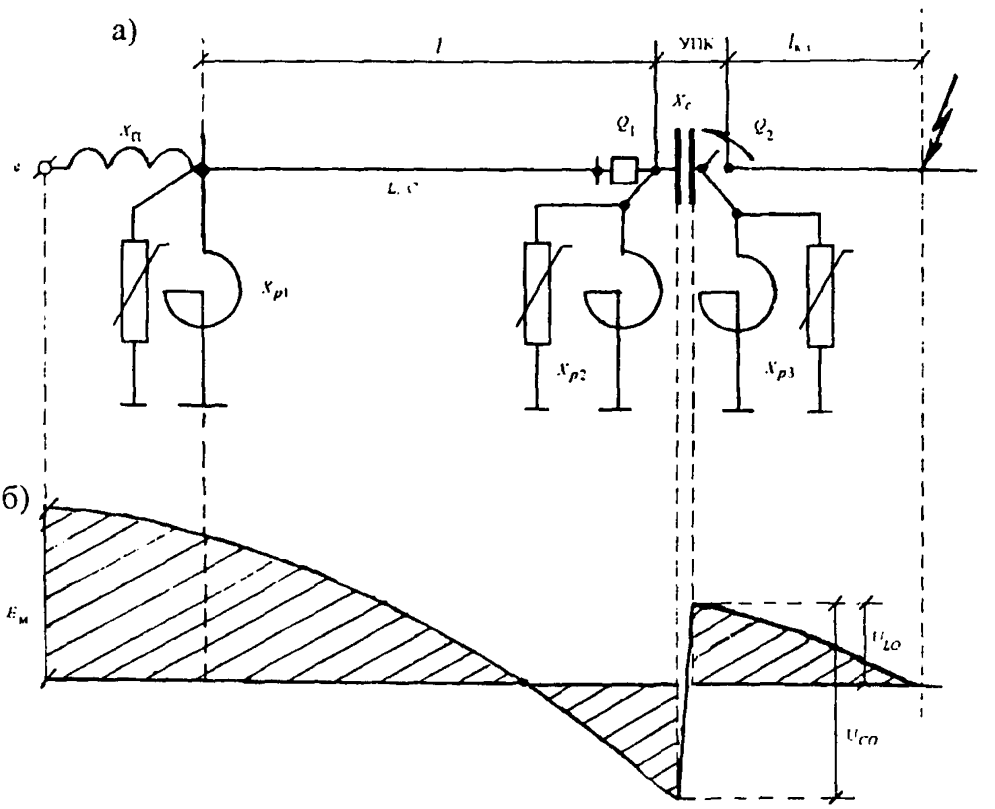


Рис. 4.1. Однолинейная схема продольно- и поперечнокомпенсированной электропередачи (а) и эпюра распределения напряжения вдоль линии в первый момент после погасания дуги в выключателе, отключающем аварийный участок или аварийную фазу (б).

X_c – емкостное сопротивление батареи УПК;

$X_п$ – индуктивное сопротивление источника питания (станция, система);

$l_{к.з}$ – расстояние от точки к.з. до батареи УПК в км;

L и C –индуктивность и емкость ВЛ на 1 км;

B_1 и B_2 – линейные выключатели

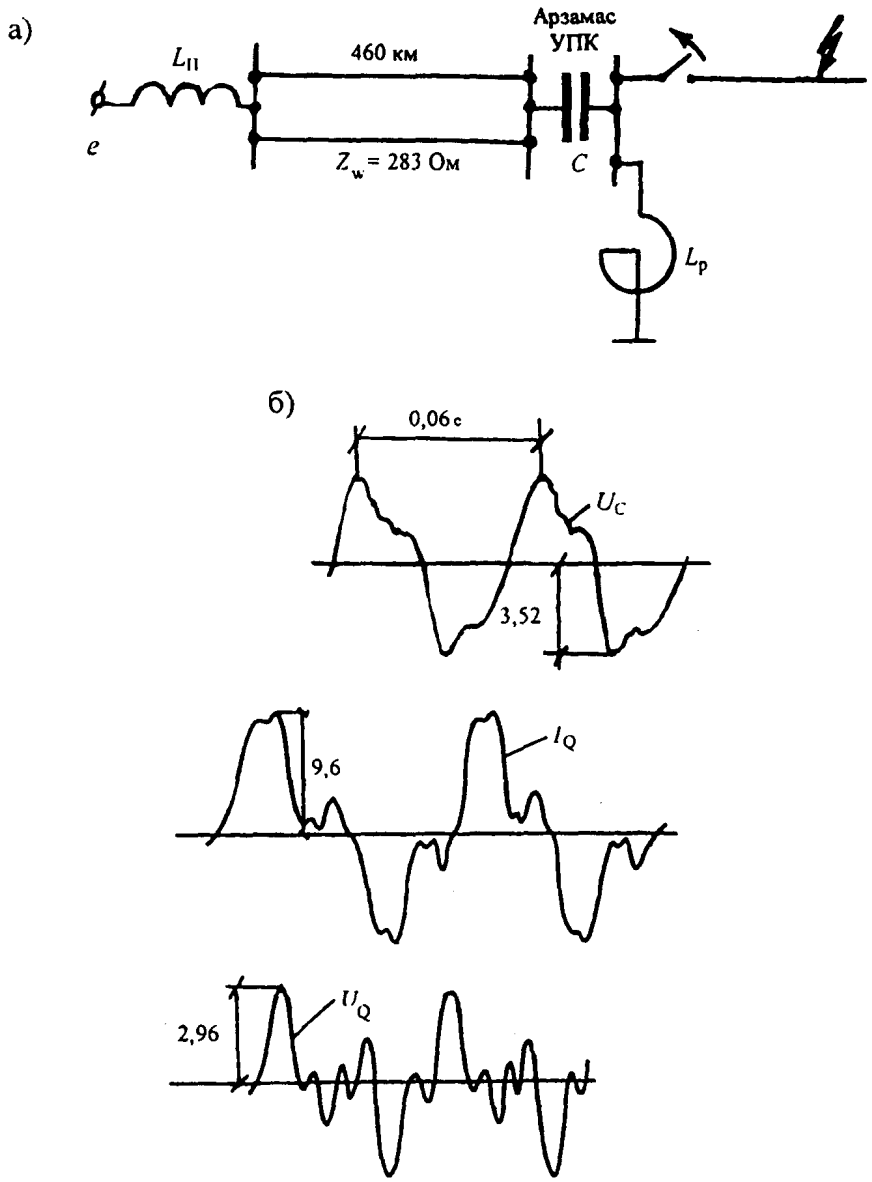


Рис. 4.2. Схема электропередачи 500 кВ Волжская ГЭС - Москва (а) и осциллограммы напряжений и токов при делении частоты (б).
U_C – напряжение на батарее УПК;
U_Q – напряжение на реакторе $L_р$;
I_Q – ток через обмотку реактора $L_р$;
$L_П$ – 105 мГн; C = 61 мкФ; $L_р$ = 3,4 Гн

Вероятность возникновения режима деления частоты тем больше, чем меньше напряжение U_{L0} и чем больше напряжение U_{C0}, показанные на рис. 4.1,б. Если на продольно- и поперечнокомпенсированной электропередаче возник режим деления частоты, то ограничители перенапряжений, установленные параллельно реакторам для защиты последних от коммутационных и грозовых перенапряжений, не только не выполняют защитных функций, но и сами могут разрушиться (см. схему на рис. 4.1,а).

4.3. Защита продольно- и поперечнокомпенсированных электропередач от коммутационных и резонансных перенапряжений

Система защиты продольно- и поперечнокомпенсированных электропередач должна решить две взаимосвязанные задачи. Необходимо исключить возможность существования режима деления частоты (режима субгармонического резонанса) и обеспечить такой же срок службы ОПН, как и в передачах без УПК. Обе эти задачи могут быть решены двумя путями. Первый – это установка показанного на рис. 4.3 разрядника с уставкой k_0, который должен в режиме к.з. шунтировать батарею УПК. U_{C0} при этом в послеаварийном режиме разрыва передачи выключателем B_2 уменьшается до нуля, что исключает возможность реализации режима субгармонического резонанса, а коммутационные перенапряжения снижаются до уровня, присущего электропередачам без УПК. Эта цель достигается, если выполнено неравенство

$$k_{01} \le U_{C1} \le U_{C2}. \qquad (4.1а)$$

Здесь

$$U_{C1} = \frac{E_1 X_C}{X_{\Pi 2} + X_{L1} + X_{L2} - X_C}, \quad U_{C2} = \frac{E_2 X_C}{X_{\Pi 1} + X_{L1} - X_C}, \qquad (4.1б)$$

где k_{01} – нижний предел разбросов пробивного напряжения разрядника; X_C – емкостное сопротивление батареи УПК; $X_{\Pi 1}$ и $X_{\Pi 2}$ – минимальное и максимальное значения за год индуктивного сопротивления источника питания; $X_{L1} = l_1 \omega L_1$ и $X_{L2} = l_2 \omega L_2$ – индуктивные сопротивления участков l_1 и l_2; L_1 и L_2 – индуктивности линии на 1 км, которые в общем случае могут отличаться друг от друга (например, l_1 – двухцепная ВЛ, а l_2 – одноцепная ВЛ); E_1 и E_2 разъяснены в табл. 1.5. Если расчет показал, что для данной конкретной передачи неравенство (4.1а) нарушено, то либо следует отказаться от защиты УПК с помощью обычного, в том числе, калиброванного герметизированного, искрового промежутка, либо использовать разрядник с искусственным поджигом. Конструкции таких разрядников разработаны как в опорном, так и в подвесном вариантах. Опыт эксплуатации подтвердил их эффективность, но они заметно дороже искрового промежутка без поджига.

Второй способ защиты продольно- и поперечнокомпенсированных электропередач состоит в отказе от использования защитного разрядника и размещении компенсационных реакторов X_{P2} и X_{P3} по схеме, показанной на рис. 4.4. Здесь компенсационные реакторы вынесены за линейные выключатели B_1 и B_2, т.е. установлены не на шинах УПК, а непосредственно на участках ВЛ. Такое размещение реакторов исключает возможность режима деления частоты, так как при любом послеаварийном разрыве электропередачи батарея УПК не может оказаться между нелинейным реактором и источником э.д.с. Однако в схеме рис. 4.4 для защиты шин УПК от коммутационных и грозовых перенапряжений необходима установка двух дополнительных комплектов ограничителей ОПН-2 и ОПН-3.

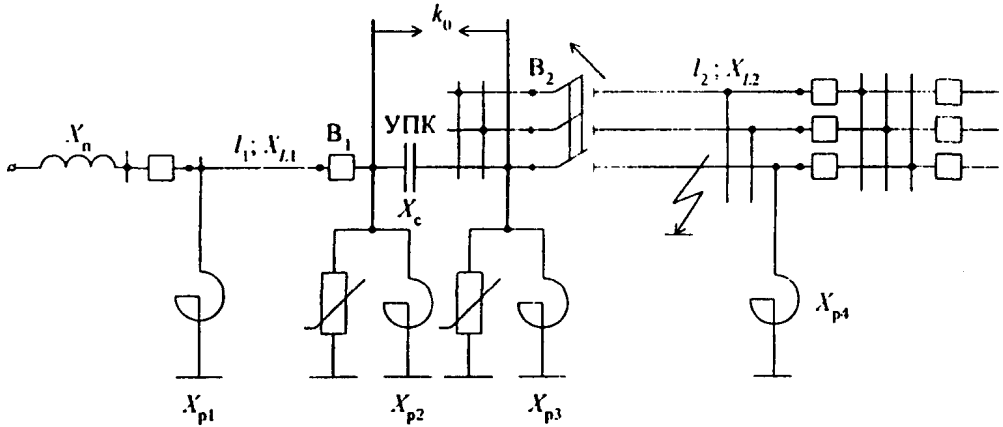


Рис.4.3. Расчетная схема продольно и поперечно компенсированной электропередачи.
k_0 – уставка разрядника, защищающего УПК в режиме к.з.;
B_2 – выключатель, отключающий ток короткого замыкания

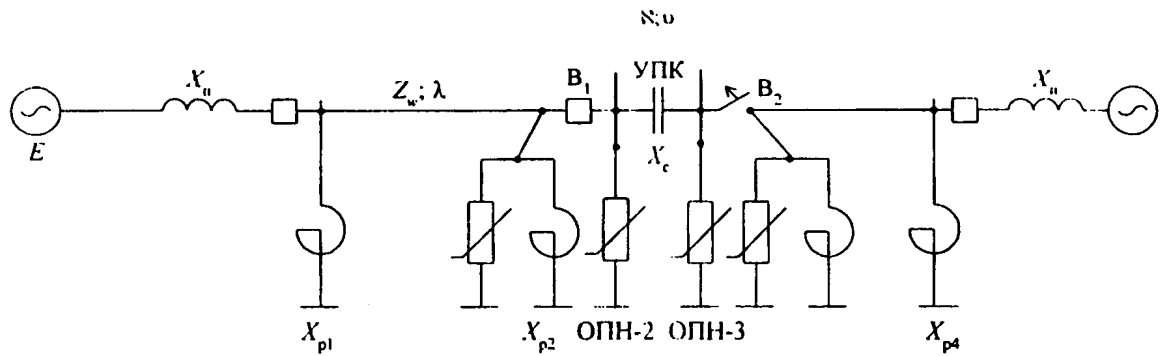


Рис.4.4. Размещение реакторов, при котором на продольно и поперечно компенсированной электропередаче невозможен субгармоничный резонанс. ОПН-2 и ОПН-3 дополнительные комплекты ограничителей, необходимые для защиты шин УПК

Их условия работы утяжелены, так как из-за отсутствия разрядника k_0 напряжение U_{C0} на емкости батареи УПК в режиме к.з. не равно нулю, и, следовательно, уровень неограниченных коммутационных перенапряжений в точке установки ОПН-3 (или ОПН-2) в этой схеме будет выше, чем в электропередачах без УПК.

Расчет статистического распределения амплитуд этих перенапряжений выполняется следующим образом. Рассчитываются минимальное $\aleph_1$ и максимальное $\aleph_2$ значения случайных изменений ударных коэффициентов за год по формулам:

$$\aleph_1 = 0{,}72 + 1{,}14\, U_{C1}\sqrt{\frac{Z_W}{X_C}}, \quad \aleph_2 = 0{,}72 + 1{,}14\, U_{C2}\sqrt{\frac{Z_W}{X_C}} \tag{4.2}$$

где U_{C1} и U_{C2} заданы формулами (4.1б).

Вынужденное напряжение в месте установки ограничителя ОПН-3 дается следующей формулой:

$$\upsilon = E\frac{X_{P1}}{X_{\Pi} + X_{P1}}\frac{\cos\varphi_1 \cos\varphi_2}{\cos(\lambda + \varphi_1 - \varphi_2)}\left(1 + \frac{\omega\pi}{\beta}\right), \tag{4.3а}$$

где $$\varphi_1 = \operatorname{arctg}\left(\frac{X_{\Pi} \cdot X_{P1}}{(X_{\Pi} + X_{P1})\, Z_W}\right), \qquad \varphi_2 = \operatorname{arctg}\left(\frac{Z_W}{X_{P2}}\right), \tag{4.3 б}$$

причем входящая в (4.3а) частота β/ω определяется по номограмме Приложения 3, т.е. по схеме вида "э.д.с. - предвключенная реактивность X_{Π} - ВЛ длиной l", так как влияние компенсационных реакторов X_{P1} и X_{P2} на частоту β мало.

Подставляя в формулы (4.3а) и (4.3б) минимальное $X_{\Pi 1}$ и максимальное $X_{\Pi 2}$ за год значения индуктивного сопротивления источника, а также E_1 и E_2 (см. табл. 1.5 Раздела 1), находим пределы υ_1 и υ_2 интервала случайных годовых колебаний вынужденного напряжения. Затем по формулам

$$k_1 = \aleph_1 \upsilon_1; \qquad k_2 = \aleph_2 \upsilon_2 \tag{4.4}$$

рассчитывают границы предела случайных годовых изменений амплитуд неограниченных коммутационных перенапряжений в точке установки ограничителя ОПН-3.

Статистическое распределение кратностей неограниченных коммутационных перенапряжений дается выражением

$$P_k(k_1 \le k \le k_2) = \frac{(k - k_1)\, k_2}{(k_2 - k_1)\, k} \tag{4.5}$$

Методика оценки надежности, т.е. ожидаемого с доверительной вероятностью $P_{дов}$ числа лет безаварийной работы ограничителя (в данном случае это ОПН-3 или ОПН-2) излагается в п. 4 Приложения 6 и иллюстрируется примером, приведенным в Приложении 8.

ПРИЛОЖЕНИЯ

К ЧАСТИ 1

ЗАЩИТА ОТ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110-1150 кВ

ОЦЕНКА ЧИСЛА ВОЗДЕЙСТВИЙ КОММУТАЦИОННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НА ИЗОЛЯЦИЮ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И ТОКОВЫХ НАГРУЗОК НА РЕЗИСТОРЫ ОПН ЗА ГОД

Накопленная в течение многих лет в различных странах статистика свидетельствует, что в общем числе к.з. доля однофазных увеличивается с ростом номинального напряжения электропередачи. При этом доля неуспешных ОАПВ после грозового поражения и перекрытия вследствие загрязнений гирлянд в среднем составляет 0,25 и 0,35 для ВЛ 110–330 кВ и 550–1150 кВ соответственно. Из общего числа ТАПВ для всех классов напряжения в среднем 40 % бывают неуспешны.

Усредненные значения ожидаемого числа n_s плановых и аварийных коммутаций и ожидаемого числа к.з. приведены в табл. П1.1.

Таблица П1.1

Усредненное число n_s ожидаемых за год коммутаций и к.з.

S	Виды аварий или коммутаций	Число n_s аварий или коммутаций для электропередач, кВ					
		110	220	330	500	750	1150
1	Плановое включение линии	5–8	5–8	3–6	3–5	1–3	1–3
2	Плановое отключение линии и трансформаторов	5–8	5–8	3–6	3–5	1–3	1–3
3	К.з.грозового происхождения	По расчету ожидаемого числа грозовых отключений (см. часть 3)					
	Удельное число отключений, т.е. в расчете на 100 км ВЛ по причине:						
4	к.з. в нормальном режиме вследствие загрязнений и увлажнений изоляции линии	2	1.2	0,16	0.13	0,12	0,15
5	к.з. вследствие устойчивых повреждений (падение деревьев и др.)	3,3	1,0	2.7	0,65	0,1	0,14
6	разрыв передачи вследствие асинхронного хода	–	–	0,02–0,03	0,04–0,05	0,06–0,07	0,05–0,06

В табл. П1.2 указана доля Δ однофазных к.з. в общем числе к.з. Усредненное число отключений шунтирующих реакторов (ШР) можно принять 5–10 за год для подстанций 1150 кВ; 10–20 — для ШР 750 кВ и 20–50 — для ШР 500 кВ.

Таблица П1.2

Доля Δ однофазных к.з. в общем числе к.з.

$U_н$, кВ	110	220	330	500	750	1150
Δ	0.67	0,84	0.86	0,92	0.95	0,99

В зависимости от логики действия защитных устройств и систем автоматики каждое к.з. вызывает ту или иную серию различных аварийных коммутаций.

Наиболее распространены следующие четыре варианта организации релейной защиты и противоаварийной автоматики:

• на электропередаче нет ни ОАПВ, ни ТАПВ. Любое к.з. вызывает двустороннее отключение аварийного участка всеми тремя фазами, которое распадается на две аварийные коммутации. Первая – это трехфазный разрыв передачи (далее именуется "первичное отключение к.з."), после чего с интервалом, определяемым каскадностью действия линейных выключателей поврежденного участка, происходит вторая аварийная коммутация – отключение ненагруженной линии с короткозамкнутой фазой. В обеих коммутациях перенапряжения воздействуют на изоляцию двух фаз изоляции электропередачи и двух из трех резисторов каждого комплекта ОПН;

• на электропередаче установлена система ОАПВ. Если на линии произошло многофазное к.з., то действия защит аналогичны предыдущему случаю (отсутствие на передаче ОАПВ и ТАПВ), но воздействия на изоляцию и ограничители либо вообще отсутствуют, либо перенапряжения воздействуют на изоляцию и резисторы ОПН только одной из трех фаз. Если произошло однополюсное к.з., то двусторонне отключается одна поврежденная фаза, при этом перенапряжения не возникают. После бестоковой паузы фаза включается с одной стороны. При успешности ОАПВ перенапряжения воздействуют на изоляцию и ограничители одной из трех фаз. При неуспешности ОАПВ следуют две аварийные коммутации: трехфазный разрыв передачи (далее именуется "вторичное отключение к.з.") и отключение ненагруженной линии с одной короткозамкнутой фазой. Воздействия на изоляцию аналогичны предыдущему случаю (отсутствие ОАПВ и ТАПВ);

• на электропередаче установлена система ТАПВ. Вначале происходят две аварийные коммутации- первичное отключение к.з. и отключение ненагруженной линии с одной или двумя короткозамкнутыми фазами. В этих коммутациях воздействия на изоляцию аналогичны тем, что возникают в случае отсутствия ОАПВ и ТАПВ. Затем после бестоковой паузы аварийный участок подключается с одной стороны. Если ТАПВ было успешным, то перенапряжения воздействуют на изоляцию и резисторы ОПН всех трех фаз. Если ТАПВ неуспешно, то возникают еще две аварийные коммутации: неуспешное ТАПВ и затем отключение линии с одной короткозамкнутой фазой. В обеих коммутациях перенапряжения при однополюсном к.з. воздействуют на изоляцию фаза-земля двух или трех фаз или при двухполюсном к.з. на землю – только одной из трех фаз;

• на электропередаче имеется как система ОАПВ, так и система ТАПВ. Если произошло многофазное к.з., то воздействия аналогичны таковым на передаче, где есть только ТАПВ. Если произошло однофазное к.з., то работает система ОАПВ и сначала двусторонне отключается только одна короткозамкнутая фаза и воздействия на изоляцию и ограничители не возникают. Если после бестоковой паузы ОАПВ успешно, то воздействия аналогичны тем, что имеют место на передаче, оборудованной только системой ОАПВ. Если ОАПВ неуспешно, то вступает в действие ТАПВ, при этом воздействия аналогичны тем, что имеют место на передаче, оборудованной только системой ТАПВ.

В табл. П1.3 приведены составленные с учетом изложенного формулы для оценки числа внутренних перенапряжений.

Таблица П1.3

Усредненное число ожидаемых воздействий за год N_s внутренних перенапряжений

S	N_S	Коммутация	Система АПВ на передаче	Ожидаемое число коммутаций	Ожидаемое число N_S воздействий за год		
					на изоляцию		На резисторы ОПН
					Фаза-земля	Фаз-фаза	
1	N_1	Плановое включение	любая	n_1	N_1	N_1	N_1
2	N_2	Плановое отключение	любая	n_2	N_2	N_2	N_2
3	N_3	Трехфазный разрыв передачи при отключении первичного к.з.	отсутствует	$n_3+n_4+n_5$	$2/3N_3$	N_3	$2/3N_3$
			ОАПВ	$(1-\Delta)(n_3-n_4+n_5)$	$2/3N_3$	0	$2/3N_3$
			ТАПВ	$n_3+n_4+n_5$	$2/3N_3$	N_3	$2/3N_3$
			ОАПВ и ТАПВ	$(1-\Delta)(n_3+n_4+n_5)$	$2/3N_3$	N_3	$2/3N_3$
4	N_4	Успешное ОАПВ	ОАПВ	$0,75\Delta(n_3+n_4)$	$1/3N_4$	$1/3N_4$	$1/3N_4$
			ОАПВ и ТАПВ	$0,75\Delta(n_3+n_4)$	$1/3N_4$	$1/3N_4$	$1/3N_4$
5	N_5	Успешное ТАПВ	ТАПВ	$(0,15\Delta+0,6)(n_3+n_4)$	N_5	N_5	N_5
			ОАПВ И ТАПВ	$0,6(1-0,75\Delta)(n_3+n_4)$	N_5	N_5	N_5
6	N_6	Неуспешное ТАПВ	ТАПВ	$0,4(1-0,75\Delta)(n_3+n_4)+n_5$	$2/3N_6$	$2/3N_6$	$2/3N_6$
			ОАПВ И ТАПВ	$0,4(1-0,75\Delta)(n_3+n_4)+n_5$	$2/3N_6$	$2/3N_6$	$2/3N_6$
7	N_7	Трехфазный разрыв передачи при отключении вторичного к.з.	ОАПВ	$0,25\Delta(n_3+n_4)+n_5$	$2/3N_7$	$1/3N_7$	$1/3N_7$
			ОАПВ и ТАПВ	$0,4(1-0,75\Delta)(n_3+n_4)+n_5$	$2/3N_7$	$1/3N_7$	$1/3N_7$
8	N_8	Отключение линии с короткозамкнутой фазой	Любая	$n_2+n_4+n_5$	$2/3N_8$	$1/3N_8$	$1/3N_8$
9	N_9	Разрыв передачи при асинхронном ходе	Любая	n_6	N_9	N_9	N_9

Примечания: 1) значения n_1; n_2; ...; n_6 см. в табл. П1.1;

2) Δ – доля однофазных аварий по отношению к общему числу к.з.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ВЕЛИЧИНЫ РЕЗОНАНСНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕР ЗАЩИТЫ ОТ НИХ

2.1. Вынужденное напряжение переходного процесса перенапряжений частоты 50 Гц в симметричном режиме

Расчетная схема для определения вынужденного напряжения в симметричном и несимметричном, при однополюсном к.з., режимах одностороннего питания в электропередачах 110, 220 и 330 кВ при всех коммутациях, кроме успешного ОАПВ, показана на рис. П2.1,а. На рис. П2.1,б показана расчетная схема для определения симметричного и несимметричного вынужденного напряжения в тех же коммутациях для электропередач 500, 750 и 1150 кВ.

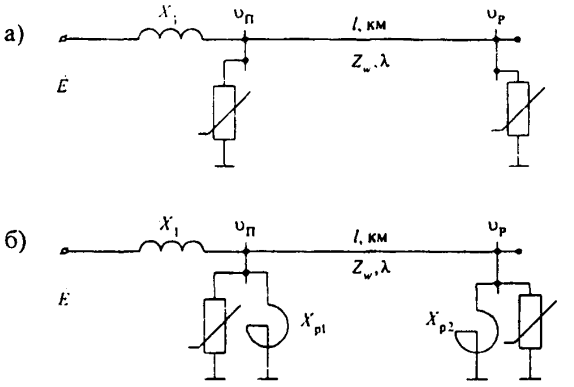


Рис. П2.1. Расчетные схемы для определения вынужденного напряжения во всех коммутациях, кроме успешного ОАПВ.
Значения $X_1 = X'_d + X_{тр}$; Z_w и $\lambda^{(1)}$ см. в табл. П2.1, П2.2

Для схемы на рис. П2.1,а вынужденное в симметричном режиме напряжение $\upsilon_{рс}$ и $\upsilon_{пс}$ соответственно на разомкнутом и питающем концах равно:

$$\upsilon_{рс} = E\frac{\cos\varphi_1}{\cos(\lambda^{(1)}+\varphi_1)}; \qquad \upsilon_{пс} = \upsilon_{рс}\cos\lambda^{(1)}; \quad \varphi_1 = \operatorname{arctg}(X_1/Z_w). \qquad (П2.1)$$

Для схемы рис. П2.1,б вынужденное напряжение вычисляется так:

$$\upsilon_{рс} = E\frac{\cos\varphi_Р}{\cos(\lambda^{(1)}+\varphi_Р)}\frac{X_Р}{X_1+X_Р}; \qquad \upsilon_{пс} = \upsilon_{рс}\cos\lambda^{(1)}. \qquad (П2.2а)$$

где

$$X_Р = \frac{X_{Р1}X_{Р2}}{X_{Р1}+X_{Р2}}; \qquad \operatorname{tg}\varphi_Р = \frac{X_{Р1}X_{Р2}X_1 - (X_{Р1}+X_1)Z_w^2}{Z_w X_{Р1}X_{Р2}}; \qquad (П2.2б)$$

причем все величины, входящие в формулы (П2.1), (П2.2а) и (П2.2б), определяются по параметрам прямой последовательности. Индекс "е" внизу букв υ_{pe} и υ_{ne} указывает, что они рассчитаны без учета насыщения.

По формулам (П2.1) или (П2.2а) и (П2.2б) при заданных длине и конструкции фазы ВЛ, минимальном X_{1min} и максимальном X_{1max} возможных значениях в течение года предвключенной реактивности, а также усредненных (см. табл. 1.5 Раздела 1) в течение года изменений модулей векторов э.д.с. $E=E_{min}$ и $E=E_{max}$, конкретной передачи, определяются минимальные υ_{ne1} и υ_{ne2} ненасыщенные значения вынужденного напряжения на питающем конце электропередачи.

Если $\upsilon_{ne2} \le 1{,}15$, то учитывать насыщение не нужно, положив в формулах (П2.1) или (П2.2а) $\upsilon_{pe1} = \upsilon_1$ и $\upsilon_{pe2} = \upsilon_2$. Учет насыщения необходим, если υ_{pe2} превосходит 1,15.

Учет насыщения производится следующим образом. Вычисляются два значения вспомогательного безразмерного параметра η_1 и η_2, равные:

для схемы на рис. П2.1,а

$$\eta_1 = \frac{X_{1min}}{Z_{баз}} \frac{\cos\varphi_1 \cos\lambda^{(1)}}{\cos(\lambda^{(1)} - \varphi_1)}, \qquad \varphi_1 = \operatorname{arctg}\left(\frac{X_{1min}}{Z_{баз}}\right), \qquad \text{(П2.3а)}$$

$$\eta_2 = \frac{X_{1max}}{Z_{баз}} \frac{\cos\varphi_1 \cos\lambda^{(1)}}{\cos(\lambda^{(1)} - \varphi_1)}, \qquad \varphi_2 = \operatorname{arctg}\left(\frac{X_{1max}}{Z_W}\right);$$

для схемы на рис. П2.1,б

$$\eta_1 = \frac{X_{Pmin}\operatorname{tg}(\lambda^{(1)} + \varphi_2)}{X_{Pmin}\operatorname{tg}\varphi_2 + Z_{баз}\operatorname{tg}(\lambda^{(1)} + \varphi_2)}, \qquad X_{Pmin} = \frac{X_{P1}X_{1min}}{X_{P1} + X_{1min}}, \qquad \text{(П2.3б)}$$

$$\eta_2 = \frac{X_{Pmax}\operatorname{tg}(\lambda^{(1)} + \varphi_2)}{X_{Pmax}\operatorname{tg}\varphi_2 + Z_{баз}\operatorname{tg}(\lambda^{(1)} + \varphi_2)}, \qquad X_{Pmax} = \frac{X_{P1}X_{1max}}{X_{P1} + X_{1max}},$$

$$\varphi_2 = \operatorname{arctg}\left(\frac{X_{P2}}{Z_W}\right). \qquad \text{(П2.3в)}$$

Входящие в формулы (П2.3а), (П2.3б) и (П2.3в) $Z_{баз}$ определяются формулами (2.2в) Раздела 2. Численные значения Z_w и $\lambda^{(1)}$ приведены в табл. П2.4.

По кривым рис. П2.2 (силовые трансформаторы, характеристика № 1) или рис. П2.3 (автотрансформаторы, характеристика № 2) определяют нижнее $\upsilon_{n1} = \upsilon_{n1}$ (η_1, υ_{ne1}) и верхнее $\upsilon_{n2} = \upsilon_{n2}$ (η_2, υ_{ne2}) значения пределов интервала случайных годовых колебаний насыщенного значения вынужденного напряжения на питающем конце. Затем по формулам (П2.4) определяют минимальное υ_1 и максимальное υ_2 значения интервала случайных годовых колебаний насыщенного значения вынужденного напряжения на разомкнутом конце передачи:

$$\upsilon_1 = \upsilon_{n1} / \cos\lambda^{(1)}; \qquad \upsilon_2 = \upsilon_{n2} / \cos\lambda^{(1)}. \qquad \text{(П2.4)}$$

Математическое ожидание $\bar{\upsilon}_p$ и дисперсия $\sigma^2_{\upsilon p}$ вынужденного напряжения в симметричном режиме частоты 50 Гц на разомкнутом конце передачи вычисляется так:

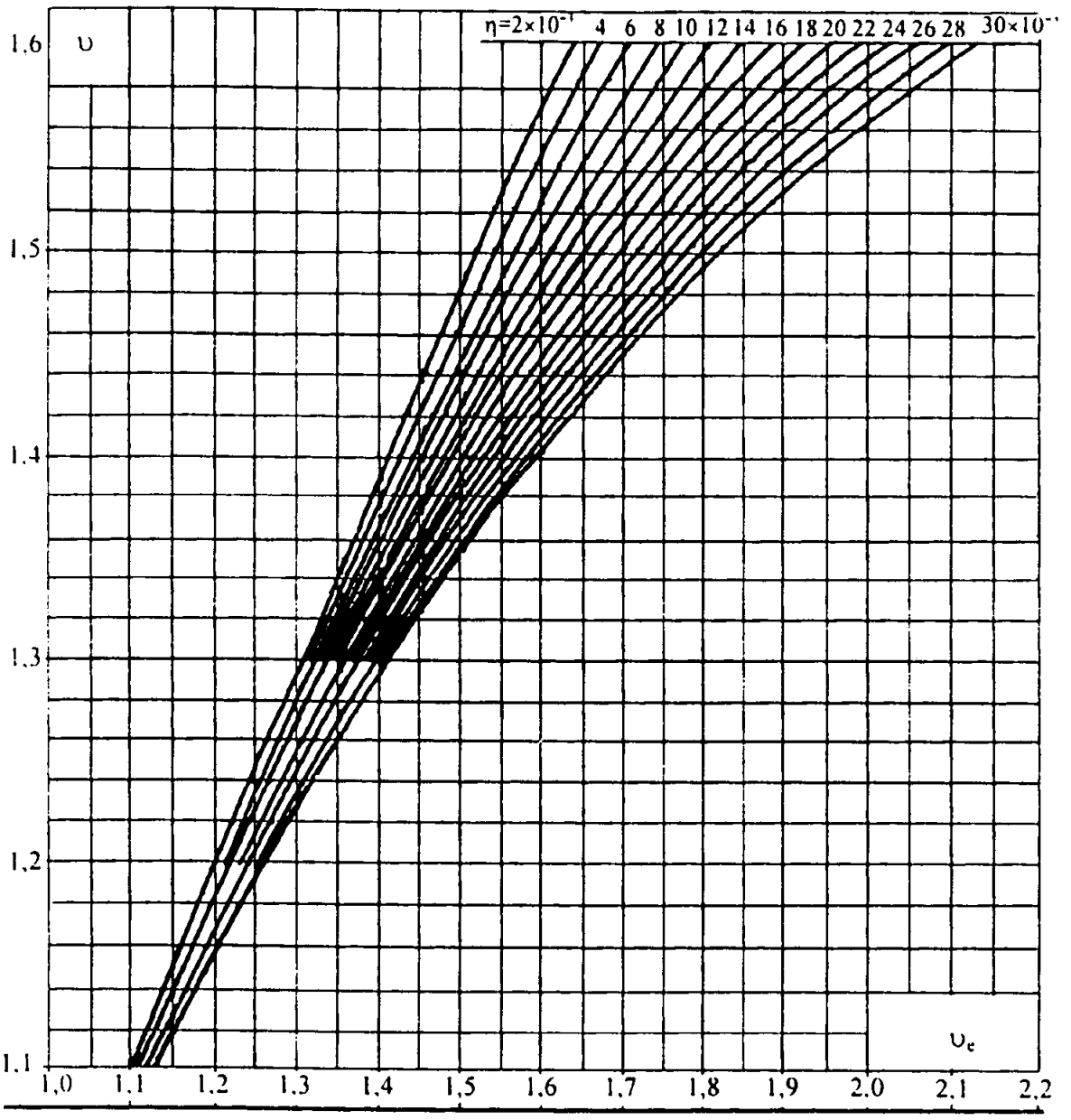


Рис. П2.2. Зависимость насыщенного значения вынужденного напряжения υ от его ненасыщенного значения υ_e и параметра η. Силовые трансформаторы, характеристика намагничивания №1

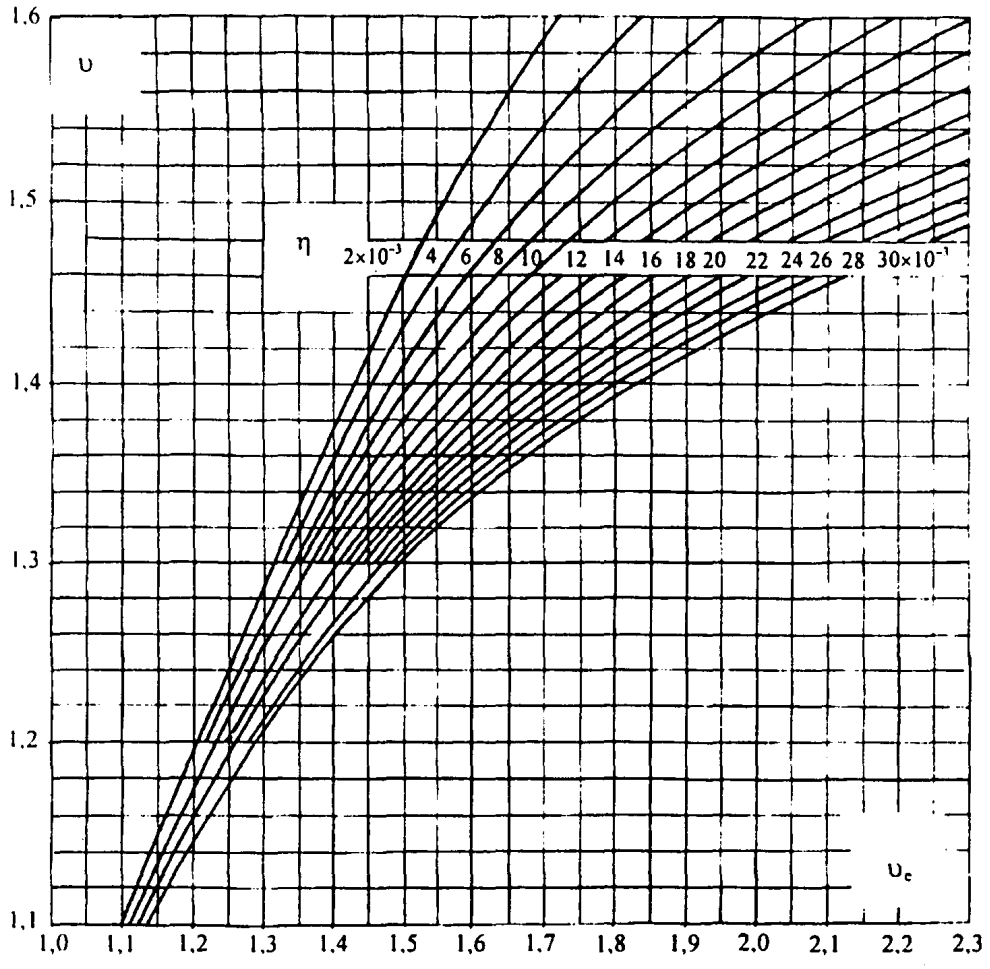


Рис. П2.3. Зависимость насыщенного значения вынужденного напряжения υ от его ненасыщенного значения υ_e и параметра η. Силовые автотрансформаторы, характеристика намагничивания № 2

$$\bar{\upsilon}_p = \frac{\upsilon_1 \upsilon_2}{\upsilon_2 - \upsilon_1} \ln \frac{\upsilon_2}{\upsilon_1}, \qquad (П2.5а)$$

$$\sigma^2_{\upsilon p} = \upsilon_1 \frac{\upsilon_2}{\upsilon_2 - \upsilon_1} \left[(\upsilon_2 - \upsilon_1) \left(1 + \frac{\bar{\upsilon}^2}{\upsilon_1 \upsilon_2} - 2\bar{\upsilon} \ln \frac{\upsilon_2}{\upsilon_1} \right) \right]. \qquad (П2.5б)$$

Необходимые для расчетов по формулам (П2.1), (П2.2а) и (П2.2б) численные значения Z_w, $\lambda^{(1)}$ и X_p указаны в табл. П2.1, П2.2 и на рис. П2.1.

Таблица П2.1.

Численные значения Z_w; X_p и R_p реакторов типа РОДЦ

$U_н$, кВ	110	220	330	500	750	1150
Z_w, Ом	385	405	305	283	265	252
X_p, Ом	–			1530	1880	1600
R_p, Ом	–			6,0	6,0	5,3

По формуле

$$P_\upsilon(\upsilon_p \le \upsilon_2) = \frac{\upsilon_1}{\upsilon_2 - \upsilon_1} \frac{\upsilon_2 - \upsilon_p}{\upsilon_p} \qquad (П2.6)$$

определяется оценка вероятности того, что в симметричном режиме вынужденное напряжение υ_p частоты 50 Гц на разомкнутом конце передачи не превзойдет своего максимального значения в годовом интервале случайных изменений υ_2.

Из (П2.6) следует, что распределение $P_\upsilon(\upsilon_p \le \upsilon_2)$ – это семейство кривых с параметрами υ_1 и υ_2.

2.2. Вынужденное напряжение частоты 50Гц в несимметричном режиме однополюсного к.з.

В несимметричном режиме однополюсного к.з. максимальная и минимальная величины ненасыщенного значения вынужденного напряжения частоты 50 Гц $\upsilon_{спк}$ и $\upsilon_{срк}$ соответственно на разомкнутом и питающем концах передачи определяется по формулам:

$$\upsilon_{срк} = \upsilon_{ср2} h_{к2}, \qquad \upsilon_{спк} = \upsilon_{сп1} h_{к1}, \qquad (П2.7)$$

где $\upsilon_{ср}$ и $\upsilon_{сп}$ рассчитывают по формулам (П2.1), (П2.2а) и (П2.2б), а $h_{к2}$ и $h_{к1}$ – значения коэффициента несимметрии $h_{к.з}$ при однополюсном к.з. в конце и начале ВЛ соответственно. При этом коэффициент несимметрии $h_{к2}$ равен

$$h_{к2} = 0{,}5 \sqrt{\left[4 - \varepsilon(1+\nu_2)(4+\nu_2)\right]^2 + 4\varepsilon\nu_0\left[1 + \varepsilon\nu_0 - \varepsilon(1+\nu_2)\right]}, \qquad (П2.8)$$

где

$$\varepsilon = \frac{1}{(1+\nu_0+\nu_2)}; \qquad \nu_0 = \frac{X^{(0)}}{X^{(1)}}; \qquad \nu_2 = \frac{X^{(2)}}{X^{(1)}}. \qquad (П2.9)$$

$X^{(0)}$, $X^{(1)}$, $X^{(2)}$ – входные сопротивления относительно разомкнутого конца электропередачи, рассчитанные соответственно по параметрам нулевой, обратной и прямой последовательности при закороченных зажимах э.д.с. E (см. рис. П2.1). Для схемы на рис. П2.1,а:

$$\nu_k = \frac{X_1 \cos\lambda + Z_W \sin\lambda}{X^{(1)} \cos\lambda^{(1)} + Z_W \sin\lambda^{(1)}}; \qquad (П2.10)$$

для схемы на рис. П2.1,б:

$$\nu_k = \frac{X \cos\lambda + Z_W \sin\lambda}{X^{(1)} \cos\lambda^{(1)} + Z_W^{(1)} \sin\lambda^{(1)}}; \qquad X = \frac{X_1 X_{P1}}{X_1 + X_{P1}} \qquad (П2.11)$$

Индекс "k" (k=1; 2; 0) при ν указывает на то, что входящие в формулы (П2.10) и (П2.11) величины X_1, X_{P1}, Z_W и λ рассчитывают по параметрам прямой, обратной и нулевой последовательности.

Численные значения всех величин, входящих в формулы (П2.10) и (П2.11), приведены в табл. П2.1 и табл. П6.2 Приложения 6.

Для схемы на рис. П2.1,а коэффициент $h_{к1}$ получается подстановкой в формулы (П2.8), (П2.9) и (П2.10)

$$\nu_k = X_1 / X_1^{(1)}; \qquad (П2.12)$$

а для схемы на рис. П2.1,б – подстановкой в формулы (П2.8), (П2.9) и (П2.11) величины

$$\nu_k = X / X^{(1)}. \qquad (П2.13)$$

Математическое ожидание $\bar{\upsilon}_{к.з}$ и функцию распределения вероятностей того, что насыщенное значение $\upsilon_{к.з}$ вынужденного напряжения в несимметричном режиме однополюсного к.з. не превзойдет своего максимального за год значения $\upsilon_{к2}$ определяют по формулам:

$$\bar{\upsilon}_{к.з} = \frac{\upsilon_{к1}\upsilon_{к2}}{\upsilon_{к2} - \upsilon_{к1}} \ln\frac{\upsilon_{к2}}{\upsilon_{к1}}; \qquad (П2.14а)$$

$$P_{\upsilon_к}(\upsilon_{к.з} \le \upsilon_{к2}) = \frac{\upsilon_{к1}}{\upsilon_{к2} - \upsilon_{к1}} \frac{\upsilon_{к1} - \upsilon_{к.з}}{\upsilon_{к.з}}. \qquad (П2.14б)$$

Численные значения $\upsilon_{к1}$ и $\upsilon_{к2}$, входящие в состав выражений (П2.14а) и (П2.14б), определяются по формулам (П2.7) – (П2.11) и указаниям, изложенным в предыдущем п. 1 Приложения 2, т.е. с использованием формул (П2.3а), (П2.3б) и (П2.3в), а также зависимостей рис. П2.2 или П2.3. Из формулы (П2.14) следует, что зависимость $P_{\upsilon_к}(\upsilon_{к.з})$ есть семейство кривых с параметрами $\upsilon_{к1}$ и $\upsilon_{к2}$.

2.3. Вынужденное напряжение частоты 50 Гц в несимметричном режиме при успешном ОАПВ

На рис. П2.4,а показана расчетная схема для определения вынужденного напряжения $\upsilon_{\text{ОАПВ}}$ в коммутации успешного ОАПВ в электропередачах 220 и 330 кВ. На рис. П2.4,б приведена расчетная схема для определения $\upsilon_{\text{ОАПВ}}$ в электропередачах напряжением 500–1150 кВ. Необходимые для расчета численные значения волнового сопротивления, волновой длины и компенсационных реакторов по прямой и нулевой последовательности указаны в табл. П2.2.

Расчет $\upsilon_{\text{ОАПВ}}$ выполняется по формуле

$$\upsilon_{\text{ОАПВ}} = \sqrt{q^2 \upsilon_p^2 + (1-q)^2 E_2^2 + 2q(1-q)\upsilon_p E_2 \cos\theta}\,, \qquad (\text{П2.15})$$

где

$$q = 1 - \frac{1}{1+m}\left(\frac{1}{1+n_1} - \frac{m}{1+n_0}\right). \qquad (\text{П2.16})$$

Для электропередач 220 и 330 кВ (см. расчетную схему на рис. П2.4,а) вспомогательные параметры $n_i\,(i = 0;\ 1)$ и m, входящие в формулу (П2.16), и входящий в формулу (П2.15) угол θ между векторами э.д.с. E_1 и E_2 вычисляют по формуле

$$n_i = \frac{X_2}{Z_W}\operatorname{ctg}(\lambda + \varphi), \qquad \varphi = \operatorname{arctg}(X_1 / Z_w), \qquad (\text{П2.17})$$

n_1 определяется по параметрам прямой последовательности электропередачи, n_0 – по параметрам нулевой последовательности,

$$m = \frac{\left(X_2 + Z_W \operatorname{tg}(\lambda + \varphi)\right)^{(0)}}{\left(X_2 + Z_W \operatorname{tg}(\lambda + \varphi)\right)^{(1)}}. \qquad (\text{П2.18})$$

Таблица П2.2.

Усредненные значения Z_W; $Z^{(0)}_W$; $\lambda^{(1)}$; $\lambda^{(0)}$; X_P

$U_н$, кВ		110	220	330	500	750	1150
Z_W, Ом		385	405	305	283	265	252
$Z^{(0)}_W$ Ом		845 875	785 820	645 675	560 590	485 560	390 520
$\lambda^{(1)}/(10^{-3}l)$, радиан		1,0605	1,0704	1,0704	1,0755	1,0804	1,0835
$\lambda^{(0)}/(10^{-3}l)$, радиан		1,5464 1,5965	1,5022 1,6336	1,4902 1,5341	1,5924 1,6759	1,309 1,7681	1,3373 1,782
X_P, Ом	схема без X_0	–			1530	1880	1600
	схема с X_0,	–			1530+3X_0	1880+3X_0	1600+3X_0

Примечание: для $Z^{(0)}_W$ и $\lambda^{(0)}$ в числителе опоры со сплошными тросами;
в знаменателе – с разрезанными тросами.

В последней формуле индексы (1) и (0) вверху квадратной скобки указывают на то, что соответствующая величина рассчитывается по параметрам прямой или нулевой последовательности электропередачи.

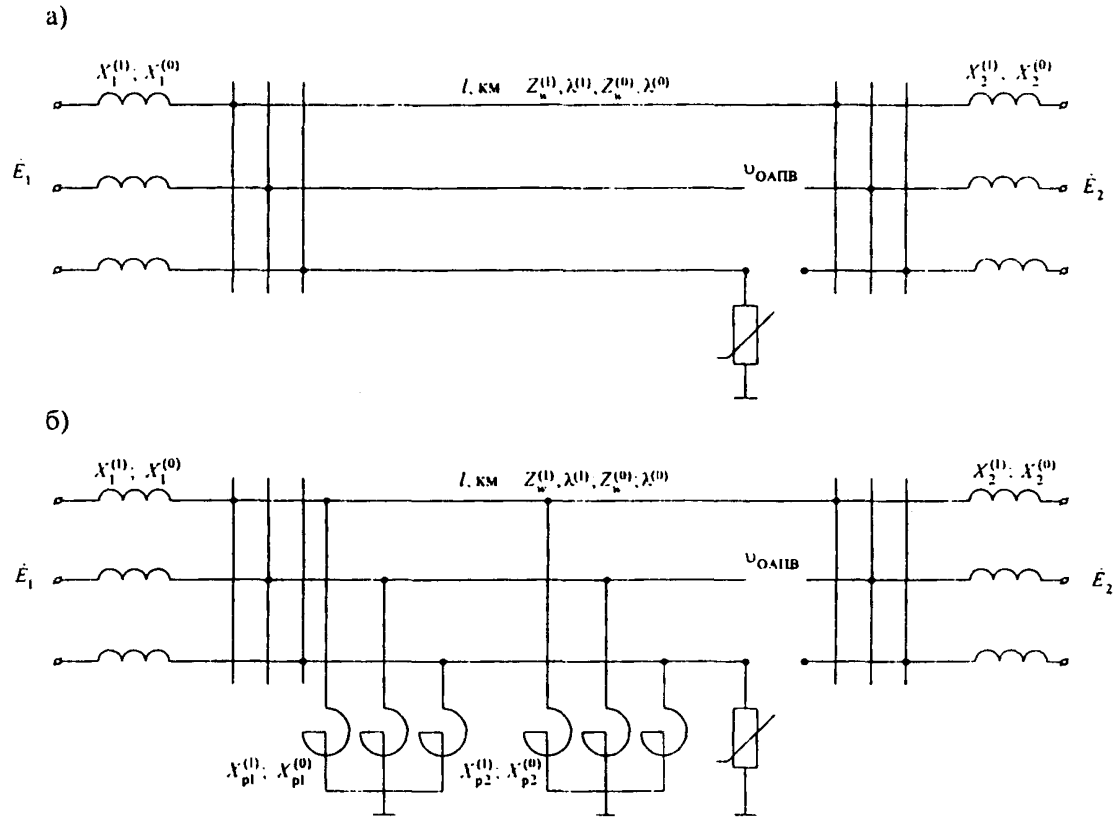


Рис. 112.4. Расчетные схемы для определения вынужденного напряжения в коммутации успешного ОАПВ.
$z_w^{(1)}; \lambda^{(1)}; z_w^{(0)}; \lambda^{(0)}$ - см. в табл. 112.2

Угол θ в формуле (П2.15) находят по формуле:

$$\theta \approx \pm 5{,}7 + [1 + (0{,}14 \div 0{,}17)\, t_{\text{ОАПВ}}]\, \arcsin\left(\frac{PU_{\text{н}}^2}{P_{\text{нат}} \upsilon_{\text{р}} E_2} \frac{X_2 \cos(\lambda + \varphi) + Z_W \sin(\lambda + \varphi)}{Z_W \cos\varphi} \right). \quad \text{(П2.19)}$$

Усредненные численные значения отношения $P/P_{\text{нат}}$, входящего в формулу (П2.19), приведены в табл. П2.3.

Таблица П2.3.

Усредненные значения $P/P_{\text{нат}}$

$U_{\text{н}}$, кВ	110	220	330	500	750	1150
$P/P_{\text{нат}}$	0,7	0,65	0,85	0,75	0,8	0,7

Для электропередач 500, 750 и 1150 кВ (см. расчетную схему рис. П2.4б) вспомогательные параметры n_i ($i = 0; 1$) и m, входящие в формулы (П2.16), и входящий в формулу (П2.15) угол θ между векторами э.д.с. E_1 и E_2 равны

$$n_i = \frac{X_2}{X} \frac{\cos\varphi \cos(\lambda - \varphi_{\text{р}})}{\cos\varphi_{\text{р}} \cos(\lambda - \varphi)},$$

где:
$$X_{\text{р}} = \frac{X_{\text{р1}} X_{\text{р2}}}{X_{\text{р1}} + X_{\text{р2}}}; \qquad \varphi_{\text{р}} = \operatorname{arctg}\left(\frac{Z_W^2 - X_1 X_{\text{р}}}{Z_W (X_1 + X_{\text{р}})} \right); \quad \text{(П2.20)}$$

$$X = \frac{X_1 X_{\text{р1}}}{X_1 + X_{\text{р1}}}; \qquad \varphi = \operatorname{arctg}\left(\frac{Z_W}{X_1} \right);$$

n_1 вычисляется по параметрам прямой последовательности электропередачи; n_0 -- по параметрам нулевой последовательности,

$$m = \frac{\begin{pmatrix} X_2 (1 + n_0) \\ n_0 \end{pmatrix}^{(0)}}{\begin{pmatrix} X_2 (1 + n_1) \\ n_1 \end{pmatrix}^{(1)}}, \quad \text{(П2.21)}$$

причем индекс (1) или (0) вверху квадратной скобки указывает, что эта величина рассчитывается соответственно по параметрам прямой или нулевой последовательности;

$$\theta \approx \pm 5{,}7 + [1 + (0{,}14 0{,}17)\ t_{\text{ОАПВ}}] \times$$

$$\times \arcsin\left[\frac{PU_{\text{н}}^2}{P_{\text{нат}} \upsilon_{\text{р}} E_2} \frac{X_1 + X_{\text{р}}}{Z_W X} \left(X_2 + X \frac{\cos\varphi_{\text{р}} \cos(\lambda - \varphi)}{\cos\varphi \cos(\lambda - \varphi_{\text{р}})} \right) \right]. \quad \text{(П2.22)}$$

Для каждой конкретной электропередачи известны величины $\lambda^{(1)}$; $\lambda^{(0)}$; $Z_W^{(1)}$; $Z_W^{(0)}$; $X_{p1}^{(1)}$; $X_{p1}^{(0)}$; $X_{p2}^{(1)}$; $X_{p2}^{(0)}$ (см. схемы рис. П2.4). Случайно, но в известных пределах, изменяются в течение года реактивные сопротивления отправной X_1 и приемной X_2 систем как по прямой, так и по нулевой последовательностям, а в пределах от E_{min} до E_{max} – э.д.с. E_1 и E_2 (см. табл. 1.5 Раздела 1). С учетом этого статистические характеристики $\upsilon_{ОАПВ}$ определяются следующим образом.

Для линий электропередачи 220 и 330 кВ по формулам (П2.17) , (П2.18) и (П2.16) рассчитывают минимальное q_1 и максимальное q_2. По формуле (П2.19) рассчитывают минимальное θ_1 и максимальное θ_2 значения угла θ:

$$\left.\begin{aligned}\theta_1 &\approx -5{,}7+\left(1+0{,}14t_{ОАПВ}\right)\arcsin\frac{PU_н^2}{P_{нат}\upsilon_{p2}E_{2max}}\,\frac{X_2\cos(\lambda+\varphi)+Z_W\sin(\lambda+\varphi)}{Z_W\cos\varphi};\\ \theta_2 &\approx 5{,}7+\left(1+0{,}17t_{ОАПВ}\right)\arcsin\frac{PU_н^2}{P_{нат}\upsilon_{p1}E_{2min}}\,\frac{X_2\cos(\lambda+\varphi)+Z_W\sin(\lambda+\varphi)}{Z_W\cos\varphi}.\end{aligned}\right\}\quad (П2.23)$$

В формулах (П2.23) и (П2.24), все величины рассчитываются по параметрам прямой последовательности электропередачи, $t_{ОАПВ}$ – длительность бестоковой паузы (с), причем входящие в (П2.23) и (П2.24) υ_{p1} и υ_{p2} равны соответственно υ_1 и υ_2 в формулах (П2.4).

Для линий электропередачи 500–1150 кВ минимальное q_1 и максимальное q_2 значение параметра q рассчитывают по формулам (П2.16), (П2.20), (П2.21), а по формулам (П2.22) – минимальное θ_1 и максимальное θ_2 значения угла θ:

$$\left.\begin{aligned}\theta_1 &\approx -5{,}7+\left(1+0{,}14t_{ОАПВ}\right)\arcsin\frac{PU_н^2}{P_{нат}\upsilon_{p2}E_{2max}}\,\frac{X_1+X_р}{X_р Z_W}\left(X_2+X\,\frac{\cos(\lambda-\varphi)\cos\varphi_{/}}{\cos(\lambda-\varphi_р)\cos\varphi}\right);\\ \theta_2 &\approx 5{,}7+\left(1+0{,}17t_{ОАПВ}\right)\arcsin\frac{PU_н^2}{P_{нат}\upsilon_{p1}E_{2max}}\,\frac{X_1+X_р}{X_р Z_W}\left(X_2+X\,\frac{\cos(\lambda-\varphi)\cos\varphi_{/}}{\cos(\lambda-\varphi_р)\cos\varphi}\right).\end{aligned}\right\}\quad (П2.24)$$

Затем по формулам (П2.15), (П2.23), (П2.24) рассчитываются минимальное за год значение вынужденного напряжения при успешном ОАПВ $\upsilon_{1ОАПВ}$ и его максимальное значение $\upsilon_{2ОАПВ}$, которые равны:

$$\upsilon_{1ОАПВ}=\sqrt{q_1^2\upsilon_{p1}^2+(1-q_2)^2E_{2min}^2+2q_1(1-q_2)\upsilon_{p1}E_{2min}\cos\theta_2}\ ;\qquad (П2.25)$$

$$\upsilon_{2ОАПВ}=\sqrt{q_2^2\upsilon_{p2}^2+(1-q_1)^2E_{2max}^2+2q_2(1-q_1)\upsilon_{p2}E_{2max}\cos\theta_1}\ .$$

Математическое ожидание $\overline{\upsilon}_{ОАПВ}$ вынужденного напряжения частоты 50 Гц в несимметричном режиме при успешном ОАПВ вычисляется по формуле:

$$\overline{\upsilon}_{ОАПВ}=\frac{\upsilon_{1ОАПВ}\,\upsilon_{2ОАПВ}}{\upsilon_{2ОАПВ}-\upsilon_{1ОАПВ}}\ln\frac{\upsilon_{2ОАПВ}}{\upsilon_{1ОАПВ}},\qquad (П2.26)$$

а распределение:

$$P_{\text{ОАПВ}}(\upsilon_{\text{ОАПВ}} \le \upsilon_{\text{2ОАПВ}}) = N\left[(\upsilon_{\text{2ОАПВ}} - \upsilon_{\text{1ОАПВ}})\left(1 - \frac{\bar{\upsilon}^2_{\text{ОАПВ}}}{\upsilon_{\text{1ОАПВ}}\upsilon_{\text{2ОАПВ}}}\right) - 2\bar{\upsilon}_{\text{ОАПВ}} \ln\frac{\upsilon_{\text{2ОАПВ}}}{\upsilon_{\text{1ОАПВ}}}\right], \quad \text{(П2.27)}$$

где

$$N = \frac{\upsilon_{\text{1ОАПВ}}\upsilon_{\text{2ОАПВ}}}{\upsilon_{\text{2ОАПВ}} - \upsilon_{\text{1ОАПВ}}} \quad \text{(П2.28)}$$

определяет оценку вероятности того, что в несимметричном режиме успешного ОАПВ вынужденное напряжение частоты 50 Гц $\upsilon_{\text{ОАПВ}}$ не превзойдет своего максимального значения в интервале годовых случайных изменений $\upsilon_{\text{2ОАПВ}}$.

2.4. Защита от перенапряжений, возникающих в неполнофазных режимах

2.4.1. Исходные положения

Перенапряжения, возникающие в неполнофазных режимах, имеют резонансный характер. Они могут существовать только в односторонне питаемых блочных или полублочных электропередачах, питаемых от трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов), третичная обмотка которых замкнута в треугольник. Перенапряжения в неполнофазных режимах возможны при условии, что отрицателен безразмерный параметр

$$m = \frac{1 + \dot{Y}^{(0)}\dot{Z}^{(0)}}{1 + \dot{Y}^{(1)}\dot{Z}^{(1)}} \frac{\dot{Y}^{(1)}}{\dot{Y}^{(0)}}, \quad \text{(П2.29)}$$

формулы для расчета которого приведены в табл. П2.4.

При двустороннем питании, отсутствии или разомкнутом треугольнике третичной обмотки перенапряжения неполнофазных режимов невозможны, так как в любом из этих случаев $m > 0$.

Входящие в состав формулы (П2.29) реактивности рассеяния $X_{\text{В-С}}$, $X_{\text{С-Н}}$ и $X_{\text{В-Н}}$ рассчитывают по формулам (2.2г) Раздела 2. Параметры эквивалентной трехлучевой схемы замещения трансформатора (автотрансформатора) $X_{\text{В}}$, $X_{\text{С}}$ и $X_{\text{Н}}$ определяют по формулам (2.2д) Раздела 2.

Кратность перенапряжений относительно земли на недоотключенной (или недовключенной) фазе без учета потерь на корону с достаточной точностью можно оценить по формуле:

$$k_{\text{Б.К}} = \frac{E}{1 + 2m}\left(1 - m + \dot{Y}^{(0)}\frac{\dot{Z}^{(0)} + \dot{Z}^{(1)}}{1 + \dot{Z}^{(1)}\dot{Y}^{(1)}}\right). \quad \text{(П2.30)}$$

Учет влияния короны выполняется следующим образом. По кривым рис. П2.5 и данным табл. 2.2 Раздела 2 определяется коэффициент $\Delta_{\text{К}}$. Кратность неполнофазных перенапряжений, ограниченная потерями активной мощности на корону, вычисляется по формуле

$$K = \frac{k_{\text{Б.К.}}}{(1 + \Delta_{\text{К}})}, \quad \text{(П2.31)}$$

2.4.2. Пример расчета

В качестве примера найдем величины перенапряжений при неполнофазном режиме в схеме № 1 при следующих исходных данных (см. табл. П2.4):

ВЛ 330 кВ длиной l=250 км с параметрами $Z_W^{(1)}$=305 Ом, $Z_W^{(0)}$=645 Ом, $\dot{\lambda}^{(1)} = j1{,}0704\ /(10^{-3}l)$ радиан, $\dot{\lambda}^{(0)} = j1{,}4902\ /(10^{-3}l)$ радиан, начальное напряжение общей короны U_0=1,12 U_Φ.

Питающая система с эквивалентным реактивным сопротивлением

$$\dot{X}_\Pi^{(1)} = j30 \text{ Ом}, \qquad \dot{X}_\Pi^{(0)} = j20 \text{ Ом},$$

Автотрансформатор АТ 330/110/10,5 мощностью $P_\text{Н}$=250 МВА и паспортными значениями $e_{\text{к}(\text{В-С})}$=10,3%, $e_{\text{к}(\text{В-Н})}$=34,2 %, $e_{\text{к}(\text{С-Н})}$=22,3%.

А. По формулам (2.2г) раздела 2 определяем реактивности рассеяния

$$\dot{X}_{\text{В-С}} = j\frac{e_\text{к}U_\text{н}^2}{100P_\text{н}} = j\frac{10{,}3}{100}\frac{(330\cdot10^3)^2}{250\cdot10^6} = j44{,}87 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{В-Н}} = j\frac{e_\text{к}}{100}\frac{U_\text{н}^2}{P_\text{н}} = j\frac{34{,}2}{100}\frac{(330\cdot10^3)^2}{250\cdot10^6} = j97{,}15 \text{ Ом},$$

$$\dot{X}_{\text{С-Н}} = j\frac{e_\text{к}}{100}\frac{U_\text{н}^2}{P_\text{н}} = j\frac{22{,}3}{100}\frac{(330\cdot10^3)^2}{250\cdot10^6} = j148{,}98 \text{ Ом}.$$

Б. По формулам (2.2д) раздела 2 рассчитываем параметры эквивалентной трехлучевой схемы замещения:

$$\dot{X}_\text{В} = j0{,}5\left[X_{\text{В-Н}} + X_{\text{В-С}} - X_{\text{С-Н}}\right] = j0{,}5\left[97{,}15 + 44{,}87 - 148{,}98\right] = -j3{,}48 \text{ Ом};$$

$$\dot{X}_\text{С} = j0{,}5\left[X_{\text{В-С}} + X_{\text{С-Н}} - X_{\text{В-Н}}\right] = j0{,}5\left[44{,}87 + 148{,}98 - 97{,}15\right] = j48{,}35 \text{ Ом};$$

$$\dot{X}_\text{Н} = j0{,}5\left[X_{\text{С-Н}} + X_{\text{В-Н}} - X_{\text{В-С}}\right] = j0{,}5\left[148{,}98 + 97{,}15 - 44{,}87\right] = j100{,}63 \text{ Ом}.$$

В. По формулам для схемы № 1 табл. П2.4 рассчитываем $\dot{Y}^{(1)}$ и $\dot{Y}^{(0)}$:

$$\dot{y}_{\text{вх}}^{(1)} = j\frac{\operatorname{tg}\lambda^{(1)}}{Z_W^{(1)}} = j\frac{\operatorname{tg}(0{,}10704\cdot2{,}5)}{305} = j0{,}9\cdot10^{-3} \quad \text{Ом}^{-1};$$

$$\dot{Y}^{(1)} = \frac{\dot{y}_\text{вх}}{1 + \dot{y}_\text{вх}\dot{X}_\text{В-С}} = j\frac{0{,}9\cdot10^{-3}}{1 - 0{,}9\cdot10^{-3}\cdot44{,}87} = j0{,}938\cdot10^{-3} \text{ Ом}^{-1};$$

$$\dot{y}_{\text{вх}}^{(0)} = j\frac{\operatorname{tg}\lambda^{(0)}}{Z_W^{(0)}} = j\frac{\operatorname{tg}(0{,}14902\cdot2{,}5)}{645} = j0{,}606\cdot10^{-3} \text{ Ом}^{-1};$$

$$\dot{Y}^{(0)} = \frac{1 + \dot{y}_{\text{вх}}^{(0)}\dot{X}_{\text{В-Н}}}{\dot{X}_{\text{С-Н}} - \dot{y}_{\text{вх}}^{(0)}\left(\dot{X}_\text{В}\dot{X}_\text{Н} + \dot{X}_\text{В}\dot{X}_\text{С} + \dot{X}_\text{С}\dot{X}_\text{Н}\right)} = -j6{,}316\cdot10^{-3} \quad \text{Ом}^{-1}.$$

Г. По формуле (П2.29) определяем величину безразмерного параметра

$$m=\frac{1+\dot{Y}^{(0)}\dot{Z}^{(0)}\dot{Y}^{(1)}}{1+\dot{Y}^{(1)}\dot{Z}^{(1)}\dot{Y}^{(0)}}=\frac{1+6{,}316\cdot10^{-3}\cdot20}{1-0{,}938\cdot10^{-3}\cdot30}\cdot\frac{0{,}938}{(-6{,}316)}=-0{,}1726$$

и по формуле (П2.30) находим кратность перенапряжений относительно земли на недовключенной фазе без учета влияния короны

$$k_{\text{б к}}=\frac{E}{1+2m}\left(1-m+\dot{Y}^{(0)}\frac{\dot{Z}^{(1)}+\dot{Z}^{(0)}}{1+\dot{Z}^{(1)}\dot{Y}^{(1)}}\right)=$$

$$=\frac{E}{0{,}6548}\left(1{,}173+6{,}316\cdot10^{-3}\frac{50}{1-0{,}938\cdot10^{-3}\cdot30}\right)=2{,}29E.$$

По кривой 2 на рис. П2.5 находим величину коэффициента $\Delta_{\text{к}}$, который для $U_0 = 1{,}12$ и $k_{\text{б к}} = 2{,}29$ равен $\Delta_{\text{к}} = 0{,}14$. По формуле П2.31 находим кратность перенапряжений при неполнофазном режиме

$$k=\frac{k_{\text{б к}}}{(1+\Delta_{\text{к}})}=\frac{2{,}29E}{1{,}14}=2{,}01.$$

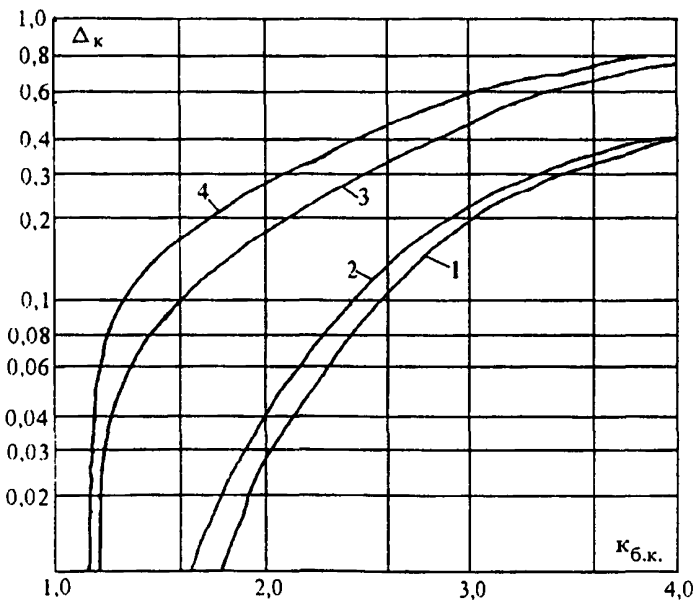
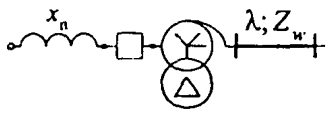
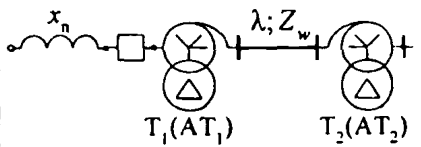
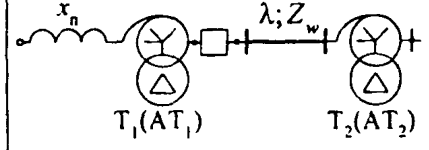


Рис. П2.5. Кратность снижения короной перенапряжений при неполнофазном резонансе в зависимости от напряжения начала общей короны U_0

1 — $0 \geq m \geq -0{,}5$; $1{,}2U_{\phi} \leq U_0 \leq 1{,}4\,U_{\phi}$;
2 — $0 \geq m \geq -0{,}5$; $1{,}0U_{\phi} \leq U_0 \leq 1{,}2\,U_{\phi}$;
3 — $m < -0{,}5$; $1{,}2U_{\phi} \leq U_0 \leq 1{,}4\,U_{\phi}$;
4 — $m < 0{,}5$; $1{,}0U_{\phi} \leq U_0 \leq 1{,}2\,U_{\phi}$

Таблица П2.4

Однолинейные схемы замещения блочных электропередач и соответствующие им формулы для расчета параметра *m*

№ пп	Схема электропередачи	Формулы для расчета			
		$\dot{Z}^{(1)}$	$\dot{Z}^{(0)}$	$\dot{Y}^{(1)}$	$\dot{Y}^{(0)}$
1		$jX_П^{(1)}$	$jX_П^{(0)}$	$\dfrac{y_{ВХ}}{1+jy_{ВХ}X_{В\text{-}С}}$; $y_{ВХ}=j\dfrac{\operatorname{tg}\lambda^{(1)}}{Z_w^{(1)}}$	$\dfrac{1+jy_{ВХ}X_{В\text{-}Н}}{jX_{С\text{-}Н}-y_{ВХ}(X_В X_Н+X_В X_С+X_С X_Н)}$; $y_{ВХ}=j\dfrac{\operatorname{tg}\lambda^{(0)}}{Z_w^{(0)}}$
2		$jX_П^{(1)}$	$jX_П^{(0)}$	$\dfrac{y_{ВХ}}{1+jy_{ВХ}X_{(В\text{-}С)I}}$; $y_{ВХ}=j\dfrac{\operatorname{tg}\lambda^{(1)}}{Z_w^{(1)}}$	$\dfrac{1+jy_{ВХ}X_{(В\text{-}Н)I}}{jX_{(С\text{-}Н)I}-y_{ВХ}(X_{В1}X_{Н1}+X_{В1}X_{С1}+X_{С1}X_{Н1})}$; $y_{ВХ}=-j\dfrac{1}{Z_w^{(0)}}\dfrac{Z_w^{(0)}-X_{(В\text{-}Н)2}\operatorname{tg}\lambda^{(0)}}{X_{(В\text{-}Н)2}+Z_w^{(0)}\operatorname{tg}\lambda^{(0)}}$
3		$j\left[X_п^{(1)}+X_{(В\text{-}С)I}\right]$	$j\left[X_{В1}+\dfrac{X_{Н1}(X_П^{(0)}+X_{С1})}{X_П^{(0)}+X_{(С\text{-}Н)I}}\right]$	$j\dfrac{\operatorname{tg}\lambda^{(1)}}{Z_w^{(1)}}$	$-j\dfrac{Z_w^{(0)}-X_{(В\text{-}Н)2}\operatorname{tg}\lambda^{(0)}}{X_{(В\text{-}Н)2}+Z_w^{(0)}\operatorname{tg}\lambda^{(0)}}\dfrac{1}{Z_w^{(0)}}$

Примечания: цифры (1) или (0) вверху буквы указывают на то, что ее величина рассчитывается соответственно по параметрам прямой или нулевой последовательности ; цифры "1" или "2" внизу буквы – для T_1 (AT_1) или T_2(AT_2).

 выключатель, являющийся причиной неполнофазного режима

2.4.3. Защита от перенапряжений при неполнофазном резонансе

Защита от перенапряжений при неполнофазном резонансе необходима,если их кратность и длительность воздействия превышают величины, указанные в табл. 1.2–1.4 Раздела 1. Так, полученная в примере кратность перенапряжений в режиме неполнофазного резонанса $k = 2{,}01$ допустима, если длительность их воздействия, как видно из табл. 1.2 Раздела 1, не превысит 1 с. Наиболее рациональным является отказ от схем, в которых возможно образование односторонне питаемых блочных электропередач. Если такое решение невозможно, например, в ремонтных режимах или в электропередачах 500–1150 кВ с компенсационными реакторами, вынесенными непосредственно на участки ВЛ, т.е. за линейный выключатель, то эффективны следующие релейные защиты или их комбинация:

- защита от повышения напряжения;
- защита от переключения фаз, которая дает команду на отключение двух включенных фаз, когда неполнофазность вызвана отказом при включении выключателем третьей фазы и, наоборот, дает команду на включение двух отключенных фаз, если неполнофазность вызвана отказом при отключении выключателем третьей фазы.

Полностью снимает проблему перенапряжений при неполнофазном резонансе замыкание электропередачи в транзит выключателем противоположного конца.

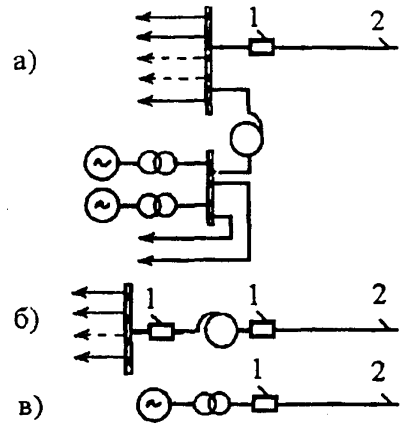


Рис. П.2.6. Принципиальные схемы источника питания.
1 – коммутирующий выключатель.
2 – коммутируемая ВЛ

2.5. Методы оценки предельной величины перенапряжений при явлениях переходного феррорезонанса и способы защиты от них

Схемы, в которых возможен переходный феррорезонанс, качественно делятся на две группы: слабо демпфированные с наибольшими перенапряжениями и демпфированные с малыми перенапряжениями. Степень демпфирования определяется структурой питающего источника, наличием нагрузки на трансформаторах промежуточных ПС и, в меньшей степени, активным сопротивлением проводов. По структуре источника питания к демпированным схемам относится схема на

рис. П2.6,а (схема типа "сборные шины"), к слабо демпированным – источники питания с выделенным ПТ (схема на рис. П2.6,б) или в виде блока генератор-трансформатор (схема на рис. П2.6,в). В слабо демпфированных схемах длительность перенапряжений переходного феррорезонанса составляет 1,0–1,5 с; в демпфированных – уменьшается до 0,2–0,3 с. В схемах с проходными или отпаечными ПС на коммутируемой линии нагрузка на их понижающих трансформаторах дает заметный демпфирующий эффект даже при значениях, соответствующих минимуму суточного графика нагрузки.

Как исходное значение, так и время затухания апериодической составляющей потока $\Phi_0(0)$ и перенапряжения при переходном феррорезонансе на частотах 100 и 200 Гц, подвержены большим разбросам, так как определяются большим числом как независимых, так и связанных между собой, случайных величин. Сюда относятся случайно меняющиеся от коммутации к коммутации и от одной электропередачи к другой угол включения выключателя, годовые колебания предвключенной индуктивности питающего источника, график передачи мощности по ВЛ, амплитуда основной составляющей потока в точке подключения трансформатора и др. Это вынудило представить опытные материалы в виде показанных на рис. П2.7 кривых 1 и 2 верхних огибающих поля точек. Использование этих кривых гарантирует незаниженность оценки k во всем диапазоне $0 \le P(k) \le 1$.

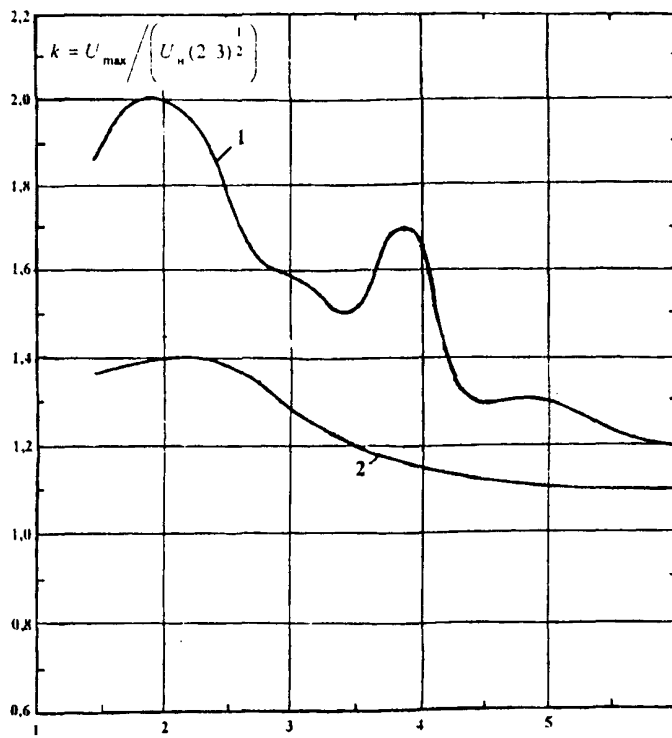


Рис. П2.7. Перенапряжения при переходном феррорезонансе.
Верхние огибающие поля экспериментальных данных, полученных в сетях 110–500 кВ (239 реализаций) и на моделях (более 600 реализаций);
1 – слабо демпфированные схемы;
2 – демпфированные схемы

Сопоставление уровней максимальных перенапряжений при переходном феррорезонансе с допустимыми воздействиями показывает, что защита необходима в слабо демпфированных схемах для электропередач 110–500 кВ, если определяемая по номограмме Приложения 3 наименьшая из частот собственных колебаний электропередачи $\beta_k \le 2{,}5\omega$, и в передачах 750 кВ, если их собственная частота $\beta_k \le 4{,}5\omega$. В передачах 1150 кВ переходный феррорезонанс опасен для слабо демпфированных схем при собственной частоте $\beta_k \le 5\omega$ и в демпфированных, если собственная частота $\beta_k \le 3\omega$.

Наименьшая из частот собственных колебаний коммутируемой блочной (полублочной) электропередачи определяется по расчетной схеме вида "источник э.д.с. – предвключенная реактивность – линия с распределенными параметрами". При этом понижающие трансформаторы промежуточных ПС на величину β_k/ω практически не влияют и поэтому учитываться не должны (см. рис. 1.1 Раздела 1). Значение эквивалентного индуктивного сопротивления питающего источника X_1 должно определяться с замещением генераторов переходной реактивностью X'_d.

Можно рекомендовать любой из следующих способов защиты перенапряжений при явлениях переходного феррорезонанса:

- эксплуатационными инструкциями запретить как коммутации линии в блоке с невозбужденным трансформатором (автотрансформатором), так и подключение к линии невозбужденного трансформатора или АТ. При необходимости подобных коммутаций трансформатор (или АТ) должен быть предварительно возбужден со стороны обмоток НН или СН, если в этих сетях есть генерирующие источники, либо нагружен местной нагрузкой;
- на стороне низшего напряжения трансформатора или АТ, коммутируемого в блоке с воздушной линией, устанавливается реактор, сигнал на кратковременное подключение которого подается одновременно (или с небольшим упреждением) с командой на включение или отключение выключателей блочной электропередачи. При АПВ подключение реактора осуществляется от действия устройств АПВ. Сигнал на отключение реактора подается от появления тока в обмотке реактора с выдержкой времени $t \ge X/60R$, где X и R – соответственно активное и реактивное сопротивление низковольтного реактора. Эффективность этого способа защиты иллюстрируется осциллограммами, показанными на рис. П2.8.

2.6. Автопараметрическое самовозбуждение ультрагармоник четной кратности частоты 100 и 200 Гц

Области, внутри которых возможно автопараметрическое самовозбуждение ультрагармоник 100 и 200 Гц, показаны соответственно на рис. П2.9 и П2.10. Границы областей зависят от трех параметров: насыщенного значения вынужденного напряжения U_{Π} частоты 50 Гц, воздействующего на шунт намагничивания трансформатора (или АТ) и эквивалентных квадрата частоты $\beta^2 = a_1/c$ и затухания $\alpha = 1/2RC'$. При этом a_1 характеризует степень нелинейности характеристики намагничивания; величины R и C' являются соответственно вещественной и мнимой частью рассчитанного на частоте ультрагармоники комплекса входной проводимости электропередачи, рассматриваемой с зажимов шунта намагничивания трансформатора (или АТ) при закороченных зажимах э.д.с.

Зависимости параметров β^2 и α от характеристик электропередачи (l; Z_B) и реактивного сопротивления источника питания X_1 показаны на рис. П2.11.

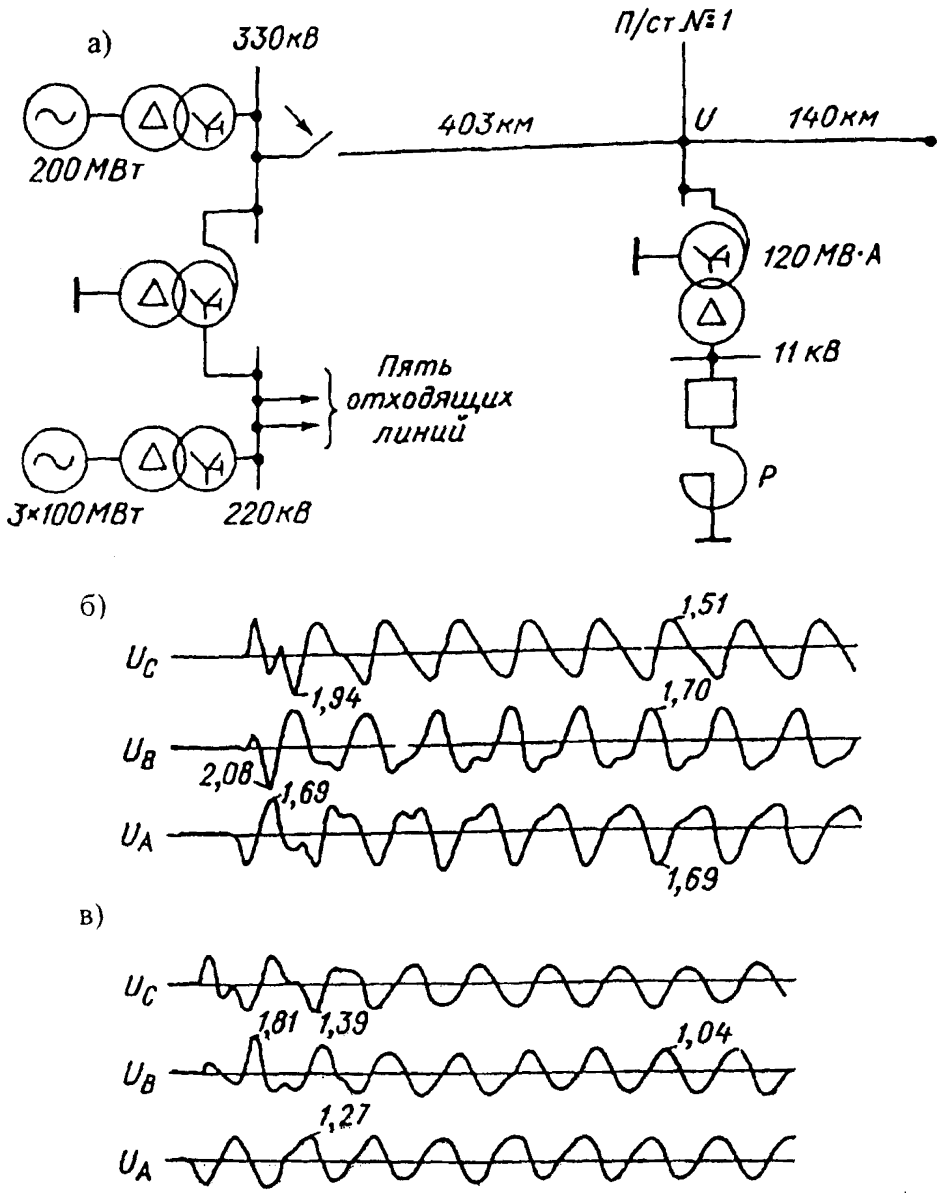


Рис. П2.8. Опытная проверка эффективности защиты от перенапряжений при переходном резонансе с помощью низковольтного реактора:
а – схема опыта;
б – реактор отключен;
в – реактор подключен

Чем больше эквивалентное затухание α, тем уже область самовозбуждения ультрагармоники. При так называемом критическом значении $\alpha \geq \alpha_{кр}$ область стягивается в линию и автопараметрическое самовозбуждение ультрагармоники невозможно ни при каких значениях $\upsilon_п$ и β^2. Для ультрагармоники частоты 100 Гц $\alpha_{кр} = 0{,}707$; для ультрагармоники частоты 200 Гц $\alpha_{кр} = 0{,}58$.

В реальных условиях электропередач 110–330 кВ вероятность автопараметрического самовозбуждения ультрагармоник четной кратности настолько мала, что с этим явлением практически можно не считаться.

Для электропередач 500–1150 кВ расчет возможности автопараметрического самовозбуждения ультрагармоники частоты 100 Гц выполняется следующим образом.

По формулам П2.2а и П2.2б определяется ненасыщенное значение вынужденного напряжения $\upsilon_{пе}$. Необходимые для этих расчетов численные значения Z_w, $X_р$ и X_1 указаны в табл. П2.1, П2.2. По формулам П2.3б и П2.3 в вычисляются безразмерные параметры η_1 и η_2 и по зависимостям, показанным на рис. П2.3, определяются минимальное $\upsilon_{п1}$ и максимальное $\upsilon_{п2}$ случайных за год изменений насыщенного значения параметры $\upsilon_п$.

По кривым рис. П2.11 для известных характеристик данной конкретной электропередачи находим численные значения параметров β^2 и α.

Самовозбуждение ультрагармоники частоты 100Гц возможно только в том случае, если для полученной в результате расчета величины параметра β^2 одновременно выполнены два неравенства

$$\upsilon_{п1} \geq \alpha, \qquad \upsilon_{п2} < \alpha, \qquad (П2.31)$$

где $\upsilon_{п1}$, $\upsilon_{п2}$ и α сопоставляются с границами областей самовозбуждения, показанными на рис. П2.9.

Для электропередач 500–1150 кВ расчет возможности автопараметрического самовозбуждения ультрагармоники частоты 200 Гц выполняется так же и по тем же формулам,

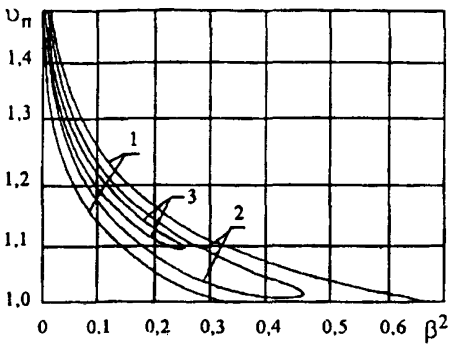


Рис. П2.9. Области автопараметрического самовозбуждения гармоники 100 Гц в электропередачах 500 – 1150 кВ:
1 – $\alpha = 0$;
2 – $\alpha = 0{,}5$;
3 – $\alpha = 0{,}6$;
$\alpha_{кр} = 0{,}707$

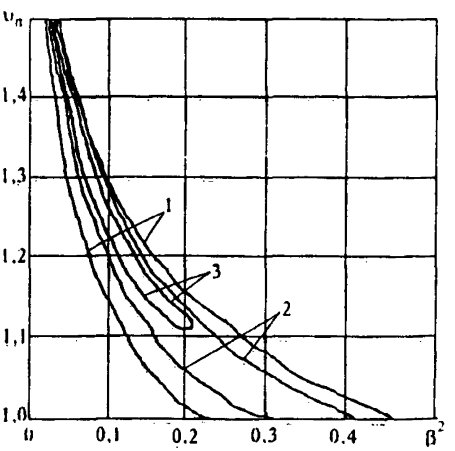


Рис. П2.10. Области автопараметрического самовозбуждения гармоники 200 Гц в электропередачах 500–1150 кВ.
1 – α=0;
2 – α=0,4;
3 – α=0,5;
$\alpha_{кр}$=0,5

что и для ультрагармоники 100 Гц, но минимальное $\upsilon_{п1}$ и максимальное $\upsilon_{п2}$ насыщенные значения параметра $\upsilon_п$ определяются по зависимостям, показанным на рис. П2.4.

При этом неравенства (П2.31) должны проверяться применительно к границам областей, показанных на рис. П2.10.

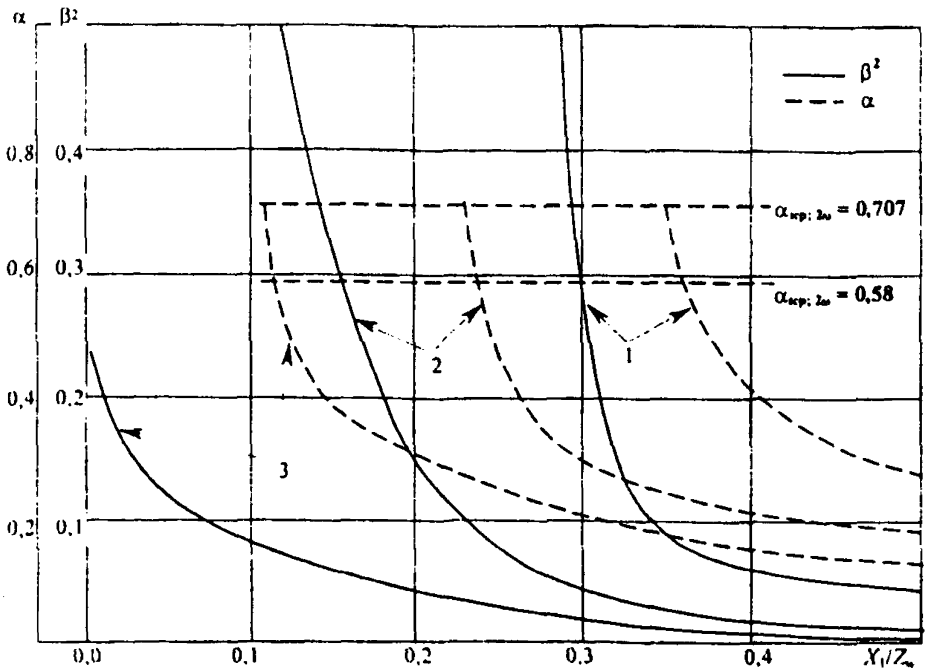


Рис. П2.11. Зависимость параметров α и β^2 от отношения X_1/Z_w (реактивности питающего источника к волновому сопротивлению ВЛ) и длины линии.
1 – l = 500 км;
2 – l = 600 км;
3 – l = 700 км

НОМОГРАММА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАИМЕНЬШЕЙ ИЗ ЧАСТОТ СОБСТВЕННЫХ КОЛЕБАНИЙ КОММУТИРУЕМОЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

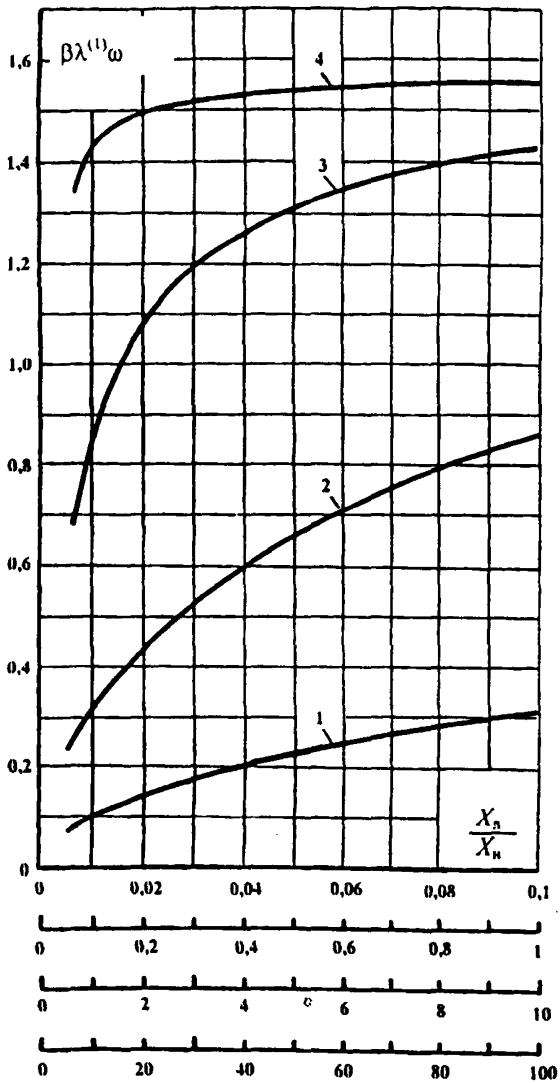


Рис. П3.1. 1 – для $X_л / X_1$ = 0,01–0,1; 2 – для $X_л / X_1$ = 0,1–1,0; 3 – для $X_л / X_1$ = 1,0–10; 4 – для $X_л / X_1$ = 10–100. $\beta_{(1)}$ – наименьшая собственная частота в долях промышленной частоты; $\lambda^{(1)}$ – волновая длина линии в радианах (см. табл. П2.1.; табл.П2.2. и рис. П2.1. Приложения 2); l – длина линии, км; X_1 – сопротивление предвключенной индуктивности на промышленной частоте, Ом; $X_л$ – индуктивное сопротивление линии, Ом, равное $314 \cdot l \cdot L_л$; ($L_л$ – Гн/км.)

ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ОПН, ВЫПУСКАЕМЫХ НПО «ЭЛЕКТРОКЕРАМИКА» (ТАБЛ. П4.1.1 – П4.1.4), «АВВ – УЭТМ» (ТАБЛ. П4.2.1 – П4.2.5), «ФЕНИКС – 88» (ТАБЛ. П4.3.1 – П4.3.3), «ТАВРИДА – ЭЛЕКТРИК» (ТАБЛ. П4.1)

В этом Приложении приведены основные электрические характеристики ОПН, серийно выпускаемых в России. Характеристики соответствуют техническим требованиям на защитные аппараты, утвержденным РАО "ЕЭС России". Более подробную информацию об ОПН необходимо запрашивать у фирм – поставщиков.

4.1. Электрические характеристики ОПН, выпускаемых НПО «ЭЛЕКТРОКЕРАМИКА» в фарфоровых покрышках

Данные о выпуске и надежности ОПН 110–750 кВ производства НПО "Электрокерамика" с 1976 по 1998 г.г. (в числителе – общее количество повреждений, в знаменателе – количество повреждений за вычетом случаев нарушения условий эксплуатации и соответствия техническим условиям) приведены в табл. П4.1.1. НПО "Электрокерамика" серийно выпускает также ОПН 0,4–35 кВ.

Таблица П4.1.1

Класс напряжения, кВ	Количество фаз,шт.	Объем эксплуатации, фазо-лет	Количество повреждений	% повреждений на 1 фазу в году
110	4032	20950	9/6	0,043/0.029
150	455	2374	3/1	0,126/0.042
220	2827	15214	8	0,053
330	529	2460	2/1	0,081/0,041
500	1066	6829	10/4	0,161/0.059
750	164	1312	11/6	0,762/0,457

Примечание: аналогичные обобщенные данные по ОПН производства "АВВ – УЭТМ", "Феникс – 88", "Таврида – Электрик" пока отсутствуют, но могут быть запрошены у соответствующих фирм.

Таблица П4.1.2

Электрические характеристики ОПН 110–1150 кВ

Наименование	ОПН-110 УХЛ1	ОПН-I-110 ХЛ4	ОПН-220 УХЛ1	ОПН-I-220 У1 ОПН-I-220 УХЛ4	ОПН-330 У1	ОПН-500 УХЛ1	ОПН-750 У1	ОПН О-750 У1	ОПН-I-1150 У1
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Класс напряжения, кВ	110	110	220	220	330	500	750	750	1150
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	73	73	146	146	210	303	455	455	694
Напряжение на ограничителе, кВ дейст., допустимое в течение времени									
8 ч	81		162		233	336			
3ч	83		166		239	345			
1ч	85		171		246	355			765
20 мин	88	88	175	175	250	365	545	545	–
20 с	95	95	190	190	270	390	590	590	830
3,0 с	–	–	–	–	–	–		–	900
3,5 с	100	100	200	200	290	420	635	635	–
1,0 с	105	–	210	–	305	440	660	660	–
0,15 с	112	–	225	–	325	470	705	705	935
0,12 с	–	–	–	–	–	–	–	–	–
0,05 с	–	–	–	–	–	–	–	–	970
Расчетный ток коммутационного перенапряжения, волна 1,2/2,5 мс, А	280	350	420	500	700	1200	1800	1200	2000
Остающееся напряжение при расчетном токе коммутационного перенапряжения, кВ, не более	180	175	360	350	520	750	1125	1125	1670
Остающееся напряжение, кВ при импульсном токе с длительностью фронта волны 8 мкс с амплитудой не более									
3000 А	230*	–	430*	–	620*	825	–	–	–
5000 А	250	205	460	410	650	860	1280	1300	–
7000 А	–	–	–	–	–	865	–	–	–
10000 А	280*	–	500*	–	700	920	1320	1350	–
14000 А	–	–	–	–	–	–	–	–	1900
15000 А	–	–	–	–	–	980	1380	1420	–
30000 А	–	–	–	–	–	–	1550*	1600*	–

Продолжение табл. П4.1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пропускная способность:									
20 импульсов тока 1,2/2,5 мс с амплитудой, А	280	350	420	500	630	1200	1800	1450	2000
20 импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой, А	5000	5000	5000	5000	–	–	–	–	–
20 импульсов тока 16/40 мкс с амплитудой, А	–	–	–	–	8000	15000	15000	15000	20000
2 импульса тока 8/20 мкс с амплитудой, А	15000	–	15000	–	24000	30000	40000	30000	40000
Взрывобезопасность при токах к. з.:									
0,2 с, кА	20-40**	20	20-40**	20	20-40**	20-40**	20-40**	20-40**	20-40**
2 с, кА	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Длина пути утечки внешней изоляции, мм, не менее	2270	2270	4550	4550	6600	9500	14200	14200	21600

Примечания: 1) * – значения для справок.

2) ** – по требованию заказчика с 2000 г.

3) Прочерк означает, что параметр не нормируется.

Таблица П4.1.3

Электрические характеристики грязестойких ОПН 110 и 220 кВ

Наименование параметра	Норма			
	ОПН-110 II УХЛ1	ОПН-110 IV УХЛ1	ОПН-220 II УХЛ1	ОПН-220 IV УХЛ1
Класс напряжения, кВ	110	110	220	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ дейст.	73	73	146	146
Напряжение на ограничителе, допустимое в течение времени, кВ дейст.				
20 мин	101	101	201	201
20 с	109	109	217	217
3,5 с	114	114	227	227
1 с	120	120	240	240
0,15 с	128	128	256	256
Расчетный ток коммутационных перенапряжений на волне 1,2/2,5 мс, А	280	280	420	420
Остающееся напряжение при расчетном токе коммутационных перенапряжений, кВ не более	220	220	435	435
Остающееся напряжение при импульсном токе с длительностью фронта волны 8 мкс с амплитудой 5000 А, кВ не более	285	285	525	525
Пропускная способность:				
20 импульсов тока 1,2/2,5 мс с амплитудой, А	280	280	420	420
20 импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой, А	5000	5000	5000	5000
Длина пути утечки внешней изоляции, мм, не менее	2800	3900	5700	7900
Взрывобезопасность при токах к. з.:				
0,2 с, кА	20-40*	20-40*	20-40*	20-40*
2 с, кА	0,8	0,8	0,8	0,8

Примечание: * – по требованию заказчика с 2000 г.

Таблица П4.1.4

Электрические характеристики ОПН для защиты нейтрали трансформаторов

Наименование параметра	Норма	
	ОПНН-110 У1 ОПНН-110 ХЛ1	ОПНН-220 У1 ОПНН-220 ХЛ1
Класс напряжения, кВ	110	220
Наибольшее рабочее напряжение, кВ действ.	56	115
Напряжение на ограничителе, допустимое в течение 1 мин, кВ действ.	73	150
Расчетный ток коммутационного перенапряжения, А		
волна 30/60 мкс,	–	–
волна 300/800 мкс	1500	1500
Остающееся напряжение при расчетном токе коммутационного перенапряжения, кВ, не более	155	310
Пропускная способность: 20 импульсов тока 2000 мкс с амплитудой, А	400	400
Взрывобезопасность при токах к.з.:		
0,2 с, кА	20-40*	20-40*
2 с, кА	0,8	0,8
Длина пути утечки внешней изоляции, мм, не менее	1750	3600

Примечание: * – по требованию заказчика с 2000 г.

4.2. Электрические характеристики ОПН 110–750 кВ, выпускаемых «АВВ – УЭТМ» в фарфоровых покрышках

“АВВ – УЭТМ” производит также ОПН 6–35 кВ.

Таблица П4.2.1

Модификации ОПН серии Exlim для разных уровней загрязнения атмосферы

Уровень загрязнения	Длина удельного пути утечки	Условное обозначение
I – легкий	1,6 см/кВ	L
II – средний	2,0 см/кВ	M
III – тяжелый	2,5 см/кВ	H
IV – очень тяжелый	3,1 см/кв	V

Таблица П4.2.2

Электрические характеристики ОПН 110 кВ

Характеристика	Тип ограничителя																		
	EXLIM ABB с классом энергоемкости																		
	R					Q					P–A и P–B					T			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Наибольшее рабочее напряжение	77	86	92	106	92	77	86	92	106	108	77	86	92	92	108	77	92	92	108
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	20	20	20	20
Квазиустановившиеся перенапряжения, допустимые в течение времени, кВ дейст:																			
20 мин	95	107	119	130	137	93	105	116	128	139	93	105	117	140	139	91	114	132	154
20 с	104	117	130	142	149	104	117	130	142	156	104	117	130	155	156	102	127	146	172
10 с	106	119	132	145	152	106	119	132	145	158	106	119	130	158	158	103	129	149	174
3,5 с	108	121	134	147	155	108	121	134	148	162	109	122	135	163	163	106	133	154	180
1 с	110	124	138	152	159	111	125	139	153	167	111	125	139	167	167	109	136	157	184
0.15	114	128	143	157	162	116	132	145	160	175	116	131	145	174	173	114	143	165	193
Остающееся напряжение при расчетном токе коммутационного напряжения, кВ:																			
при волне 1.2/2,5 мс 280 А	192	217	240	264	276	185	207	230	252	276	175	198	223	257	257	174	219	251	295
при волне 2 мс 500 А	199	224	248	273	286	188	211	234	257	281	–	–	–	–	–	–	–	–	–
при волне 2 мс 1000 А	207	232	258	284	298	192	216	239	263	287	187	210	235	280	280	184	230	265	310

Продолжение таблицы П4.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой, кВ																			
3000 А	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	198	223	248	297	297	194	242	278	327
5000 А	240	270	300	330	345	219	246	273	300	327	209	235	261	314	314	203	253	291	342
10000 А	256	288	320	352	369	231	260	288	317	346	221	249	276	332	332	212	264	304	357
Максимальный ток короткого замыкания для сброса давления, кА длительностью																			
0,2 с	40	40	40	40	50	65	65	65	65	65	А-65 В-80	А-65 В-80	А-65 В-80	А-65 В-80	А-65 В-80	80	80	80	80
1 с	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6	0,6

Таблица П4.2.3

Электрические характеристики ОПН 220 кВ

Характеристика	Тип ограничителя EXLIM ABB с классом энергоемкости														
	R			Q				P-A и P-B					T		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Расчетное (номинальное) напряжение, кВ действ.	198	216	228	192	216	240	264	192	228	258	294	264	192	228	264
Наибольшее рабочее напряжение ограничителя, кВ действ.	156	156	156	154	174	191	191	154	156	191	191	211	154	182	211
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	20	20	20
Квазиустановившиеся перенапряжения, допусти-мые в течение времени, кВ дейст:															
а) 20 мин	196	214	226	186	210	233	256	186	221	250	285	256	182	217	251
б) 20 с	214	233	246	207	233	259	285	207	246	279	318	285	204	242	280
в) 10 с	218	238	251	211	238	264	290	211	251	284	323	290	207	246	285
г) 3,5 с	222	242	255	216	243	270	297	217	258	292	332	298	213	253	293
д) 1 с	228	248	262	223	251	278	306	223	264	299	341	306	218	259	300
е) 0,15	236	257	271	233	262	292	321	232	276	312	356	319	228	271	314
Остающееся напряжение при расчетном токе коммутационного напряжения, кВ															
а) при волне 1,2/2,5 мс 420 А	400	437	460	372	419	466	513	360	425	482	550	493	353	420	486
б) при волне 2 мс 500 А	404	441	465	374	421	468	515	–	–	–	–	–	–	–	–
в) при волне 2 мс 1000 А	420	458	483	382	430	477	525	374	444	502	572	514	368	437	506

Продолжение таблицы П4.2.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой, кВ															
3000 А	-	-	-	-	-	-	-	396	470	532	606	544	387	459	532
5000 А	488	532	561	436	491	545	600	418	496	562	640	575	405	481	557
10000 А	521	569	600	461	519	576	634	442	525	594	677	608	423	502	581
Удельная энергоемкость, кДж/кВ расчетного напряжения	2.5	2.5	2.5	4.5	4.5	4.5	4.5	7.0	7.0	7.0	7.0	7.0	10.0	10.0	10.0
Полная энергоемкость всего ограничителя, кДж	495	540	570	864	972	1080	1188	1344	1596	1806	2058	1848	1920	2280	2640
Максимальный ток короткого замыкания для сброса давления, кА длительностью															
0,2 с	50	50	50	65	65	65	65	А-65 В-80	А-65 В-80	А-65 В-80	А-65 В-80	А-65 В-80	80	80	80
2 с	Сброс давления происходит за время от 0.5 с; до 1 с при горении дуги ограничитель термически устойчив														
Испытательные напряже-ния внешней изоляции:															
а) коммутационный импульс 250/2500 мкс в сухом состоянии и под дожлем, кВ	Должно быть не менее, чем на 20% выше остающегося напряжения при токе коммутационного перенапряжения 420 А														
б) полный грозовой импульс, кВ	Должно быть не менее, чем на 10% выше остающегося напряжения при токе 5000 А														

Таблица П4.2.4

Электрические характеристики ОПН 330 кВ

Характеристика	Тип ограничителя									
	EXLIM ABB с классом энергоемкости									
	Q			P–A и P–B				T		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Расчетное (номинальное) напряжение, кВ действ.	264	276	288	276	312	336	360	276	288	360
Наибольшее рабочее нап-ряжение ограничителя, кВ действ.	211	221	230	221	230	230	267	221	230	267
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	10	10	10	10	10	10	20	20	20
Квазиустановившиеся перенапряжения, допустимые в течение времени, кВ дейст:										
а) 20 мин	256	268	279	268	303	326	349	262	274	342
б) 20 с	285	298	311	298	337	363	389	292	305	382
в) 10 с	290	304	317	304	343	370	396	398	311	388
г) 3,5 с	297	311	324	312	353	380	407	306	320	400
д) 1 с	306	320	334	320	362	390	418	314	328	410
е) 0,15	321	335	350	334	378	407	436	328	343	428
Остающееся напряжение при расчетном токе коммутационного напряжения, кВ										
а) при волне 1,2/2,5 мс 630 А	519	542	566	525	592	640		518	541	675
б) при волне 2 мс 500 А	515	538	562	–	–	–	–	–	–	–
в) при волне 2 мс 1000 А	525	549	573	537	607	654	701	529	552	689
Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой, кВ										
3000 А	–	–	–	569	643	693	742	556	580	725
5000 А	600	627	654	601	679	731	783	582	607	759
10000 А	637	663	692	635	718	773	828	608	634	792
Максимальный ток короткого замыкания для сброса давления, кА длительностью										
0.2 с	65	65	65	A-65 B-80	A-65 B-80	A-65 B-80	A-65 B-80	80	80	80
1 с, А	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600

Таблица П4.2.5

Электрические характеристики ОПН 500 кВ и 750 кВ

Характеристика	Тип ОПН				
	Exlim ABB				
	P		T		
	500 кВ				750 кВ
Расчетное (номинальное) напряжение, кВ дейст.	396	468	396	444	588
Наибольшее рабочее напряжение ограничителя, кВ дейст.	318	350	318	350	462
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10	10	20	20	20
Квазиустановившиеся перенапряжения, допустимые в течение времени, кВ дейст:					
а) 20 мин	384	454	376	422	559
б) 20 с	428	505	420	471	623
в) 10 с	436	515	427	479	635
г) 3,5 с	447	529	440	493	653
д) 1 с	459	543	451	506	670
е) 0,15	479	566	471	528	700
Остающееся напряжение при расчетном токе коммутационного напряжения, кВ					
а) при волне 1,2/2,5 мс 1200/1800 А	778	918	764	857	1156
б) при волне 2 мс 500 А	–	–	–	–	–
в) при волне 2 мс 1000 А	771	911	758	850	1125
Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой, кВ					
3000 А	816	964	798	894	1183
5000 А	862	1018	835	936	1239
10000 А	911	1077	872	977	1293
Удельная энергоемкость, кДж/кВ расчетного напряжения	7.0	7.0	10.0	10.0	10.0
Полная энергоемкость всего ограничителя, кДж	2772	3276	3960	4440	5880
Максимальный ток короткого замыкания для сброса давления, кА длительностью					
0,2 с	A-65 B-80	A-65 B-80	80	80	80
2 с	Сброс давления происходит за время до 0,5 с; до 1 с при горении дуги ограничитель термически устойчив				То же, что 500 кВ
Испытательные напряжения внешней изоляции:					
а) коммутационный импульс 250/2500 мкс в сухом состоянии и под дождем, кВ	*				**
б) полный грозовой импульс, кВ	***				

* Должно быть не менее, чем на 20% выше остающегося напряжения при токе коммутационно перенапряжения 1200А.

** Должно быть не менее, чем на 20% выше остающегося напряжения при токе коммутационно перенапряжения 1800А.

*** Должно быть не менее, чем на 10% выше остающегося напряжения при токе 5000А.

4.3. Электрические характеристики ОПН 110–500 кВ, выпускаемых фирмой «ФЕНИКС-88» в полимерных покрышках

"Феникс-88" производит также ОПН 6–35 кВ.

Таблица П4.3.1

Электрические характеристики ОПН 110–220 кВ

Параметры		ОПН-110/73	ОПН-110/80	ОПН-110/88	ОПН-220/146	ОПН-220/157	ОПН-220/176
Длительное рабочее напряжение ОПН, кВ		73	80	88	146	157	176
Класс напряжения сети, кВ		110			220		
Напряжение, допустимое на ОПН в течение, кВ	0,1 с	110	120	132	219	236	264
	1,0 с	105	115	127	210	226	253
	10 с	100	110	121	200	215	241
	20 мин	90	98	108	180	193	216
	2 ч	86	94	104	172	185	208
	10 ч	82	90	99	165	177	199
	24 ч	80	88	97	161	173	194
Остающиеся напряжения, кВ, при импульсе тока с фронтом 30 мкс, длительностью 60 мкс и с амплитудой:	250 А, не более	176	193	212	359	386	433
	не менее	169	186	204	346	372	417
	500 А, не более	180	197	216	365	393	440
	не менее	172	189	208	352	378	424
	1000 А, не более	185	203	224	378	407	456
	не менее	178	195	215	364	391	438
	2000 А, не более	195	214	235	397	427	479
	не менее	187	205	225	381	410	459
Остающиеся напряжения, кВ, при импульсе тока с фронтом 8 мкс, длительностью 20 мкс и с амплитудой:	500 А, не более	180	198	217	366	394	442
	не менее	173	190	209	353	380	426
	3000 А, не более	201	220	242	409	440	493
	не менее	193	212	233	394	424	475
	5000 А, не более	210	230	253	428	460	516
	не менее	202	222	244	412	443	496
	10000 А, не более	226	248	273	461	496	556
	не менее	218	238	262	444	477	535
	20000 А, не более	247	270	297	502	540	605
	не менее	237	260	286	483	520	583
Остающиеся напряжения, кВ, при импульсе тока с фронтом 1 мкс, длительностью 4 мкс и с амплитудой 10000 А	не более	246	270	297	501	539	604
	не менее	237	259	285	482	518	581
Амплитуда выдерживаемого не менее 20 раз импульса большой длительности (прямоугольный импульс 2000 мкс), А		600					
Длина пути утечки изоляции, см, не менее		230			460		

Таблица П4.3.2

Электрические характеристики ОПН для защиты разземленных нейтралей трансформаторов 110–220 кВ

Параметры		ОПНН-110	ОПНН-220
Длительное рабочее напряжение ОПН, кВ		56	120
Класс напряжения сети, кВ		110	220
Напряжение, кВ, допустимое на ОПН в течение	0,1 с	84,0	180
	1,0 с	80,6	173
	10 с	76,7	164
	60 с	73,9	158
	20 мин	68,9	148
	2 ч	66,1	142
	24 ч	61,6	132
Остающиеся напряжения, кВ, при импульсе тока с фронтом 30 мкс, с длительностью 60 мкс и с амплитудой	250 А, не более	135	295
	не менее	130	286
	500 А, не более	138	300
	не менее	132	290
	1000А, не более	142	311
	не менее	137	301
	2000 А, не более	150	326
	не менее	143	316
Остающиеся напряжения, кВ, при импульсе тока с фронтом 8 мкс, с длительностью 20 мкс и с амплитудой:	500 А, не более	138	302
	не менее	133	293
	3000 А, не более	154	336
	не менее	148	325
	5000 А, не более	161	352
	не менее	155	341
	10000 А, не более	174	379
	не менее	167	368
	20000 А, не более	189	413
	не менее	182	402
Остающиеся напряжения, кВ, при импульсе тока с фронтом 1 мкс, с длительностью 4 мкс и с амплитудой 10000 А	не более	189	412
	не менее	181	400
Амплитуда выдерживаемого не менее 20 раз импульса большой длительности (прямоугольный импульс 2 мс), А		600	
Длина пути утечки изоляции, см, не менее		150	300

Таблица П4.3.3

Электрические характеристики ОПН 500 кВ

Параметры		ОПН-500/303	ОПН-500/333
Длительное рабочее напряжение ОПН, кВ		303	333
Напряжение, допустимое на ОПН в течение:	0,15 с	470	520
	1,0 с	440	485
	3,5 с	425	470
	20 с	390	430
	20 мин	365	400
	1 ч	355	390
	3 ч	345	380
	8 ч	335	370
Остающиеся напряжения, кВ, при крутом импульсе тока 1/4 мкс с амплитудой 20000 А	не более	1060	1165
	не менее	1020	1115
Остающиеся напряжения, кВ, при грозовом импульсе тока 8/20 мкс, с амплитудой	1500 А, не более	790	870
	не менее	760	835
	10000 А, не более	910	1000
	не менее	875	960
	20000А, не более	975	1070
	не менее	940	1030
	40000 А, не более	1075	1180
	не менее	1035	1135
Остающиеся напряжения, кВ, при коммутационном импульсе тока 30/60 мкс, с амплитудой:	500 А, не более	745	820
	не менее	720	790
	1000 А, не более	770	845
	не менее	740	815
	2000 А, не более	810	890
	не менее	780	860
Амплитуда выдерживаемого не менее 20 раз импульса большой длительности (прямоугольный импульс 2 мс), А		1200	

4.4. Электрические характеристики ограничителей серии ОПН-У 110–220 кВ, выпускаемых фирмой «ТАВРИДА-ЭЛЕКТРИК» в полимерных покрышках

"Таврида –Электрик" производит также ОПН 6–35 кВ.

Таблица П4.4.1

Электрические характеристики ограничителей серии ОПН-У

Наименование параметра, размерность						
Класс напряжения сети, Кв, дейст.	110			220		
Наибольшее длительно допустимое напряжение ОПН-У, $U_{нд}$, кВ, дейст.	73	77	84	146	154	168
Номинальный разрядный ток 8/20 мкс, кА	10					
Остающееся напряжение на ОПН-У, кВ макс. не более, при импульсе тока						
150 А, 30/60 мкс*	178	186	203	356	372	406
500 А, 30/60 мкс*	183	193	211	366	386	422
500 А, 8/20 мкс**	185	195	213	370	390	426
5000 А, 8/20 мкс	218	230	251	436	460	502
10000 А, 8/20 мкс	233	246	269	466	492	538
20000 А, 8/20 мкс	251	264	289	502	528	580
Наибольшее напряжение в долях $U_{нд}$, допустимое после поглощения ОПН максимальной энергии	См. рисунок					

Примечание: * любой импульс с фронтом более 30 мкс, ** не более и не менее

Пропускная способность ограничителей ОПН-У обеспечивает без повреждений воздействие 20 импульсов тока прямоугольной формы длительностью 2000 мкс с амплитудой 450 А.

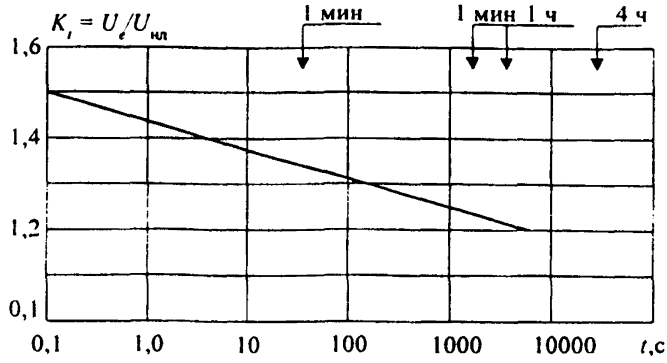


Рис. П4.1. Наибольшее допустимое напряжение в долях $U_{нд}$ в зависимости от воздействия

Длины пути утечки по ГОСТ 16357 и ГОСТ 9920 – в соответствии с указанной заказчиком степенью загрязнения: для II степени загрязнения – 2,25 см/кВ, для III степени загрязнения – 2,5 см/кВ, для IV – 3,1 см/кВ.

Конструкция ограничителя обеспечивает его взрывобезопасность при протекании тока внутреннего замыкания с действующим значением: 40000 А ± 10% не менее 0,2 с и 800 А ± 10% не менее 2 с. Категория взрывобезопасности А по ГОСТ 16357-83.

НАИМЕНЬШИЕ ДОПУСТИМЫЕ РАССТОЯНИЯ В СВЕТУ ОТ ТОКОПРОВОДЯЩИХ ЧАСТЕЙ ДО РАЗЛИЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ОРУ 110–750 кВ И ЗРУ 110–330 кВ, ЗАЩИЩЕННЫХ ОПН С ЗАЩИТНЫМ УРОВНЕМ ФАЗА-ЗЕМЛЯ 1,8

Применение ОПН вместо разрядников позволяет сократить воздушные изоляционные промежутки и размеры ОРУ и подстанций. Наименьшие допустимые расстояния в свету для ОРУ (ПС) приведены в табл. П5.1.

Пояснения к табл. П5.1:

Для элементов изоляции, находящихся под распределенным потенциалом, изоляционные расстояния следует принимать с учетом фактических значений потенциалов в разных точках изоляции. При отсутствии данных о распределении потенциала следует условно принимать линейный закон падения потенциала вдоль изоляции от полного номинального фазного напряжения со стороны токопроводящих частей до нуля со стороны заземленных частей.

Расстояния от токопроводящих частей или элементов изоляции со стороны токопроводящих частей, находящихся под напряжением, до габаритов трансформаторов, транспортируемых по железнодорожным путям, допускается принять менее размера Б, но не менее размера $A^{1}_{Ф\text{-}З}$.

Расстояния $A_{Ф\text{-}З}$, $A^{1}_{Ф\text{-}З}$ и $A_{Ф\text{-}Ф}$ для ОРУ 220 кВ и выше, расположенных на высоте более 1000 м над уровнем моря, должны быть увеличены в соответствии с требованиями ГОСТ 1516-76, а расстояния $A_{Ф\text{-}Ф}$, В и $Д^{1}$ должны быть проверены по условиям ограничения короны на ошиновке ОРУ (ПС).

Наименьшие допустимые расстояния в свету для ЗРУ приведены в табл. П5.2.

Таблица П5.1

Наименьшие расстояния в свету от токопроводящих частей до различных элементов ОРУ (ПС) 110-750 кВ, защищенных ограничителями пренапряжений с защитным уровнем фаза-земля 1,8

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм, для номинального напряжения, кВ				
		110	220	330	500	750
		ОПН	ОПН	ОПН	ОПН	ОПН
От токопроводящих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до земли и постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м, а также стационарных межъячейковых экранов и противопожарных перегородок.	$A_{Ф-З}$	600	1200	2000	3000	5200
От токопроводящих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций:головка аппарата-опора; провод-стойка, траверса; провод-кольцо, стержень.	$A^{1}_{Ф-З}$	600	1200	1600	2700	4500
Между токопроводящими частями разных фаз	$A_{Ф-Ф}$	750	1600	2200	3400	6000
От токопроводящих частей, элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением,до постоянных внутренних ограждений высотой до1,6м, до транспортируемого оборудования.	Б	1350	1950	2350	3450	5250
Между токопроводящими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и не отключенной верхней.	В	1800	2400	2800	3900	6000
От неогражденных токопроводящих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании провода.	Г	3300	3900	4700	5700	7900
Между токопроводящими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токопроводящими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой.	$Д^{1}$	2600	3200	3600	4700	6500

Таблица П5.2

Наименьшие расстояния в свету от токопроводящих частей до различных элементов ЗРУ 110-330 кВ, защищенных ограничителями перенапряжений типа ОПН с защитным уровнем фаза-земля 1,8

Наименование расстояние	Обозначение	Изоляционные расстояния, мм, для номинального напряжения, кВ		
		110	220	330
От токопроводящих частей до заземленных конструкций и частей здания	$A_{Ф-З}$	600	1200	2000
Между проводниками разных фаз	$A_{Ф-Ф}$	750	1600	2200
От токопроводящих частей до сплошных ограждений	Б	650	1250	2050
От токопроводящих частей до сетчатых ограждений	В	700	1300	2100
Между неогражденными токопроводящими частями разных цепей	Г	2800	3400	4200
От неогражденных токопроводящих частей до пола	Д	3300	3700	4500
От неогражденных выводов из ЗРУ до земли при выходе их не на территорию ОРУ и при отсутствии проезда под выводами	Е	5400	6000	6800
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	Ж	850	1800	2500

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОЖИДАЕМОГО СРОКА СЛУЖБЫ ОПН 110–1150 кВ

6.1. Исходные положения

Методика расчета ожидаемого срока службы ОПН состоит в проверке надежности его работы при ограничении коммутационных перенапряжений в условиях конкретной электропередачи. Надежность защищающего электропередачу ОПН является достаточной, если ожидаемый с доверительной вероятностью $P_{доп}$ срок службы $N_{сл}$ ОПН, т.е. ожидаемое число лет его безаварийной работы, будет не менее нормируемого техническими условиями. Нормы указаны в таблице П6.1.

Таблица П6.1

Нормируемый техническими условиями на ограничители срок службы

$U_{н}$, кВ	110	220	330	500	750	1150
$P_{доп.}$	0,98					
$N_{сл}$, лет, не менее	20	20	25	25	30	30

Методика расчета состоит из следующих этапов:

- расчет статистического распределения амплитуд неограниченных перенапряжений в точке установки ограничителя;
- расчет статистического распределения ресурса, расходуемого резистором ограничителя в течение одного года;
- определение ожидаемого срока службы ограничителя.

Токовые нагрузки на ограничители, установленные на разомкнутом конце, как правило превосходят токовые нагрузки на ограничители питающего конца (рис. П2.1), поэтому оценка надежности , т.е. ожидаемого на заданном уровне доверительной вероятности срока безаварийной службы ОПН, должна производиться для ограничителей, установленных как на питающем, так и на разомкнутом конце передачи отдельно. В ряде случаев такой подход может оказаться оправданным экономически.

В симметричном режиме амплитуда неограниченных перенапряжений k есть произведение ударного коэффициента перенапряжений $\aleph$ на вынужденную составляющую переходного процесса перенапряжений υ:

$$k = \aleph \upsilon. \qquad (П6.1)$$

В несимметричных режимах успешного ОАПВ и при однополюсном к.з. амплитуды неограниченных перенапряжений вычисляются по формулам:

$$k = \aleph \upsilon_{ОАПВ}, \qquad k_{к.з} = \aleph \upsilon_{к.з} = \aleph \upsilon h_{к.з}. \qquad (П6.2)$$

В формулах (П6.1) и (П6.2) ударный коэффициент характеризует вид коммутации и интенсивность переходного процесса, а вынужденная составляющая - схему и режим электропередачи.

В симметричном режиме математическое ожидание ($\bar{k}$) среднеквадратичное отклонение (σ_k) амплитуды неограниченных перенапряжений определяются так:

$$\bar{k} = \bar{\aleph}\,\bar{\upsilon}; \qquad \sigma_k = \sqrt{\bar{\aleph}^2\sigma_\upsilon^2 + \bar{\upsilon}^2\sigma_\aleph^2}\,. \tag{П6.1а}$$

В несимметричных режимах успешного ОАПВ и однофазного к.з. в качестве $\bar{k}$ и σ_k имеем:

$$\bar{k}_{\text{ОАПВ}} = \bar{\aleph}_{\text{ОАПВ}}\,\bar{\upsilon}_{\text{ОАПВ}}; \qquad \sigma_{\text{ОАПВ}} = \sqrt{\bar{\aleph}^2_{\text{ОАПВ}}\,\sigma^2_{\upsilon_{\text{ОАПВ}}} + \bar{\upsilon}^2_{\text{ОАПВ}}\,\sigma^2_{k_{\text{ОАПВ}}}}\,; \tag{П6.2а}$$

$$\bar{k}_{\text{к.з.}} = \bar{\aleph}_{\text{к.з}}\,\bar{\upsilon}_{\text{к.з.}}; \qquad \sigma_{\text{к.з.}} = \sqrt{\bar{\aleph}^2_{\text{к.з}}\,\sigma^2_{\upsilon_{\text{к.з}}} + \bar{\upsilon}^2_{\text{к.з.}}\sigma^2_{\aleph_{\text{к.з}}}}\,; \tag{П6.2б}$$

где $\bar{\aleph}$ и $\sigma^2_\aleph$ – математическое ожидание и дисперсия ударного коэффициента перенапряжений в симметричной коммутации включения ВЛ, $\bar{\upsilon}_i$ и σ_{υ_i} – то же самое для вынужденной составляющей перенапряжений в i-ой коммутации.

Если наименьшая из частот собственных колебаний коммутируемой электропередачи

$$\beta_1 \geq 1{,}6\,\omega, \tag{П6.3а}$$

то ударный коэффициент перенапряжений, возникающих на ее разомкнутом конце $\aleph_p$ статистически инвариантен относительно структуры и параметров этой передачи. Это означает, что вид закона статистических распределений $\aleph_p$ определяется только типом коммутации (скажем , включение ВЛ или ТАПВ и т.д.), а параметры этого закона , т.е. $\bar{\aleph}_p$, σ_p и т.д. одинаковы для любой электропередачи независимо от её сложности и класса номинального напряжения.

Ударный коэффициент перенапряжений , возникающих на питающем конце передачи $\aleph_n$, подчиняется тому же закону, что и $\aleph_p$. Скажем, если в какой-то коммутации $\aleph_p$ распределен по нормальному закону, то в этой коммутации $\aleph_n$ тоже подчиняется нормальному закону, но параметры этого закона другие, $\bar{\aleph}_n \neq \bar{\aleph}_p$; $\sigma_n \neq \sigma_p$.

На рис. П6.1 показаны зависимости $\bar{\aleph}_n / \bar{\aleph}_p$ и σ_n/σ_p от безразмерного параметра

$$\vartheta = \frac{X_\Pi}{Z_W \operatorname{tg}\lambda^{(1)}}\,. \tag{П6.3б}$$

Для схемы рис. П2.1,а $X_\Pi = X_1$.

Для схемы рис. П2.1,б:

$$X = \frac{X_1}{1 + \dfrac{Z_W}{X_{p2}}\left(1 + \dfrac{X_1}{Z_W}\right) + \dfrac{Z_W X_1}{X_{p1}}\left(\dfrac{1}{Z_W} + \dfrac{1}{X_{p2}}\right)} \tag{П6.3в}$$

Частоту β_1/ω следует определять по номограмме Приложения 3, а необходимые для этого величины X_Π и $\lambda^{(1)}$ – по формуле (П6.3в) и данным табл. П2.4 Приложения 2.

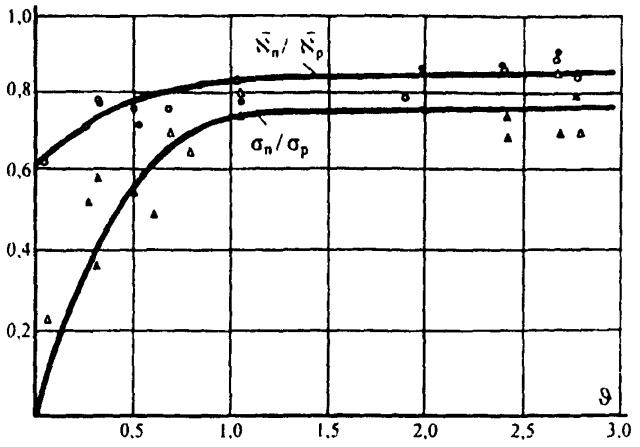


Рис. П6.1. Зависимость отношений $\bar{N}_п / \bar{N}_р$ и $\sigma_п / \sigma_р$ от параметра ϑ: кружки, треугольники – опытные точки, соответственно $\bar{N}_п / \bar{N}_р$ и $\sigma_п / \sigma_р$; белые и черные значки, соответственно ВЛ без заряда и предварительно заряженные

Таблица П6.2

Система базисных единиц

$U_н$, кВ	110	220	330	500	750	1150
$U_{баз}$, кВ	103	206	297	428	643	937
$Z_{баз}$, Ом	570	530	450	365	330	280
$L_{баз}$, Гн	1,82	1,69	1,43	1,16	1,05	0,89
$C_{баз}$, мкФ	5,6	6,0	7,1	8,7	9,7	11,4
$I_{баз}$, А	180	390	665	1170	1940	3345
$A_{баз} \times 10^{-3}$	84	162	229	323	475	682
$A / A_{баз}$	1,71	1,75	1,76	1,77	1,75	1,68

Вольт-амперная характеристика ограничителя при коммутационных перенапряжениях имеет следующий вид:

$$k_{ост} = A\, I^{\alpha} = A\, I^{0.04}.$$

Численные значения параметра A в относительных единицах, т.е. $A / A_{баз}$ указаны в табл. П6.2. Расчеты удобно вести в относительных единицах, приняв за базисные указанные в табл. П6.2.

6.2. Статистические распределения неограниченных перенапряжений в точке установки ОПН

Статистические распределения амплитуд неограниченных перенапряжений, ударные коэффициенты которых не зависят от времени (это все виды коммутаций, кроме успешного и неуспешного ТАПВ) рассчитывают следующим образом. В табл. П6.3. эти виды коммутаций помечены индексами S=1; 2; 3; 4; 5; 6 и 9. Численные значения математического ожидания $\bar{N}$ и среднеквадратичного отклонения σ_N ударных коэффициентов в этих видов перенапряжений, полученные в результате экспериментов в действующих энергосистемах, приведены в табл. П6.3.

Таблица П6.3

Параметры ударных коэффициентов $\bar{\aleph}$ и $\sigma_\aleph$

S	1	2	3	4	5	6	9*)
$\bar{\aleph}$	1,61	1,39	1,55	2,04	1,4	1,34	$\aleph(\Theta_A)/1{,}53$
$\sigma_\aleph$	0,183	0,197	0,15	0,352	0,128	0,132	$\sigma_\aleph(\Theta_A)/0{,}175$

*) числитель – передачи, оборудованные автоматикой прекращения асинхронного хода (АПАХ) с уставкой Θ_A (см. рис. П6.2);
знаменатель – передачи без АПАХ.

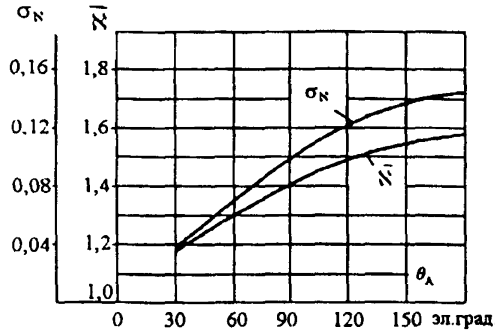


Рис. П.6.2. Зависимость математического ожидания и среднеквадратичного отклонения ударных коэффициентов при разрыве электропередачи из-за асинхронного хода от установки ЛПАХ

В этих коммутациях статистические распределения амплитуд неограниченных перенапряжений определяются по следующим формулам:

для S=1;2;3

$$P_к(k) = P\left(\frac{k - \bar{\aleph}\upsilon}{\upsilon\sigma_\aleph}\right); \qquad (П6.4)$$

для S=4;5;6 $P_{к.з}(k_{к.з})$ определяется по формуле (П6.4) при значении $\bar{\upsilon} = \bar{\upsilon}_{к.з}$;

для S=9 с устройством АПАХ $P_{АХ}(k_{АХ})$ определяется по формуле (П6.4) при значении $\bar{\aleph} = \bar{\aleph}(\Theta_A)$; при отсутствии АПАХ – при значении $\bar{\aleph} = \bar{\aleph}_{АХ}$.

В формуле (П6.4) $P_к(k)$, $P_{к.з}(k_{к.з})$ и $P_{АХ}(k_{АХ})$ определяют по кривой рис. П6.5, а значения $\bar{\upsilon}$ и $\bar{\upsilon}_{к.з}$ – по формулам (П2.5а) и (П2.7) – (П2.14а) Приложения 2.

Статистические распределения амплитуд неограниченных перенапряжений, ударные коэффициенты которых зависят от времени (это успешное и неуспешное ТАПВ, в табл. П6.3 они помечены индексами S=7 и S=8) определяют следующим образом.

Таблица П6.4

Ожидаемое число воздействий на резистор одной фазы ОПН за год

S	Вид коммутации	для электропередач, кВ					
		110	220	330	500	750	1150
1	Плановое включение ненагруженной линии	5–8	5–8	3–6	3–6	1–3	1–3
2	Включение ненагруженной блочной электропередачи	5–8	5–8	–			
3	Успешное ОАПВ	–	–	$2{,}3 \cdot 10^{-3} \cdot l$	$1{,}45 \cdot 10^{-3} \cdot l$	$1{,}2 \cdot 10^{-3} \cdot l$	$9 \cdot 10^{-6} \cdot l$
4	Отключение масляными выключателями ненагруженной линии с короткозамкнутой фазой	3–5	3–5	–			
5	Разрыв передачи после неуспешного ОАПВ	–	–	$9{,}1 \cdot 10^{-3} \cdot l$	$1{,}35 \cdot 10^{-2} \cdot l$	$6{,}1 \cdot 10^{-3} \cdot l$	$4 \cdot 10^{-6} \cdot l$
6	Трехфазный разрыв передачи вследствие ликвидации несимметричного к.з.	$3{,}3 \cdot 10^{-2} \cdot l$	$1 \cdot 10^{-2} \cdot l$	$2{,}7 \cdot 10^{-2} \cdot l$	$6{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot l$	$1 \cdot 10^{-3} \cdot l$	$0{,}8 \cdot 10^{-6} \cdot l$
7	Успешное ТАПВ	$2{,}3 \cdot 10^{-2} \cdot l$	$6{,}1 \cdot 10^{-2} \cdot l$	$5 \cdot 10^{-4} \cdot l$	$2{,}6 \cdot 10^{-4} \cdot l$	$2{,}4 \cdot 10^{-4} \cdot l$	$1{,}2 \cdot 10^{-6} \cdot l$
8	Неуспешное ТАПВ	$4{,}4 \cdot 10^{-2} \cdot l$	$2{,}15 \cdot 10^{-2} \cdot l$	$7 \cdot 10^{-3} \cdot l$	$6{,}8 \cdot 10^{-3} \cdot l$	$1{,}2 \cdot 10^{-4} \cdot l$	$0{,}8 \cdot 10^{-6} \cdot l$
9	Разрыв передачи при асинхронном ходе	–	–	$3{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot l$	$5{,}4 \cdot 10^{-5} \cdot l$	$4{,}8 \cdot 10^{-5} \cdot l$	$4{,}5 \cdot 10^{-7} \cdot l$

Примечание: для *S*=3; 5;6;7;8 и 9 указаны удельные значения на 100 км линии длиной *l*, км.

Коммутация успешного ТАПВ (S=7). Для известной величины бестоковой паузы $t_{АПВ}$ по кривым рис. П6.3 определяются параметры статистического распределения ударных коэффициентов $\bar{\aleph}$ и $\sigma_{\aleph}$. По формуле (П2.5) Приложения 2 рассчитывается математическое ожидание вынужденного напряжения $\bar{\upsilon}$. По кривой на рис. П6.5 определяется функция распределения амплитуд неограниченных перенапряжений, которая при успешном ТАПВ дается выражением

$$P_{к}(k)=P\left(\frac{k-\bar{\aleph}\upsilon}{\upsilon\sigma_{\aleph}}\right), \qquad (П6.5а)$$

где $\upsilon=\upsilon_{р}$, либо $\upsilon=\upsilon_{п}$.

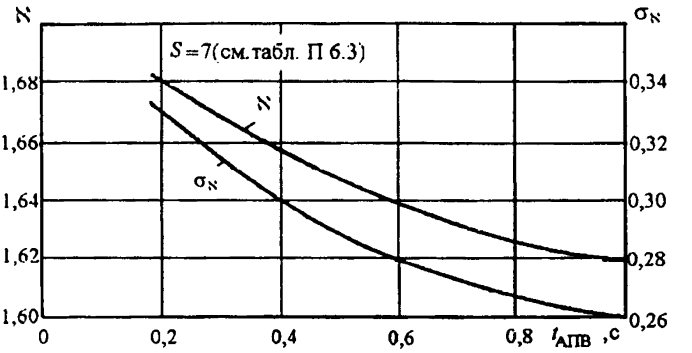


Рис. П.6.3. Зависимость параметров распределения ударных коэффициентов при успешном ТАВП от длительности бестоковой паузы

Если в электропередачах 110–500 кВ ЭМТН вынесены за линейный выключатель, т.е. установлены непосредственно на коммутируемом участке ВЛ, причем на участке ВЛ 500 кВ нет компенсационных реакторов, то независимо от длительности бестокой паузы $\bar{\aleph}$=1,61, $\sigma_{\aleph}$ = 0,183.

Коммутация неуспешного ТАПВ (S=8). Для известной величины бестоковой паузы $t_{АПВ}$ по кривым рис. П6.4 определяют параметры статистического распределения ударных коэффициентов $\bar{\aleph}_{-}$; $\bar{\aleph}_{+}$; σ_{-} и σ_{+}.

По кривой рис. П6.5 определяют две функции статистического распределения амплитуд неограниченных перенапряжений в коммутации неуспешного ТАПВ:

$$P_{-}(k)=P\left(\frac{k-\bar{\aleph}_{-}\cdot\upsilon_{к.з}}{\upsilon_{к.з}\cdot\sigma_{-}}\right); \qquad P_{+}(k)=P\left(\frac{k-\bar{\aleph}_{+}\cdot\upsilon_{к.з}}{\upsilon_{к.з}\cdot\sigma_{+}}\right). \qquad (П6.5б)$$

Распределение амплитуд неограниченных перенапряжений при неуспешном ТАПВ дается следующим выражением:

$$P(k)=0{,}55\,P_{-}(k)+0{,}85\,P_{+}(k). \qquad (П6.6)$$

Распределение амплитуд неограниченных перенапряжений при успешном ОАПВ (в табл. П6.3 эта коммутация помечена индексом S=3) определяется следующим образом. Для известной величины бестоковой паузы $t_{ОАПВ}$ по формулам

(П2.15)–(П2.25) Приложения 2 рассчитывают минимальное υ_1 и максимальное υ_2 значения случайных годовых изменений вынужденного напряжения при успешном ОАПВ. Затем по формулам

$$\bar{\upsilon}_{\text{ОАПВ}} = \frac{\upsilon_1 \upsilon_2}{\upsilon_2 - \upsilon_1} \ln \frac{\upsilon_2}{\upsilon_1}; \qquad \text{(П6.7а)}$$

$$\sigma^2_{\upsilon_{\text{ОАПВ}}} = \frac{\upsilon_1 \upsilon_2}{\upsilon_2 - \upsilon_1} \left[(\upsilon_2 - \upsilon_1) \left(1 + \frac{\bar{\upsilon}^2_{\text{ОАПВ}}}{\upsilon_1 \upsilon_2} \right) - 2 \bar{\upsilon}_{\text{ОАПВ}} \ln \frac{\upsilon_2}{\upsilon_1} \right] \qquad \text{(П 6.7б)}$$

определяют математическое ожидание и дисперсию вынужденного напряжения при успешном ОАПВ.

По кривой рис. П6.5 определяют функцию распределения амплитуд неограниченных перенапряжений в коммутации успешного ОАПВ:

$$P_{\text{ОАПВ}}(k_{\text{ОАПВ}}) = P\left(\frac{k_{\text{ОАПВ}} - \bar{\upsilon}_{\text{ОАПВ}} \bar{K}_{\text{ОАПВ}}}{\bar{\upsilon}_{\text{ОАПВ}} \sigma_{\text{ОАПВ}}} \right). \qquad \text{(П6.8)}$$

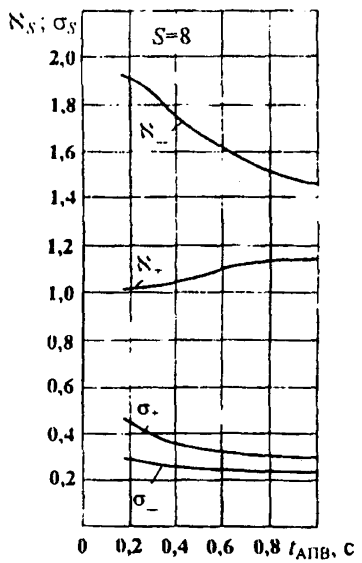


Рис. П6.4. Зависимость параметров распределения ударных коэффициентов при неуспешном ТАПВ от длительности бестоковой паузы

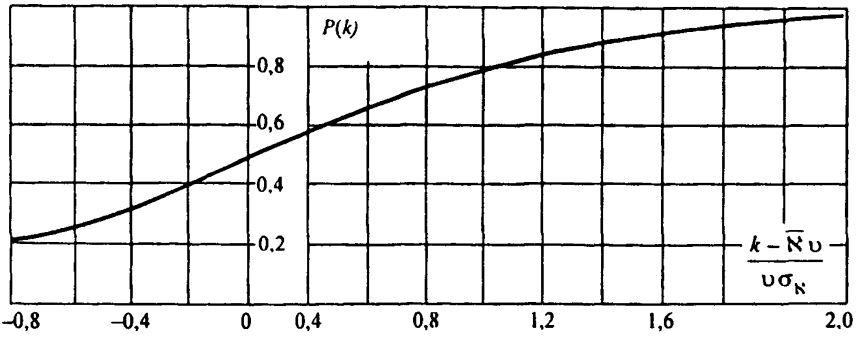


Рис. П6.5. Функция распределения амплитуд неограниченных перенапряжений (υ; $\upsilon_{кз}$; $\upsilon_{ОАПВ}$ определяются по формуле (П6.7а) и по формулам Приложения 2)

6.3. Расчет статистического распределения ресурса, расходуемого резистором ОПН в течение одного года

Ресурс, расходуемый резистором ограничителя в течение одного года, равен

$$T_{расх} = \sum_{S=1}^{9} N_S \bar{T}_{OS}, \qquad (П6.9)$$

где N_S – ожидаемое число воздействий на ОПН в коммутации S-го типа в течение одного года эксплуатации (см. табл. П6.3);

$\bar{T}_{OS}$ – математическое ожидание ресурса пропускной способности, расходуемого в одной коммутации S-го типа.

Математическое ожидание ресурса, расходуемого в одной коммутации S-го типа, определяется с помощью графического построения, показанного на рис. П6.6, где в третьем квадранте откладывается функция $k_S = f(T_{OS})$, вычисляемая по формуле:

$$k_S = f(T_{OS}) = A\,T_{OS}^{0,0111} + T_{OS}^{0,286} / b_S, \qquad (П6.10)$$

где k_S – неограниченные перенапряжения в коммутации S-го типа; вспомогательный параметр b_S для электропередач 110, 220 и 330 кВ равен единице. Для электропередач 500, 750 и 1150 кВ, если в точке установки ограничителя включен компенсирующий реактор, вспомогательный b_S зависит от амплитуды неограниченных перенапряжений и равен

$$b_S = 1 + a_S / X_p. \qquad (П6.11)$$

Величина коэффициента a_S указана в табл. П6.5.

Таблица П6.5

Усредненные численные значения коэффициента a_S

$U_н$, кВ	Величина k_S					
	1,9	2,1	2,3	2,5	2,7	2,9
500	0,25	0,29	0,32	0,34	0,36	0,38
750	0,27	0,31	0,34	0,38	0,38	0,40
1150	0,30	0,35	0,38	0,40	0,42	0,44

Во втором квадранте на рис. П6.6 откладывается функция статистического распределения амплитуд неограниченных перенапряжений $P_k(k_S)$, рассчитанная по формулам (П6.4) – (П6.6) и указаниям, изложенным в пункте 2 Приложения 6.

В результате дальнейшего построения , ход которого на рис. П6.6 показан пунктиром со стрелками, в первом квадранте рис. П6.6 строится зависимость $P_{TS}(T_{OS})$ – функция статистического распределения ресурса пропускной способности, расходуемого резистором ОПН в одной коммутации S-го типа. Расчет $P_{TS}(T_{OS})$ повторяется для всех S, т.е. для электропередач 110 и 220 кВ пять раз (S=1 или 2; 4; 6; 7 и 8); для электропередач 330, 500 и 750 кВ семь раз (S=1; 3; 5; 6; 7; 8 и 9) (см. табл. П6.3).

На том же рис. П6.6 показан способ графического определения математического ожидания $\bar{T}_{OS}$, отвечающего заданной доверительной вероятности $P_{дов}$. Для этого из точки $P_{TS}(T_{OS})=P_{дов}$ проводится показанная на рис. П6.6 прямая, параллельная оси абсцисс. Затем путем нескольких проб уравниваются площади, помеченные на рис. П6.6 знаками "+" и "–". Точка пересечения показанной на рис. П6.6 вертикальной прямой, уравнивающей площади, с осью абсцисс есть искомое значение математического ожидания.

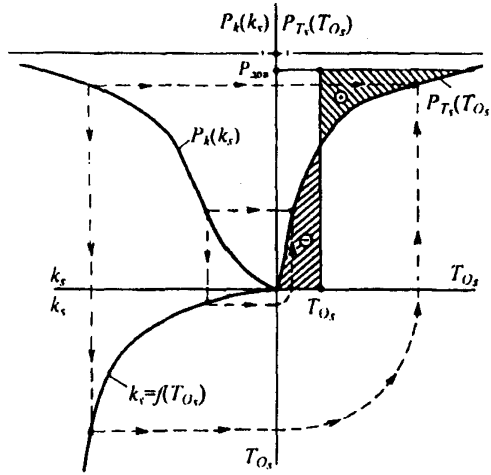


Рис. П6.6. Графическое построение статистического распределения P_{TS} (T_{OS}) и математического ожидания T_{OS} ресурса, расходуемого в одной коммутации S-го типа, при заданной доверительной вероятности $P_{дов}$

6.4. Определение ожидаемого срока службы ОПН

Математическое ожидание срока службы ОПН определяется по формуле:

$$\bar{N}_{сл}=\frac{T_{расп}}{\bar{T}_{расх}}=\frac{T_{расп}}{\sum_S N_S \bar{T}_{OS}}, \qquad (П6.12)$$

где $T_{расп}$ – исходный (располагаемый) ресурс пропускной способности, которым обладает вновь изготовленный ОПН; $T_{расх}$ – математическое ожидание расходуе-

мого в процессе коммутаций ресурса. Численные значения N_S даны в табл. П6.3, а $\bar{T}_{OS}$ определено с помощью построения, показанного на рис. П6.6.

Срок службы ОПН, определенный с доверительной вероятностью $P_{дов}$, равен:

$$N_{сл}(P_{дов}) = \frac{T_{расп}}{T_{расх}(P_{дов})} = \frac{T_{расп}}{\sum_S N_S T_{OS}(P_{дов})}, \qquad (П6.13)$$

где $T_{OS}(P_{дов})$ дается величиной T_{OS}, отвечающей $P_{дов}$, указанному в табл. П6.1.

Значения располагаемого ресурса задаются техническими условиями на ОПН. Численные значения $T_{расп}$ для ограничителей, изготавливаемых НПО "Электрокерамика" (Санкт–Петербург), приведены в табл. П6.6.

Таблица П6.6

Исходный (располагаемый) ресурс пропускной способности ОПН

$U_н$, кВ	110	220	330	500	750		1150
$T_{расп}$, отн.ед	97	26	17	22	ОПН–16	ОПНО–8	11

6.5. Программа расчета ожидаемого срока службы ограничителей 110–1150 кВ

Для оценки надежности работы ограничителей 110–1150 кВ, т.е. ожидаемого на заданном уровне доверительной вероятности срока безаварийной службы ОПН, защищающих от коммутационных перенапряжений конкретную электропередачу, в НИИПТ разработана программа расчета (РЕМА...1).

ПРИМЕР ВЫБОРА СИСТЕМЫ ГРОЗОЗАЩИТЫ ИЗОЛЯЦИИ ПИТАЮЩИХ КРУЭ БЛОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ (АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ)

Для того, чтобы проследить влияние различных элементов комплекса защитных средств, было выбрано наиболее неблагоприятное, с точки зрения перенапряжений, оперативное состояние электрической схемы КРУЭ 500 кВ, показанное на рис. П7.1, когда грозовая волна распространялась по линии ВЛ-2, а все другие присоединения, кроме БЛОКА-1, отключены. Такая ситуация может отвечать, например, пусковому этапу. Соответствующая расчетная схема будет иметь вид, показанный на рис. П7.2. Результаты расчетов, которые выполнялись по программе РВПМ и методам, изложенным в Части 3, суммированы в табл. П7.1.

Из табл. П7.1 видно, что при воздействии набегающих с ВЛ волн грозовых перенапряжений, наилучшие условия работы внутренней изоляции питающего КРУЭ блочного трансформатора обеспечиваются схемой № 5 табл. П7.1. В этой схеме защита осуществляется двумя ограничителями типа ОПН, установленными с двух сторон блочного трансформатора. При этом амплитуда воздействующих на трансформатор атмосферных перенапряжений $U_т$ не превосходит $(2{,}5–2{,}6)U_{фм}$.

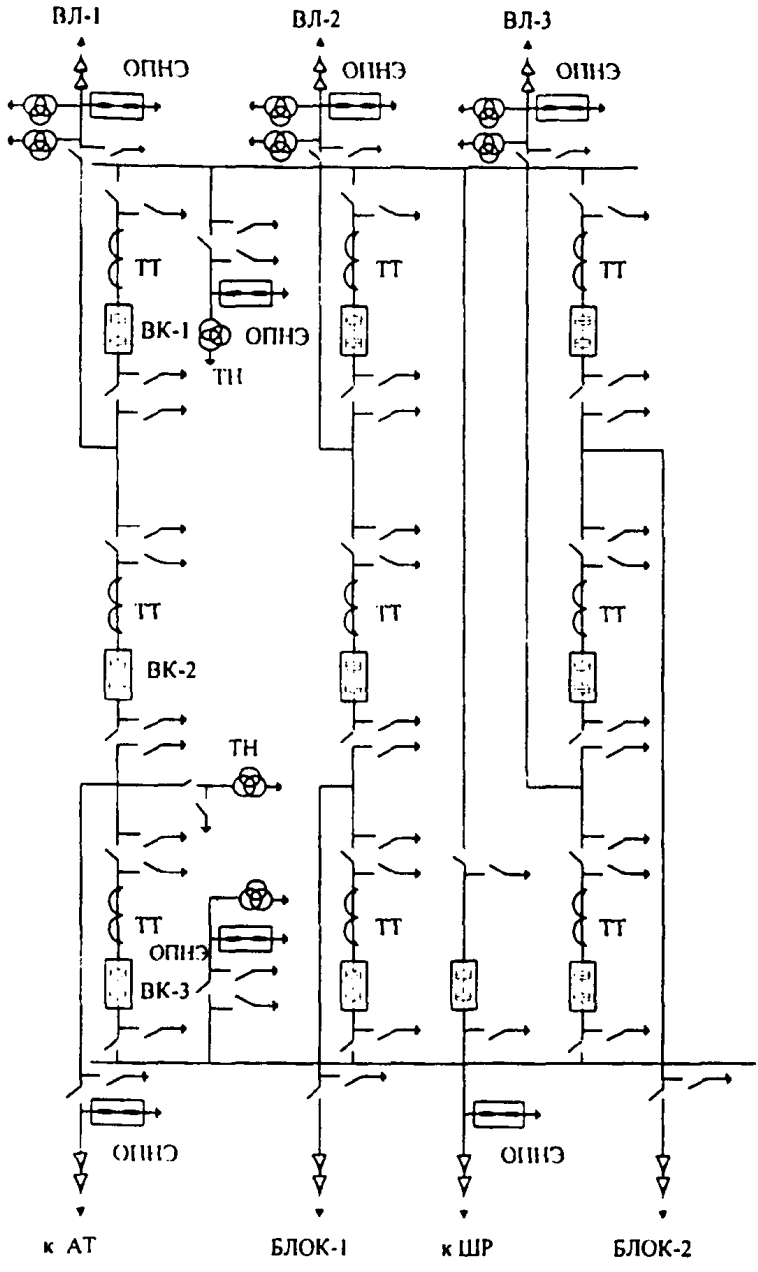


Рис. П7.1. Электрическая схема компоновки КРУЭ 500 кВ. Полуторная схема 3/2

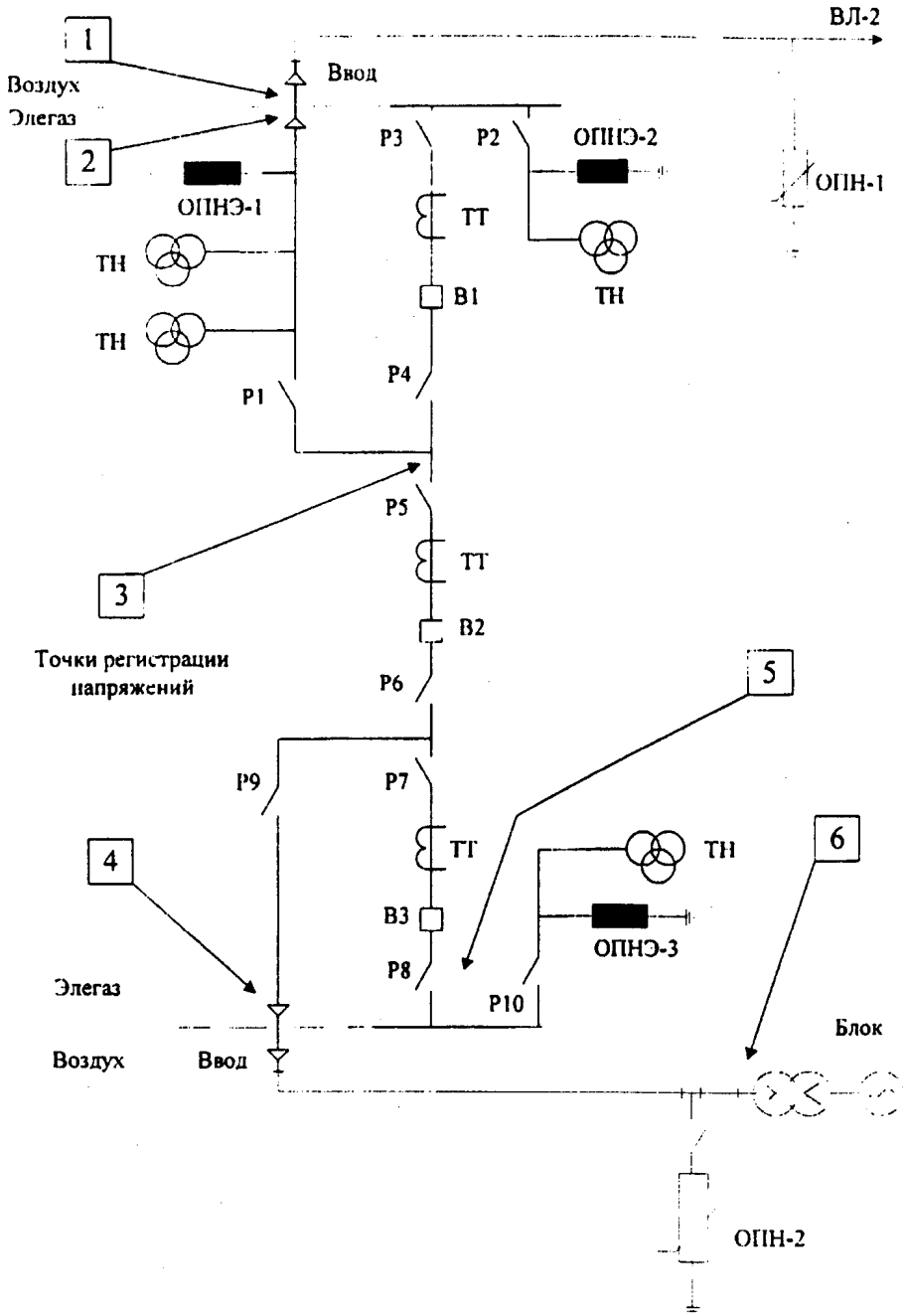
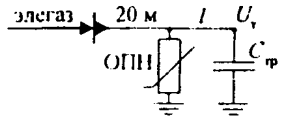
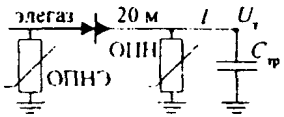
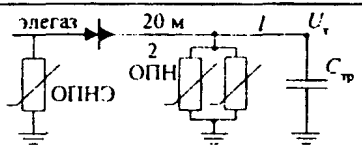
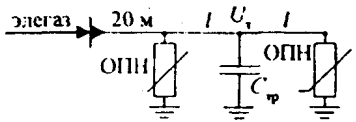
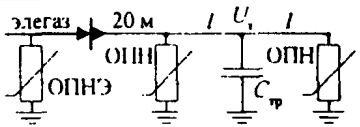


Рис. 117.2. Расчетная схема КРУЭ 500 кВ, отвечающая электрической схеме

Таблица П7.1

Грозовые перенапряжения,воздействующие на блочные трансформаторы КРУЭ 500 кВ

№ схемы	Условное изображение схемы; *l*-расстояние ОПН–трансформатор	*l*, м	Входная емкость ($C_{тр}$) трансфоматора,нФ		
			2.5	5,0	10.0
1		10	3.30	3,19	2,87
		15	3,51	3,35	3.03
2		10	2,79	2,84	2,86
		15	2,95	3,00	3.00
3		10	2,64	2,69	2,71
		15	2.79	2,84	2,86
4		10	2,69	2,67	2,44
		15	2,83	2,77	2,53
5		10	2,34	2,39	2,43
		15	2,44	2,49	2,52

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ОЖИДАЕМОГО СРОКА СЛУЖБЫ ОПН

ПРИМЕР П8.1. Расчет вынужденного напряжения переходного процесса перенапряжений частоты 50 Гц

В качестве примера рассмотрим электропередачу 750 кВ, расчетная схема для определения симметричного и несимметричного вынужденного напряжения при всех коммутациях, кроме успешного ОАПВ, показана на рис. П2.1б, при коммутации успешного ОАПВ – на рис. П2.4б.

8.1.1. Исходные данные:

ВЛ $U_н$ =750 кВ длиной l= 400 км. Опоры с разрезанными тросами. Количество реакторов: на питающем конце – 1;на приемном конце – 1. Питающая схема с эквивалентным реактивным сопротивлением X для минимального и максимального режима по прямой и нулевой последовательности: $X^{(1)}_{1max}$ =144 Ом; $X^{(0)}_{1max}$ =80 Ом; ...; $X^{(1)}_{1min}$ = 100 Ом; $X^{(0)}_{1min}$ =54 Ом; ...; .

Приемная схема с эквивалентным реактивным сопротивлением X по прямой и нулевой последовательности: X^{1}_{2}=100 Ом; $X^{(0)}_{2}$ =540 Ом.

По табл. П2.1 и П2.2 для $U_н$ = 750 кВ определяем $Z^{(1)}_{W}$ =265 Ом; $Z^{(0)}_{W}$ =560 Ом; λ^1=1,08·10^{-3} l=1,08·400·10^{-3}=0,432 рад; λ^0=1,768·10^{-3} l=0,707 рад.

Реактивное сопротивление реакторов на питающем и приемном концах в схеме без нулевого реактора одинаково X_p=1880 Ом.

Значения модулей векторов э.д.с. E зависят от вида коммутации. Примем для всех коммутаций E_{min}=1,0, а E_{max} в соответствии с диапазоном, указанным в табл. 1.5.

Для удобства расчетов и наглядности составим рабочую таблицу видов коммутаций для ВЛ 750, используя нумерацию видов из табл. П6.4.

Таблица П8.1

Таблица значений вынужденного напряжения на разомкнутом конце электропередачи в зависимости от E_{max} и вида коммутации

S	Вид коммутации	E_{max}	Тип режима	$\bar{U}_p$
1	Плановое включение ненагруженной линии	1,0	Симметричный	1,14
3	Успешное ОАПВ	1,15	Несимметричный	1,28
5	Разрыв передачи после неуспешного ОАПВ	1,15	Несимметричный	1,2
6	Трехфазный разрыв передачи вследствие ликвидации несимметричного к.з.	1,15	Несимметричный	1,2
7	Успешное ТАПВ	1,15	Симметричный	1,21
8	Неуспешное ТАПВ	1,15	Несимметричный	1,2
9	Разрыв передачи при асинхронном ходе	1,25	Симметричный	1,24

8.1.2. Расчет вынужденного напряжения переходного процесса в симметричном режиме

Для ВЛ 750 вынужденное напряжение вычисляется по формулам П 2.2а на разомкнутом υ_p и питающем υ_n концах. По формуле П2.2б определим вспомогательные параметры, не зависящие от вида коммутации и значения э.д.с. E:

$$X_p = \frac{1880 \cdot 1880}{1880 + 1880} = 940 \text{ Ом},$$

Для X_1=144 Ом:

$$\operatorname{tg}\varphi_p = \frac{1880 \cdot 1880 \cdot 144 - (1880 + 144) \cdot 265}{1880 \cdot 1880 \cdot 265} = 0{,}392;$$

$$\varphi_p = (0{,}374 \text{ рад}); \cos\varphi_p = 0{,}931; \cos(\lambda + \varphi_p) = 0{,}693.$$

Для X_{1min}=100 Ом определяя аналогично, получаем:

$$\varphi_p = (0{,}225 \text{ рад}); \cos\varphi_p = 0{,}975; \cos(\lambda + \varphi_p) = 0{,}791.$$

По формулам П2.2а определим максимальное и минимальное ненасыщенные значения вынужденного напряжения на разомкнутом и питающем концах для различных видов коммутаций и E_{max}.

8.1.2.1. Коммутация планового включения

$$\upsilon_{pmax} = \upsilon_{pc2} = 1 \frac{0{,}931}{0{,}693} \cdot \frac{940}{144 + 940} = 1{,}165; \quad \upsilon_{nmax} = \upsilon_{nc2} = 1{,}165 \cdot 0{,}908 = 1{,}057;$$

$$\upsilon_{pmin} = \upsilon_{pc1} = 1 \frac{0{,}975}{0{,}791} \cdot \frac{940}{100 + 940} = 1{,}114; \quad \upsilon_{nmin} = \upsilon_{nc1} = 1{,}114 \cdot 0{,}908 = 1{,}01.$$

Поскольку $\upsilon_{nc2} < 1{,}15$, то учитывать насыщение не нужно, тогда $\upsilon_{pc2} = \upsilon_2$ и $\upsilon_{pc1} = \upsilon_1$.

Математическое ожидание $\bar{\upsilon}_p$ и дисперсия σ^2 вынужденного напряжения при плановом включении ненагруженной линии на разомкнутом конце ВЛ 750 вычисляются по формулам П2.5а, П2.5б:

$$\bar{\upsilon}_p = \frac{1{,}165 \cdot 1{,}114}{1{,}165 - 1{,}114} \ln \frac{1{,}165}{1{,}114} = 1{,}14; \quad \sigma^2 = 3{,}55 \cdot 10^{-3}.$$

8.1.2.2. Коммутация успешного ТАПВ

Поскольку E_{min} для всех коммутаций принято одинаковым и равным единице, то υ_{pmin} также будет одинаковым и равным 1,114. Величина υ_{pmax} определяется также, как в П.2.1, но при значении $E = E_{max} = 1{,}15$.

Получим:

$$\upsilon_{pmax} = \upsilon_{pc2} = 1{,}15 \frac{0{,}931}{0{,}693} \cdot \frac{940}{144 + 940} = 1{,}34; \quad \upsilon_{nmax} = \upsilon_{nc2} = 1{,}46 \cdot 0{,}908 = 1{,}22;$$

Поскольку $\upsilon_{пс2}$=1,22 > 1,15, то необходим учет насыщения, который проводится с использованием формул П2.3в и кривых рис. П2.2, П2.3. Расчеты проведены при $Z_{баз}$=10 кОм.

$$\varphi_2 = \operatorname{arctg}(1880/265) = 1{,}43 \text{ рад}; \qquad \operatorname{tg}(\lambda+\varphi_2) = -3{,}33;$$

$$X_{pmax} = \frac{114 \cdot 1880}{144 + 1880} = 133{,}75 \text{ Ом}; \qquad \eta_2 = 13{,}8 \cdot 10^{-3}.$$

По кривым рис. П2.3 при $\eta_2 = 13{,}8 \cdot 10^{-3}$ и $\upsilon_{пс2}$ =1,22 определяем верхний предел насыщенного значения $\upsilon_{п2}$ =1,19. По формуле П2.4 находим максимальное значение вынужденного напряжения на разомкнутом конце:

$$\upsilon_{p2} = \frac{\upsilon_{п2}}{\cos\lambda} = \frac{1{,}19}{0{,}908} = 1{,}31.$$

При υ_{p1}=1,114 и υ_{p2} =1,31 определяем математическое ожидание вынужденного напряжения при коммутации успешного ТАПВ:

$$\bar{\upsilon}_p = \frac{1{,}31 \cdot 1{,}114}{1{,}31 - 1{,}114} \ln\frac{1{,}31}{1{,}114} = 1{,}21; \qquad \sigma^2 = 6{,}4 \cdot 10^{-3}.$$

8.1.2.3. Коммутация разрыва передачи при асинхронном ходе

Проводя вычисления, аналогичные приведенным выше, получаем $\upsilon_{пспах}$=1,32, определяем насыщенное значение $\upsilon_{пmax}$ при η_2=13,8·10^{-3}: $\upsilon_{пmax}$=1,26; υ_{pmax}=1,26 / 0,908=1,39;

Математическое ожидание вынужденного напряжения $\bar{\upsilon}_p$=1,24;
дисперсия: σ^2 = 0,01.

8.1.3. Расчет вынужденного напряжения переходного процесса в несимметричном режиме

Определим коэффициент несимметрии $h_{к3}$ в начале $h_{к1}$ и в конце $h_{к2}$ линии при максимальной X_{1max}=144 Ом и минимальной X_{1min}=100 Ом реактивностях питающей системы.

Примем входные сопротивления, рассчитанные по параметрам прямой и обратной последовательности, равными $X_1^{(1)} \cong X_1^{(2)}$, тогда в соответствии с формулой (П2.9) ν_2 = 1; $\varepsilon = 1/(2+\nu_0)$. Формула (П2.8) примет следующий вид:

$$h_{к3} = \sqrt{1 + \varepsilon\left(\nu_0 - 1 + \varepsilon(1-\nu_0)^2\right)}.$$

По формулам (П2.11) и (П2.13) определим вспомогательные параметры:
при X_1=144 Ом

$$X^{(0)}_1 = \frac{80 \cdot 1880}{80 + 1880} = 76{,}7 \text{ Ом}, \qquad X_1^{(1)} = 133{,}75 \text{ Ом};$$

при однополюсном к.з. в конце линии

ν_0=(76,7·0,76+560·0,65)/(133,75·0,908+265·0,419)=1,817 , ε=1/(2+1,817)=0,258,

$$h_{к2} \cong \sqrt{1 + 0{,}258\left(1{,}817 - 1 + 0{,}258(1 - 1{,}817)^2\right)} = 1{,}12;$$

при к.з. в начале линии

$$v_0 = 76{,}7 / 133{,}75 = 0{,}573;\ \varepsilon = 1/(2 + 0{,}573) = 0{,}389,$$

$$h_{к1} \cong \sqrt{1 + 0{,}389\left(0{,}573 - 1 + 0{,}389(1 - 0{,}573)^2\right)} = 0{,}928;$$

при X_{min}=100 Ом X^0_1=52,5 Ом, X^1_1=94,95 Ом;
при к.з. на конце линии v_0=2,05, ε=0,247, $h_{к2}$=1,15;
при к.з. в начале линии v_0=0,55, ε=0,392, $h_{к1}$=0,925.

Полученные четыре значения коэффициента несимметрии $h_{к.з}$ дают максимальные значения в зависимости от режима передачи и местоположения к.з. на линии. Для расчета минимального значения υ_{min} примем $h_{к.з}$=0,925, для расчета максимального значения υ_{max} – $h_{к.з}$=1,12.

Поскольку для коммутации с несимметричным режимом питания (разрыв передачи после неуспешного ОАПВ, трехфазный разрыв передачи вследствие ликвидации несимметричного к.з. и неуспешное ТАПВ) принято одинаковое значение E=1,15, то величина υ будет вычисляться следующим образом. Расчет $\upsilon_р$ и $\upsilon_н$ при E=1 (см. в п.1.1, коммутация планового включения):

$$\upsilon_{ремin} = 1{,}114; \qquad \upsilon_{немin} = 1{,}01;$$

$$\upsilon_{рек1} = \upsilon_{ремin} \cdot h_{к1} = 1{,}114 \cdot 0{,}925 = 1{,}03; \qquad \upsilon_{нек1} = \upsilon_{немin} \cdot h_{к1} = 0{,}934.$$

При E=1,15:

$$\upsilon_{ремax} = 1{,}165 \cdot 1{,}15 = 1{,}34; \qquad \upsilon_{немax} = 0{,}908 \cdot 1{,}34 = 1{,}22;$$

$$\upsilon_{рек2} = \upsilon_{ремax}\, h_{к2} = 1{,}34 \cdot 1{,}12 = 1{,}5; \qquad \upsilon_{нек2} = \upsilon_{немax} \cdot h_{к2} = 1{,}37.$$

Поскольку $\upsilon_{нек2} > 1{,}15$, то необходим учет насыщения (см. п.1.2).

По кривым рис. П2.3. при $\eta_2 = 13{,}8 \cdot 10^{-3}$ и $\upsilon_{нек2}$ =1,37 определяем насыщенное значение вынужденного напряжения $\upsilon_{пк2}$ =1,29, тогда $\upsilon_{рк2}$ =1,29 / 0,908=1,42.

Для определения математического ожидания $\bar{\upsilon}_{к.з}$ на разомкнутом конце ВЛ примем $\upsilon_{к1}$=1,03 и $\upsilon_{к2}$=1,42, тогда $\bar{\upsilon}_{рк.з}$=1,2; σ^2=0,022.

8.1.4. Расчет вынужденного напряжения частоты 50 Гц в несимметричном режиме при успешном ОАПВ

Аналогично проведенным выше расчетам вычисляют максимальное υ_{max} и минимальное υ_{min} значения вынужденного напряжения, затем по формуле (П2.26) - математическое ожидание $\bar{\upsilon}_{ОАПВ}$. Ввиду большого объема вычислений подробный расчет проведем только для υ_{max}, минимальное значение приведем без промежуточных вычислений.

По формулам П2.20, П2.21 и П2.16 определим вспомогательные параметры $n_{1.0}$, m и q:

по параметрам прямой последовательности электропередачи $X_р$=940; X_1=133,75;
$\cos\varphi_р$=0,975; $\cos(\lambda-\varphi_р)$=0,795; $\cos\varphi$=0,645; $\cos(\lambda-\varphi)$=0,9;
n_1=100 · 0,645 · 0,795 / (133,75 · 0,975 0,9)=0,437;

по параметрам нулевой последовательности электропередачи $X_p^{(0)}$=940; $X_1^{(0)}$=76,73; $\cos\varphi_p^{(0)}$=0,923; $\cos(\lambda-\varphi_p^{(0)})$=0,999; $\cos\varphi^{(0)}$=0,141; $\cos(\lambda-\varphi^{(0)})$=0,542:

n_0=54 · 0,141 · 0,999 / (76,73 · 0,923 · 0,542)=0,198;

$$m=\left(54\cdot(1+0{,}198)\cdot 0{,}437\right)/\left(100\cdot(1+0{,}437)\cdot 0{,}198\right)=0{,}994;$$

$$q=1-(1/1+2\cdot 0{,}994)\cdot\left((1/1+0{,}437)-(0{,}994/1+0{,}198)\right)=1{,}045.$$

По формуле П2.24 определяем максимальное значение угла Θ_2 при $t_{ОАПВ}$=0,6с, вычислив предварительно значение аргумента функции arcsin:

$$\left[\frac{0{,}8}{1\cdot 1{,}114}\,\frac{144+940}{940\cdot 265}\,\frac{0{,}795}{0{,}975}\cdot 100+133{,}75\,\frac{0{,}9\cdot 0{,}975}{0{,}795\cdot 0{,}645}\right]=\left[0{,}839\right];\qquad \arcsin(0{,}839)=57°;$$

$$\Theta_2=5{,}7+(1+0{,}17\cdot 0{,}6)\cdot 57=68{,}5°;\ \cos\Theta_2=0{,}366.$$

Проведя аналогичные расчеты для X_{min} и E_{min}, получаем:

$$q_{min}=1{,}034;\qquad \Theta_1=40{,}17°;\qquad \cos\Theta_1=0{,}764.$$

Подставив полученные значения в формулу П2.25, получаем

$$\upsilon_{min}=\sqrt{1{,}034^2\cdot 1{,}114^2+0{,}034^2\cdot 1+2\cdot 1{,}034\cdot 0{,}034\cdot 1{,}114\cdot 1\cdot 0{,}036}=1{,}165,$$

$$\upsilon_{max}=\sqrt{1{,}045^2\cdot 1{,}31^2+0{,}045^2\cdot 1{,}15^2+2\cdot 1{,}045\cdot 0{,}045\cdot 1{,}31\cdot 1{,}15\cdot 0{,}764}=1{,}41.$$

Математическое ожидание вынужденного напряжения при успешном ОАПВ равно (см. формулу П2.26) $\bar{\upsilon}_p$ =1,41 · 1,165 · ln (1,41/ 1,165) / (1,41–1,165)=1,28; дисперсия (см. формулу П2.5б) σ^2 = 0,0043.

8.2. Расчет ожидаемого срока службы ОПН 750 кВ

8.2.1. Расчет статистического распределения амплитуд неограниченных перенапряжений в точке установки ограничителя

Произведем расчет для ограничителя, установленного на разомкнутом конце электропередачи. Используя значения математического ожидания вынужденного напряжения $\bar{\upsilon}_p$, вычисленные для всех видов коммутаций в предыдущем примере, значения параметров ударных коэффициентов из табл. П6.4, рис. П6.3, П6.4, с помощью кривой рис. П6.5 и формул П6.4–П6.6, вычислим зависимости $P_s(k)$ – распределение амплитуд неограниченных перенапряжений.

Для коммутаций, ударные коэффициенты которых не зависят от времени (S=1; 3; 5; 6; 9) распределения амплитуд неограниченных перенапряжений $P_s(k)$ определяются одинаково. Покажем расчет на примере коммутации S=1 плановое включение ненагруженной линии.

Для этой коммутации имеем:

$\bar{\upsilon}_p$=1,14; из табл. П6.4 – $\bar{\aleph}$=1,61; $\sigma_{\aleph}$=0,183.

Подставляя эти значения в формулу П6.4а, получаем:

$$P_1(k)= P\frac{k-\overline{\aleph}\,\overline{\upsilon}}{\overline{\upsilon}\,\sigma_{\aleph}} = P\frac{k-1{,}835}{0{,}209}.$$

Значения аргумента, обозначим его Y, определяют по кривой рис. П6.5 при заданном значении функции $P(Y)$. Например, для $P(Y) = 0{,}5$ получим $Y= 0$, тогда $k = 0{,}209 \cdot Y + 1{,}835$. Таким образом, определяются значения k в диапазоне изменения $P(Y)$ от 0 до 1 и строится зависимость $P_1(k)$, показанная на рис. П8.1.

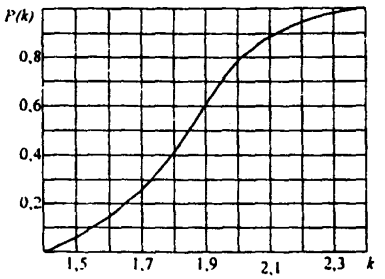


Рис. П8.1. Зависимость $P(k)$ для коммутации планового включения

Для коммутации №7 (успешное ТАПВ) значения ударных коэффициентов $\aleph$ и $\sigma_{\aleph}$ зависят от величины бестоковой паузы $t_{АПВ}$ и определяются по кривым рис. П6.3. Для принятой величины $t_{АПВ}$=0,6 с получим $\aleph$=1,64; $\sigma_{\aleph}$=0,28 (см. предыдущий пример). В остальном процедура построения $P_7(k)$ аналогична приведенной выше.

Для коммутации №8 (неуспешное ТАПВ) методика построения зависимости $P_8(k)$ следующая. Для известной паузы $t_{АПВ}$=0,6 с по кривым рис. П6.4. определяют параметры двух функций $P(k)_-$ и $P(k)_+$: $\aleph_-$=1,62; σ_-=0,25; $\aleph_+$=1,1; σ_+=0,34.

Подставляя полученные значения параметров в формулы П6.5 и задавая значения k, например, в диапазоне 1,4–2, по кривой рис. П6.5 определяем две вспомогательные функции $P(k)_-$ и $P(k)_+$. Подставляя полученные значения $P(k)_-$, $P(k)_+$ в формулу П6.6, получим распределение амплитуд неограниченных перенапряжений при неуспешном ТАПВ.

Для примера определим значение $P(k)$ при k=1,8. Найдем:

$$P(1{,}8)_- = P\left(\frac{1{,}8-1{,}22\cdot 1{,}62}{1{,}22\cdot 0{,}25}\right) = P(-0{,}58) = 0{,}26; \qquad P(1{,}8)_+ = P\left(\frac{1{,}8-1{,}22\cdot 1{,}1}{1{,}22\cdot 0{,}34}\right) = P(1{,}1) = 0{,}86;$$

$$P(1{,}8)=0{,}55\cdot 0{,}26+0{,}85\cdot 0{,}86=0{,}87.$$

Аналогичным образом строится зависимость $P(k)$ в диапазоне от 0 до 1.

8.2.2. Расчет статистического распределения ресурса, расходуемого резистором ОПН в течение одного года

Зависимость между амплитудой неограниченных перенапряжений k и величиной расходуемого ресурса T_{os} дается формулой П6.10.Для ОПН 750 кВ эта формула имеет вид:

$$k = 1{,}75 \cdot T_{OS}^{0{,}0114} + T_{OS}^{0{,}286}.$$

Решение этого уравнения для нахождения T_{os} достаточно трудоемкая задача, поэтому удобнее пользоваться графической зависимостью $T_{os}(k)$, представленной на рис. П8.2.

Используя полученные зависимости $P_s(k)$ и $T_{os}(k)$, получаем искомые функции $P_s(T_{os})$ статистического распределения ресурса пропускной способности, расходуемого резистором ОПН в рассматриваемых коммутациях. Для коммутации S=1 процесс построения и полученная зависимость $P_s(T_{os})$ приведены на рис. П8.3. На этом же рисунке показан способ графического определения математического ожидания расходуемого ресурса $\bar{T}_{os}$ в данной коммутации. Величина $\bar{T}_{os} = 0{,}019$.

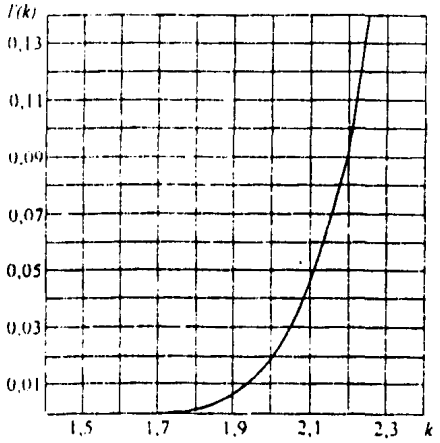


Рис. П8.2. Зависимость $T(k)$ для ОПН-750 кВ

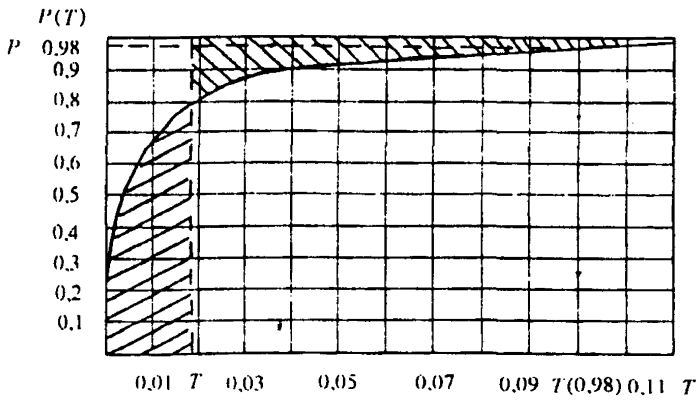


Рис. П8.3. Зависимость $P(T)$ для коммутации планового включения. Зависимость строится на основании кривых рис. П8.1 и П8.2. Например: вероятности $P = 0{,}8$ на рис. П8.1 соответствует $k = 2$, этому значению k на кривой рис. П8.2 соответствует $T = 0{,}002$. Следовательно, на рис. П8.3 искомая точка будет иметь координаты $P = 0{,}8$, $T = 0{,}02$

Для остальных коммутаций определенные аналогичным образом значения $\bar{T}_{ов}$ приведены в следующей таблице П8.2., где также даны величины ожидаемых количеств воздействий N_s на резистор одной фазы ОПН в год для ВЛ 750 кВ длиной 400 км и величины расходуемого ресурса, определенные при $P = 0{,}98$.

Таблица П8.2

S	Вид коммутации	N_s	$\bar{T}_{ов}$	$N_s \cdot \bar{T}_{ов}$	$T_{ов}(0{,}98)$
1	Плановое включение ненагруженной линии	3	0,019	0,057	0,1
3	Успешное ОАПВ	0,48	0,05	0,024	0,185
5	Разрыв передачи после неуспешного ОАПВ	2,44	0,002	0,0049	0,016
6	Трехфазный разрыв передачи вследствие ликвидации несимметричного к.з.	0,4	0,001	0,0004	0,008
7	Успешное ТАПВ	0,1	0,18	0,018	0,67
8	Неуспешное ТАПВ	0,05	0,0004	0,00002	0,004
9	Разрыв передачи при асинхронном ходе	0,02	0,03	0,0006	0,16

Суммируя данные предпоследнего столбца табл. П8.2, определим, в соответствии со знаменателем формулы П6.12, математическое ожидание ресурса $\bar{T}_{расх}$, расходуемого во всех коммутациях в течение одного года. В данном примере величина $\bar{T}_{расч}$ равна 0,105 о.е., определенное по формуле П6.12 математическое ожидание срока службы ОПН-750 составит $\bar{N}_{сл} = 16 / 0{,}105 = 152$ года. Срок службы ОПН-750, оцененный с доверительной вероятностью $P_{дов} = 0{,}98$, определяется по формуле П6.13. Величины расходуемого ресурса, отвечающие вероятности $P = 0{,}98$, определенные по кривым $P_s(T_{ов})$, аналогичным рис. П8.3, приведены в последнем столбце табл. П8.2. Умножив $T_{ов}(P = 0{,}98)$ на N_s и просуммировав по всем коммутациям, получаем величину расходуемого ресурса, которая с вероятностью 0,98 не будет превышена в течение одного года работы ОПН. Для данного ОПН-750 получим $T_{расч}(P = 0{,}98) = 0{,}504$ о.е., $N_{сл} = 16 / 0{,}504 = 32$ года, т.е. срок службы, оцененный с доверительной вероятностью 0,98, составит не менее 32 лет.

Все приведенные выше оценки сделаны для ОПН, установленного на разомкнутом конце электропередачи. Если провести аналогичные расчеты для ограничителя, установленного на питающем конце, то срок службы, оцененный с доверительной вероятностью 0,98, составит не менее 98 лет. В данном случае разумно использовать на питающем конце электропередачи ограничитель ОПНО-750. Для ОПНО-750 величина располагаемого ресурса (по данным завода-изготовителя) равна: $T_{расп} = 8$ о.е. Тогда срок службы ОПНО-750, оцененный с доверительной вероятностью 0,98, составит не менее 49 лет.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ МЭК ИСПЫТАТЕЛЬНЫЕ НАПРЯЖЕНИЯ ЭЛЕГАЗОВЫХ КРУ И ВСТРАИВАЕМОГО В НИХ ОБОРУДОВАНИЯ

1.Рекомендуемые МЭК испытательные напряжения приведены в табл. П9.1.

2.Защитные характеристики элегазовых ограничителей типа ОПНЭ и серийных типа ОПН-УХЛ1 или типа ОПН-У1 должны быть идентичны. Эти характеристики приведены в табл.П 4.1 Приложения 4.

Таблица П9.1

Рекомендуемые МЭК испытательные напряжения элегазовых КРУ и встраиваемого в них оборудования

$U_{ном}$, кВ	Грозовой импульс 1,5/40 мкс, кВ				Коммутационный импульс 1,2/2,5 мс, кВ		Напряжение частоты 50 Гц, кВ, 60 с.			
	полный			срезанный	относительно земли *	между контактами выключателя и разъединителя	относительно земли и между полюсами **		между контактами	
	Относительно земли и между полюсами	между контактами		электромагнитные трансформаторы напряжения			КРУЭ	измерительные трансформаторы и вводы, испытываемые отдельно	выключатели	разъединители
		выключатели	разъединители							
110	550		630	550	–	–	230	230	230	265
220	950		1050	950	–	–	395	395	325	375
330	1175	1380		1175	950**	1095	450	510	575	
500	1425	1725		1425	1175**	1330	620	630	815	
750	2100	2550		2100	1425**	2000	830	830	1240	

* – для вводов "воздух-элегаз" категории размещения I в сухом состоянии и под дождем;

** – требование к изоляции между полюсами только для классов напряжения 110 и 220 кВ.

ЧАСТЬ 2

ЗАЩИТА ОТ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–35 кВ

РАЗДЕЛ 5. ЗАЩИТА ОТ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ СЕТЕЙ 6–35 кВ

5.1. Исходные положения

Работающие с незаземленной эффективно нейтралью сети напряжением 6–35 кВ должны иметь изолированную, резонансно заземленную либо резистивно заземленную нейтраль.

Основным защитным мероприятием в сетях 6–35 кВ является компенсация емкостных токов замыкания на землю с помощью дугогасящего реактора (ДГР). Установка ДГР служит, в первую очередь, для защиты от действия заземляющей дуги (от термического повреждения оборудования и перехода дуги на другие фазы), но одновременно снижает перенапряжения дуговых замыканий на землю.

В воздушных и смешанных сетях с компенсацией емкостных токов должны быть выполнены мероприятия против резонансного повышения напряжения при появлении в сети емкостной несимметрии и при неполнофазных коммутациях.

В сетях 6–35 кВ с изолированной или резонансно заземленной нейтралью внутренние перенапряжения обычно не опасны для изоляции, поэтому в применении специальных защитных мероприятий, за редким исключением, нет необходимости, но отказ от защиты должен быть обоснован. Вместе с тем, нельзя исключить ухудшения (например, старения) изоляции в периоды между очередными эксплуатационными профилактическими испытаниями, поэтому для повышения надежности работы изоляции сетей, прежде всего, состаренной в процессе многолетней эксплуатации, целесообразно в конкретных условиях эксплуатации предусматривать дополнительные средства ограничения внутренних перенапряжений (установка ОПН, демпфирующих *RC*-цепочек, резисторов в нейтрали и др.).

Обязательной является защита от перенапряжений, возникающих при коммутации малых индуктивных токов вакуумными выключателями.

В сетях 6–35 кВ должны быть приняты меры по предотвращению или снижению вероятности опасных резонансных и феррорезонансных колебаний.

Осциллограммы, иллюстрирующие феррорезонансные колебания, показаны на рис. 5.1. Этот режим возник в действующей сети 35 кВ после отключения однофазного металлического замыкания на землю. Показанные на рис. 5.1 колебания относятся к классу так называемых почтипериодических режимов.

Амплитуды перенапряжений, возникающих в режимах почтипериодических колебаний, обычно опасности для изоляции ТН не представляют. Однако, как показала расшифровка осциллограмм, приведенных на рис. 5.1, зачастую они сопровождаются большими многократно повторяющимися и длительно (в течение нескольких секунд) воздействующими бросками тока в обмотках, поэтому такие режимы могут стать причиной термического повреждения ТН.

Так, в процессе феррорезонансных почти периодических колебаний, приведенных на рис. 5.1, амплитуды этих бросов достигали 300–500 мА, что в 5–8,5 раз превышает допустимые по нагреву токи.

Почтипериодичность этих режимов связана с наличием в потокосцеплении ТН апериодической составляющей, происхождение которой, по-видимому, вызвано повторными пробоями промежутка после отключения к.з.

Всегда требуется защита неиспользуемых обмоток трансформаторов от электростатических и электромагнитных влияний.

Допустимые кратности перенапряжений на электрооборудовании сетей 6–35 кВ указаны в Приложении 10.

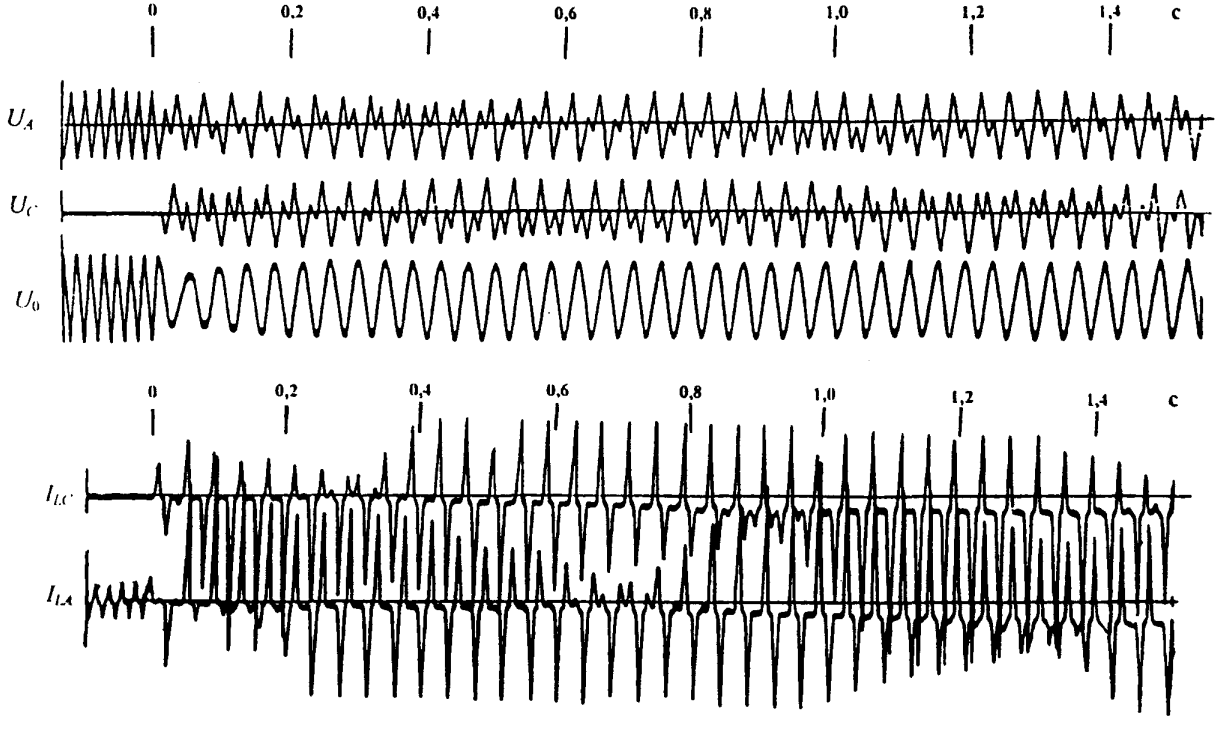


Рис. 5.1. Осциллограмма феррорезонансных почтипериодических колебаний.
Действующая сеть 35 кВ. Длина ВЛ 25 км: два ЗНОМ-35

5.2. Компенсация емкостного тока на землю

Вопрос о необходимости применения ДГР и о его мощности решается на основе расчета или измерения величины емкостного тока замыкания на землю. Дугогасящие аппараты для компенсации емкостного тока замыкания на землю должны устанавливаться, если его величина превышает следующие значения:

Номинальное напряжение сети, кВ	6	10	15–20	35
Емкостной ток замыкания на землю, А	30	20	15	10

В сетях 6–35 кВ с ВЛ на железобетонных или металлических опорах дугогасящие аппараты должны устанавливаться при емкостном токе замыкания на землю более 10 А. В сетях 6–35 кВ с повышенными требованиями к электробезопасности (сети открытых горных и торфяных разработок, шахтных и т. п) компенсация требуется при емкостном токе 5 А и более.

Как правило, ДГР должны иметь автоматическую настройку компенсации, чтобы в нормальном режиме напряжение несимметрии не превышало 0,75 % фазного напряжения.

При отсутствии в сети замыкания на землю допускается напряжение не выше 15 % фазного напряжения длительно и не выше 30 % в течение 1 ч. Если напряжения несимметрии и смещения нейтрали превышают указанные значения, то снижение их должно быть осуществлено выравниванием емкостей фаз относительно земли, например, транспонированием линий на шинах подстанций. Запрещаются пофазные включения и отключения воздушных и кабельных линий, если это может привести к напряжению смещения нейтрали, превышающему указанные значения.

ДГР и нейтраль трансформатора, к которой подключен реактор, должны быть защищены ОПН от перенапряжений, обусловленных срезом тока в ДГР при отключении двухфазных коротких замыканий на землю, когда на шинах трансформатора остается маленькая емкость.

ОПН устанавливается также, если наибольший ток ДГР $I_{\text{Р}} \geq 30\ I_{\text{С}}$, где $I_{\text{С}}$ – емкостный ток замыкания на землю на шинах после отключения к.з.; при этом перенапряжения не превзойдут 3 U_{Φ}.

Отключение и включение холостого трансформатора, к нейтрали которого подключен ДГР, можно производить только после отключения реактора, так как неодновременность размыкания или замыкания контактов выключателя (разъединителя) может привести к появлению опасных перенапряжений, возникающих вследствие пофазной компенсации емкостей сети.

5.3. Защита от дуговых перенапряжений в сетях 6–35 кВ

5.3.1. Релейная защита целесообразна для уменьшения длительности замыкания на землю и исключения поиска "земли" методом поочередного отключения и включения элементов сети, связанным с дополнительными воздействиями перенапряжений. Рекомендуется оснащение всех присоединений устройствами релейной защиты от однофазных замыканий, удовлетворяющими следующим основным требованиям:

- устройства должны реагировать на устойчивые повреждения и повреждения, сопровождающиеся перемежающейся дугой;
- устройства должны селективно определять направление до места однофазного замыкания;
- работа устройства не должна зависеть от эксплуатационных режимов сети.

При этом устройства защиты могут действовать на отключение без выдержки времени, на отключение с выдержкой времени (по условиям селективности, технологии и др.) или на сигнал; либо устройство защиты, отключающее элемент с однофазным замыканием, должно действовать с минимальной выдержкой времени в установках, где отключение "земли" необходимо по требованиям техники безопасности.

5.3.2. В сетях 6–35 кВ с изолированной нейтралью дуговые перенапряжения для нормальной изоляции опасности не представляют, однако для повышения надежности работы изоляции, ослабленной по разным причинам (старение и др.) могут использоваться ОПН. Особенно эффективно их применение совместно с резистором в нейтрали, при этом необходимо исходить из следующих условий:

- защитные характеристики ОПН должны быть скоординированы с уровнем изоляции защищаемого объекта (трансформатора, двигателя, кабеля, КРУ);
- допустимые напряжения частотой 50 Гц для ОПН по величине и длительности должны соответствовать возможным повышением напряжения в сети;
- пропускная способность ОПН должна соответствовать всем возможным в сети токовым воздействиям с учетом их длительности. Оптимальный выбор параметров и место его установки могут быть сделаны только с помощью расчетов перенапряжений и токовых воздействий на ОПН.

5.3.3. Когда отрицательные последствия от внезапного аварийного отключения поврежденного элемента с однофазным замыканием менее тяжелы, чем последствия от длительного протекания тока замыкания или перехода в междуфазное короткое замыкание, по местным условиям может оказаться целесообразно заземлить нейтраль через резистор и отключать присоединение с "землей" с минимальной выдержкой времени. Такая ситуация может иметь место в тех распределительных или промышленных сетях, а также в тех сетях собственных нужд электростанций, где наблюдаются частые переходы однофазных замыканий в междуфазные и двойные, возникают трудности с компенсацией емкостных токов из-за значительного остаточного тока высших гармоник, где отключение поврежденного элемента не наносит ущерба при наличии резерва.

В сети с высокоомным резистивным заземлением предполагается включение в нейтраль резистора, сопротивление которого одного порядка с емкостным сопротивлением всех фаз сети на землю, при этом существенно снижаются дуговые и феррорезонансные перенапряжения.

5.4. Система защиты от однофазных замыканий и перенапряжений в сети собственных нужд с резистивным заземлением нейтрали и двумя типами ОПН

Для сетей с резистивным заземлением нейтрали, в которых допускается аварийное отключение поврежденного присоединения с однофазным замыканием, может быть использована схема с двумя ограничителями $ОПН_1$ и $ОПН_2$, имеющими различные уровни защиты. Схема такой защиты применительно к сети собственных нужд 6 кВ приведена на рис. 5.2. В систему защиты, кроме резистора, входит селективная защита от замыкания на землю, действующая на отключение, и два комплекта ограничителей перенапряжений с разными уровнями защиты. Активный ток замыкания на землю создается резистором $R_N \approx 100$ Ом. На всех присоединениях секции собственных нужд 6 кВ устанавливается токовая ненаправленная защита от

замыканий на землю, действующая на отключение без выдержки времени. Селективность ее определяется тем, что активный ток протекает только через поврежденное присоединение. Через остальные присоединения протекает лишь собственный емкостной ток нулевой последовательности, от которого защита отстраивается.

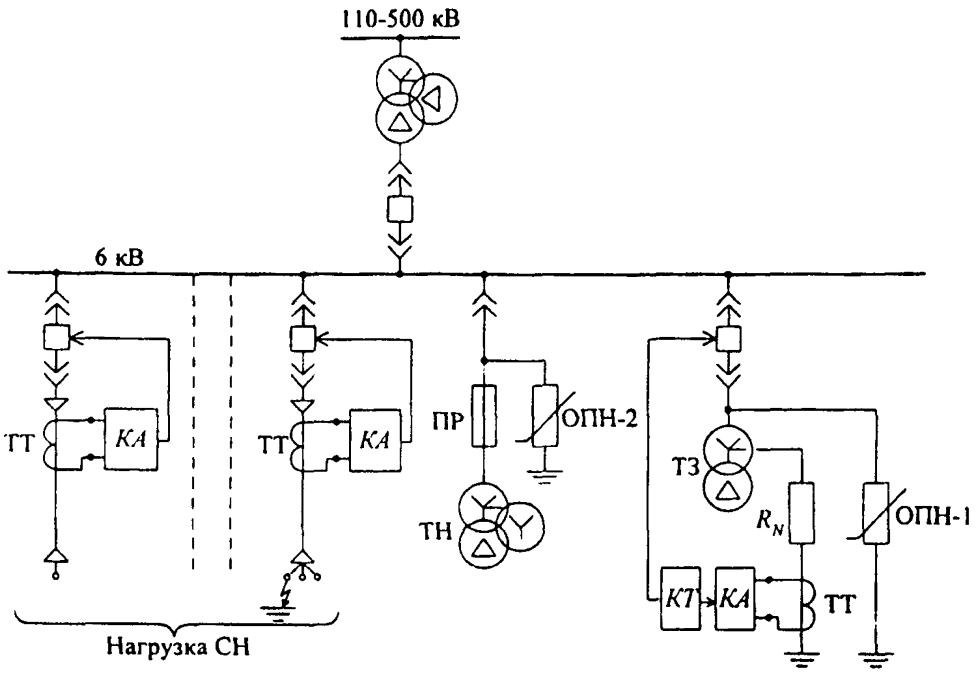


Рис. 5.2. Система защиты от перенапряжений в сети СН с резисторным заземлением нейтрали и двумя типами ОПН.
R_N = 100 Ом – резистор; ТТ – трансформатор тока нулевой последовательности;
КА – токовое реле; *КТ* – реле времени; ОПН – ограничители перенапряжений;
ТН – трансформатор напряжения; ПР – предохранитель;
ТЗ – трансформатор заземляющий

При отказе токовых защит присоединений или при однофазных замыканиях на шинах действует защита, подключенная к трансформатору тока в цепи резистора R_N. Эта защита с временем 0,5 с действует на отключение заземляющего трансформатора вместе с резистором и $ОПН_1$, поэтому в схеме исключено длительное существование большинства однофазных замыканий, что благоприятно сказывается на работе оборудования, а также исключено длительное воздействие линейного напряжения на $ОПН_1$, установленный у заземляющего трансформатора. Кроме того, перенапряжения от заземляющих дуг ограничены резистором в нейтрали до уровня ниже 2,4 $U_ф$. Все это создает достаточно легкие условия работы $ОПН_1$, который должен длительно выдерживать только фазное напряжение сети, поэтому его защитные характеристики могут быть выбраны приблизительно на уровне 2,0 $U_ф$.

В редких случаях отказа токовых защит присоединений или возникновения однофазного замыкания на шинах сеть переходит в режим работы с изолированной нейтралью и остается под защитой $ОПН_2$, который должен быть рассчитан на длительное воздействие линейного напряжения; поэтому этот ограничитель имеет защитные характеристики $(2{,}9–3{,}0)U_ф$, худшие по сравнению с $ОПН_1$. В подавляю-

щем большинстве случаев при нормальной работе защиты удается обеспечить уровень ограничения перенапряжений примерно до $(2,1–2,3)U_{\phi}$. При отказе токовых защит присоединений, когда ограничение перенапряжений осуществляется ОПН$_2$, воздействующие на оборудование перенапряжения увеличиваются примерно до $(2,6–3,0)U_{\phi}$. Описанная система защиты, помимо собственных нужд электрических станций, может быть применена и в других сетях 6–10 кВ.

5.5. Защита от повреждений трансформаторов напряжения 6–35 кВ контроля изоляции

Радикальным мероприятием, исключающим повреждения трансформаторов напряжения контроля изоляции, является использование "антирезонансных" трансформаторов напряжения (НАМИ-6, НАМИ-10 и НАМИ-35). Эти трехфазные трансформаторы имеют особую схему соединения обмоток и пониженную номинальную индукцию. Описание и схема соединения обмоток "антирезонансных" трансформаторов напряжения типа НАМИ даны в Приложении 11.

При использовании трансформаторов напряжения других типов (НТМИ-6, НТМИ-10, 3×3НОМ-35) для предотвращения их повреждений от феррорезонансных колебаний и от дуговых замыканий на землю рекомендуются следующие мероприятия:

- заземление нейтрали сети через ДГР или резистор, обеспечивающий разряд емкостей сети за 0,01 с;
- уменьшение в сети числа трансформаторов напряжения с заземленными нейтралями высоковольтных обмоток. Где есть возможность, следует ограничиться измерением междуфазных напряжений, используя для этого трансформаторы (типа НОМ), соединенные по схеме открытого треугольника;
- в сетях 35 кВ применение вместо трехфазной группы 3НОМ-35 двух трансформаторов НОМ-35 для измерения междуфазных напряжений и одного 3НОМ-35, включенного в нейтраль питающего трансформатора, для контроля изоляции сети;
- в сетях 6–10 кВ использование резисторов порядка 10 кОм, постоянно включенных в нейтральный провод трансформаторов напряжения. При этом изоляция нейтрали должна выдерживать перенапряжения примерно $1,3\,U_{\phi}$;
- включение резистора 25 Ом, 400 Вт во вторичную обмотку ТН, соединенную по схеме разомкнутого треугольника. Защитный резистор устанавливается без предохранителя непосредственно у ТН и остается постоянно включенным.

Такой резистор, однако, не всегда эффективен, поэтому в схеме, где замечены феррорезонансные колебания, целесообразность его использования следует проверить экспериментально.

5.6. Защита от перенапряжений установок с вакуумными выключателями

При применении вакуумных выключателей на присоединениях с электродвигателями и трансформаторами следует предусматривать средства защиты от перенапряжений. В качестве таковых должны применяться ОПН и демпфирующие *RC*-цепочки, как наиболее эффективные средства по сравнению с другими мероприятиями (задержка в отключении двух фаз, управление моментом коммутации и др.).

5.6.1. ОПН должны подключаться между фазой и землей со стороны коммутируемого присоединения или параллельно контактам выключателя. ОПН, установленные на шинах, не защищают присоединение при его отключении вакуумным выключателем. Устанавливаемые между фазой и землей ОПН должны располагаться непосредственно у защищаемого объекта или в начале кабеля, в ячейке КРУ у выключателя, если длина кабеля не больше 50 м.

ОПН, подключаемый непосредственно на зажимах защищаемого объекта (электродвигателя), обеспечивает ограничение перенапряжений до необходимого уровня (см. Приложение 10) и, вместе с тем, оказывается неуязвимым в режиме с перемежающейся дугой. Последнее обусловлено тем, что при перенапряжениях, вызванных перемежающейся дугой, ток через ОПН имеет безопасные значения, поэтому такие ОПН могут применяться в схемах с любым значением емкостного тока замыкания на землю. Этим свойствам отвечают ОПН с параметрами, приведенными во втором столбце табл. 5.1.

Если длина кабеля менее 50 м, а емкостной ток замыкания на землю не превышает 10 А, то ОПН может устанавливаться между фазой и землей в ячейки КРУ у выключателя со стороны кабеля, питающего электродвигатель. Его параметры должны быть не хуже указанных в третьем столбце табл. 5.1.

При включении ОПН параллельно контактам выключателя обеспечивается более глубокое ограничение перенапряжений, а сам ОПН подвергается менее тяжелым воздействиям. Параметры этих ОПН, независимо от режима заземления нейтрали, величины емкостного тока замыкаемого на землю и длины коммутируемого кабеля, должны быть не хуже приведенных в четвертом столбце табл. 5.1.

Таблица 5.1

Основные параметры ОПН для защиты сетей 6 кВ с электродвигателями

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

* – с предварительно поглощенной энергией 17 кДж;

** – без предварительно поглощенной энергии.

5.6.2. Демпфирующая *RC*-цепочка должна применяться для защиты наиболее ответственных электродвигателей, при этом установка *RC*-цепочек на нескольких присоединениях не должна приводить к установке в сети дополнительных дугогасящих реакторов. *RC*-цепочку рекомендуется устанавливать непосредственно у защищаемого объекта. Допускается установка *RC*-цепочки в начале кабеля в ячейки КРУ у выключателя, если расчетом показано, что обеспечивается требуемый уровень ограничения перенапряжения на защищаемом объекте.

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

$$R = 1{,}75\sqrt{L/C}\ , \text{Ом},$$

где $L = L_ш + L_к$, $L_ш$ – индуктивность ошиновки, принимаемая равной $25 \cdot 10^{-6}$ Гн; $L_к$ – индуктивность кабеля 6 кВ на высоких частотах (в зависимости от поперечного сечения токоведущей жилы *S*):

S, мм^2	35	50	70	95	120	150	185	240
$L_к$, мГн / км	0,14	0,12	0,10	0,09	0,08	0,07	0,06	0,055

Эквивалентная емкость двигателя $C_д$, мкФ, при отсутствии конкретных данных может быть определена по формуле

$$C_д = 4 \cdot 10^{-4}\sqrt{P_н}\ , \text{мкФ},$$

где $P_н$ – номинальная мощность двигателя, кВт.

Для *RC*-цепочек можно применить бумажно-масляные конденсаторы на напряжение 6–10 кВ (например, применяемые для компенсации реактивной мощности); резистор *R* должен быть рассчитан на длительную мощность 100 Вт (например, типа ТВО).

Защита от перенапряжений, вызванных вакуумными выключателями, не требуется в следующих случаях:

- при установке вакуумного выключателя на присоединении электродвигателя, пусковой ток которого более 1800 А (действующее значение);
- при установке вакуумного выключателя на присоединение с трансформатором, если суммарная емкость на землю превышает 0,2 мкФ;
- если трансформаторы защищены ОПН или вентильными разрядниками по условию грозозащиты;
- в распределительных сетях при применении вакуумных выключателей на головных участках ВЛ 6–35 кВ, имеющих отпаечные трансформаторы;
- для изоляции аппаратов – разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и др.

5.7. Защита неиспользуемых обмоток трансформаторов

Неиспользуемой считается обмотка, не имеющая присоединения или длительно отключенная от него (при монтаже, в пусковой период электроустановки, при выводе в ремонт присоединения, при наличии АВР на данном напряжении).

Длительная эксплуатация трансформаторов и автотрансформаторов не допускается, если их неиспользуемые обмотки низшего (среднего) напряжения не со-

единены в звезду или треугольник и не защищены от перенапряжений. Защита неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных между обмотками более высокого напряжения, должна быть осуществлена вентильными разрядниками или ограничителями перенапряжений, присоединенными к выводу каждой фазы. Защита неиспользуемых обмоток низшего и среднего напряжения, расположенных у магнитопровода, осуществляется заземлением одной фазы или нейтрали, либо установкой одного вентильного разрядника или ОПН на одной фазе или нейтрали.

Защита не требуется во всех случаях, если к обмотке низшего напряжения постоянно подключена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

ПРИЛОЖЕНИЯ

К ЧАСТИ 2

ЗАЩИТА ОТ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–35 кВ

ДОПУСТИМЫЕ КРАТНОСТИ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Допустимая (выдерживаемая) кратность внутренних перенапряжений для изоляции электрооборудования сетей 6–35 кВ по отношению к наибольшему рабочему фазному напряжению определяется выражением

$$k_{доп} = \frac{U_{доп}}{U_{нр} / \sqrt{3}} = \frac{k_и \cdot k_к \cdot U_{исп}}{U_{нр} / \sqrt{3}},$$

где $U_{исп}$ – нормированное одноминутное заводское испытательное напряжение (действующее значение) главной изоляции электрооборудования; $k_и = 1{,}3$ – коэффициент импульса при внутренних перенапряжениях для главной изоляции трансформаторов 6–35 кВ; $k_к = 0{,}9$ – коэффициент кумулятивности.

Для электродвигателей коэффициент импульса и кумулятивности принимаются равными единице, а значение испытательного напряжения задается выражением

$$U_{исп} = 2\,U_{ном} + 1\,.$$

Значения $k_{доп}$ приведены в табл. П10.1.

Для аппаратов и внешней изоляции допустимые кратности внутренних перенапряжений на 10–15 % выше.

Указанные в табл. П10.1 значения допустимой кратности для электродвигателей приведены для современной термореактивной изоляции. Вместе с тем, в эксплуатации находится еще большая доля двигателей с микалентной изоляцией. Такая изоляция подвержена сравнительно быстрому старению, а срок наработки электродвигателей с микалентной изоляцией достигает 10 лет и более, поэтому выбор защиты такой изоляции требует особого внимания. В частности, уровень допустимых для микалентной изоляции кратностей перенапряжений, по-видимому, следует выбирать не по заводским испытательным нормам, а по нормам профилактики испытаний в эксплуатации.

Таблица П10.1

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

$U_н$, кВ	6	10	15	20	35
Нормальная изоляция	7.0	5,9	5,2	4,9	4,3
Облегченная изоляция	4,5	4,1	4,3	4,4	-
Изоляция электродвигателей	3,4	3,3	–	–	–

АНТИРЕЗОНАНСНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ НАПРЯЖЕНИЯ

Мероприятием, исключающим повреждения трансформаторов напряжения в сетях 6–35 кВ, является применение "антирезонансных" трансформаторов напряжения типов НАМИ-6, НАМИ-10 и НАМИ-35.

Антирезонансный трансформатор НАМИ не вступает в резонанс с емкостью ненагруженных шин и линий любой протяженности, а также выдерживает без ограничения длительности как любые виды однофазных замыканий в сети, в том числе через перемежающуюся дугу, так и повышения напряжения, вызванные феррорезонансом емкости сети с другими трансформаторами (силовыми или напряжения).

Трансформаторы НАМИ имеют специальную схему соединения обмоток и пониженную номинальную индукцию (см. рис. П11.1).

В баке антирезонансного трансформатора размещаются два трансформатора (трехфазный и однофазный), имеющие отдельные магнитопроводы. В нейтраль высоковольтной обмотки трехфазного трансформатора, имеющего вторичную (компенсационную) обмотку, соединенную треугольником, включен однофазный трансформатор, который измеряет напряжение нулевой последовательности. Предотвращению феррорезонанса способствует то, что в контур нулевой последовательности входит только одна индуктивность намагничивания однофазного трансформатора, и этот феррорезонансный контур лишен источника э.д.с.

Все антирезонансные свойства трансформаторов НАМИ экспериментально проверены в действующих сетях.

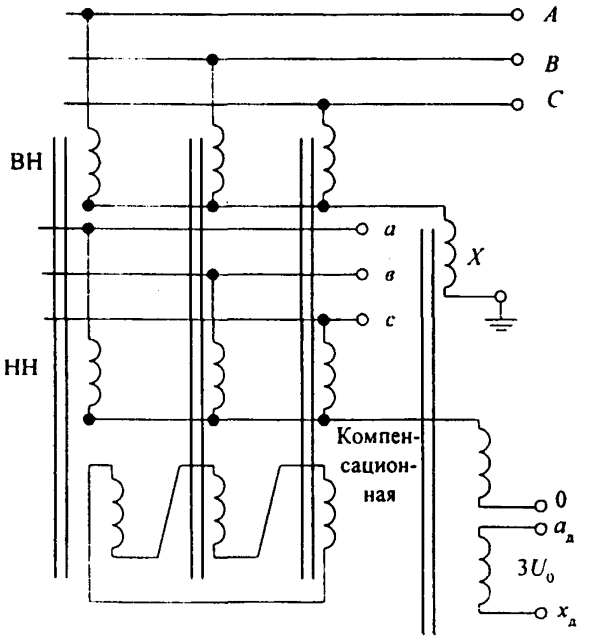


Рис. П11.1. Схема соединения обмоток трансформатора напряжения НАМИ

ПРИМЕР ВЫБОРА ПАРАМЕТРОВ *RC*-ЦЕПОЧКИ

Требуется защитить электродвигатель 6 кВ мощностью 400кВт с помощью *RC*-цепочки у его зажимов. Длина соединительного кабеля $l_к$= 100 м, сечение 70 мм^2.

1. Емкость фазы двигателя

$$C_д = 4 \cdot 10^{-4} \cdot \sqrt{P_н} = 4 \cdot 10^{-4} \cdot \sqrt{400} = 0{,}008 \text{ мкФ}.$$

2. Эквивалентная емкость коммутируемого присоединения

$$C_э = C_{к.пог} \cdot l_к + C_Д = 0{,}39 \cdot 0{,}1 + 0{,}008 = 0{,}047 \text{ мкФ},$$

где $C_{к.пог}$ = 0,39 мкФ/км – погонная емкость кабеля по прямой последовательности.

3. Емкость *RC*-цепочки

$$C = 5\,C_э = 5 \cdot 0{,}047 = 0{,}23 \text{ мкФ}.$$

4. Индуктивность схемы

$$L = L_ш + L_{к.пог} \cdot l_к = 25 \cdot 10^{-6} + 0{,}1 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}1 = 35 \cdot 10^{-6} \text{ Гн},$$

где $L_ш = 25 \cdot 10^{-6}$ Гн – индуктивность ошиновки, $L_{к.пог}$ = 0,1 мГн/км – погонная индуктивность кабеля при высоких частотах (см. п.5.6.2).

5. Сопротивление защитной *RC*-цепочки

$$R = 1{,}75 \cdot \sqrt{L/C} = 1{,}75\sqrt{35 \cdot 10^{-6} / 0{,}23 \cdot 10^{-6}} = 22 \text{ Ом}.$$

Таким образом, оптимальные параметры защитной *RC*-цепочки будут C = 0,23 мкФ и R = 22 Ом.

ЧАСТЬ 3

ГРОЗОЗАЩИТА ЛИНИЙ И ПОДСТАНЦИЙ 6-1150 КВ

СПИСОК ОБОЗНАЧЕНИЙ ЧАСТИ 3

A – крутизна тока молнии на фронте импульса с косоугольным фронтом, кА/мкс;

$\bar{A}_1$, $\bar{A}_2$ – математическое ожидание крутизны тока на фронте, соответственно, первого и последующих импульсов многократного разряда молнии, кА/мкс;

$A_{кр}$ – критическое значение крутизны тока на фронте импульса при ударе молнии в опору и трос, кА/мкс;

$A_р$ – расчетная крутизна фронта волны тока, деформированной после пробега по коронирующему тросу от середины пролета до опоры, кА/мкс;

$E_д$ – градиент разрядного напряжения по дереву, кВ/м;

$E_{кр}$ – критическое значение напряженности электрического поля в земле при пробое грунта, кВ/см;

$E_{пр}$ – пробивная напряженность грунта в однородном поле, кВ/см;

$E_{ср}$ – средняя напряженность на границе коронного чехла при отрицательной полярности, кВ/см;

I – амплитуда импульса тока молнии, кА;

$\bar{I}$ – математическое ожидание амплитуды импульса тока молнии, кА;

$I_{иск}$ – критическое значение импульсного тока через заземлитель, при котором происходит пробой грунта, кА;

$I_{к.з}$ – ток к.з., кА;

$I_{кр}$ – критическое значение амплитуды тока молнии для линейной изоляции при прорыве молнии на провода, кА;

I_l – ток к.з. при удалении точки удара молнии на расстояние l от шин ПС, кА;

$I_о$ – нормируемый ГОСТ 687-78 ток отключения к.з. выключателем, кА;

$I_{об}$ – амплитуда тока молнии, протекающего через объект с ненулевым сопротивлением заземления, кА;

$I_{R=0}$ – амплитуда тока молнии, протекающего через хорошо заземленный объект, кА;

L – длина ВЛ, км;

$L_{м-м}$ – расстояние между молниеотводами, м;

$L_{оп}^{пр}$ – индуктивность участка опоры от основания до уровня точки подвеса провода, мкГн;

$L_{оп}^{тр}$ – индуктивность опоры от основания до точки подвеса троса (на ВЛ с тросом) или до вершины опоры (для ВЛ без троса), мкГн;

$L_{тр}$ – индуктивность тросов, мкГн;

$L_у$ – длина пути тока утечки изолятора, м;

$M^{пр}(t)$ – взаимная индуктивность между каналом молнии и петлей провод-земля, мкГн;

$M^{тр}(t)$ – взаимная индуктивность между каналом молнии и петлей трос-земля, мкГн;

N – число ударов молнии на 100 км длины ВЛ в год, удары;

$N_Б$ – число "боковых" ударов молнии в ВЛ (из пространства слева и справа от оси опоры или вертикальных плоскостей, проходящих через тросы), удары;

$N_г$ – абсолютное число грозовых отключений ВЛ в год, шт.;

$N_{г\,д}$ – число грозовых дней в году, дни;

$N_{г\,ч}$ – число грозовых часов в году, ч;

$N_{доп}$ – допустимое число автоматических отключений ВЛ длиной L по всем причинам, шт;

$N_{доп\,г}$ – допустимое число грозовых отключений ВЛ длиной L при фактическом $N_{г\,ч}$, шт;

$N_и$ – число индуктированных перенапряжений с амплитудой равной и более 25 кВ, шт;

$N_{и\,в}$ – число опасных перенапряжений, возникающих на оборудовании ПС от набегающих грозовых волн в год, шт.;

$N_о$ – допустимое без ремонта выключателя количество отключений тока к.з., шт.;

$N_{оп}$ – число ударов молнии в опоры на 100 км, удары;

$N_п$ – число "прямых" ударов молнии в ВЛ (в полосу шириной, равной расстоянию между тросами или проводами на бестросовых линиях), удары;

$N_{пр}$ – число прорывов молнии на провод на 100 км, шт.;

$N_{п\,у}$ – число случаев перекрытия изоляции на ПС в год при прямых ударах молнии, шт.;

$N_{тр}$ – число ударов молнии в трос в пролете на 100 км, удары;

P_{A_I} – вероятность значений крутизны тока молнии больше A_I, отн.ед.;

P_{I_I} – вероятность значений амплитуды тока молнии больше I_I, отн.ед.;

$P_{I_{кр}}$ – вероятность значений тока молнии, превышающих критическое для удара молнии в провод, отн.ед.;

$P_{оп}$ – вероятность обратного перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору, отн.ед.;

$P_{тр}$ – вероятность перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в трос в пролете, отн. ед.;

$P_{U_и}$ – вероятность индуктированных перенапряжений, превышающих значение $U_и$, отн. ед.;

$P_α, P'_α$ – вероятность прорыва молнии на провода, отн. ед.;

$R, R_З$ – сопротивление заземления, Ом;

$R_и$ – сопротивление заземления при стекании импульсного тока, Ом;

$R_к$ – радиус расщепления коронирующего провода, м;

$R_р$ – радиус расщепления фазы, м;

$R_{экв}$ – эквивалентная ширина полосы стягивания "боковых" разрядов (см. $N_Б$) с одной стороны от оси ВЛ, м;

$R_Σ$ – сопротивление заземления комбинированного заземлителя, Ом;

R – сопротивление заземления на переменном токе промышленной частоты, Ом;

S – характеристический размер заземлителя, м;

T – число грозовых дней в году (изокераунический уровень), дни;

$T_{н.в}$ – повторяемость опасных перенапряжений на изоляции оборудования ПС от набегающих с ВЛ грозовых волн, годы;

$T_{п.р}$ – средний период планового ремонта выключателей, годы;

$T_{п.у}$ – то же, что $T_{н.в}$, но от прямых ударов в ОРУ, годы;

U – наибольшее длительно допустимое рабочее (линейное) напряжение, кВ;

U_{50} – 50%-ное разрядное напряжение изоляции при стандартном грозовом импульсе по обобщенной для различных типов гирлянд зависимости U_{50} от $l_{разр}$, кВ;

U^{*}_{50} – 50%-ное разрядное напряжение гирлянды, используемой на ВЛ, при стандартном грозовом импульсе, кВ;

$U^{+}_{50}(1,2), U^{-}_{50}(1,2)$ – 50%-ное разрядное напряжение изоляции для стандартного импульса, соответственно, положительной и отрицательной полярности, кВ;

$U_{50}(l_{разр})$ – 50%-ное разрядное напряжение гирлянды для отрицательного импульса с усредненными параметрами ($\tau_ф$ = 4÷5 мкс) в зависимости от длины гирлянды.

$U^{+}_{50}(\tau_ф)$ – 50 %-ное разрядное напряжение изоляции для импульса положительной полярности с длительностью фронта более длительности фронта стандартного импульса, кВ;

$U_а$ – амплитудное значение грозового импульса, кВ;

$U'_а$ – крутизна грозового импульса на фронте, кВ/мкс;

$U_{доп}$ – напряжение, допустимое для изоляции оборудования ПС, кВ;

$U_и$ – индуктированное напряжение на ВЛ 6–35 кВ, кВ;

$U_{и_{1,2}}, U_{и_{1,2,3}}$ – значение индуктированного напряжения, вызывающего двух и трехфазное перекрытие изоляции на ВЛ 6–35 кВ, кВ;

$U_{из}(t)$ – суммарное (импульсное и рабочее) напряжение на линейной изоляции при ударе молнии в опору и трос, кВ;

$U_{имп}(t)$ – импульсное напряжение на линейной изоляции, кВ;

$U_{ин.м}(t)$ – составляющая индуктированного напряжения, создаваемая током в опоре и током в канале молнии, кВ;

$U_{ин.тр}(t)$ – напряжение, индуктированное на проводе током в тросе, кВ;

$U_{ин.э}(t)$ – электрическая составляющая индуктированного напряжения, кВ;

$U_к$ – напряжение начала короны на проводе или тросе, кВ;

$\Delta U_к$ – координационный интервал по напряжению, кВ;

$U_{к.п}$ – напряжение докоронного порога, кВ;

U_{min} – минимальное разрядное напряжение линейной изоляции, кВ;

$U_н$ – номинальное напряжение ВЛ, кВ;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на защитном аппарате, кВ;

$U_{п.в}$ – амплитуда испытательного напряжения полной волной, кВ;

$U_{пр}$ – напряжение на проводе в точке удара молнии, кВ;

$U_р$ – фазное рабочее напряжение ВЛ , кВ;

$U_{разр}(t)$ – вольт-секундная характеристика гирлянды изоляторов для разрядов на косоугольном фронте импульса, кВ;

$U_{р.в}$ – амплитуда расчетного грозового импульса, кВ;

$U_R(t)$ – составляющая импульсного напряжения на изоляции, вызванная падением напряжения на сопротивлении заземлении опоры, кВ;

$U_т(t)$ – напряжение на трансформаторе, кВ;

$U_{экс}$ – среднее эксплуатационное линейное рабочее напряжение, кВ;

a – крутизна тока молнии, кА/мкс;

c – скорость света, м/мкс;

c_0 – геометрическая емкость провода на единицу длины, пФ/м;

$c_л$ – динамическая емкость провода на единицу длины, пФ/м;

$c_ш$ – удельная емкость ошиновки, пФ/м;

d – шаг расщепления, м;

Δd – расстояние между тросом и проводом по горизонтали, м;

$d_{тр\text{-}тр}$ – расстояние по горизонтали между тросами или верхними проводами (для бестросовых ВЛ), м;

$f_{пр}$ – стрела провеса провода, м;

$f_{тр}$ – стрела провеса троса, м;

h – высота стержневого или протяженного молниеотвода, м;

Δh – разность высот подвеса троса и провода на опоре, м;

$h_{эф}$ – наибольшая высота зоны защиты молниеотвода, м;

$h_г$ – наименьшее допустимое расстояние от провода до земли в середине пролета, м;

$h_{с.г}$ – наименьшая высота границы внутренней зоны защиты совместно действующих молниеотводов, м;

$h_{оп}$ – высота опоры, м;

$h_{пр}$ – высота подвеса провода на опоре, м;

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

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

$h_{ср.тр}$ – средняя высота подвеса троса, м;

$h_{тр}$ – высота подвеса троса на опоре, м;

$h_{тр\text{-}пр}$ – расстояние по вертикали между тросом и проводом в середине пролета, м;

$i_м$ – ток молнии, кА;

$i_{оп}$ – ток, протекающий по опоре, кА;

$i_{тр}$ – ток, ответвляющийся в тросы, кА;

j – плотность тока, кА/м^2;

$k_{АПВ}$ – коэффициент успешности автоматического повторного включения (АПВ), отн.ед.;

$k_в$ – коэффициент, учитывающий условия эксплуатации линейного выключателя, отн.ед.;

$k_г$ – геометрический коэффициент связи провода и троса (нескольких тросов), находящихся под напряжением, отн.ед.;

k_E – коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды, отн.ед.;

k_f – коэффициент формы для расчета сопротивления заземления, отн.ед.;

k_h – отношение эквивалентной полосы стягивания "боковых" разрядов к средней высоте подвеса троса (провода на бестросовых ВЛ) – $R_{экв}/h_{ср}$, отн.ед.;

$k_к$ – коэффициент связи провода с коронирующим тросом (тросами), отн.ед.;

$k_{кон}$ – коэффициент, учитывающий различие в конструкции изоляторов (отношение длины пути тока утечки $L_у$ к строительной высоте изолятора $H_{из}$), отн.ед.;

$k_{пол}$ – коэффициент подобия при расчете сопротивления заземления лучевого заземлителя, отн.ед.;

$k_э$ – коэффициент экранирования трассы ВЛ от разрядов молнии, отн. ед.;

l – расстояние между точкой к.з. на ВЛ и шинами ПС, км;

$l_{арм}$ – длина строительной арматуры, м;

$l_г$ – длина гирлянды для подвески провода (со строительной арматурой), м;

$l_{г.тр}$ – длина гирлянды для подвески троса (со строительной арматурой), м;

$l_{габ}$ – габаритный пролет, м;

$l_д$ – длина изоляции по дереву, м;

$l_{о.з}$ – длина опасной зоны на подходе к ПС, км;

$l_{прол}$ – длина пролета, м;

$l_{р-а}$ – расстояние между разрядником и автотрансформатором, м;

$l_{р-р}$ – расстояние между разрядником и реактором, м;

$l_{разр}$ – длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, м;

n – число составляющих проводов расщепленной фазы, шт.;

$n_{б.у}$ – удельное число грозовых отключений ВЛ 6–35 кВ на 100 км и 100 грозовых часов от близких ударов молнии в землю, шт.;

$n_{вл}$ – число отходящих от подстанций ВЛ, шт.;

$n_г$ – удельное число грозовых отключений ВЛ, рассчитанное на 100 км и 100 грозовых часов, шт.;

$n'_г$ – удельное число грозовых отключений на 100 км и один год эксплуатации, шт.;

$n_{г.1ц}$ – удельное число грозовых отключений одной цепи ВЛ на двухцепных опорах на 100 км и 100 грозовых часов, шт.;

$n_{г.2ц}$ – удельное число грозовых отключений одновременно двух цепей ВЛ на общей опоре на 100 км и 100 грозовых часов, шт.;

$n_{г.пред}$ – предельное значение удельного числа грозовых отключений ВЛ по критерию коммутационного ресурса выключателя на 100 км и 100 грозовых часов, шт.;

$n'_{г.пред}$ – предельное значение удельного числа грозовых отключений одной цепи на двухцепных опорах по критерию коммутационного ресурса выключателя на 100 км и 100 грозовых часов, шт.;

$n_{из}$ – число изоляторов в гирлянде, шт.;

$n_{п.у}$ – удельное число грозовых отключений ВЛ 6-35 кВ на 100 км и 100 грозовых часов от прямых ударов молнии в линию, шт.;

$n_{общ}$ – общее число автоматических отключений ВЛ по всем причинам, рассчитанное на 100 км и один год эксплуатации, шт.;

$n_{оп}$ – удельное число грозовых отключений от обратных перекрытий от ударов в опору, рассчитанное на 100 км и 100 грозовых часов, шт.;

$(n_{оп} + n_{тр})_{пред}$ – предельное значение удельного числа грозовых отключений от обратных перекрытий по критерию коммутационного ресурса выключателя на 100 км и 100 грозовых часов, шт.;

$(n_{оп} + n_{тр})^{◊}_{пред}$ – то же самое, что и $(n_{оп} + n_{тр})_{пред}$, но для двух цепей на двухцепных опорах и только от первых перекрытий, т.е. без учета перекрытий после перекрытия изоляции соседней цепи, шт.;

$n_{пр}$, $n'_{пр}$ – удельное число грозовых отключений от прорывов молнии на провода, рассчитанное на 100 км и 100 грозовых часов, шт.;

n_s – удельное число грозовых отключений от перекрытий воздушного промежутка трос-провод от ударов молнии в среднюю часть пролета, рассчитанное на 100 км и 100 грозовых часов, шт.;

$n_{тр}$ – удельное число грозовых отключений от обратных перекрытий от ударов в середину пролета, рассчитанное на 100 км и 100 грозовых часов, шт.;

$n_{экс}$ – удельное число грозовых отключений ВЛ по опыту эксплуатации на 100 км и 100 грозовых часов, шт.;

p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км^2 поверхности земли за год;

r_0 – граница зоны защиты стержневого молниеотвода на уровне земли, м;

$r_к$ – радиус чехла короны провода или составляющего провода расщепленной фазы, м;

$r_{пр}$ – радиус провода или составляющей расщепленной фазы, м;

$r_{с.о}$ – граница внутренней зоны защиты совместно действующих молниеотводов на уровне земли, м;

$r_э$ – эквивалентный радиус фазы, м;

$r_{тр}$ – радиус троса, м;

$r_{э.к}$ – эквивалентный радиус расщепленной коронирующей фазы, м;

t – время, мкс;

$t_{кр}$ – момент перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опору, мкс;

t_{max}, t_{min} – максимальная и минимальная длительность фронта расчетного импульса тока молний, мкс;

$t_{l_{пролет\ 2}}$ – время пробега волной половины пролета, мкс;

u – импульсное напряжение на проводе (тросе), кВ;

$u_р(\varphi)$ – рабочее напряжение в момент разряда молнии в ВЛ, кВ;

$u_{тр}$ – напряжение на тросе, кВ;

v – скорость распространения главного разряда молнии, м/мкс;

z – волновое сопротивление, Ом;

$z_г$ – геометрическое (без учета короны) волновое сопротивление троса или провода, Ом;

$z_{г.пр}$ – геометрическое волновое сопротивление провода, Ом;

$z_{к.пр}$ – волновое сопротивление коронирующего провода, Ом;

$z_{к.тр}$ – волновое сопротивление тросов с учетом короны, Ом;

$z_м$ – сопротивление канала молнии, Ом;

$z_{тр}$ – волновое сопротивление тросов, Ом;

$z_{экв}$ – волновое сопротивление нескольких параллельных тросов или проводов, Ом;

α – угол защиты троса, град;

β – относительная скорость обратного разряда молнии, отн.ед.;

$\beta_г$ – доля грозовых в общем числе автоматических отключений ВЛ, отн. ед.;

$\delta_{оп}$ — доля ударов в опоры и прилегающие участки троса от общего числа ударов молнии в пролет ВЛ, отн. ед.;

ε – относительная диэлектрическая проницаемость грунта, отн.ед.;

ε_0 – диэлектрическая постоянная, равна 8,85 пФ/м;

η – коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты, отн.ед.;

ρ – удельное сопротивление грунта, Ом·м;

$\sigma_{\lg A_1}$, $\sigma_{\lg A_2}$ – коэффициент изменчивости крутизны тока на фронте, соответственно, первого и последующих импульсов многократного разряда молнии для логарифмически нормального распределения, где A_1 и A_2 в кА/мкс;

$\sigma_{\lg I}$ – коэффициент изменчивости амплитуды тока молнии для логарифмически нормального распределения, где I в кА;

$\tau_и$ – длительность спада импульса тока до значения 0,5 I, мкс;

$\tau_ф$ – длительность фронта импульса, мкс;

$\Psi_{пр}$, $\Psi_{оп}$ – доли опасных для изоляции ПС импульсов, соответственно, при прорыве молнии на провода и при обратных перекрытиях изоляции ВЛ, отн.ед.;

Π_1, Π_2 – координаты критериальной зависимости для расчета импульсного сопротивления заземления, отн.ед.;

Π_1^0, Π_2^0 – координаты критериальной зависимости для расчета импульсного сопротивления заземления, но соответствующие стационарному сопротивлению заземления, отн. ед.

РАЗДЕЛ 6. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЗРЯДА МОЛНИИ В РАСЧЕТАХ ГРОЗОЗАЩИТЫ

6.1. Краткие сведения о механизме разряда молнии

Грозовое облако является носителем электрических зарядов, сосредоточенных на водяных каплях. Их движение и распределение в облаке зависят не только от сил электростатического взаимодействия, но также от силы тяжести капель, скорости и направления воздушных потоков. Вследствие совместного действия этих сил в облаке могут длительно существовать зоны положительной и отрицательной полярности с различной плотностью зарядов. Неравномерность распределения зарядов приводит к возникновению сильного электрического поля внутри облака между зонами различной полярности и между облаком и землей. Условия для возникновения молнии создаются, когда в каком-либо месте облака напряженность электрического поля превысит электрическую прочность воздуха.

Разряд молнии прорастает в виде лидера, направленного в основном по силовым линиям электрического поля. Как показывают результаты инструментальных исследований, разряды молнии в землю с вероятностью 0,9 возникают из отрицательной по отношению к земле зоны облака (такие разряды принято называть отрицательными). Образование и дальнейшее развитие лидера молнии представляет собой сложный физический процесс, многие детали которого до сих пор недостаточно исследованы, поэтому для инженерных расчетов неизбежно использование упрощенной модели разряда молнии, в которой лидер отрицательного разряда рассматривается как канал, заполненный отрицательными зарядами.

Время прорастания лидера от облака до поверхности земли составляет несколько миллисекунд. Как показывают фотографические наблюдения (фоторазвертки), лидер прорастает не равномерно, а скачками или ступенями. Средняя скорость прорастания лидера оценивается значениями, близкими к 0,0005 скорости света, а во время скачка к земле направление прорастания лидера определяется картиной электрического поля вблизи его головки, в частности, скоплениями объемных зарядов, создаваемых заряженными водяными каплями в пространстве между облаком и землей, поэтому лидер молнии обычно прорастает по искривленному пути, имеющему многочисленные изломы и разветвления. По мере того, как отрицательно заряженный канал лидера приближается к поверхности земли, напряженность электрического поля между ним и землей растет. На земле и наземных объектах накапливаются заряды противоположной (положительной) полярности, индуктированные зарядом лидера, и напряженность электрического поля на отдельных точках поверхности земли, в особенности на возвышающихся объектах, достигает критического значения, при этом на наземных объектах (на опорах, тросах и проводах ВЛ) возникают положительные стримеры, а затем развивается и встречный лидер.

В заключительной фазе разряда молнии происходит перекрытие промежутка между нисходящим и встречным лидерами. Таким образом, при определенной высоте лидера над землей проявляется ориентация разряда молнии на тот или иной наземный объект. Предполагается , что ориентировка лидера происходит, когда средняя напряженность в промежутке между головкой лидера и наземными объектами достигнет 500 кВ/м.

Перекрытие воздушного промежутка между головкой лидера и наземным объектом является переходом от первой (лидерной) стадии к главной стадии разряда молнии, в которой происходит компенсация отрицательного заряда лидера положительными зарядами, притекающими из земли, при этом через пораженный

молнией объект протекает ток, который и представляет собой "ток молнии". Процесс нейтрализации отрицательного заряда распространяется вверх по лидеру, образуя ярко светящийся канал главного разряда, прорастающий от земли к облаку со скоростью порядка десятых долей скорости света. Амплитуда тока молнии, протекающего через пораженный объект, так же как и высота ориентировки, зависит от заряда лидера. Это дает возможность установить связь между током молнии и высотой ориентировки, которая изменяется от 200 и более метров – для ударов с токами свыше 200 кА, и до 20–30 м — для ударов с токами 15–20 кА.

При отрицательном ударе молнии вслед за главным разрядом обычно наблюдаются повторные разряды по тому же каналу. Повторные разряды вызываются тем, что нейтрализация зарядов канала приводит к разрядам соседних заряженных областей облака на канал и через него в землю. Типичная осциллограмма многократного разряда изображена на рис. 6.1. В отдельных случаях наблюдалось до тридцати и более повторных разрядов в одном ударе молнии, однако 50% ударов содержит не более двух-трех импульсов. На рис. 6.2 показано распределение числа составляющих $N_и$ в многократном разряде. Общая продолжительность многократного разряда может достигать 1 с, как на рис. 6.1, но такие затяжные удары являются редким явлением. Большая часть ударов имеет длительность не более 0,3 с.

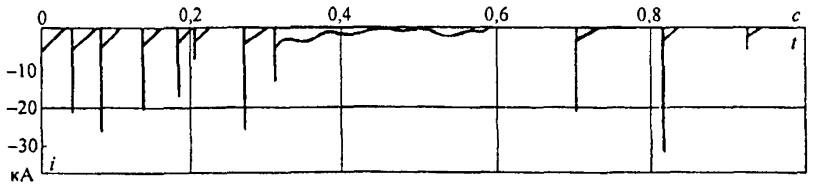


Рис. 6.1. Типичная осциллограмма тока многократного разряда молнии отрицательной полярности (медленная развертка)

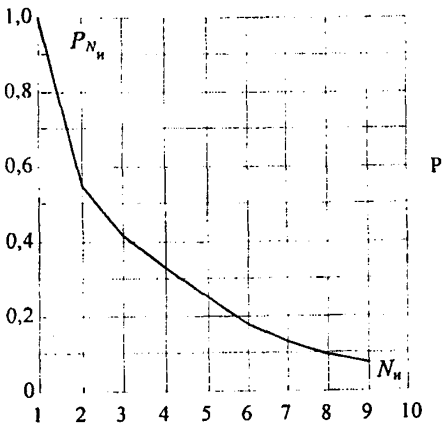


Рис. 6.2. Распределение числа импульсов в многократном разряде молнии (6000 регистраций)

Характерные осциллограммы импульсов тока первой (1) и последующих (2) составляющих многократного разряда показаны на рис. 6.3 в двух масштабах времени. Форма импульса первой составляющей имеет следующие особенности: ток в начальной стадии нарастает относительно медленно; фронт импульса имеет вогнутую форму; наибольшая крутизна фронта наблюдается вблизи максимума тока. Изломы и колебания кривой тока вблизи максимума объясняются искривлениями канала молнии и наличием в нем ответвлений. После нейтрализации канала лидера в стадии главного разряда ток молнии через пораженный объект в течение 100–200 мкс спадает до небольшого или до нулевого значения (см. рис. 6.3,б, кривая 1).

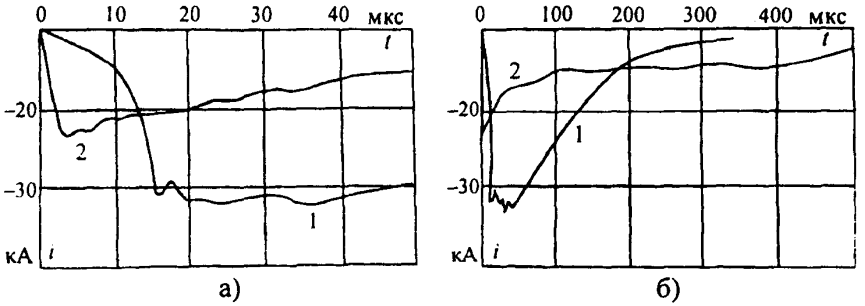


Рис. 6.3. Типичные осциллограммы импульса тока первой (1) и последующих (2) составляющих многократного разряда молнии отрицательной полярности в разных масштабах времени (а, б)

Импульс тока молнии, протекающего через пораженный объект при повторных разрядах, отличается более коротким фронтом и длительностью и, как правило, меньшей амплитудой при большей крутизне тока на фронте. По форме он ближе к стандартному грозовому импульсу с параметрами 1,2/50 мкс.

Положительные удары молнии, составляющие в среднем 10%, бывают, как правило, однократные. Они могут иметь значительную амплитуду тока, однако обычно для них характерен пологий фронт. В редких случаях (около 4%) наблюдаются колебательные разряды. В настоящее время эти два типа разрядов молнии не учитываются в расчетах грозозащиты ВЛ и ПС.

6.2. Количественные характеристики разряда молнии

6.2.1. Параметры разряда молнии, используемые в расчетах грозозащиты ВЛ и ПС, и информация об их количественных характеристиках дана в табл. 6.1.

Грозоупорность ВЛ, как правило, рассчитывается только для первого импульса разряда молнии, так как вероятность перекрытия изоляции при воздействии последующих импульсов на порядок и более меньше, чем при воздействии первого импульса. Учет последующих импульсов в оценке грозоупорности оправдан только в некоторых специальных случаях при большой индуктивности опор (многоцепные ВЛ на одностоечных опорах, большие переходы ВЛ через водные преграды и т. д.).

При многократном разряде молнии перенапряжения на изоляции ВЛ возникают как на первом, так и при последующих импульсах тока, однако при обычном времени действия защит и АПВ (не менее 1 с) все возможные при многократном разряде молнии перекрытия линейной изоляции укладываются в интервал одного отключения ВЛ.

Таблица 6.1

Параметры разряда молнии, используемые в расчетах грозозащиты ВЛ и ПС

Параметр		Количественные характеристики
Полярность разряда		С вероятностью 0,9 отрицательная
Многокомпонентность		Статистическое распределение числа импульсов в разрядах по рис. 6.2
Для первой и последующих составляющих	Форма импульсов	Обобщенная форма импульсов дана на рис. 6.4, расчетная (п. 6.2.3)
	Длительность импульса и длительность фронта	Статистические распределения (п. 6.2.2)
	Амплитуда и крутизна тока	
	Корреляция между амплитудой и крутизной тока	В расчетах грозозащиты амплитуда и крутизна тока приняты взаимонезависимыми (п. 6.2.4)
Скорость распространения главного разряда		Принята 0,3 скорости света (п. 6.2.5)
Эквивалентное сопротивление канала молнии		Учитывается зависимость от амплитуды тока молнии (п. 6.2.6)

Грозозащита ПС должна рассчитываться с обязательным учетом первых и последующих импульсов многократного разряд молнии.

6.2.2. В результате обработки осциллограмм, многократного разряда молнии получены статистические распределения, описанные логарифмически нормальным законом, для следующих параметров первого и последующих импульсов:

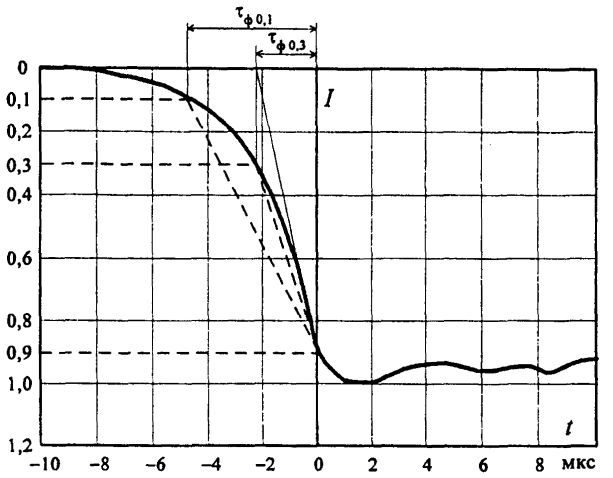
- амплитуда тока I;
- крутизна тока на фронте: на участке (0,1–0,9) I — $A_{0,1}$;
  на участке (0,3–0,9) I — $A_{0,3}$;
  максимальная — A_{max};
- длительность спада импульса тока до значения 0,5 I — $\tau_и$;
- длительность фронта: на участке (0,1–0,9) I — $\tau_{ф_{0,1}}$;
  на участке (0,3–0,9) I — $\tau_{ф_{0,3}}$.

Характеристики логарифмически нормальных распределений параметров разряда молнии (математическое ожидание $\bar{I}$ и коэффициент изменчивости $\sigma_{lg I}$), значения параметров, превышение которых возможно с вероятностью 0,95; 0,5 и 0,05 , а также наибольшие зарегистрированные их значения приведены в табл. 6.2.

Для амплитуды тока первых импульсов приведены три варианта распределений (рис. 6.5), полученные по результатам полевых исследований в разных странах:

- рекомендация Исследовательского комитета № 33 СИГРЭ – обобщенное распределение по результатам измерений преимущественно на башнях;
- два распределения, обобщающие измерения токов на воздушных линиях, разница высот которых составляет примерно 20 м.

а)



б)

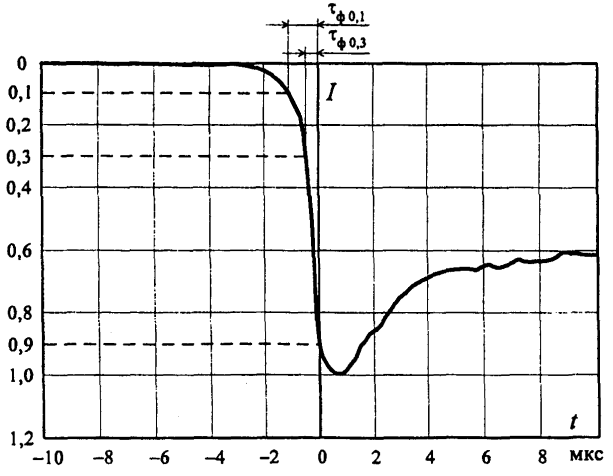


Рис. 6.4. Среднестатическая форма импульсов многократного разряда молнии:
а) первый импульс;
б) последующие импульсы

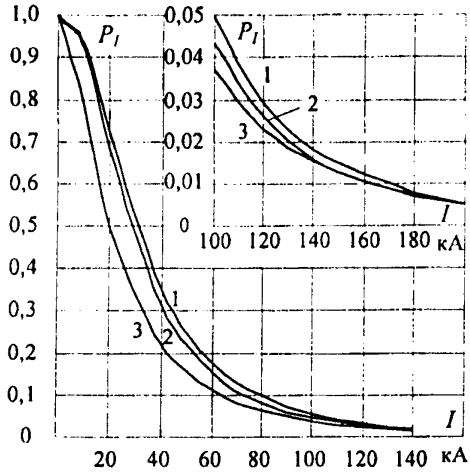


Рис. 6.5. Распределение амплитуды тока первых импульсов многократного разряда молнии:
1 – обобщенное распределение по результатам измерений преимущественно на башнях (рекомендация Исследовательского комитета № 33 СИГРЭ);
2 – по измерениям на ВЛ ($h_{оп}$ до 45 м);
3 – по измерениям на ВЛ ($h_{оп}$ до 20 м)

Для расчета грозоупорности ВЛ предпочтительнее использовать распределения токов молнии, полученные по регистрациям на ВЛ. Параметры логарифмически нормального закона в зависимости от высоты опор $h_{оп}$ выбираются следующим образом:

при $h_{оп} \le 20$ м
$$\bar{I} = 20 \text{ кА}, \tag{6.1}$$
$$\sigma_{\lg I} = 0{,}39, \tag{6.2}$$

при $h_{оп} > 20$ м
$$\bar{I} = 20 + 0{,}32\,(h_{оп} - 20) \text{ кА}, \tag{6.3}$$
$$\sigma_{\lg I} = 0{,}39 - 0{,}0028\,(h_{оп} - 20). \tag{6.4}$$

Вероятность амплитуды тока молнии, превышающей I_t, рассчитывается с использованием полученных параметров по формуле:

$$P_{I_t} = 1 - \frac{\lg e}{\sqrt{2\pi}\,\sigma_{\lg I}} \int_{I_{min}}^{I_t} \frac{1}{I} \exp\left[-\frac{1}{2} \left(\frac{\lg I - \lg \bar{I}}{\sigma_{\lg I}} \right)^2 \right] dI, \tag{6.5}$$

где $\bar{I}$ – значение амплитуды тока молнии, вероятность превышения которой равна 0,5.

6.2.3. Форма фронта импульса тока имеет принципиальное значение в расчетах грозоупорности ВЛ 110 кВ и выше при ударе молнии в опору: в этом случае обратное перекрытие изоляции наиболее вероятно на фронте волны. Фронт импульса, имеющий достаточно сложную форму и непостоянную крутизну, в расчетах заменяется косоугольным с постоянной крутизной с учетом следующих обстоятельств. Обратное перекрытие изоляции при ударе молнии в опору происходит на фронте импульса при достижении значений тока молнии около 30 кА и выше. Для подавляющего большинства импульсов при среднем значении амплитуды тока молнии (20–30) кА этот момент наступает на участке фронта выше 0,5 I, т.е. форма начального участка фронта не имеет существенного значения для расчета грозоупорности ВЛ 110–1150 кВ. Расчетный импульс должен быть близок

Таблица 6.2

Характеристики логарифмически нормальных распределений параметров многократного разряда молнии

Наименование параметра			Характеристики распределения		Значение параметра, превышение которого возможно с вероятностью			Наибольшее зарегистрированное значение
			$\bar{I}$	$\sigma_{\lg I}$	0,95	0,5	0.05	
Первый импульс	Амплитуда тока молнии, кА (по данным обработки измерений на объектах разных типов)	СИГРЭ (башни)	30,3	0,32	8,9	30,0	100,8	250
		ВНИИЭ (ВЛ, $h_{оп}$ = 25 – 45 м)	28,0	0,32	8,3	28,0	94,0	250
		НИИПТ (ВЛ, $h_{оп}$ = 13 – 20 м)	20,0	0,39	4,6	20,0	87,7	250
	Длительность импульса $\tau_и$, мкс		75,0	0,25	30,0	75,0	200,0	250
	Крутизна тока, кА/мкс	$A_{0,1}$	5,0	0,28	1,7	5,0	14,1	15,0
		$A_{0,3}$	7,2	0,27	2,6	7,2	20,0	18,0
		A_{max}	24,3	0,26	9,1	24,3	65,0	72,0
	Длительность фронта, мкс	$\tau_{ф_{0,1}}$	4,5	0,25	1,8	4,5	11,3	30,0
		$\tau_{ф_{0,3}}$	2,3	0,24	0,9	2,3	5,8	9,0
Последующие импульсы	Амплитуда тока молнии I, кА		11,8	0,23	4,9	11,8	28,6	35,0
	Длительность импульса $\tau_и$, мкс		32,0	0,40	6,5	32,0	140,0	170
	Крутизна тока, кА/мкс	$A_{0,1}$	15,4	0,41	3,3	15,4	72,0	300
		$A_{0,3}$	20,1	0,42	4,1	20,1	98,5	300
		A_{max}	39,9	0,37	9,9	39,9	161,5	300
	Длительность фронта, мкс	$\tau_{ф_{0,1}}$	0,6	0,40	0,1	0,6	2,8	5,2
		$\tau_{ф_{0,3}}$	0,4	0,44	0,1	0,4	1,8	3,8

к реальному на участке выше 0,5 I. Этому условию удовлетворяет импульс с косоугольным фронтом, проходящим через значение 0,9 I и абсциссу, соответствующую значению 0,3 I (см. рис. 6.4). Параметры логарифмически нормального распределения крутизны тока молнии принятого расчетного импульса оцениваются следующими значениями:

для первого импульса $\bar{A}_1 = 10{,}8$ кА/мкс; $\sigma_{\lg A_1} = 0{,}265$; (6.6)

для последующих импульсов $\bar{A}_2 = 30{,}2$ кА/мкс; $\sigma_{\lg A_2} = 0{,}4$. (6.7)

Для этого вида воздействия на основании обработки разрядных характеристик изоляции на нестандартных волнах получены необходимые для расчета и соответствующие типу импульсного воздействия вольт-секундные характеристики изоляции для случаев перекрытия на фронте импульса с τ_ϕ до 10 мкс.

6.2.4. Связь между амплитудой и крутизной тока молнии характеризуется значениями коэффициентов корреляции, приведенными в табл. 6.3.

Таблица 6.3

Коэффициенты корреляции между амплитудой I и различными значениями крутизны A на фронте волны тока молнии

Коррелируемые параметры	Крутизна тока на фронте		
	$A_{0,1}$	$A_{0,3}$	A_{max}
Амплитуда тока I: первого импульса	0,30	0,19	0,43
последующих импульсов	0,31	0,23	0,56

На рис.6.6 представлено корреляционное поле амплитуды и максимальной крутизны A_{max} для первой составляющей разряда. Для амплитуды и крутизны $A_{0,3}$ (при меньшем коэффициенте корреляции) корреляционное поле характеризуется еще большим разбросом точек, поэтому в расчетах грозозащиты амплитуда и крутизна тока молнии для первых и последующих импульсов приняты взаимно независимыми.

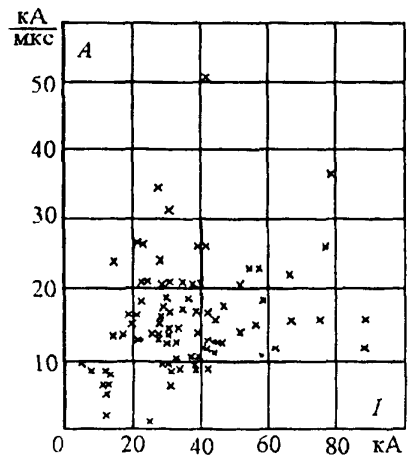


Рис. 6.6. Корреляционное поле амплитуды и максимальной крутизны фронта тока для первой составляющей разряда молнии

6.2.5. Скорость распространения главного разряда молнии v зависит от амплитуды тока и изменяется во времени по мере развития канала. Значение v лежит в пределах (0,1–0,5) c, где c – скорость света. При одинаковой амплитуде тока молнии скорость распространения главного разряда последующих импульсов больше, чем первого импульса. С учетом того, что амплитуда последующих импульсов обычно меньше, для всех импульсов многократного разряда принимается одинаковое расчетное значение $v = 0{,}3\,c$.

6.2.6. Сопротивление канала молнии на стадии главного разряда не остается постоянным, уменьшаясь по мере возрастания протекающего тока. Этот параметр характеризуется некоторым эквивалентным значением $z_м$ и зависит от амплитуды тока молнии (рис. 6.7).

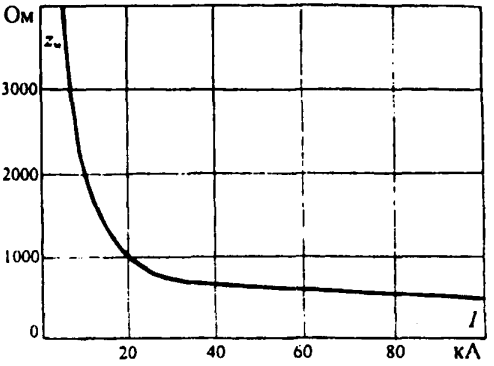


Рис. 6.7. Зависимость эквивалентного сопротивления канала от тока молнии

Расчетное значение сопротивления канала молнии влияет на амплитуду тока, протекающего через пораженный объект $I_{об}$. Расчет $I_{об}$ выполняют по следующей формуле:

$$I_{об} = I_{R=0} \cdot \frac{z_м}{z_м + z_{экв}}, \qquad (6.8)$$

где $I_{R=0}$ – амплитуда тока молнии, протекающего через хорошо заземленный объект; $z_{экв}$ – эквивалентное сопротивление пораженного объекта. Например, при ударе молнии в провод $z_{экв} = z_{пр}/2$.

В большинстве расчетных случаев $z_м$ принимается равным бесконечности, при этом $I_{об} = I_{R=0}$, что соответствует представлению о канале молнии как источнике заданного тока. Расчет показателей грозоупорности ВЛ при $z_м = \infty$ дает небольшой запас при расчете числа грозовых отключений от прорывов молнии на провода. Уточнение значения $z_м$ в соответствии с рис. 6.7 следует делать для расчета критического значения тока при ударе молнии в провода ВЛ напряжением 500 кВ и выше, для которых прорывы молнии являются основной причиной грозовых отключений.

6.3. Интенсивность грозовой деятельности

6.3.1. Наиболее информативной для расчета грозопоражаемости энергетических объектов характеристикой является плотность разрядов молнии на землю p_o, наблюдаемая с помощью счетчиков разрядов молнии в течение длительного срока. Накопленный статистический материал по инструментальным измерениям числа разрядов в большинстве случаев пока еще недостаточен для построения региональных карт плотности наземных разрядов, поэтому p_o приходится оценивать косвенно через другие многолетние характеристики грозовой деятельности: число грозовых дней и продолжительность грозовой деятельности в часах за год.

6.3.2. Число грозовых дней $N_{г.д}$ (в зарубежной литературе – изокераунический уровень T) – наиболее распространенный и длительно наблюдаемый во многих странах показатель грозовой активности. Имеющиеся ограниченные данные свидетельствуют о слабой корреляционной зависимости числа дней с грозой и плотности разрядов молнии на землю. При отсутствии других данных для равнинных территорий бывшего СССР p_o может быть оценено через $N_{г.д}$ по формуле

$$p_o = 0{,}036\, N_{г.д}^{1{,}3}, \qquad (6.9)$$

где p_o – плотность разрядов молний на 1 км^2 поверхности земли за год.

6.3.3. Продолжительность грозовой деятельности в часах наблюдается в ряде стран (30 лет и дольше), в том числе и на территории бывшего СССР. Отмечена корреляция p_0 и $N_{г.ч}$, описываемая для равнинных районов зависимостью

$$p_0 = 0{,}05\, N_{г.ч}. \qquad (6.10)$$

На рис. 6.8 представлена карта $N_{г.ч}$, разработанная по данным наблюдений за грозой на 1700 гидрометеостанциях (ГМС) на территории бывшего СССР. Эта карта, построенная в масштабе 1: 10 000 000, даст общее представление о распределении грозовой активности на большой территории.

В настоящее время появилась возможность для разработки более детальных региональных карт $N_{г.ч}$. На рис. 6.9,а в качестве примера представлена региональная карта $N_{г.ч}$ с интервалом между изолиниями 5 часов для Ленинградской области, разработанная в отделе прикладной климатологии Главной геофизической обсерватории (ГГО). Карта построена в масштабе 1 : 500 000 с привлечением данных наблюдений за грозой за 40–50-летний период по 140 гидрометеорологическим станциям и постам, расположенным на территории Ленинградской области и в пограничных районах. Для сравнения на рис. 6.9,б изображен фрагмент карты $N_{г.ч}$ по территории бывшего СССР для Ленинградской области.

6.3.4. В тех случаях, когда имеются данные только о числе дней с грозой $N_{г.д}$ (например, при сопоставлении опыта эксплуатации зарубежных и отечественных ВЛ), пересчет к числу грозовых часов производится по формуле

$$N_{г.ч} = 0{,}72\, N_{г.д}^{1{,}3}. \qquad (6.11)$$

6.3.5. При проектировании и сопоставлении расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ и ПС рекомендуется использовать данные наблюдений за грозой гидрометеостанций, наиболее близко расположенных к трассе ВЛ или территории ПС. В первом случае используется среднемноголетнее число грозовых часов не менее чем за 30 лет, а во втором – фактическое число грозовых часов за каждый анализируемый год.

6.3.6. При оценке продолжительности гроз вдоль трассы ВЛ приходится считаться с неоднородностью сети ГМС и удаленностью отдельных ГМС от трассы на расстояние, превышающее радиус обнаружения грозы (порядка 15 км), т.е. условно относить отдельные участки трассы к зоне "охвата" ближайшей ГМС (см. Приложение 13, рис. П13.1).

В пределах практических зон "охвата" ГМС могут быть отдельные области, в которых интенсивность грозовой деятельности в силу местных условий заметно отличается от показателей, фиксируемых ближайшей ГМС. Правильная оценка интенсивности грозовой деятельности в таких случаях возможна только на основе специального анализа, учитывающего географические и климатические особенности местности, наличие крупных водоемов и рек. Такой анализ может оказаться полезным для выявления причин пониженной грозоупорности ВЛ.

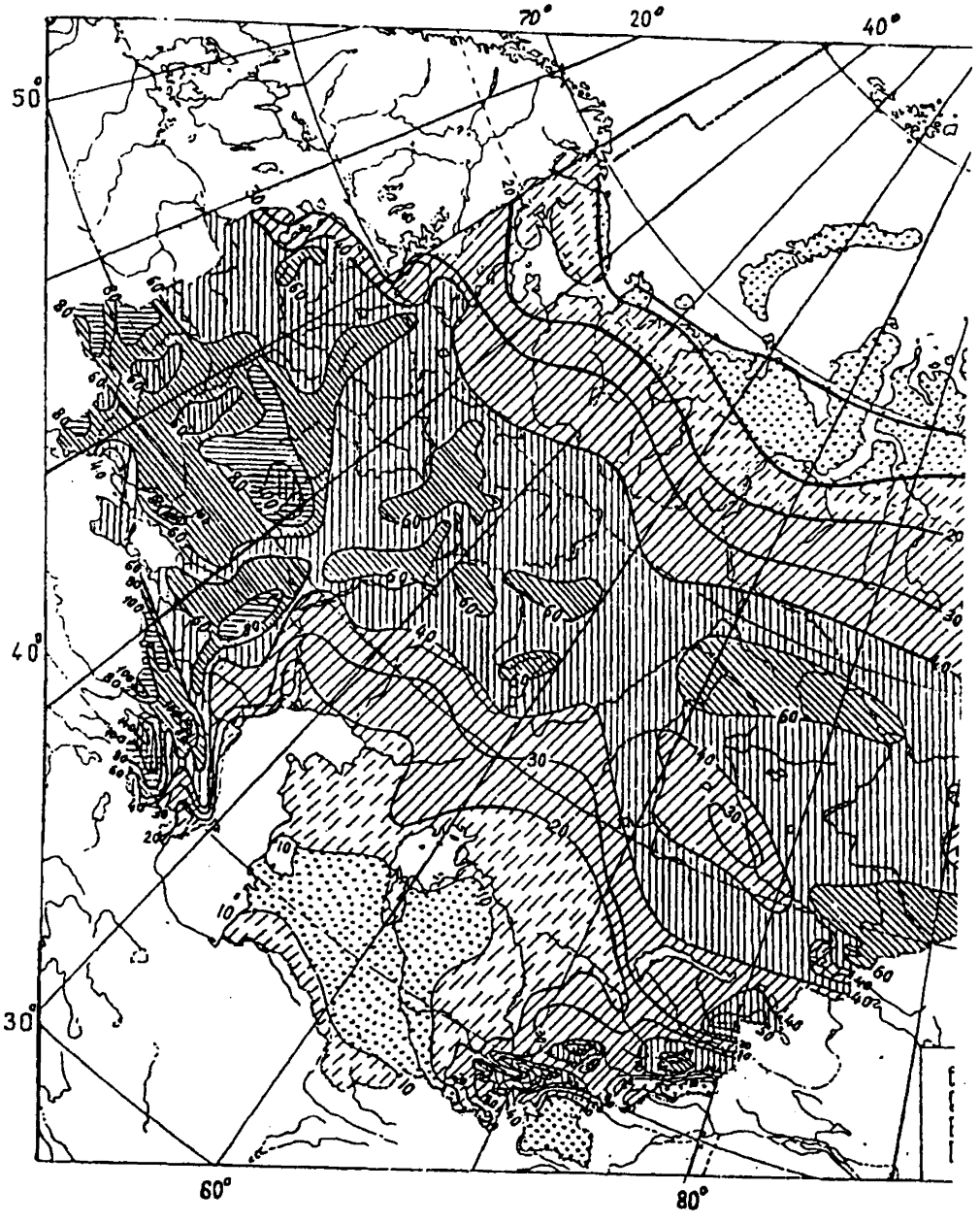
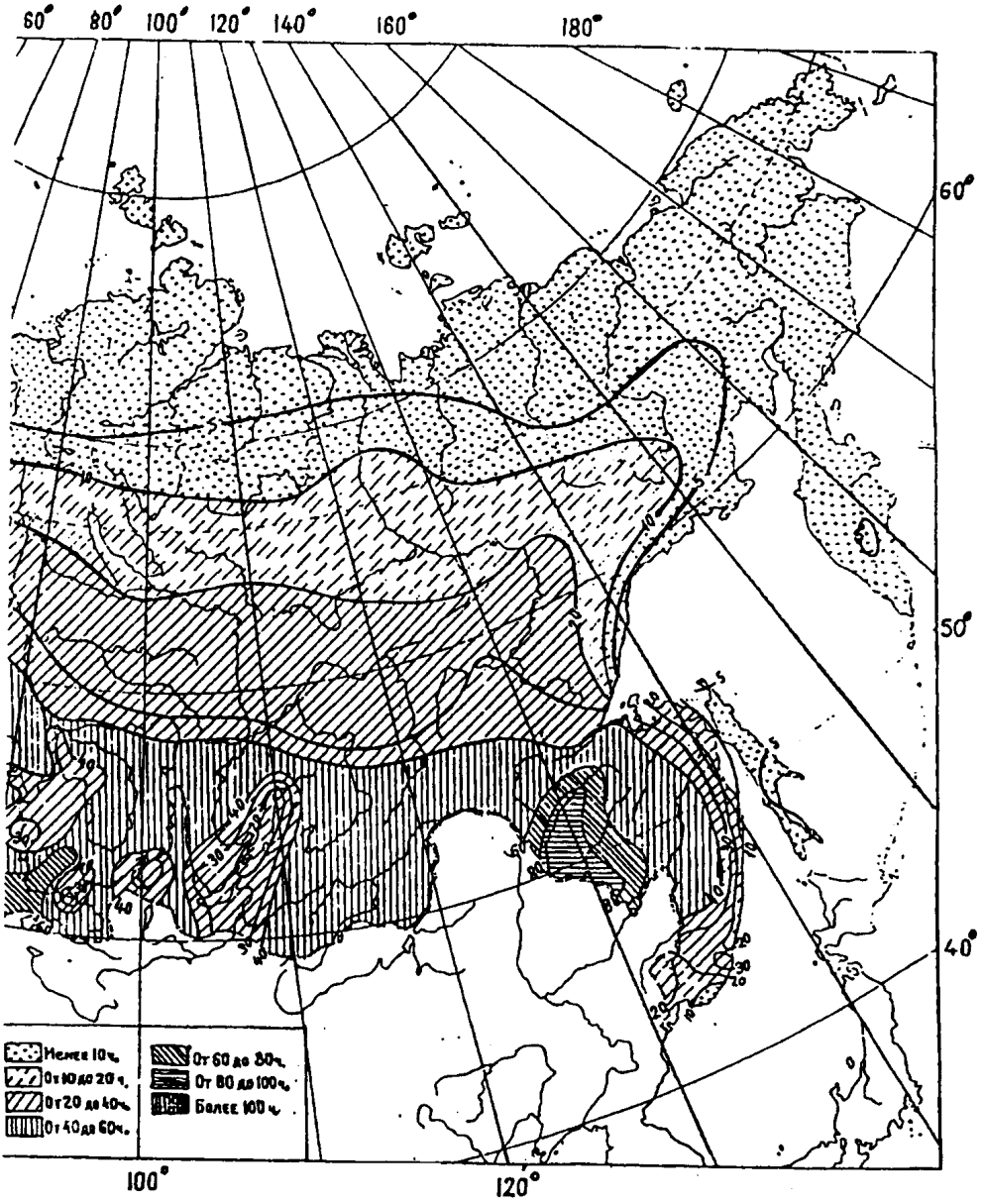


Рис. 6.8. Карта годовой продолжительности гроз в часах для территории бывшего СССР



Продолжение рис. 6.8

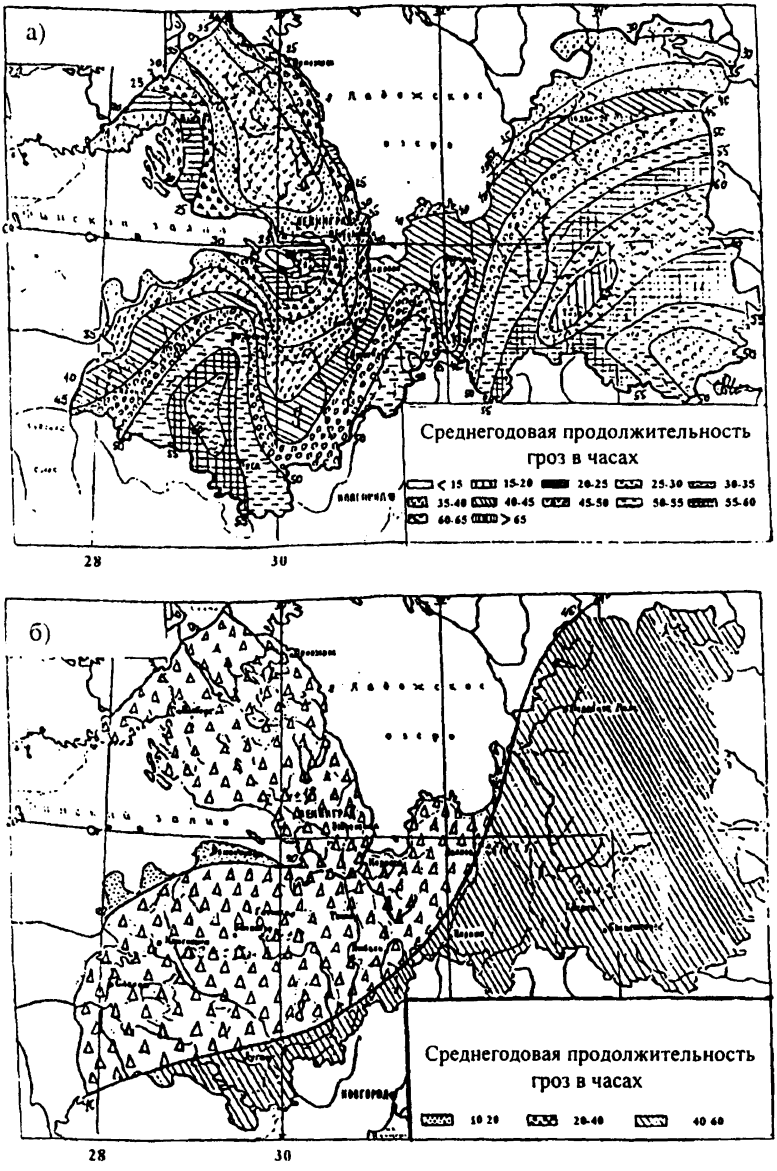


Рис. 6.9. Среднегодовая продолжительность гроз в часах ($N_{г.ч}$) на территории Ленинградской области:
а) региональная карта (разработана ГГО в масштабе 1:500 000);
б) фрагмент карты из ПУЭ–1998 (разработана ВНИИЭ в масштабе 1:10 000 000)

6.4. Грозопоражаемость воздушных линий

6.4.1. Возвышаясь над окружающей местностью, ВЛ поражается разрядами, развивающимися непосредственно над ней, и "стягивает" боковые разряды.

Число "прямых" ударов в линию $N_п$ зависит от плотности разрядов молнии на землю p_0, расстояния между тросами (или проводами на ВЛ без троса) $d_{тр\text{-}тр}$ и длины линии L следующим образом:

$$N_п = p_0 \, L \, d_{тр\text{-}тр}, \tag{6.12}$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на землю; L – длина линии; $d_{тр\text{-}тр}$ – расстояние между тросами (или проводами для бестросовой линии).

Вероятность поражения ВЛ боковым разрядом зависит от амплитуды тока молнии I, и высоты подвеса тросов и проводов. Чем больше I, и высота ВЛ, тем с большего расстояния разряд молнии ориентируется на ВЛ. В расчетах числа боковых ударов молнии $N_Б$ используется эквивалентная ширина полосы стягивания $R_{экв}$, пропорциональная средней высоте подвеса троса $h_{ср}$ и вычисляемая по формуле:

$$N_Б = 2 p_0 \, L \, R_{экв} = 2 p_0 \, L \, k_h \, h_{ср}. \tag{6.13}$$

С увеличением высоты поражаемого объекта значение $k_h = R_{экв}/h$ уменьшается. На рис. 6.10 показана зависимость k_h от h, полученная по результатам обобщения данных по поражаемости объектов (ВЛ и молниеотводов) различной высоты.

Число ударов молнии на 100 км длины ВЛ рассчитывается по формулам:

при $h_{ср} \le 30$ м
$$N = 0{,}2 p_0 \left(\frac{d_{тр-тр}}{2} + 5 h_{ср} - \frac{2 h_{ср}^2}{30} \right); \tag{6.14}$$

при $h_{ср} > 30$ м
$$N = 0{,}15 p_0 \left(\frac{d_{тр-тр}}{2} + h_{ср} + 90 \right), \tag{6.15}$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на землю определяется по рекомендациям подраздела 6.3; $d_{тр\text{-}тр}$ – расстояние между тросами (или проводами на бестросовой линии), м. Для ВЛ с одним тросом $d_{тр\text{-}тр} = 0$; $h_{ср}$ – средняя высота подвеса троса или провода, м; рассчитывается по рекомендациям Приложения 16 (п. 16.2).

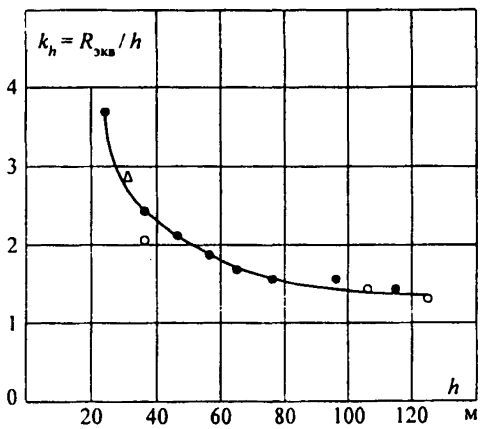


Рис. 6.10. Зависимость отношения ширины полосы, с которой ВЛ собирает боковые разряды молний с одной стороны от ВЛ ($R_{экв}$), к высоте опор по данным полевых исследований:
• бывшая Чехословакия;
о Польша;
Δ Украина

РАЗДЕЛ 7. ПОКАЗАТЕЛИ ГРОЗОУПОРНОСТИ И СРЕДСТВА ГРОЗОЗАЩИТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ

Показателем грозоупорности ВЛ является число ее грозовых отключений. В проектной и эксплуатационной практике, в зависимости от рассматриваемой задачи, могут использоваться:

- удельное число грозовых отключений n_r, рассчитанное на 100 км и 100 грозовых часов в год. Этот показатель обычно используется для сравнения расчетных или эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ, различающихся по конструктивному выполнению и классу номинального напряжения;
- удельное число грозовых отключений на 100 км и один год эксплуатации n'_r. Этот показатель удобен, например, для сопоставления грозоупорности ВЛ в одной энергосистеме;
- абсолютное число грозовых отключений N_r, рассчитанное на фактическую длину ВЛ (L) и фактическую интенсивность грозовой деятельности, т.е. число грозовых отключений за анализируемый период, отнесенное к продолжительности этого периода в годах. Этот показатель необходим, например, при выборе средств грозозащиты или при сопоставлении расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности.

7.1. Влияние конструктивных параметров ВЛ на показатели ее грозоупорности

Взаимосвязь показателей грозоупорности и конструкции ВЛ наиболее ярко проявляется для ВЛ напряжением 110 кВ и выше, выполненных на металлических и железобетонных опорах и защищенных тросом.

7.1.1. На ВЛ, защищенной тросом, возможны грозовые отключения от ударов в опору ($n_{оп}$), трос ($n_{тр}$) и прорыва молнии на провода ($n_{пр}$). При ударе в опору возникают обратные перекрытия линейной изоляции из-за перенапряжений, возникающих при протекании тока молнии по опоре. По последствиям для изоляции к этой категории относятся и удары в прилегающие к опоре участки троса. При ударе молнии в трос в средней части пролета возникают перенапряжения на воздушном промежутке трос-провод и, после пробега по пролету и стекании тока молнии по опоре, на линейной изоляции. Расстояние между тросом и проводом в середине пролета по вертикали нормируется ПУЭ по условиям грозозащиты в зависимости от длины пролета (п.2.5.66): до и после прихода в точку удара волны перенапряжений, отраженной от опоры с противоположным знаком, напряжение на воздушном промежутке не должно достигать его пробивного значения, поэтому число грозовых отключений от ударов молнии в средней части пролета ($n_{тр}$) рассчитывается, как правило, по вероятности обратного перекрытия линейной изоляции на опоре. Оценка числа грозовых отключений от перекрытий воздушного промежутка при ударах в трос (n_S) может оказаться необходимой в некоторых специальных случаях: при отступлении от требований ПУЭ, при разработке новых конструкций опор и т.д. Алгоритм расчета n_S дан в Приложении 20 применительно к переходному пролету ВЛ. Методика расчета отдельных составляющих общего числа грозовых отключений ($n_{оп}$, $n_{тр}$, и $n_{пр}$) приведена в Приложении 17.

7.1.2. Критические значения тока молнии, приводящие к перекрытию линейной изоляции, при прорывах молнии на провода невелики: изоляция ВЛ 110–330 кВ перекрывается при амплитуде тока молнии от 3 до10 кА и выше, для изоляции ВЛ

500–1150 кВ опасен ток молнии от (15–35) кА. Практически каждый удар молнии в провод ВЛ 110 кВ вызывает перекрытие изоляции, опасными при прорывах молнии на провода ВЛ 1150 кВ являются 30–40% разрядов молнии. Таким образом, высокая импульсная прочность линейной изоляции ВЛ 500–1150 кВ не обеспечивает их грозоупорности при прорывах молнии на провода.

7.1.3. Обратные перекрытия возникают при значительно большей амплитуде тока молнии. Например, изоляция ВЛ 110 кВ перекрывается при ударах молнии в опору с током, достигающим нескольких десятков килоампер. При удалении точки удара молнии от опоры к середине пролета вероятность обратного перекрытия изоляции уменьшается из-за распределения тока молнии между двумя опорами, снижения крутизны тока за счет потерь на импульсную корону при пробеге по тросу и удаленности канала молнии.

7.1.4. Вероятность прорыва молнии на провода зависит от числа и расположения тросов относительно проводов (угла защиты α и превышения троса над проводом Δh) и высоты опоры $h_{оп}$. Эффективность тросовой защиты от прорывов возрастает с уменьшением $h_{оп}$ и α и увеличением Δh. На ВЛ 500–1150 кВ вероятность прорыва молнии на провода может возрастать под влиянием рабочего напряжения проводов, способствующего возникновению и прорастанию встречного лидера.

7.1.5. Распределение ударов молнии между опорой и тросом в пролете зависит от соотношения высоты опоры и длины пролета. При увеличении длины пролета уменьшается доля ударов молнии в опоры, т.е. ударов с повышенной вероятностью обратного перекрытия.

7.1.6. На вероятность обратного перекрытия изоляции влияют следующие конструктивные параметры ВЛ:

- импульсная прочность линейной изоляции, зависящая от класса номинального напряжения ВЛ. Эта зависимость выражена значительно сильнее, чем при прорывах молнии на провода, так как с ростом импульсной прочности значения опасных для изоляции амплитуд тока молнии изменяются от десятков килоампер (для ВЛ 110 кВ), имеющих вероятность появления (0,3–0,4), до сотен килоампер (для ВЛ 500 кВ и выше) – с вероятностью появления 0,05 и менее;
- тип и размеры опоры (с увеличением высоты опоры возрастает поражаемость ВЛ разрядами молнии и увеличивается индуктивность опоры; одностоечные железобетонные и стальные опоры имеют большую индуктивность, чем портальные или опоры с оттяжками; наибольшую индуктивность на единицу длины имеют одностоечные железобетонные опоры, но такие опоры обычно имеют меньшую высоту);
- тросовая защита (подвеска троса за счет электростатического экранирования снижает разность потенциалов на линейной изоляции и уменьшает долю тока молнии, стекающего по опоре , что способствует снижению падения напряжения на индуктивности и сопротивлении заземления опоры; эффективность тросов возрастает при увеличении числа тросов, разнесении их на большее расстояние по горизонтали и приближении к проводам по вертикали);
- сопротивление заземления опоры (уменьшение значений сопротивления заземления $R_З$ приводит к снижению перенапряжений на изоляции ВЛ; меньшие значения $R_З$ необходимо обеспечить на ВЛ, выполненных на одностоечных опорах, имеющих более высокую поражаемость разрядами молнии и большую индуктивность опор. Наиболее жесткие требования следует предъявлять к $R_З$ для ВЛ 110 кВ, выполняемых в настоящее время исключительно на одностоечных опорах и имеющих сравнительно невысокую импульсную прочность линейной изоляции).

7.1.7. Соотношение числа отключений из-за обратных перекрытий ($n_{оп} + n_{тр}$) и прорывов $n_{пр}$ зависит от класса номинального напряжения $U_н$ и конструкции ВЛ (типа опоры, числа и расположения тросов, сопротивления заземления). С ростом $U_н$ и повышением импульсной прочности линейной изоляции повышается общая грозоупорность ВЛ и снижается доля отключений от обратных перекрытий.

7.2. Влияние природно-климатических условий и особенностей трассы на показатели грозоупорности ВЛ

7.2.1. Основными природно-климатическими характеристиками, влияющими на показатели грозоупорности ВЛ, являются интенсивность грозовой деятельности, статистическое распределение амплитуды тока молнии и электрофизические характеристики грунтов в районе прохождения трассы ВЛ (удельное сопротивление, диэлектрическая проницаемость и пробивная электрическая прочность грунта).

В настоящее время объем накопленных регистраций амплитуд тока молнии I недостаточен для построения статистических распределений I для регионов с различными природно-климатическими условиями, поэтому в практических методиках расчета учтена только зависимость статистического распределения от высоты опор ВЛ. Учет региональных особенностей грунтов обычно производится на стадии проектирования ВЛ по материалам вертикального электрозондирования.

7.2.2. На показатели грозоупорности могут влиять такие особенности трассы ВЛ, как прохождение ВЛ в одном коридоре с другими ВЛ, в том числе и на более высоких опорах, или экранировка ВЛ городской застройкой и лесным массивом. Во всех указанных случаях поражаемость ВЛ разрядами молнии уменьшается по сравнению с ВЛ, проходящей по открытой местности. Поражаемость разрядами молнии каждой из двух одинаковых ВЛ, идущих в одном коридоре, составляет около половины поражаемости отдельно идущей ВЛ.

Показатели грозоупорности экранируемых ВЛ улучшаются также за счет более благоприятного статистического распределения амплитуды тока молнии разрядов, поражающих ВЛ: опасные для линейной изоляции разряды с большими значениями I, ориентирующиеся на наземные объекты с больших высот, поражают преимущественно близко расположенные к ВЛ высокие объекты (здания городской застройки или лесной массив). Указанные обстоятельства могут быть причиной значительного расхождения расчетных и эксплуатационных показателей грозоупорности из-за невозможности учета в существующих методиках таких особенностей трассы ВЛ.

Например, по данным обработки опыта эксплуатации отношение числа грозовых отключений ВЛ 110–220 кВ, экранируемых лесом и идущих по открытой местности, характеризуется следующими значениями:

Опора:	ВЛ с тросом	ВЛ без троса
портальная	0,50	0,40
одностоечная одноцепная	0,70	0,60
одностоечная двухцепная	0,75	0,70

7.3. Эксплуатационные показатели грозоупорности ВЛ 110–750 кВ

В настоящее время опыт эксплуатации ВЛ 110–750 кВ характеризуется следующими удельными показателями по числу отключений (табл. 7.1*): $n_{общ}$ – число отключений по всем причинам; $n'_г$ – число грозовых отключений. Большой разброс эксплуатационных показателей грозоупорности ВЛ 110–330 кВ по регионам является следствием местных условий по уровню грозовой деятельности и характеристикам грунта, а также различий в конструкции опор.

Таблица 7.1

Эксплуатационные показатели ВЛ 110–750 кВ по отключениям (на 100 км и 1 год эксплуатации)

$U_н$, кВ	Число отключений на 100 км и 1 год эксплуатации				Доля грозовых отключений, %	
	$n_{общ}$		$n'_г$			
	Пределы изменения	Среднее	Пределы изменения	Среднее	Пределы изменения	Средняя
110	3,5–14,4	9,0	0,33–2,3	1,0	4,5–22,5	12
220	1,3–5,8	3,0	0,03–1,2	0,45	1,2–30,0	15
330	0,4–3,0	2,0	0,10–0,66	0,20	4,3–51,1	10
500		0,6		0,08		15
750		0,24		0,07		30

7.4. Средства грозозащиты воздушных линий

В качестве основных средств грозозащиты ВЛ используются:

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

Резервным средством повышения надежности и бесперебойности работы ВЛ является автоматическое повторное включение (АПВ), в особенности быстродействующее (БАПВ) и однофазное (ОАПВ). Коэффициент успешности АПВ при грозовых отключениях, по данным опыта эксплуатации, для ВЛ 110–500 кВ составляет в среднем 0,6–0,8, а для ВЛ 750 и 1150 кВ — 0,8–0,9. АПВ позволяет частично компенсировать низкую грозоупорность ВЛ при трудностях устройства хороших заземлений и т.п. Однако применение АПВ не должно исключать использование основных средств грозозащиты, так как к.з. снижают ресурс оборудования ПС.

7.4.1. Подвеска заземленных тросов позволяет уменьшить в сотни раз число ударов молнии непосредственно в провода, представляющих наибольшую опасность для изоляции ВЛ: в этом случае гирлянды ВЛ 110–1150 кВ перекрываются при небольших токах молнии (от нескольких килоампер до 30 кА).

Расположение тросов относительно проводов должно обеспечить наибольшую эффективность тросовой защиты при преобладающем для данной ВЛ типе

* За исключением некоторых ВЛ 330 кВ, опыт эксплуатации относится к ВЛ, проходящим в районах с хорошими грунтами.

грозовых отключений (прорывы или обратные перекрытия, см. п.7.1.7). В первом случае снижение вероятности прорыва достигается уменьшением угла защиты троса (тросов), в том числе подвеской тросов с отрицательным углом защиты, и увеличением расстояния между тросом и проводом по вертикали. Во втором случае вероятность обратного перекрытия уменьшается при увеличении числа тросов, разнесении их на большее расстояние, в том числе при подвеске части тросов под проводами. Перечисленные мероприятия способствуют уменьшению импульсного тока через опору и усиливают электростатическое экранирование проводов тросами.

7.4.2. На ВЛ, ранее выполненных на деревянных опорах, трос подвешивался только на подходах к ПС, так как грозоупорность ВЛ на деревянных опорах без троса достаточно высока (грозовые отключения происходят только при междуфазном перекрытии по двум гирляндам и участку траверсы). В процессе эксплуатации грозоупорность и надежность ВЛ резко снижаются из-за расщепления и загнивания стоек и траверс, что требует больших трудозатрат на ремонт ВЛ. Для нового электросетевого строительства рекомендуется только комбинированные деревянные опоры (с грозозащитным тросом – одним или двумя, стальными траверсами, железобетонными фундаментами и стальным заземляющим спуском – разработка НИИПТ); у ВЛ с такими опорами грозоупорность и надежность примерно те же, что у ВЛ со стальными и железобетонными опорами.

7.4.3. Применение грозозащитного троса на ВЛ 6–35 кВ малоэффективно из-за низкой импульсной прочности линейной изоляции и, соответственно, высокой вероятности обратного перекрытия при ударе в опору и трос.

7.4.4. Для снижения потерь энергии от индуктированных в тросах токов, а также для использования тросов в качестве канала высокочастотной связи или в целях емкостного отбора мощности грозозащитный трос крепится к опоре на изоляторах, снабженных шунтирующими искровыми промежутками. При разряде молнии искровые промежутки пробиваются уже во время развития лидерного канала, и в стадии главного разряда трос работает как заземленный наглухо.

7.4.5. Снижение сопротивлений заземления опор ВЛ с тросом является одним из основных средств уменьшения вероятности импульсного перекрытия изоляции при ударе молнии в трос или опору. Исключением являются ВЛ или участки на очень высоких опорах (переходы через реки и т.п.), грозоупорность которых в значительной мере определяется индуктивностью опор.

7.4.6. В тех случаях, когда не удается осуществить низкое сопротивление заземления опор, тросовая защита может оказаться малоэффективной, так как большинство ударов молнии в трос или опору будет приводить к перекрытиям изоляции.

7.4.7. Сопротивление заземления металлических и железобетонных опор на ВЛ без троса должно быть по возможности низким. Это способствует уменьшению вероятности перекрытия изоляции при ударах в опору и уменьшению вероятности перехода однофазных перекрытий в многофазные при ударах молнии в опоры и провода.

7.4.8. В обычных грунтах с удельным сопротивлением не более 100–300 Ом·м выполнение заземлений опор с достаточно низким сопротивлением не вызывает больших трудностей и их стоимость невысока. В сухих песчаных и скальных грунтах для этого приходится применять глубинные вертикальные заземлители, достигающие хорошо проводящих слоев грунта, или горизонтальные (лучевые) заземлители длиной до 60 м. Применение сплошных противовесов, проложенных в земле от опоры к опоре, часто неэкономично, так как даже в грунтах высокого удельного сопротивления большая часть импульсного тока стекает с противовеса в землю на участке 60–100 м от опоры. Прокладка параллельных лучей нецелесообразна из-за снижения коэффициента их использования вследствие взаимного экранирования. При применении двух лучей их следует направлять в противоположные стороны вдоль оси ВЛ. Электромагнитная связь между проводами ВЛ и лучами в земле не оказывает существенного влияния на эффективность заземлителя.

Для повышения грозоупорности ВЛ, проходящих в районах с высоким удельным сопротивлением грунта, по совокупности факторов (трудности прокладки, повреждаемость в эксплуатации, низкая эффективность при стекании тока молнии) можно увеличить число тросов (с подвеской одного или двух из них под проводами).

7.4.9. Импульсная прочность изоляции ВЛ с тросом определяется типом изоляторов, длиной гирлянды, длиной воздушных промежутков на опоре и промежутка трос-провод в пролете. Тип изоляторов и длина гирлянды для ВЛ всех классов напряжения выбираются не по соображениям грозозащиты, а по рабочему напряжению. Увеличение длины гирлянды и скоординированных с ней воздушных промежутков на опоре повышает капитальные затраты и практически не используется как средство грозозащиты.

7.4.10. Изоляцию очень высоких переходных опор, выбранную по рабочему напряжению, рекомендуется усиливать на 15%. Эта мера позволяет компенсировать накапливаемые в эксплуатации поврежденные изоляторы и исключить проведение труднодоступных профилактических и ремонтных работ по замене изоляторов на переходных опорах в течение 25 лет.

7.4.11. Грозоупорность ВЛ 6–35 кВ на железобетонных и металлических опорах существенно повышается при использовании для подвески нижних проводов изоляционных траверс из пластических материалов.

7.4.12. Особое внимание уделяется защите опор с ослабленной изоляцией. На ранее построенных ВЛ с деревянными опорами без троса к ним относятся: отдельные металлические или железобетонные опоры; опоры, ограничивающие тросовый подход к ПС; опоры отпаек, подключенных через трехполюсные разъединители, скомплектованные на металлической раме; транспозиционные опоры. К ослабленной изоляции относятся также воздушные промежутки, образующиеся при пересечении воздушных линий между собой.

При наличии на трассе опор с ослабленной изоляцией грозоупорность ВЛ снижается вследствие увеличения вероятности перекрытия ослабленной изоляции при ударе молнии в такую опору и от волн атмосферных перенапряжений, набегающих на нее с прилегающих участков трассы с нормальной изоляцией.

Защита опор с ослабленной изоляцией ранее осуществлялась с помощью трубчатых разрядников, обеспечивающих гашение дуги после импульсного перекрытия. Недостатком трубчатых разрядников является нестабильность их характеристик, что нередко приводит к развитию аварий при отказе и разрушении разрядников. Обслуживание трубчатых разрядников трудоемко. Более перспективно использование ОПН. Опоры с ослабленной изоляцией могут защищаться также специально предусмотренными искровыми промежутками.

7.4.13. Грозозащита пересечений ВЛ между собой и с линиями электрифицированного транспорта и связи обеспечивается соблюдением нормированных расстояний по воздуху. Кроме того, на ВЛ с деревянными опорами и АПВ для ограничения амплитуды перенапряжений применялись разрядники или искровые промежутки, установленные на опорах, ограничивающих пролет пересечения. В настоящее время более удобны ОПН (см. п.7.4.14).

7.4.14. Дополнительным средством повышения грозоупорности ВЛ могут служить ОПН, устанавливаемые непосредственно на опорах ВЛ. Применение ОПН на ВЛ наиболее эффективно в следующих случаях:

- на одной из цепей двухцепной ВЛ, что практически полностью предотвращает грозовые отключения одновременно двух цепей;
- при высоком сопротивлении заземления опор;
- на высоких опорах, например, на переходах через водные преграды.

При этом ОПН могут устанавливаться либо на всех фазах каждой опоры, либо на части опор или только на одной или двух фазах.

РАЗДЕЛ 8. ВЫБОР СРЕДСТВ ГРОЗОЗАЩИТЫ ВЛ 110 КВ И ВЫШЕ

8.1. Оценка грозоупорности ВЛ 110–750 кВ по справочным кривым

8.1.1. В Приложении 23 представлены справочные кривые, построенные по результатам расчета на ЭВМ грозоупорности ВЛ 110–750 кВ на металлических и железобетонных опорах, вошедших в унификацию опор, разработанную Институтом "Энергосетьпроект" в течение 1968–1984 г.г., а также для типовых опор, разработанных после появления этой унификации и выпускаемых заводами. Схемы опор и необходимая для пользования справочными кривыми информация даны в табл. 8.1, в которой указаны: шифр опоры, выбранной в качестве расчетного варианта для данной конструкции опор (промежуточная без подставки); расчетная длина пролета $l_{\text{проп}}$, равная 0,89 среднего значения габаритного пролета; номер таблицы с информацией для расчета сопротивления заземления опор; номер рисунка с результатами расчета удельного числа грозовых отключений ВЛ на 100 км и 100 грозовых часов n_1. Расчеты выполнены по методике, изложенной в Приложениях 17 и 18, соответственно, для ВЛ с тросом и без троса.

8.1.2. Зависимости n_1 от сопротивления заземления R_3 (от 1 до 100 Ом) даны для трех конструкций изоляционных подвесок с длиной разрядного пути по гирлянде изоляторов $l_{\text{разр}}$ в пределах:

$U_н$, кВ	110	150	220	330	500	750
$l_{\text{разр}}$, м	1,0–1,3	1,3–1,5	1,8–2,2	2,7–3,2	3,2–4,7	5,1–7,0

В качестве базовых использованы изоляторы нормального исполнения типа ПС70Е и ПС120Б со строительной высотой $H_{из} = 0{,}127$ м. Варианты $l_{\text{разр}} = n_{из} H_{из}$, где $n_{из}$ – число изоляторов в гирлянде, выбраны по следующим условиям*:

1) наименьшего допустимого ПУЭ-98 (п.2.5.14, табл. 2.5.19) изоляционного расстояния по воздуху от токоведущих до заземленных частей опоры;

2) по рекомендациям "Инструкции по выбору изоляции электроустановок" РД 34.51.101 для районов с I и II степенью загрязненности атмосферы;

3) после введения в гирлянды дополнительных изоляторов для обеспечения 25-летнего безремонтного периода эксплуатации линейной изоляции.

8.1.3. Удельное число грозовых отключений для ВЛ с тросом разделено на составляющие: от обратных перекрытий при ударе в опору и в трос $n_{оп} + n_{тр}$**; от прорывов на провод $n_{пр}$. В последнем случае расчетные зависимости представляют горизонтальные прямые.

Для ВЛ без троса приведены зависимости общего удельного числа грозовых отключений n_1 от R_3 и составляющей от прорывов молнии на провода $n_{пр}$.

Для ВЛ на двухцепных опорах кроме удельного числа грозовых отключений на две цепи приведено удельное число грозовых отключений одновременно двух цепей $n_{1\,2ц}$ (без разделения на составляющие).

---

* В случаях совпадения $l_{\text{разр}}$ по этим условиям для получения серии кривых n_1 длина $l_{\text{разр}}$ выбиралась по дополнительным соображениям (см. Приложение 23).

** Расчеты $n_{оп} + n_{тр}$ для справочных кривых выполнены при фиксированных значениях R_3, т.е. без учета влияния искрообразования на значение сопротивления заземления и конечный результат расчета грозоупорности (n_1). Влияние этого фактора на показатели грозоупорности ВЛ 110–330 кВ различного конструктивного исполнения анализируется в Приложении 25.

Таблица 8.1

Состав исходных данных для расчета показателей грозоупорности ВЛ 110–750 кВ на унифицированных и типовых опорах: шифр опоры (расчетная длина пролета), номер таблицы к расчету сопротивления типового заземлителя, номер рисунка справочных кривых удельного числа грозовых отключений

Класс напряжения, кВ	Стальные опоры						
							
110	П 110-5В (235 м) табл.П15.6; рис.П23.1	–	П 110-2В (300 м) табл.П15.6; рис.П23.2	–	–	–	–
150	П 150-1В (300 м) табл.П15.6; рис.П23.5	–	П 150-2В (300 м) табл.П15.6; рис.П23.6	–	–	–	–
220	П 220-3 (400 м) табл.П15.6; рис.П23.10	П 220-3Т (400 м) табл.П15.6; Рис.П23.11	П 220-2 (365 м) табл.П15.6; рис.П23.12	П 220-2Т (365 м) табл.П15.6; рис.П23.13	П 220-5 (400 м) табл.П15.6; рис.П23.14	–	–
330	П 330-3 (415 м) табл.П15.6; рис.П23.19	П 330-3Т (415 м) табл.П15.6; рис.П23.20	П 330-2 (345 м) табл.П15.6; рис.П23.21	П 330-2Т (345 м) табл.П15.6; рис.П23.22	–	П 330-9 (380 м) табл.П15.7; рис.П23.23	–
500	–	–	–	–	–	ПБ-1 (395 м) табл.П15.7; рис.П23.26	Р1 (360 м) табл.П15.8; рис П23.27
750	–	–	–	–	–	ПП 750-1 (385 м) табл.П15.7; рис.П23.21	–

Класс напряжения, кВ	Железобетонные опоры						
	Одностоечные		Портальные				
			Одноцепные		Двухцепные		
							
110	ПБ 110-1 (255 м) табл.П15.9; рис.П23.3	ПБ 110-2 (220 м) табл.П15.9; рис.П23.4	–	–	–	–	–
150	ПБ 150-1 (205 м) табл.П15.9; рис.П23.7	ПБ 150-2 (190 м) табл.П15.9; рис.П23.8	ПСБ 150-1 (275 м) табл.П15.10; рис.П23.9	–	–	–	–
220	ПБ 220-1 (235 м) табл.П15.9; рис.П23.15	–	ПСБ 220-1 (275 м) табл.П15.10; рис.П23.16	–	ПБ 220-4 (275 м) табл.П15.10; рис.П23.17	ПБ 220-12 (345 м) табл.П15.10; рис.П23.18	–
330	–	–	ПБ 330-7 (350 м) табл.П15.10; рис.П23.24	–	–	–	ПБ 330-4 (230 м) табл.П15.10; рис.П23.25
500	–	–	ПБ 500-5Н (340 м) табл.П15.10; рис.П23.28	ПБ 500-1 (300 м) табл.П15.11; рис.П23.29 ПБ 500-3 (365 м) табл.П15.11; рис.П23.30	–	–	–
750	–	–	ПБ 750-3 (385 м) табл.П15.10; рис.П23.32	–	–	–	–

8.1.4. Абсолютное число грозовых отключений ВЛ $N_г$, имеющей по трассе одинаковые конструктивные параметры (тип промежуточной опоры, число тросов, изоляцию), оценивается через удельное число грозовых отключений $n_г$ по соответствующему типу опоры и классу напряжения рисунку справочных кривых с учетом фактической интенсивности грозовой деятельности ($N_{г.ч}$, см. Приложение 13) и длины ВЛ L по формуле

$$N_г = n_г \frac{N_{г.ч}}{100} \frac{L}{100}. \qquad (8.1)$$

В качестве $R_з$ принимается среднее из измеренных (рассчитанных) значений сопротивления заземления опор на промышленной частоте на трассе.

Если среди гирлянд, используемых при разработке справочных кривых, нет гирлянды с $l_{разр}$, равной длине разрядного пути гирлянд на анализируемой ВЛ, необходимо по трем значениям $n_г$ для конкретного $R_з$ построить дополнительную зависимость $n_г$ от $l_{разр}$, по которой определить необходимое для формулы (8.1) значение $n_г$. Для быстрой оценки $n_г$ возможна интерполяция внутри исходных справочных кривых.

8.1.5. Абсолютное число грозовых отключений неоднородной по трассе ВЛ (например, идущей участками на одноцепных и двухцепных опорах или имеющей участки без тросовой защиты и т.д.) определяется с привлечением удельных чисел отключений по нескольким рисункам справочных кривых через сумму абсолютных чисел грозовых отключений на отдельных участках ВЛ по формуле

$$N_г = 10^{-4} \sum_{i=1}^{m} n_{г_i} L_i N_{г.ч_i} \qquad (8.2)$$

8.1.6. Удельное число грозовых отключений одной цепи двухцепной ВЛ, необходимое для подстановки в формулу (8.1) или (8.2), вычисляют по формуле

$$n_{г.1ц} = n_г / 2 + n_{г.2ц}, \qquad (8.3)$$

где $n_г$ и $n_{г.2ц}$ – удельное число грозовых отключений двухцепной ВЛ и одновременно двух цепей соответственно.

8.1.7. При существенном различии в расположении тросов относительно проводов на опорах анализируемой ВЛ и соответствующего варианта справочных кривых (по углу защиты α и смещению троса относительно провода по вертикали и горизонтали) и особенно в случаях, когда число отключений от прорывов $n_{пр}$ близко или превышает число отключений от обратных перекрытий, следует рассчитать вероятность прорыва молнии на провода для двух вариантов взаимного расположения троса и провода. После этого удельное число отключений от прорыва молнии на провода анализируемой ВЛ определяется по формуле

$$n'_{пр} = n_{пр} \frac{P'_\alpha}{P_\alpha}, \qquad (8.4)$$

где $n_{пр}$ – удельное число грозовых отключений от прорывов молнии на провода по справочным кривым; P_α и P'_α – вероятность прорыва молнии на провода для ВЛ, используемой при разработке справочных кривых, и для анализируемой ВЛ, по формуле (П17.35).

Общее удельное число грозовых отключений анализируемой ВЛ для подстановки в формулу (8.1) или (8.2) вычисляют по формуле

$$n_r = (n_{оп} + n_{тр}) + n'_{пр}. \qquad (8.5)$$

8.1.8. При оценке числа отключений N_r действующих ВЛ учитываются особенности их трассы (например, прохождение ВЛ в одном коридоре с другими ВЛ или по лесному массиву). В этом случае полученное по формуле (8.1) значение N_r следует умножить на коэффициенты, рекомендованные в п.7.2.2.

8.2. Критерии выбора средств грозозащиты ВЛ 110 кВ и выше

8.2.1. Опыт эксплуатации (табл. 7.1) показывает, что грозовые отключения ВЛ в среднем составляют 10–20% от общего числа автоматических отключений по всем причинам. С ростом класса номинального напряжения число грозовых отключений уменьшается, но возрастает на фоне повышения общей надежности ВЛ доля грозовых отключений.

8.2.2. При выборе комплекса средств гозозащиты необходимо учитывать их эффективность для повышения надежности ВЛ в целом в конкретных природно-климатических условиях (например, подвеска троса на сильногололедных участках может приводить к снижению надежности ВЛ) и возможности технической реализации предлагаемых мероприятий (например, устройство заземлителей в скальных грунтах).

8.2.3. По совокупности природно-климатических условий, влияющих на грозоупорность ВЛ, и их ответственности, ВЛ разделяются на следующие категории.

А. ВЛ, проходящие в районах с умеренной грозовой деятельностью ($N_{г.ч} \le 40$ грозовых часов) и удовлетворительными характеристиками грунтов ($\rho \le 1000$ Ом·м). К этой категории относится большинство эксплуатируемых ВЛ в крупных энергосистемах, отключение которых, в том числе и с неуспешным АПВ, не приводит к перерыву энергоснабжения потребителей.

Б. ВЛ, проходящие в районах с повышенной грозовой активностью ($N_{г.ч} > 40$ грозовых часов) или с высокими удельными сопротивлениями грунтов ($\rho > 1000$ Ом·м).

В. Особо ответственные ВЛ: межсистемные связи; незарезервированные источники питания; двухцепные ВЛ, используемые в качестве независимых источников питания; ВЛ, отходящие от АЭС, практически все ВЛ 500 и 750 кВ и т.д.

8.2.4. Общим ориентиром для выбора средств грозозащиты может быть учет эксплуатационных показателей надежности ВЛ, достигнутых в конкретном регионе: общего удельного числа автоматических отключений $n_{общ}$; доли грозовых отключений β_r; коэффициента успешности $k_{АПВ}$.

8.2.5. Практическим критерием для определения допустимого числа грозовых отключений $N_{доп.г}$ и выбора средств грозозащиты ВЛ 110–330 кВ категорий А и Б является обеспечение готовности оборудования энергосистемы, а именно, соблюдение нормированной периодичности ремонта линейных выключателей. Методика расчета $N_{доп.г}$ по этому критерию дана ниже (подраздел 8.3).

8.2.6. Удельное число отключений ВЛ 110–330 кВ категории В должно быть, по крайней мере, вдвое меньше, чем других ВЛ в данном регионе. При отсутствии эксплуатационных показателей надежности по конкретному региону следует ориентироваться на усредненные значения общего числа автоматических отключений в табл. 7.1, введя в допустимое число отключений коэффициент запаса 0,5.

На ВЛ 110–330 кВ категории В должны быть реализованы все возможности по повышению их надежности и грозоупорности, в том числе и нетрадиционные (увеличение числа тросов, подвеска одного из них под проводами, усиление изоляции, установка ограничителей перенапряжений). Следует преимущественно

использовать опоры с двумя тросами. Выбор комплекса средств грозозащиты таких ВЛ должен проводиться, как правило, индивидуально путем многовариантных расчетов с применением справочных кривых (Приложение 23) или использованием программы расчета грозоупорности ВЛ для ЭВМ.

8.2.7. При выборе средств грозозащиты вновь сооружаемых ВЛ 500 и 750 кВ следует ориентироваться на достигнутые эксплуатационные показатели по удельному числу грозовых отключений ($n'_г$, в табл. 7.1) без введения коэффициента запаса: в используемых в настоящее время опорах для этих ВЛ реализованы практически все возможности по созданию ВЛ повышенной грозоупорности (что подтверждает и опыт эксплуатации). Дополнительные возможности повышения грозоупорности ВЛ 500 и 750 кВ могут появиться только при освоении опор с отрицательным углом защиты троса.

8.2.8. Улучшение тросовой защиты актуально и для ВЛ 1150 кВ. Ожидаемое число грозовых отключений ВЛ 1150 КВ в Северном Казахстане оценивается значением 0,4 на 100 км в год при работе на номинальном напряжении (при работе на пониженном до 500 кВ напряжении ВЛ 1150 кВ не должны отключаться). Объем опыта эксплуатации ВЛ 1150 кВ (с 1986 г. до 1995 г. включительно) составил 16,7 тыс.км·лет, в том числе при работе на номинальном напряжении 3 тыс.км·лет. За весь период эксплуатации ВЛ 1150 кВ отключались от грозы 21 раз. Основная причина отключений – прорывы молнии на провода в области анкерно-угловых опор. Повышение грозоупорности ВЛ 1150 кВ может быть обеспечено за счет использования промежуточных и анкерно-угловых опор с отрицательными углами защиты троса.

8.3. Допустимое число грозовых отключений ВЛ и выбор средств грозозащиты по критерию коммутационного ресурса линейных выключателей

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

$$N_{\text{доп г}} = N_0 \beta_г \frac{1}{T_{\text{п.р}}(2 - k_{\text{АПВ}})} k_{\text{В}}, \qquad (8.6)$$

где N_0 – допустимое без ремонта выключателя количество отключений номинального тока к.з. (по ГОСТ 687-78 с изменениями № 2, табл. 4); $T_{\text{п.р}}$ – средний период планового ремонта выключателей, годы. При отсутствии уточняющих местных инструкций принимаются в соответствии с ПТЭ следующие значения $T_{\text{п.р}}$ для разных типов выключателей: масляных 6–8, воздушных 4–6, элегазовых 12 лет; $\beta_г$ – отношение числа грозовых отключений к общему числу автоматических отключений. При отсутствии соответствующих данных по опыту эксплуатации ВЛ в рассматриваемом регионе используются следующие усредненные показатели:

$U_н$, кВ	110	150	220	330	500
$\beta_г$	0,10	0,11	0,13	0,15	0,25

$k_{\text{АПВ}}$ – коэффициент успешности АПВ при грозовых отключениях (по опыту эксплуатации ВЛ 110–550 кВ $k_{\text{АПВ}}$=(0,6÷0,8); $k_{\text{В}}$ – коэффициент, учитывающий условия эксплуатации выключателя: длину ВЛ, значение тока к.з. в ближайшей к шинам подстанции точке ВЛ и изменение коммутационного ресурса выключателя при удалении точки к.з. от шин подстанции. Значения коэффициента для трех типов выключателей ВЛ 110–500 кВ, двух совокупностей значений токов к.з. в ближайшей к шинам подстанции точке на ВЛ – $I_{\text{к.з}}$, равному нормируемому

ГОСТ 687-78 току отключения к.з. – I_0 (15; 20; 31,5; 40; 50; 63 кА), а также для $I_{к3} = 0{,}5\,I_0$ представлены в Приложении 28 сериями зависимостей коэффициента $k_В$ от длины ВЛ (рис. П28.1–П28.4).

8.3.2. Практически выбор комплекса средств грозозащиты, обеспечивающий допустимое по коммутационному ресурсу выключателя число грозовых отключений, определенное по формуле (8.6), для ВЛ длиной L, проходящей в районе с интенсивностью грозовой деятельности $N_{г.ч}$, сводится к определению предельно допустимого значения сопротивления заземления $R_З$, так как в большинстве случаев конструкция опоры и, следовательно, количество и расположение тросов выбираются по другим соображениям.

Значение $R_З$ может быть определено с использованием справочных кривых Приложения 23 после перехода от абсолютного допустимого числа грозовых отключений $N_{доп.г}$ к предельному значению удельного числа грозовых отключений*) $n_{г.пред}$ (на 100 км и 100 грозовых часов) по формуле

$$n_{г.пред} = N_{доп.г} \frac{10^4}{N_{г.ч} L}. \qquad (8.7)$$

В Приложении 26 описана процедура определения предельного допустимого значения $R_З$ применительно к ВЛ на одноцепных и двухцепных опорах.

8.3.3. Результаты определения $R_З$ для унифицированных и типовых опор ВЛ 110–330 кВ (в соответствии с номенклатурой табл. 8.1) приведены в Приложении 24. В расчетах варьировались следующие природно-климатические, конструктивные и эксплуатационные характеристики ВЛ:

- тип выключателя: воздушный ($I_0 = 31{,}5$ кА, $T_{п.р} = 6$, $N_0 = 8$);
  масляный ($I_0 = 20{,}0$ кА, $T_{п.р} = 8$, $N_0 = 5$);
- ток к.з. в ближайшей к подстанции точке ВЛ: $I_{к3} = I_0$ и $I_{к3} = 0{,}5\,I_0$;
- длина ВЛ – три значения в пределах длин, характерных для ВЛ 110–330 кВ:

$U_н$, кВ	L, км (расчетные значения)
110	20; 50; 100
150	20; 100; 160
220	40; 100; 200
330	60; 100; 300

- интенсивность грозовой деятельности: $N_{г.ч} = 20$; 40 и 80 грозовых часов;
- число изоляторов в гирлянде: по рекомендациям "Инструкции по выбору изоляции электроустановок" РД 34.51.101 для районов с I и II степенью загрязнения; с увеличенным числом изоляторов.

Коэффициент успешности АПВ принят одинаковым, $k_{АПВ} = 0{,}8$.

Предельное значение $R_З$ меняется в зависимости от $N_{доп.г}$ и уровня грозовой деятельности. Требования к $R_З$ ужесточаются при использовании выключателей, допускающих меньшее число отключений токов к.з., при больших токах к.з. на шинах ПС, для ВЛ на металлических башенных опорах, в том числе с одним тросом, с ростом $N_{г.ч}$ и увеличением длины ВЛ. Однако существует много вариантов сочетаний природно-климатических и эксплуатационных условий, допускающих значения $R_З$ большие, чем регламентируемые в настоящее время ПУЭ**. Усиление изоляции позволяет ослабить требования к $R_З$, что может быть использовано как альтернативное средство грозозащиты на ВЛ 110–150 кВ и при трудностях устройства заземлителей.

---

* Справочные кривые построены для удельного числа грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов.

** В ПУЭ-1998 (п. 2.5.75) требования к $R_З$ определяются удельным сопротивлением грунта.

8.4. Определение области рационального использования унифицированных и типовых опор для ВЛ 110–330 кВ различных категорий по грозозащите

Различие в числе грозовых отключений ВЛ 110–330 кВ, выполненных на опорах различной конструкции, но имеющих одинаковое сопротивление заземления в пределах (10–30) Ом, характеризуется следующими значениями кратностей по отношению к наименьшему $n_т$ в каждом классе номинального напряжения ВЛ (Приложение 24):

$U_н$, кВ	110	150	220	330
Различие в $n_т$, кратность, число раз	1,5–2	2–3	3,5–6	3–4

Для каждой конструкции опор ВЛ 110–330 кВ существуют сочетания природно-климатических и эксплуатационных условий, при которых требуемые показатели грозоупорности могут быть обеспечены с наименьшими затратами на сооружение заземляющих устройств.

При определении границ рационального использования опор при сооружении ВЛ 110–330 кВ различных категорий по грозозащите необходимо исходить из следующего:

- опора может использоваться для сооружения ВЛ 110–330 кВ категории А ($N_{т.ч} \le 40$ грозовых часов и обычные грунты), если предельное значение $R_з \ge 9$ Ом*;
- ВЛ категории Б разделяются на две или три группы: умеренная грозовая деятельность и плохие грунты; повышенная грозовая активность и обычные грунты; повышенная грозовая активность и плохие грунты. В количественных показателях это выражается следующим образом:

Номер группы	$N_{т.ч}$, ч	Предельное значение $R_з$, Ом
1	≤ 40	≥ 30
2	> 40	≥ 9
3	> 40	≥ 30

- во всех случаях предельное значение R3 представляет среднее значение сопротивления заземления опор на трассе ВЛ.

В Приложении 27 по материалам табл. П26.1–П26.4 Приложения 26 представлены области применения унифицированных и типовых опор (табл. 8.1) для ВЛ 110–330 кВ категорий А и Б по грозозащите. Варианты по природно-климатическим, конструктивным и эксплуатационным характеристикам ВЛ те же, что в п.8.3.3. Границы областей даны значениями $N_{т.ч}$, наибольшей возможной длиной ВЛ в конкретных условиях и допустимыми значениями $R_з$ для наименьшей рассматриваемой и наибольшей возможной длины ВЛ.

Например, одноцепную башенную опору ВЛ 220 кВ с одним тросом рекомендуется использовать в следующих случаях (табл. П27.2).

Линейная изоляция 15ПС70Е**

Линейный выключатель – воздушный

$I_{к.з} - I_0$.

При $N_{т.ч} \le 20$ ч башенная опора с одним тросом может использоваться для сооружения ВЛ категории А во всем диапазоне длин от 40 до 200 км: на ВЛ длиной до 40 км можно допускать $R_з \le 13$ Ом; при $L = 200$ км только $R_з \le 9$ Ом.

---

* В зарубежной практике нормировано значение $R_з = 8$ Ом.

** В соответствии с "Инструкцией по выбору изоляции электроустановок РД 34.51.101".

$I_{к3} = 0{,}5\,I_0$.

При $N_{г.ч} \le 20$ ч допустимы большие значения сопротивления заземления ($R_З \le 30$ Ом) и появляется возможность использовать опору при 20 ч $< N_{г.ч} \le 40$ ч, если длина ее не превышает 75 км. В этом случае: при $L = 40$ км $R_З \le 14$ Ом, при $L = 75$ км $R_З \le 9$ Ом.

Линейный выключатель - масляный

Опора может использоваться только при $I_{к3} = 0{,}5\,I_0$ и при невысокой грозовой активности ($N_{г.ч} \le 20$ ч) для ВЛ длиной до 50 км с $R_З \le 9$ Ом.

Линейная изоляция 17ПС70Е

Линейный выключатель - воздушный

$I_{к3} = I_0$.

Усиление изоляции позволяет повысить пределы по $R_З$ до (17–13) Ом при $N_{г.ч} \le 20$ ч; появляется возможность использовать опору на коротких ВЛ(до 40 км) при 20 ч $< N_{г.ч} \le 40$ ч;

$I_{к3} = 0{,}5\,I_0$.

Допускается повышение $R_З$ до (36-20) Ом при $N_{г.ч} \le 20$ ч, расширяется допустимая длина ВЛ до наибольшей (200 км) при 20 ч $< N_{г.ч} \le 40$ ч при одновременном повышении предельных значений $R_З$. Появляется область использования опор в районах с повышенной грозовой активностью и обычными грунтами (категория Б, группа 1): при $N_{г.ч} = 40$ ч L до 200 км, при $N_{г.ч} = 80$ ч L до 50 км, при $R_З$, соответственно, (19 -10) Ом и (10-9) Ом.

Линейный выключатель - масляный

По-прежнему возможно использование башенной опоры с одним тросом только при $I_{к3} = 0{,}5\,I_0$ и $N_{г.ч} \le 20$ ч, но допустимая длина ВЛ увеличивается от 50 м до 130 м при одновременном повышении предельных значений $R_З$ от (10–9) Ом до (14–9) Ом.

При подвеске двух тросов на одноцепной башенной опоре область ее применения значительно расширяется, в том числе и для ВЛ категории Б. При добавлении двух изоляторов в гирлянды опора с двумя тросами может использоваться в районах с плохими грунтами: при $N_{г.ч} \le 20$ ч и длине ВЛ от 40 до 200 км среднее значение $R_З$ на линии может быть от 50 до 30 Ом.

Сооружение ВЛ в соответствии с рекомендациями Приложения 27 обеспечивает показатели грозоупорности ВЛ 110-330 кВ на уровне достигнутых в эксплуатации, так как допустимое число грозовых отключений по критерию коммутационного ресурса выключателей $N_{доп\,г}$, рассчитанное по формуле (8.6) для $L = 100$ км и реальных условий эксплуатации по типу и характеристикам выключателей, достаточно хорошо согласуется с удельным числом грозовых отключений по опыту эксплуатации при фактической грозовой деятельности ($n'_г$), а именно:

$U_н$, кВ	110	220	330
$N_{доп\,г}$ (по формуле (8.6))	0,39-1,64	0,34-1,44	0,21-1,17
$n'_г$ по опыту эксплуатации, среднее (пределы изменения)	1,0 (0,33 -2,3)	0,45 (0,03–1,2)	0,2 (0,10–0,66)

Предельные значения $R_З$ в Приложениях 26 и 27 не являются заниженными, так как они определялись из справочных кривых удельного числа грозовых отключений $n_г$ (Приложение 28), рассчитанных без учета уменьшения сопротивления заземления за счет искрообразования в грунте при стекании тока молнии.

В перспективе, при широком внедрении элегазовых выключателей и накоплении опыта их эксплуатации может потребоваться пересмотр критериев выбора комплекса средств грозозащиты. При более высоком коммутационном ресурсе элегазовых выключателей надежность электроснабжения будет определяться готовностью других видов подстанционного оборудования, чувствительных к воздействию грозовых перенапряжений и токов к.з. от них (например, силовых трансформаторов).

РАЗДЕЛ 9. ЗАЩИТА СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ 6-1150 КВ ОТ ГРОЗОВЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

9.1. Общие положения

Опасные грозовые воздействия на подстанционном оборудовании возникают при ударах молнии непосредственно в подстанцию (ПС), а также при поражениях ВЛ и приходе по ним на распределительное устройство (РУ) и ПС грозовых волн. Кроме того, для РУ 6 и 10 кВ опасны перенапряжения, индуктированные на токоведущих частях при ударах молнии в землю или другие объекты вблизи ВЛ или ПС.

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

Защита оборудования подстанций от прямых ударов молнии обеспечивается системой стержневых и тросовых молниеотводов. Для оценки эффективности грозозащиты изоляции оборудования, подвесной и воздушной изоляции на ПС от прямых ударов молнии применяется такой же качественный, но более жесткий количественный критерий, что и для ВЛ, т.е. ожидаемое число обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы, а также от прорывов через систему молниезащиты. В качестве критерия используется среднее ожидаемое число лет безаварийной работы ПС при этих воздействиях $T_{n\,y}$. Считается, что если $T_{n\,y}$ расчетно оценивается 500–3000 годами соответственно для ПС 35–1150 кВ, то грозозащита оборудования, подвесной и воздушной изоляции ПС надежно защищена от обратных перекрытий и прорывов на территории РУ.

Защита ПС от набегающих с ВЛ волн грозовых перенапряжений основана на выборе соответствующих защитных аппаратов (ОПН, разрядников), числа и места их установки на ПС с тем, чтобы обеспечить такое снижение воздействующих волн грозовых перенапряжений по амплитуде и крутизне, при котором в течение нормированного срока безаварийной эксплуатации $T_{н\,в}$ не будут превышены допустимые значения перенапряжений для наиболее ответственного и дорогостоящего оборудования (трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов и т.д.). Показатель надежности грозозащиты ПС 35–1150 кВ от набегающих волн $T_{н\,в}$ должен быть соответственно не менее 200–1500 лет.

9.2. Защита станций и подстанций от прямых ударов молнии

9.2.1. Для защиты подстанционного оборудования от прямых ударов молнии используется система молниеотводов. Требуемое количество и высота молниеотводов выбирается в соответствии с рекомендациями Приложения 29. При этом должны быть приняты меры по предотвращению обратных перекрытий с молниеотводов на токоведущие части РУ по воздуху и выноса высокого потенциала по земле.

Расчетное значение надежности защиты станций и ПС от прямых ударов молнии выбирают в зависимости от степени ответственности защищаемого объекта, от тяжести ущербов, возникающих при его поражении, интенсивности грозовой деятельности и пр. Наибольшая надежность грозозащиты должна обеспечиваться следующим объектам: ОРУ вместе с его шинными мостами и гибкими связями; зданиям машинного зала и ЗРУ; зданиям трансформаторной башни, масло-

хозяйства, нефтехозяйства, электролизной и ацетилено-генераторной станции; угледробилке, вагоноопрокидывателям, резервуарам с горючими жидкостями или газами; местам хранения баллонов с водородом; градирням и дымовым трубам. Электрические цепи 6 и 10 кВ, имеющие гальванические связи с генераторным напряжением, также защищаются от прямых ударов молнии.

9.2.2. Установка молниеотводов на зданиях ЗРУ не является обязательной. В случае выполнения кровли здания полностью из металла или применения металлических несущих конструкций достаточно заземлить металлические части кровли. Плоскую неметаллическую или железобетонную кровлю защищают наложением молниеприемной сварной сетки из стальной проволоки непосредственно на кровлю или под слой негорючего утеплителя или гидроизоляции. При этом для предотвращения нежелательной разности потенциалов между различными металлическими элементами здания (трубы, вентиляционные устройства, заземляющие спуски и пр.) они должны быть соединены между собой.

При использовании в качестве молниеприемной сетки стальной арматуры железобетонных плит кровли возможно щепление бетона. Этот способ грозозащиты зданий не рекомендуется в сильногрозовых районах. Защита зданий ЗРУ от прямых ударов экономически оправдана при интенсивности грозовой деятельности 20 грозовых часов в год и более. Число грозовых разрядов в сооружение N_C определяется по формуле

$$N_c = p_0 (a_c + 2 R_{экв}) (b_c + 2 R_{экв}) \cdot 10^{-6}, \qquad (9.1)$$

где p_0 – плотность разрядов молнии на 1 км^2 земной поверхности (принимается по рекомендациям подраздела 6.3 (Часть 3)); a_c, b_c, h_c – длина, ширина и высота сооружения, м; $R_{экв}$ – эквивалентная ширина, с которой сооружение собирает боковые разряды молнии, м:

при $h_c \le 30$ м $\quad R_{экв} = 5 h_c - \dfrac{2h_c^2}{30}$;

при $h_c > 30$ м $\quad R_{экв} = 0{,}75 (h_c + 90)$.

Здания с неметаллической или железобетонной кровлей допускается не защищать, если $N_c < 0{,}05$ в год.

Для предотвращения обратных перекрытий с заземляющих спусков и металлических конструкций здания на ошиновку и оборудование ЗРУ, а также на токоведущие части наружных вводов должны быть приняты меры по улучшению экранировки здания за счет увеличения числа заземляющих спусков, их объединения (на крыше и у фундамента) и уменьшения сопротивления заземляющего контура.

9.2.3. Для защиты ОРУ от прямых ударов молнии применяются стержневые и тросовые молниеотводы. Последние в основном используются для защиты ошиновки большой протяженности. Наиболее простым и дешевым решением является расположение молниеотводов на металлических конструкциях ОРУ и других высоких объектах. При такой схеме молниезащиты для ОРУ 35–150 кВ следует предусмотреть меры по предотвращению обратных перекрытий путем устройства дополнительного сосредоточенного заземлителя в месте входа тока молнии в землю. Для ОРУ 220 кВ и выше обратные перекрытия практически исключены.

При расчете вероятности обратного перекрытия следует учитывать, что портал с молниеотводами имеет более сложную конструкцию, чем отдельно стоящий молниеотвод (несколько стоек и молниеотводов) и располагается вблизи элементов ОРУ с различными уровнями изоляции. Контур заземления такого портала имеет сетчатую конструкцию с вертикальными заземляющими электродами.

9.2.4. Надежность защиты ОРУ станций и подстанций от прямых ударов молнии характеризуется числом случаев перекрытия изоляции при прорывах молнии через зону защиты молниеотводов и обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы (для ОРУ 35–150 кВ) в год. Это число может быть определено по формуле

$$N_{\text{п.у}} = p_0 (a_\text{т} + 2 R_{\text{экв}}) (b_\text{т} + 2 R_{\text{экв}}) (\eta_{\text{пр}} P_\alpha P_{\text{пр}} + \eta_{\text{оп}} P_{\text{оп}}) \cdot 10^{-6}, \qquad (9.2)$$

где $a_\text{т}$, $b_\text{т}$ – длина и ширина территории ОРУ, м; $R_{\text{экв}}$ и p_0 – как в формуле (9.1); $\eta_{\text{пр}}$, $\eta_{\text{оп}}$ – вероятность перехода импульсного перекрытия изоляции в силовую дугу, соответственно, при разрядах молнии в ОРУ, минуя молниеотводы, и при обратных перекрытиях (в расчетах принимается равной 0,9); P_α – вероятность грозового поражения ошиновки ОРУ, минуя молниеотводы (при использовании для выбора системы молниезащиты рекомендаций Приложения 29 указанная вероятность имеет значение 0,05 или 0,005); $P_{\text{оп}}$ - вероятность обратного перекрытия (может быть определена с помощью методов расчета обратных перекрытий, используемых для ВЛ); $P_{\text{пр}}$ – доля опасных грозовых перенапряжений, возникающих при непосредственном грозовом разряде в ошиновку ОРУ, минуя молниеотводы (определяется с использованием методики Приложения 17 (формула (П17.30)).

Наряду со значением $N_{\text{п.у}}$ в качестве показателя надежности ПС используется обратная величина

$$T_{\text{п.у}} = \frac{1}{N_{\text{п.у}}}, \qquad (9.3)$$

которая характеризует среднюю повторяемость (в годах) опасных перенапряжений на ПС из-за грозовых разрядов непосредственно в ЗРУ или ОРУ.

Система молниезащиты ПС должна обеспечить в зависимости от класса ее номинального напряжения $T_{\text{п.у}}$ не ниже следующих значений:

$U_\text{н}$, кВ	35	110	220	330	500	750	1150
$T_{\text{п.у}}$	500	700	1000	1500	2000	2500	3000

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

Расстояние по воздуху $L_\text{В}$ от отдельно стоящего молниеотвода с обособленным заземлителем до токоведущих частей ОРУ, а также до ЗРУ, зданий и сооружений должно удовлетворять условиям:

$$L_\text{В} \geq (0{,}12 R_\text{З} + 0{,}1 H_i); \quad \text{и} \quad L_\text{В} \geq 5 \text{ м}, \qquad (9.4)$$

где H_i – высота до точки возможного перекрытия над уровнем земли, м.

9.2.5. В грунтах с низкой проводимостью соединение заземлителя отдельно стоящего молниеотвода с контуром подстанции не допускается. Для предотвращения выноса высокого потенциала расстояние $L_\text{З}$ между обособленным заземлителем отдельностоящего молниеотвода и ближайшей к нему точкой заземляющего контура подстанции, ЗРУ, зданий и сооружений следует определять из условий:

$$L_\text{З} \geq 0{,}2 R_\text{З} \quad \text{и} \quad L_\text{З} \geq 3 \text{ м}, \qquad (9.5)$$

где $R_\text{З}$ – сопротивление заземления отдельно стоящего молниеотвода, значение которого должно быть не более 40 Ом.

При этом тросовая защита ВЛ не должна соединяться с порталами ОРУ: последний пролет ВЛ следует защищать отдельно стоящими молниеотводами.

9.2.6. При установке на конструкциях с молниеотводами, имеющими обособленные заземлители, светильников, радиоантенн или электрооборудования напряжением до 1000 В необходимы мероприятия по защите цепей электропроводки от грозовых повреждений, выноса высокого потенциала на контур заземления ОРУ и в цепи вторичной коммутации. Электропроводку рекомендуется прокладывать в металлической трубе на всем протяжении от электрооборудования на конструкции с молниеотводом до места присоединения к контуру заземления ОРУ и ввода в кабельный канал. Расстояние в земле от спуска трубы в землю до места присоединения к заземляющему контуру ОРУ ($L_т$, м) должно удовлетворять условиям:

$$L_т \geq 0{,}6\,R_з \quad \text{и} \quad L_т \geq 10 \text{ м}. \tag{9.6}$$

Для увеличения скорости спада грозового перенапряжения вдоль трубы на ней рекомендуется устанавливать ряд вертикальных заземляющих электродов. В месте ввода в кабельный канал трубу с кабелем следует присоединить к контуру заземления ОРУ и соединить с оболочками других кабелей. По концам кабеля, идущего от конструкции с молниеотводом, во взрывоопасных помещениях рекомендуется устанавливать защитные аппараты – ОПН.

9.3. Защита станций и подстанций от набегающих грозовых волн

На подходе к ПС грозовые волны возникают при прорыве молнии на провода или при обратных перекрытиях линейной изоляции при ударах молнии в опоры (тросы). Амплитуда грозовых волн в точке удара при прорывах молнии на провода ограничена импульсной прочностью линейной изоляции, а при обратных перекрытиях зависит от момента перекрытия (на фронте или хвосте волны) и падения напряжения на сопротивлении заземления и индуктивности опоры. При прорывах на проводах могут появляться срезанные и полные волны. Полные волны более опасны, так как срезанные быстрее затухают за счет потерь энергии на импульсную корону. При обратных перекрытиях на проводах возникают волны с отвесным фронтом, опасные для междувитковой внутренней изоляции трансформаторов (автотрансформаторов) и реакторов.

При воздействии набегающих с ВЛ волн атмосферных перенапряжений схема РУ ведет себя, как сложный колебательный контур, в котором подстанционное оборудование участвует своими входными емкостями, а ошиновка - отрезками длинной линии с распределенными параметрами. Значения входных емкостей подстанционного оборудования и рекомендации по составлению расчетной схемы замещения распределительного устройства приведены в Приложении 30. В отдельных случаях, например, при расчете грозоупорности схем с вращающимися машинами, последние более правильно представлять не только входной емкостью, но и моделировать обмотку машины входным сопротивлением или отрезком длинной линии с распределенными параметрами. Волновые сопротивления обмоток, особенно мощных вращающихся машин, невелики (50–100 Ом), что существенно снижает воздействующие перенапряжения. Силовые трансформаторы представляются входной емкостью и отрезком длинной линии, замещающим обмотку. Однако волновое сопротивление обмотки обычно составляет несколько тысяч Ом и поэтому слабо снижает амплитуду колебательного импульса. Пред-

ставление силового трансформатора входной емкостью несколько увеличивает расчетные грозовые перенапряжения на нем. При анализе схем грозозащиты мощных силовых трансформаторов должны быть учтены волновые свойства обмотки путем использования частотно-зависимых характеристик обмоток, предварительно полученных расчетным или экспериментальным путем.

При переходном процессе в сложном колебательном контуре ПС в отдельных ее точках могут появляться перенапряжения, превышающие импульсную прочность изоляции оборудования. Задача грозозащиты ПС состоит в снижении значений перенапряжений на ПС за счет использования защитных аппаратов с нелинейными вольт-амперными характеристиками (ограничителей перенапряжений или вентильных разрядников) и уменьшения числа опасных набегающих волн путем повышения грозоупорности ВЛ на подходе к ПС.

Старые методики и рекомендации по выбору типа, количества и места установки защитных аппаратов, а также длины защищенного подхода основывались на понятии "опасной зоны". Длина "опасной зоны" соответствовала предельной длине участка ВЛ на подходе к ПС, после пробега которого полная волна с отвесным фронтом максимальной возможной амплитуды в результате деформации из-за потерь энергии на импульсную корону становилась безопасной для изоляции подстанционного оборудования. Описание этого метода дано в подразделе 9.6.

Современные методы расчета грозозащиты ПС основаны на учете статистических распределений параметров импульсов атмосферных перенапряжений в точке их возникновения и вероятности поражения разрядами молнии отдельных участков ВЛ на подходе к ПС. Критерием выбора схемы грозозащиты ПС является повторяемость опасных перенапряжений в точках присоединения наиболее ответственного оборудования ПС (трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов). (См. подраздел 9.7).

9.4. Средства защиты РУ от набегающих грозовых волн

9.4.1. Средства грозозащиты и требуемая длина защищенного тросом подхода, определяемая затуханием волн при распространении по проводам за счет импульсной короны и потерь в земле, зависят от класса номинального напряжения ВЛ и схемы ПС. Наиболее опасные воздействия на изоляции ПС возникают при ударах молнии в ближайшие опоры и прорывах на провода в первых пролетах.

Комплекс средств грозозащиты ВЛ на подходе к ПС в зависимости от класса номинального напряжения должен выбираться с учетом рекомендаций подраздела 7.1 в части влияния конструктивных параметров ВЛ 110–750 кВ на показатели их грозоупорности и с использованием справочных кривых по удельному числу грозовых отключений ВЛ 110–750 кВ на унифицированных опорах (Приложение 23), а для ВЛ 6–35 кВ с учетом рекомендаций Приложения 22.

9.4.2. Основным средством снижения перенапряжений на изоляции электрооборудования РУ являются ОПН. Защитные характеристики ОПН, выпускаемых различными фирмами, даны в Приложении 4. Необходимое количество и схема расстановки ОПН определяются на основании расчета грозозащиты ПС. Примеры расчета грозозащиты ПС даны в Приложениях 32 и 33.

Все силовые трансформаторы, автотрансформаторы и шунтирующие реакторы 330 кВ и более высокого напряжения должны защищаться ОПН от грозовых и коммутационных перенапряжений.

9.5. Координация импульсной прочности изоляции подстанционного оборудования с защитными характеристиками ОПН

9.5.1. На оборудовании, установленном между ВЛ и защитным аппаратом по ходу волны (по ошиновке), форма импульсного перенапряжения в первый момент повторяет форму исходного грозового импульса (рис. 9.1,а). После прихода волны, отраженной от вступившего в работу защитного аппарата, перенапряжение быстро снижается, приближаясь к значению, равному сумме остающегося напряжения на защитном аппарате и падению напряжения на индуктивности ошиновки. Такое воздействие на изоляцию менее опасно, чем воздействие полного стандартного грозового импульса той же амплитуды. Перенапряжение в точках подстанции, расположенных по движению волны за защитным аппаратом, имеет вид импульса унипо-лярной формы (рис. 9.1,б); период затухающих колебаний, наложенных на остающееся напряжение защитного аппарата, зависит от параметров схемы подстанции.

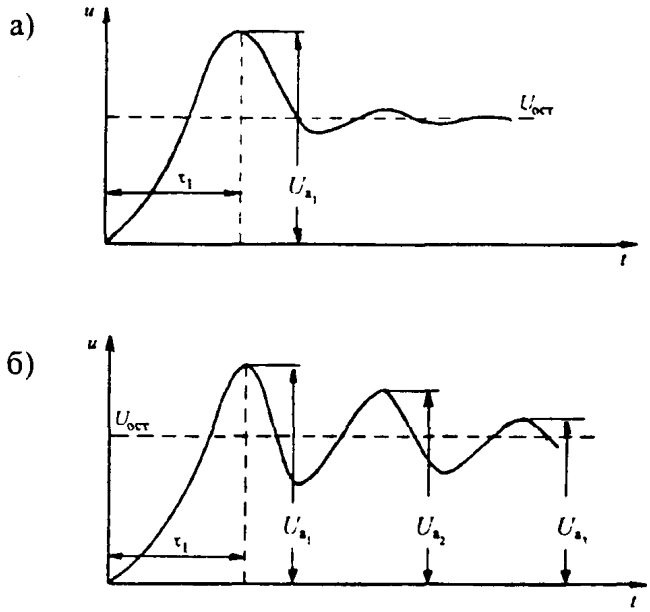


Рис. 9.1. Характерная форма грозовых перенапряжений на подстанционном оборудовании:

а) на входных элементах схемы подстанции (линейный выключатель, разъединитель, конденсатор связи и пр.);

б) на силовом трансформаторе, шунтирующем реакторе;

$U_{a_1}, U_{a_2}, U_{a_3}$ – амплитуды последовательных максимумов грозового перенапряжения;

τ_1 – время наступления первого максимума U_{a_1};

$U_{ост}$ – остающееся напряжение защитных аппаратов

9.5.2. Шкала допустимых воздействий ($U_{доп}$) для различных расчетных условий для силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов приведена в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Амплитуда грозовых униполярных волн с наложенными колебаниями, кВ, допустимая в эксплуатации для изоляции силовых трансформаторов, (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов

Вид оборудования	Класс напряжения, кВ							
	35	110	150	220	330	500	750	1150
Силовые трансформаторы (автотрансформаторы)	210	480	550	750	1050	1550 1650	2100 2250	2200 2550
Шунтирующие реакторы	–	–	–	–	–	1650 1800	2250 2400	2200 2550

Примечание: числитель – полная волна, знаменатель - срезанная волна.

9.5.3. *Одним из условий обеспечения надежной грозозащиты ПС является* следующая координация прочности изоляции подстанционного оборудования и характеристик защитных аппаратов:

$$U_{доп} = U_{ост} + \Delta U_к, \qquad (9.7)$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение на защитном аппарате при нормированном импульсном токе (токе координации), кВ; $\Delta U_к$ – координационный интервал, кВ.

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

Координационный интервал необходим для компенсации: превышения грозового перенапряжения на защищаемом оборудовании по отношению к напряжению на защитном аппарате из-за его удаленности; увеличения остающегося напряжения при крутом фронте волны тока через защитный аппарат. Значение координационного интервала обычно составляет 20–50%, при этом большие значения соответствуют ПС до 500 кВ.

Достаточность координационного интервала проверяется путем сопоставления тока, протекающего через защитный аппарат $I_{З.А}$, с нормированным током координации. Ток $I_{З.А}$ определяется по результатам измерений импульсных токов через защитный аппарат в эксплуатации и по формуле

$$I_{З.А} = \frac{2U_а - U_{ост}}{z}, \qquad (9.8)$$

где z – волновое сопротивление провода, $U_а$ – амплитудное значение грозового импульса, равное 50%- ному разрядному напряжению линейной изоляции.

Для выполнения условия (9.7) $I_{3\,A}$ должен быть меньше нормированного тока координации.

Графическое построение для определения тока $I_{3\,A}$ и соответствующего ему $U_{ост}$ приведено на рис. 9.2. При наличии в РУ нескольких защитных аппаратов должна использоваться обобщающая вольт-амперная характеристика, полученная в результате параллельного сложения вольт-амперных характеристик всех защитных аппаратов и волновых сопротивлений отходящих линий. Получение обобщающих характеристик пояснено на рис. 9.3.

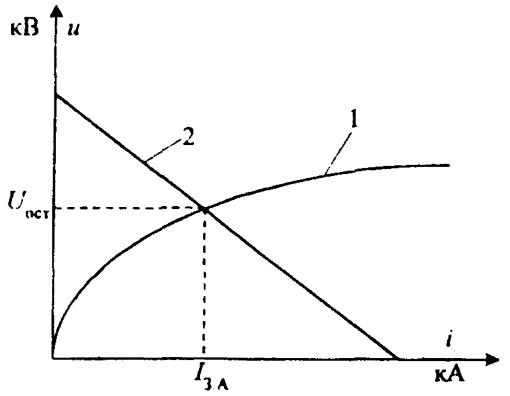
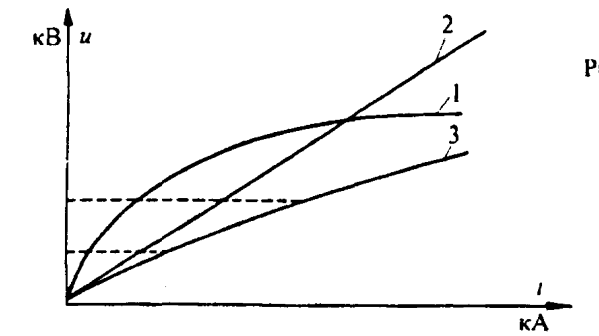


Рис. 9.2. Графическое определение тока через защитный аппарат.
1 – вольт-амперная характеристика защитного аппарата;
2 – зависимость $u = 2U_{н} - iz$

а)



б)

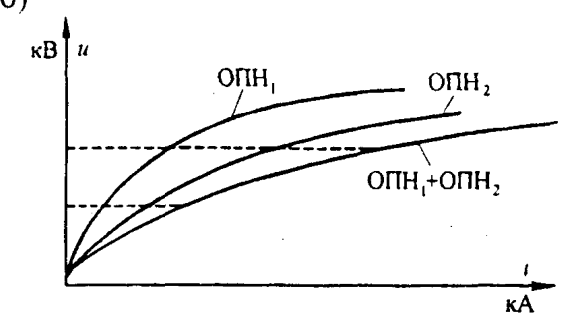


Рис. 9.3. Построение обобщающей вольт-амперной характеристики:
а) сложение вольт-амперных характеристик защитного аппарата и волнового сопротивления отходящей линии;
1 – вольт-амперная характеристика защитного аппарата (ОПН$_1$);
2 – вольт-амперная характеристика волнового сопротивления отходящей линии;
3 – обобщающая вольт-амперная характеристика.
б) сложение вольт-амперных характеристик нескольких защитных аппаратов, установленных в РУ

9.6. Определение максимальной длины защитного подхода (опасной зоны)

9.6.1. Амплитуда атмосферных перенапряжений в различных точках ПС с выбранными компоновкой и характеристиками подстанционного оборудования и защитных аппаратов зависят от амплитуды и формы грозового импульса на входе ПС. Параметры этого импульса определяются параметрами разряда молнии в точке удара, импульсным уровнем изоляции ВЛ и показателями грозоупорности ВЛ на подходе, расстоянием от места удара до ПС и характеристиками деформации грозового импульса при распространении его по проводам. При известных характеристиках защитных аппаратов и допустимой амплитуде грозовых волн для подстанционного оборудования (табл. 9.1), амплитуде, крутизне и длине импульса в точке удара, для фиксированного расстояния между разрядником и защищаемым объектом может быть определена максимальная длина участка ВЛ на подходе (опасная зона $l_{o.}$), после пробега которого амплитуда атмосферного перенапряжения на защищаемом оборудовании не превысит допустимого.

9.6.2. Расчеты переходных процессов на ПС проводятся с использованием "метода бегущих волн": перенапряжения в каждом узле рассчитываются, как сумма всех набегающих на него грозовых импульсов с учетом коэффициентов преломления. Импульсы, отраженные от узла, определяются, как разность напряжения в узле и падающего на узел импульса напряжения и т. д. Одновременный расчет процессов в каждом узле позволяет моделировать переходный процесс на ПС в целом.

При определении длины опасной зоны параметры грозового импульса в точке удара принимаются фиксированными: фронт импульса - вертикальный, длина импульса до 100–200 мкс; амплитуда равна U_{50} – 50%-ному импульсному разрядному напряжению линейной изоляции. Грозовые импульсы с большими амплитудами будут срезаны при малых предразрядных временах и деформируются под действием импульсной короны. Колебательная составляющая грозового перенапряжения (рис. 9.1) при таких воздействиях не успевает дорасти до максимального значения.

9.6.3. Деформация грозового импульса под действием короны рассчитывается с учетом докоронного порога и влияния рабочего напряжения $U_р$ по формуле (П19.1) при $u = U_{доп}$ (Приложение 31). Учитывается также, что рабочее напряжение на ошиновке подстанции оказывает влияние на время вступления в работу защитных аппаратов.

В качестве исходного принимается наиболее неблагоприятный случай: грозовой импульс совпадает с максимальным значением $U_р$ противоположной полярности. При этом амплитуда расчетного грозового импульса (см. рис. П31.2 и 9.4):

$$U_{р.в} = U_{50} = U_р, \tag{9.9}$$

а значение докоронного порога

$$U_{к.п} = U_к + U_р, \tag{9.10}$$

где $U_к$ – напряжение начала короны.

Расчет длины опасной зоны не позволяет оценить надежность грозозащиты ПС. Однако такой метод позволяет выбрать схему , защитные аппараты и их размещение на ПС в соответствии с требованиями ПУЭ по длине опасной зоны*. В этом случае показатели надежности грозозащиты ПС с ОПН будут того же порядка или лучше, чем по рекомендациям ПУЭ, которые проверены многолетним опытом эксплуатации.

---

* При использовании в качестве защитных аппаратов вентильных разрядников, на применение которых были ориентированы рекомендации ПУЭ.

9.7. Показатели надежности грозозащиты РУ станций и подстанций от набегающих волн

9.7.1. Надежность грозозащиты ПС оценивается средним числом случаев появления опасных для подстанционной изоляции грозовых импульсов в год. Опасность могут представлять только грозовые импульсы, возникающие при ударе молнии в ВЛ в пределах опасной зоны $l_{0\,з}$. Часть этих импульсов небольшой амплитуды или с малой крутизной фронта и небольшой длительности не вызывают повреждения или перекрытия изоляции оборудования подстанций. При оценке надежности грозозащиты ПС от набегающих с ВЛ грозовых импульсов используются методы, учитывающие статистические распределения амплитуды, крутизны и длительности первого и последующих импульсов тока многократного разряда, а также рабочее напряжение и удаленность грозового разряда. Анализируются перенапряжения, создаваемые на изоляции подстанционного оборудования полными и срезанными грозовыми импульсами.

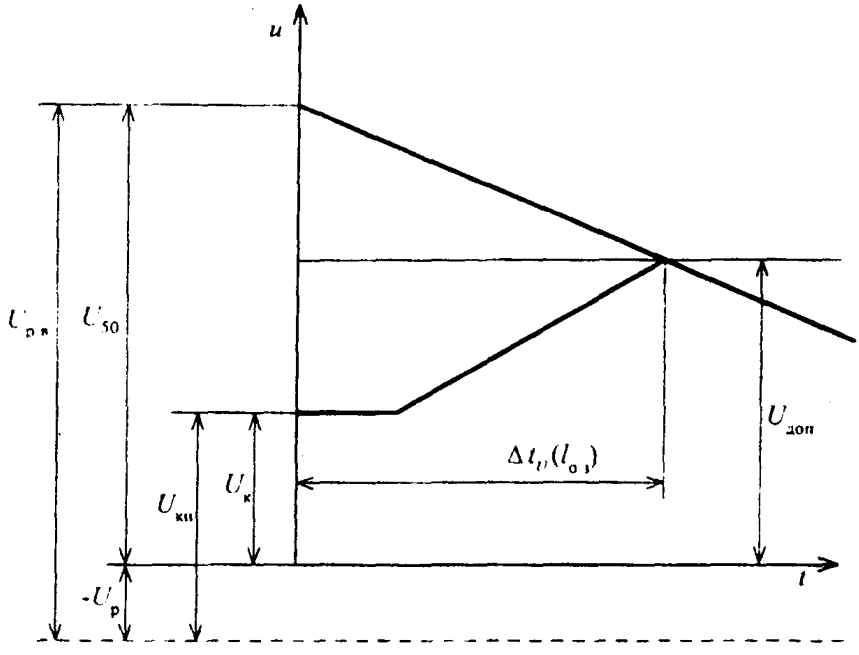


Рис. 9.4. Определение длины опасной зоны ($l_{0\,з}$) по "методу бегущей волны"

Оценка надежности грозозащиты РУ станций и подстанций состоит в определении доли опасных импульсов среди поражающих ВЛ в пределах опасной зоны. Среднее число опасных грозовых перенапряжений от набегающих волн на каком-то аппарате или на подстанции в целом (т.е. перенапряжений, превышающих допустимые значения) за год может быть определено по формуле:

$$N_{н\,в} = N N_{г\,ч} l_{0\,з} n_{вл} (1-k_з)(P_\alpha \psi_{пр} + \delta_{оп} P_{оп} \psi_{оп}) \cdot 10^{-4}, \qquad (9.11)$$

где $N_{н\,в}$ – среднее число опасных перенапряжений, возникающих на защищаемом аппарате или на ПС в целом в течение года; N – число грозовых ударов в ВЛ длиной 100 км при 100 грозовых часах в год; $N_{г\,ч}$ – число грозовых часов в год; $l_{0\,з}$ – длина опасной зоны, км; $n_{вл}$, $k_з$ – число отходящих ВЛ и коэффициент их взаимного экранирования; P_α – вероятность прорыва молнии на провода;

$\delta_{оп}$ – доля грозовых ударов в опоры и прилегающие участки троса, отн.ед.; $P_{оп}$ – вероятность обратного перекрытия линейной изоляции; $\psi_{пр}$, $\psi_{оп}$ – доли опасных для изоляции ПС импульсов, соответственно, при прорыве молнии на провода и при обратных перекрытиях изоляции ВЛ, возникающих в пределах опасной зоны, отн.ед.

При определении $\psi_{пр}$ и $\psi_{оп}$ необходимо учитывать более 10 статистически изменяющихся параметров, что может быть реализовано при использовании ЭВМ. В настоящее время разработано и апробировано несколько версий программ расчета вероятности возникновения опасных перенапряжений на оборудовании ПС. Две из них представлены в Приложениях: программа ВНИИЭ, использующая метод статистических испытаний Монте-Карло (Приложение 32), и программа СПбГТУ, основанная на построении и интегрировании объема опасных волн с координатами - амплитуда, крутизна тока молнии и удаленность точки удара от шин ПС (Приложение 33).

Величина, обратная $N_{н.в}$, характеризует среднюю повторяемость опасных перенапряжений, возникающих на защищаемом аппарате или на ПС в целом, (в годах):

$$T_{н.в} = \frac{1}{N_{н.в}}. \qquad (9.12)$$

9.7.2. Для установления критерия достаточности надежности грозозащиты подстанционного оборудования использован многолетний опыт эксплуатации ПС 35–220 кВ с высокими показателями надежности. Показатели надежности грозозащиты ПС более высокого класса номинального напряжения получены экстраполяцией имеющихся значений по ПС 35–220 кВ с учетом большей стоимости и ответственности ПС высших классов напряжения. Рекомендуемые показатели надежности грозозащиты наиболее дорогого и ответственного подстанционного оборудования(силовых трансформаторов, автотрансформаторов и шунтирующих реакторов) в зависимости от класса номинального напряжения ПС оцениваются следующими значениями:

$U_н$, кВ	35	110	220	330	500	750	1150
$T_{н.в}$, годы	200–300	300–400	400–600	600–800	800–1000	1000–1200	1200–1500

ПРИЛОЖЕНИЯ

К ЧАСТИ 3

ГРОЗОЗАЩИТА ЛИНИЙ И ПОДСТАНЦИЙ 6–1150 кВ

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ РАСЧЕТА ГРОЗОУПОРНОСТИ ВЛ 110КВ И ВЫШЕ

Для расчета грозоупорности ВЛ необходимы следующие данные:

$U_н$ – номинальное напряжение ВЛ (кВ);

U – наибольшее длительно допустимое рабочее (линейное) напряжение, определяемое в соответствии с ГОСТ 1516.1-76, кВ (табл. П13.1);

L – длина ВЛ, км;

$N_{г.ч}$ – среднемноголетнее или фактическое число грозовых часов за анализируемый период эксплуатации, определяется с учетом расположения трассы ВЛ на региональной карте или относительно близлежащих метеостанций (ГМС) (рис. П13.1) по формуле

$$N_{г.ч} = \frac{\sum_{i=1}^{m} N_{г.ч_i} L_i}{L}, \qquad (П13.1)$$

где L_i – длина участка ВЛ, на котором грозовая деятельность оценена значением $N_{г.ч_i}$ (применительно к карте $N_{г.ч}$) или среднемноголетним значением $N_{г.ч_i}$ по i-й ГМС. Длина в последнем случае определяется после подготовительных построений, определяющих "зоны охвата" отдельных ГМС: ближайшие ГМС соединяются прямыми и из середины полученных отрезков восстанавливаются перпендикуляры до пересечения с трассой ВЛ или с другими перпендикулярами;

– конструктивный эскиз промежуточной опоры, на котором указываются: материал опоры; высота точек крепления и горизонтальное смещение от оси опоры гирлянд тросов и каждого из проводов, м;

$l_{прол}$ – длина пролета, м. Для действующих ВЛ

$$l_{прол} = \frac{L \cdot 10^3}{m_{оп} - 1}, \qquad (П13.2)$$

где L – длина ВЛ, км; $m_{оп}$ – число опор на трассе.

Для проектируемых ВЛ $l_{прол} = 0{,}89\, l_{габ}$, где $l_{габ}$ – габаритный пролет;

$h_{тр\text{-}пр}$ – расстояние по вертикали между тросом и проводом в середине пролета. Определяется в зависимости от длины пролета $l_{прол}$ по рис. П13.2, построенному в соответствии с требованиями ПУЭ (шестое издание, п. 2.5.66);

$h_г$ – наименьшее допустимое расстояние от провода до земли в середине пролета. Значения $h_г$ для ненаселенной местности по ПУЭ (шестое издание, п.2.5.103) приведены в табл. П13.1;

$f_{тр}$ и $f_{пр}$ – стрелы провеса троса и провода в условиях грозового сезона, м (см. Примечание к формуле (П16.6) и (П16.7));

– конструкция фазы: $r_{пр}$ – радиус составляющей, м; n – число составляющих; d – шаг расщепления;

– конструкция троса: $r_{тр}$ – радиус троса, м; n – число составляющих и d – шаг расщепления для расщепленного троса;

– конструкция изоляционных подвесок провода и троса: тип изоляторов, $n_{из}$ – число изоляторов в поддерживающей гирлянде; $H_{из}$ – строительная высота изолятора, м; $l_г$, $l_{г\,тр}$ – длина гирлянды провода и троса со строительной арматурой (длина арматуры для поддерживающих гирлянд провода ($l_{арм}$) и общая длина гирлянды троса приведены в табл. П13.1; информация о разрядных характеристиках линейной изоляции дана в Приложении 14);

R – среднее по трассе сопротивление заземления опоры при промышленой частоте, Ом. При наличии данных о конструкции заземлителя и удельных характеристиках грунта расчет грозоупорности ВЛ выполняется с учетом искрообразования в земле при стекании тока молнии (см. Приложение 15).

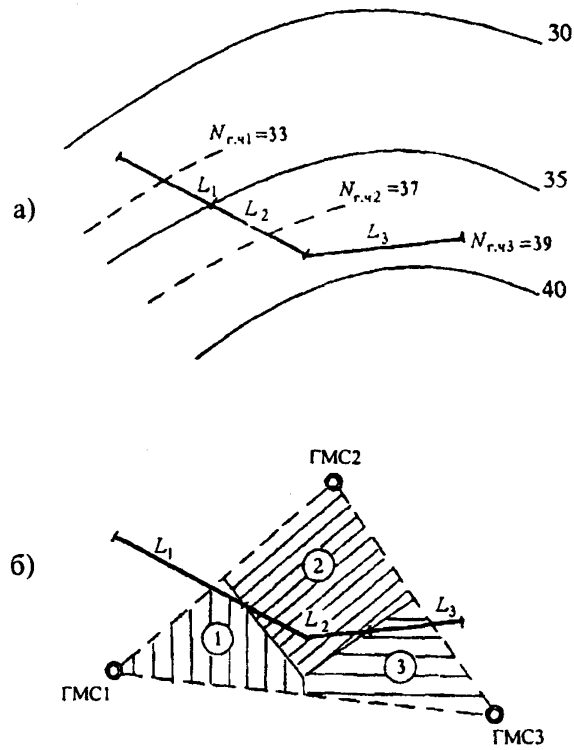


Рис. П13.1. Определение фактической интенсивности грозовой деятельности вдоль трассы ВЛ:

а) при использовании региональной карты $N_{г.ч}$;

б) с помощью построения "зон охвата" трассы близлежащими метеостанциями

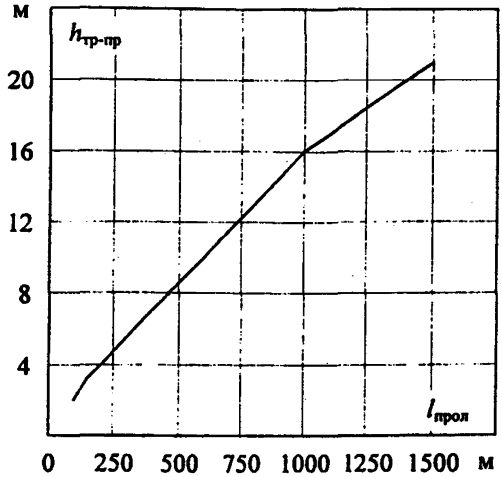


Рис. П13.2. Наименьшее расстояние между тросом и проводом в середине пролета в зависимости от его длины по ПУЭ (п. 2.5.66)

Таблица П13.1

Справочные данные для расчета грозоупорности ВЛ 110-1150 кВ

$U_н$, кВ	110	150	220	330	500	750	1150
U, кВ	126	172	252	363	525	787	1200
$h_г$, м	6,0	6,5	7,0	7,5	8,0	10,25	16,0
$l_{арм}$ до центра провода, м*	0,3	0,3	0,3	0,7	0,7	0,8	0,9
$l_{г.тр}$, м	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	$\frac{0,85}{1,3^*}$	1,76*

* для расщепленного троса.

РАЗРЯДНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЛИНЕЙНОЙ ИЗОЛЯЦИИ

14.1. Под линейной изоляцией подразумевается либо поддерживающая гирлянда, либо воздушный промежуток на опоре при отклоненной ветром гирлянде (при атмосферных перенапряжениях), если он имеет меньшую импульсную прочность, чем гирлянда, либо комбинированная изоляция на деревянных опорах. При комбинированной изоляции должна быть учтена также длина разрядного пути по дереву.

14.2. Расчетная форма импульса тока молнии отрицательной полярности – импульс с косоугольным фронтом длительностью $\tau_ф$ до 10 мкс.

14.3. Для расчета вероятности перекрытия изоляции при трех возможных видах поражения ВЛ (ударе в опору, в трос в середине пролета и прорыве молнии на провода) требуются различные разрядные характеристики изоляции:

при ударе молнии в опору используется вольт-секундная характеристика для перекрытий изоляции с предразрядным временем от 0,5 до 10 мкс на фронте импульсов различной крутизны положительной полярности;

при ударе молнии в трос в середине пролета используется 50%-ное разрядное напряжение для импульса положительной полярности.

14.4. Вольт-секундная характеристика гирлянд изоляторов для разрядов на косоугольном фронте импульса определяется с использованием разрядных характеристик гирлянд изоляторов на стандартном грозовом импульсе 1,2/50 мкс, а именно, 50%-ное разрядного напряжения U_{50}^{*} примененной гирлянды изоляторов и аналогичной характеристики для обобщенной зависимости U_{50} от $l_{разр}$ (рис. П14.1) по формуле

$$U_{разр}(t) = 340\, k_{кон}\, k_E\, l_{разр}\left(1+\frac{15}{t+9{,}5}\right), \qquad (П14.1)$$

где $l_{разр}$ – длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, равная произведению числа изоляторов $n_{из}$ на строительную высоту изолятора $H_{из}$, м ; $k_{кон}$ – коэффициент, учитывающий различие в конструкции изоляторов (отношение длины пути тока утечки $L_у$ к строительной высоте $H_{из}$); k_E – коэффициент, учитывающий снижение градиента разрядного напряжения с увеличением длины гирлянды $l_{разр}$.

Коэффициенты k_E и $k_{кон}$ выбираются в соответствии с рекомендациями табл. П14.1

Расчет 50%-ного разрядного напряжения для импульса положительной полярности с длительностью фронта более длительности фронта стандартного импульса производится по формуле

$$U_{50}^{+}(\tau_ф) = U_{50}^{+}\left(0{,}45+\frac{9}{\tau_ф^{0.9}+15}\right), \text{ кВ} \qquad (П14.2)$$

где $\tau_ф$ – длительность фронта, мкс; U_{50}^{+} – 50%-ное разрядное напряжение для стандартного импульса положительной полярности, кВ.

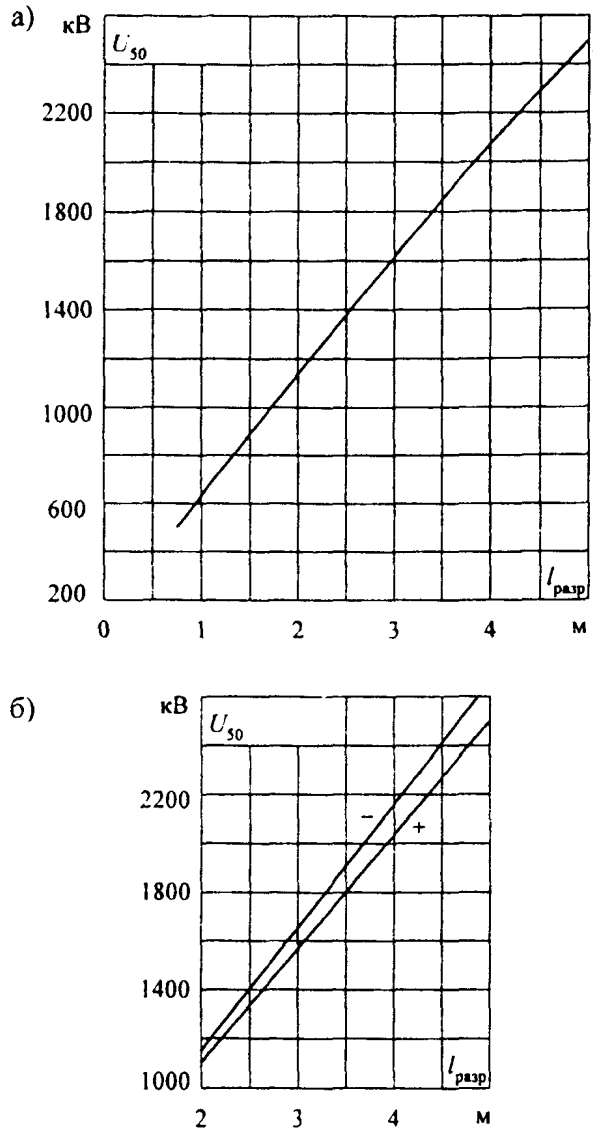


Рис. П14.1. Зависимость 50%-ного импульсного разрядного напряжения от длины разрядного пути по гирлянде изоляторов:
а) без защитной арматуры;
б) с защитной арматурой

Таблица П14.1

Коэффициенты k_E и $k_{кон}$ для расчета разрядного напряжения на косоугольном фронте импульса

Конструктивные параметры изоляции	k_E	$k_{кон}$
$L_У / H_{из} \approx 2$; $l_{разр} \le 2$ м	1	1
$L_У / H_{из} > 2$; $l_{разр} \le 2$ м	1	$\dfrac{U^{*}_{50}}{U_{50}\text{(по рис. П14.1)}}$
$L_У / H_{из} \approx 2$; $l_{разр} > 2$ м	$\dfrac{U^{*}_{50} / l_{разр}}{U_{50}\text{(по рис. П14.1 для } l_{разр} = 1)}$	1
$L_У / H_{из} > 2$; $l_{разр} > 2$ м	$\dfrac{U^{*}_{50} / l_{разр}}{U_{50}\text{(по рис. П14.1 для } l_{разр} = 1)}$	$\dfrac{U^{*}_{50}}{U_{50}\text{(по рис. П14.1)}}$

14.5. Для расчета вероятности перекрытия изоляции при ударе молнии в провод используется 50%-ное разрядное напряжение для импульса с усредненными параметрами $\tau_ф \approx (4–5)$ мкс, определяемое в зависимости от $l_{разр}$ по формуле

$$U^{-}_{50}(l_{разр}) = U^{-}_{50}\left(0{,}92 - 0{,}012 l_{разр}^{(0{,}74-0{,}06 l_{разр})(l_{разр}-3)}\right), \qquad (П14.3)$$

где $l_{разр}$ – как в табл. П14.1; U^{-}_{50} – 50%-ное разрядное напряжение для стандартного импульса отрицательной полярности.

14.6. Для определения 50%-ных разрядных напряжений воздушных промежутков на опоре могут использоваться следующие усредненные градиенты напряжения:

для импульса положительной полярности – 580 кВ/м;

для импульса отрицательной полярности – 625 кВ/м.

14.7. Для комбинированной изоляции на линиях с деревянными опорами $U_{50} = U^{г}_{50} + l_д E_д$, где $U^{г}_{50}$ – 50 %-ное разрядное напряжение одной или двух гирлянд изоляторов, кВ; $l_д$ – длина по дереву, м; $E_д$ – градиент разрядного напряжения по дереву, равный 70 кВ/м.

14.8. Рекомендации п.14.4–п.14.6 распространяются на линейную изоляцию ВЛ до 750 кВ ($l_{разр}$ до 7 м). Для более длинных гирлянд ВЛ 1150 кВ характерен каскадирующий механизм перекрытия, приводящий к снижению разрядных градиентов.

РАСЧЕТ СТАЦИОНАРНОГО И ИМПУЛЬСНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ОПОР ВЛ

15.1. Электрофизические характеристики грунта

Удельное сопротивление ρ и диэлектрическая проницаемость ε грунта должны определяться в ходе предпроектных изысканий по трассе ВЛ. Пределы изменения значений ρ для разных типов грунтов приведены в табл. П15.1. Усредненные значения диэлектрической проницаемости – даны в табл. П15.2.

Таблица П15.1

Удельное сопротивление грунтов

Тип грунта	Удельное сопротивление, ρ, Ом·м
Почвенный слой	$50–1\cdot10^4$
Пески чистые:	
сыпучие	$4\cdot10^3–1{,}5\cdot10^5$
естественной влажности	$150–2\cdot10^3$
водоносные	$50–4\cdot10^2$
Пески с примесью глины (до 3%):	
неводоносные	80–200
водоносные	55–130
Супеси, (3-16% глины):	
неводоносные	45–115
водоносные	20–70
Суглинки, (12-25% глины):	
неводоносные	17–46
водоносные	17–32
Глины (более 25% глины) :	
неводонасыщенные	1–30
водонасыщенные	0,7–20
Галечники чистые:	
неводоносные	$4\cdot10^2–1\cdot10^4$
водоносные	$2\cdot10^2–1\cdot10^3$
Песчано-глинистые отложения с гравием, галькой и валунами:	
неводоносные	$90–3\cdot10^3$
водоносные	$25–8\cdot10^2$
Щебнисто-древесные отложения:	
с супесчаным заполнителем	270–330
с глыбами (до 40%)	420–780
Валунно-галечные отложения с песчаным заполнителем:	
неводоносные	$8\cdot10^2–2\cdot10^4$
водоносные	$85–4\cdot10^3$
Известняки	$60–5\cdot10^3$
Скальные породы (сланцы, граниты):	
разрушенные и выветренные	$6\cdot10^2–1\cdot10^3$
крепкие	$2\cdot10^3–1\cdot10^5$

Таблица П15.2

Диэлектрическая проницаемость различных типов грунтов

Тип грунта	Состояние грунта	Относительная диэлектрическая постоянная, ε
Гранит	Сухой	4,5–19
Кварцит	–"–	4,4–6,6
Диабаз	–"–	9–13
Базальт	–"–	10,3–15,6
Диорит	–"–	5,9–11,5
Мрамор	–"–	8,2–9,0
Известняк	–"–	7,3–15
Слюда	–"–	6,2–8,0
Глина	–"–	3,5
Почвенный слой	–"–	2,0
Почвенный слой	Влажный (15%)	8,0
Песчаник	Сухой	9–11
Песчаник	Влажный (15%)	9–41
Песок	Сухой	2,5
Песок	Влажный (15%)	7,0

Примечание. С увеличением влажности грунта (горной породы) значение ε возрастает, так как для воды ε = 80, т.е. значительно больше, чем для сухих грунтов.

Необходимые для расчета сопротивления заземляющих устройств при стекании больших токов (токов к.з. или токов молнии) значения напряженности электрического поля, при которой в грунте начинаются искровые разряды $E_н$, а также значения пробивной напряженности грунта в однородном поле $E_{пр}$ для различных типов грунта приведены в табл. П15.3.

Таблица П15.3

Напряженность электрического поля в начале искрообразования и при пробое грунта в однородном поле

Тип грунта или материала	Влажность, %	Напряженность электрического поля, кВ/см	
		$E_н$	$E_{пр}$
Глина	17	0,4–2,5	9,5–11,0
Песок	7–8	2,3–4,8	12–14
Песок с глиной	10	3	10
Песок с гравием	10	0,7–1,1	10
Торф и перегной	60–70	0,6–1,3	7,0–8,5
Скальный грунт	–	–	75–180
Бетон	20	1,3–3,3	7
Бетон	Сухой	–	35–120

15.2. Определение эквивалентного удельного сопротивления неоднородного грунта

Расчет заземлителей, размещенных в неоднородном грунте, проводится после приведения реальной многослойной структуры к эквивалентной двухслойной модели. Способы приведения зависят от типа заземляющего устройства и характера электрической структуры грунта.

В общем случае эквивалентное удельное сопротивление верхнего слоя двухслойной модели ($\rho_{1э}$) определяется путем усреднения проводимостей слоев, расположенных по высоте $h_{1э}$, по формуле

$$\rho_{1э} = \frac{h_{1э}}{\sum_{i=1}^{i=n_{c1}} \frac{h_i}{\rho_i}}, \qquad (П15.1)$$

в которой ρ_i и h_i – удельное сопротивление и толщина i-го из n_{c1} слоев, составляющих первый эквивалентный слой двухслойной модели грунта.

Для вертикального электрода $h_{1э} = l_в + h_з$, где $l_в$ – длина вертикального электрода, $h_з$ – глубина заложения заземлителя.

Для протяженных заземлителей $h_{1э}$ равна глубине их заложения и состоит из одного слоя с $\rho_{1э} = \rho_1$.Толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели определяется расчетной глубиной $H_{расч}$, равной:

(1,3–1,4) $l_в$ для вертикального заземлителя;

(0,1– 0,2) $n_л\, l_л \le 10$ м для горизонтального (где $n_л$ и $l_л$ – число и длина лучей).

Если в пределах $H_{расч}$ имеется один слой, то его удельное сопротивление принимается за $\rho_{2э}$. Если слоев два и более, то $\rho_{2э}$ определяется путем усреднения в зависимости от характера изменения удельного сопротивления слоев по глубине:

при уменьшении удельного сопротивления слоев по глубине

$$\rho_{2э} = \frac{\sum_{i=n_{c1}+1}^{i=n_c} \rho_i h_i}{H_{расч} - h_{1э}}; \qquad (П15.2)$$

при увеличении удельного сопротивления слоев по глубине

$$\rho_{2э} = \frac{H_{расч} - h_{1э}}{\sum_{i=n_{c1}+1}^{i=n} \frac{h_i}{\rho_i}}. \qquad (П15.3)$$

В формулах (П15.2) и (П15.3) ρ_i и h_i – удельное сопротивление и толщина i-го из ($n_c - n_{c1}$) слоев, составляющих второй эквивалентный слой, Ом·м и м, соответственно; $h_{1э}$ – граница разделения слоев двухслойной модели, м.

При составлении двухслойной модели следует учитывать, что в пределах верхних слоев грунта имеют место сезонные изменения температуры и влажности и, следовательно, удельного сопротивления грунта. Общая толщина этих слоев составляет (1,5–1,8) глубины промерзания и оценивается значениями 2,4; 2,0 и 1,2 м соответственно для I, II и III климатических зон, относящихся условно к северным, средним и южным районам России.

Двухслойная модель приводится к однослойной с эквивалентным удельным сопротивлением $\rho_э$, в которой заземлитель будет иметь такое же значение сопротивления, как в двухслойной модели грунта.

На рис. П15.1 представлены графики, позволяющие определить значение удельного сопротивления для вертикального электрода (рис. П15.1,а), заземляющего устройства с $n_л$ горизонтальными лучами (рис. П15.1,б) и для комбинированного заземлителя ($n_л$ лучей с вертикальными электродами (рис. П15.1,в)).

15.3. Стационарное сопротивление заземления одиночных искусственных заземлителей в однородном грунте

Формулы для расчета стационарного сопротивления одиночных искусственных заземлителей опор ВЛ, выполненных из электродов круглого сечения диаметром d, расположенных в однородном грунте с удельным сопротивлением ρ, приведены в табл. П15.4. При использовании электродов некруглого сечения в расчетные формулы табл. П15.4 следует подставлять эквивалентный диаметр $d_э(D_э)$, определяемый в соответствии с рекомендациями табл. П15.5.

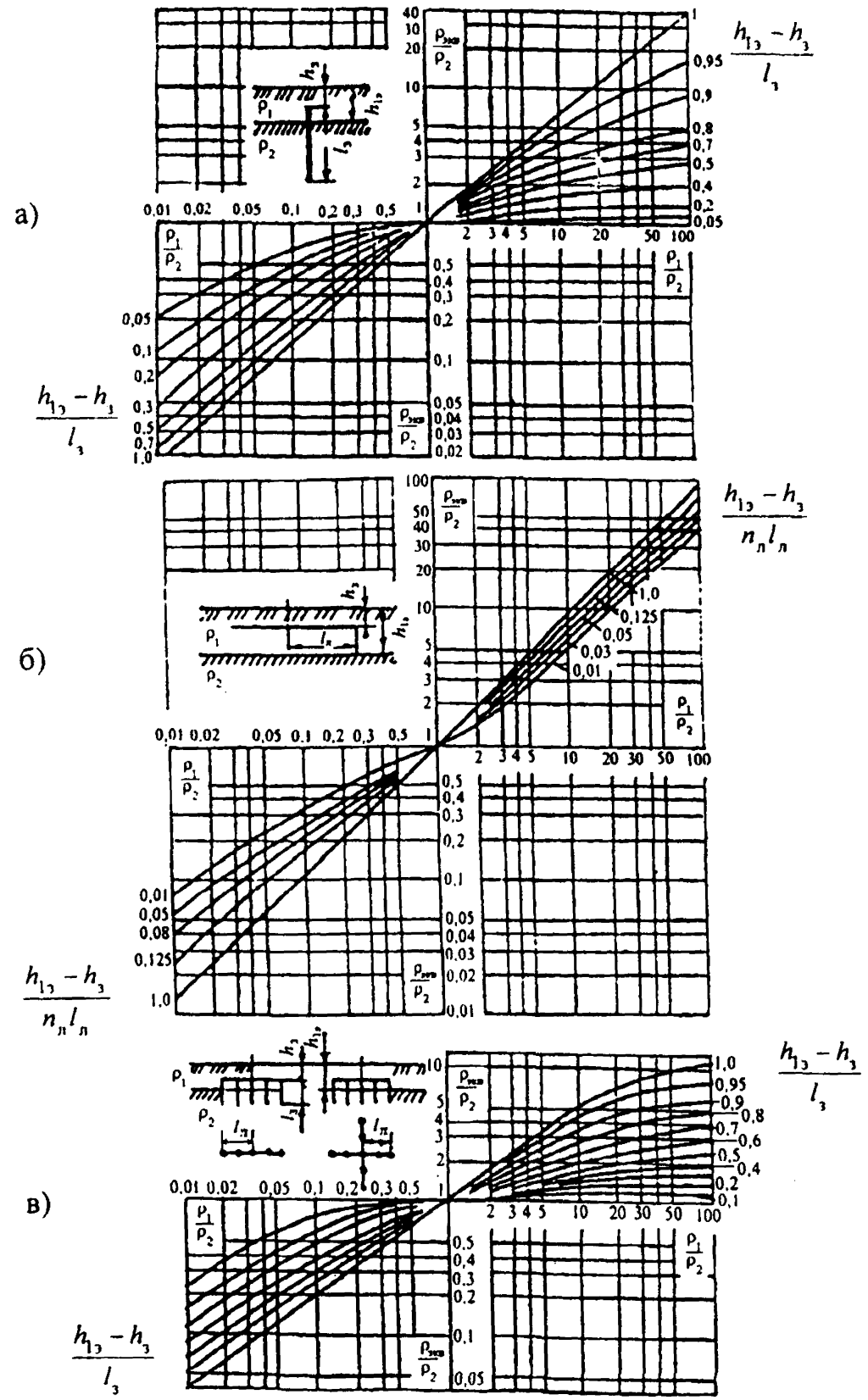
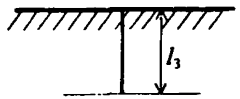
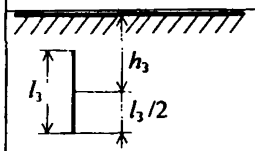
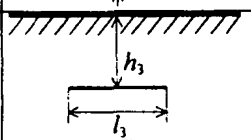
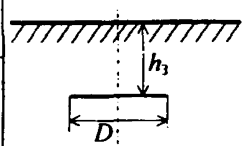
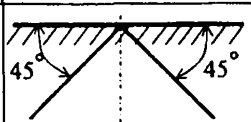


Рис. П15.1. К определению эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта для заземлителей разных конструкций: а) вертикальный электрод длиной $l_э$; б) заземляющего устройства с $n_л$ горизонтальными лучами длиной $l_л$; в) комбинированного заземлителя ($n_л$ лучей с вертикальными электродами)

Таблица П15.4

Расчет стационарного сопротивления ($R=R_{\sim}$) одиночных искусственных заземлителей, выполненных из электродов круглого сечения, расположенных в однородном грунте с удельным сопротивлением ρ

Тип заземлителя	Расположение в грунте		Расчетная формула	Условия применения
Вертикальный		Верхний конец на поверхности грунта	$R=\frac{\rho}{2\pi l_з}\ln\frac{4l_з}{d_з}$	$l_з \gg d_з$
		Середина на глубине $h_з$, верхний конец не доходит до поверхности грунта	$R=\frac{\rho}{2\pi l_з}\left(\ln\frac{2l_з}{d_з}+\frac{1}{2}\ln\frac{4h_з+l_з}{4h_з-l_з}\right)$	$l_з \gg d_з$; $h_з > \frac{l_з}{2}$
Горизонтальный лучевой		На глубине $h_з$	$R=\frac{\rho}{2\pi l_з}\ln\frac{l_з^2}{h_з d_з}$	$l_з \gg d_з$; $l_з \geq 4h_з$
Кольцевой		Горизонтально на глубине $h_з$	а) $R=\frac{\rho}{2\pi^2 D}\ln\frac{4\pi D^2}{h_з d_з}$; б) $R=\frac{\rho}{2\pi^2 D}\left(\ln\frac{8D}{d_з}+\frac{\pi D}{2h_з}\right)$	$D \gg d_з$; а) $D \gg 2h_з$; б) $2h_з > D$
Круглая пластина			$R=\frac{\rho}{4D}\left(1+\frac{2}{\pi}\arcsin\frac{D}{\sqrt{16h_з^2+D^2}}\right)$	$2h_з > D$
Симметрично размещенные наклонные электроды		Верхние концы на поверхности грунта, наклон 45°, число электродов $n_з$	$R=\frac{\rho}{2\pi n_з l_з}\left(\ln\frac{2l_з}{d_з}+A_n\right)$ при: $n_з=2;\ 3;\ 4$ и $A_n=2{,}45;\ 4{,}27;\ 6{,}18$	$l_з \gg d_з$

Примечание: $l_з$ –длина электрода; $d_з$ – диаметр электрода; D – диаметр кольца (пластина); $h_з$ – глубина заложения.

Таблица П15.5

Эквивалентный диаметр для электродов некруглого сечения

Форма поперечного сечения электрода	Эквивалентный диаметр
Равносторонний угол с шириной стороны b	$0{,}95b$
Прямоугольник со сторонами A_3 и B_3	$0{,}64\,(A_3 + B_3)$
Лучевой заземлитель – полоса шириной b, уложенная:	
плашмя	$0{,}5b$
на ребро	b
Прямоугольная пластина со сторонами A_3 и B_3	$1{,}13\sqrt{A_3 B_3}$

15.4. Расчет сопротивления заземления различных конструкций заземляющих устройств опор ВЛ*

15.4.1. Расчет стационарного сопротивления растеканию естественных заземлителей – железобетонных оснований опор ВЛ (стоек, свай, плит, сборных фундаментов и т.д.) проводится из условия: железобетонные конструкции замещаются сплошными металлическими, размеры которых соответствуют внешним размерам части арматурного каркаса, находящегося в грунте.

Сопротивление заземления различных конструкций фундаментов опор рассчитывается по соответствующим формулам:

для заглубленной железобетонной стойки

$$R_{ст_1} = \frac{\rho_э}{2\pi l_з} \ln \frac{4l_з}{d_з}, \qquad (П15.4)$$

где $l_з$ и $d_з$ – длина и средний диаметр заглубленного участка стойки, м;

для двух стоек портальной железобетонной опоры

$$R_{ст_2} = \frac{1}{k_{ис}} \frac{R_{ст_1}}{2}, \qquad (П15.5)$$

где $k_{ис}$ – коэффициент использования, имеющий в зависимости от расстояния между стойками следующие значения:

расстояние между стойками, м	5,0 (ВЛ 110–220 кВ)	8,4 (ВЛ 330 кВ)
$k_{ис}$	0,88	0,92;

для фундамента из четырех грибовидных подножников

$$R_ф = k_f \frac{\rho_э}{H_п}. \qquad (П15.6)$$

где $H_п$ – высота подножника, м; k_f – коэффициент формы, который определяется по рис. П15.2 с учетом расстояния между осями подножников и геометрических размеров стойки и основания подножника;

---

* Рекомендации по расчету сопротивления заземления ориентированы на фундаменты опор действующей унификации и на лучевые заземлители.

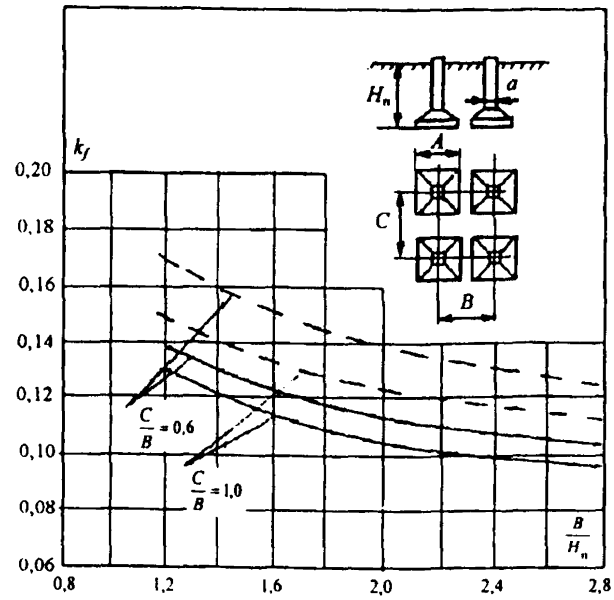


Рис. П15.2. Коэффициенты формы для расчета сопротивления заземления фундаментов портальных опор

——— $\frac{a}{H_п}=0,2$; $\frac{A}{H_п}=0,8$; – – – – $\frac{a}{H_п}=0,1$; $\frac{A}{H_п}=0,5$

<u>для фундамента портальной опоры на оттяжках</u>

расчет ведется по формуле (П15.6) , где k_f определяется по результатам модельных исследований (рис. П15.3) с учетом расстояний между грибовидными подножниками и заглубленными плитами оттяжек;

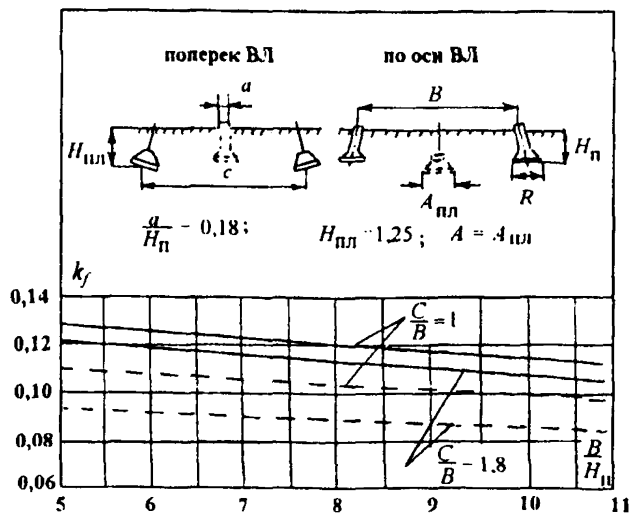


Рис. П15.3. Коэффициенты формы для расчета сопротивления заземления фундаментов портальных опор с оттяжками:

——— $\frac{A}{H_п}=0,5$; – – – – $\frac{A}{H_п}=0,9$

для фундамента одностоечной металлической опоры на оттяжках, состоящего из подножника и трех плит

$$R_{ф} = \frac{\dfrac{R_{пл}\ R_{п}}{3k_{ис.пл}}}{\left(\dfrac{R_{пл}}{3k_{ис.пл} + R_{п}}\right)k_{ис.ф}}, \qquad (П15.7)$$

где $R_{пл}$ – сопротивление заземления плиты, рассчитывающееся по формуле

$$R_{пл} = 0{,}3\left(\frac{\rho_{э}}{D_{э}}\right), \qquad (П15.8)$$

в которой $D_{э} = 1{,}13\sqrt{A_3 B_3}$, где A_3 и B_3 – размеры плиты, м;

$R_{п}$ – сопротивление заземления подножника, рассчитывающееся по формуле

$$R_{п} = \frac{R_{ст}R_{пл}}{(R_{ст} + R_{пл})k_{ис}}, \qquad (П15.9)$$

в которой $R_{ст}$ – сопротивление заземления стойки (см. формулу (П15.4)); $R_{пл}$ – сопротивление основания подножника (см. формулу (П15.8)); $k_{ис}$ – коэффициент совместного использования частей подножника, равный 0,9; $k_{ис.пл} = 0{,}95$ и $k_{ис.ф} = 0{,}9$ – коэффициенты использования соответственно трех плит и фундамента, окруженного тремя плитами.

15.4.2. Сопротивление заземления комбинированного заземлителя (фундамент и лучи) рассчитывается по формуле

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{ф}R_{л}}{R_{ф} + R_{л}}\frac{1}{k_{ис}}, \qquad (П15.10)$$

где $k_{ис}$ – коэффициент использования, равный (0,8–0,9); $R_{л}$ – сопротивление заземления лучей, рассчитывающееся по формуле

$$R_{л} = \rho_{э}\frac{k_{под}}{l_{л}}, \qquad (П15.11)$$

в которой $l_{л}$ – длина лучей; $k_{под}$ – коэффициент подобия, определяющийся по рис. П15.4 в зависимости от числа лучей ($n_{л}$) и отношения диаметра лучей ($d_{л}$) к их длине.

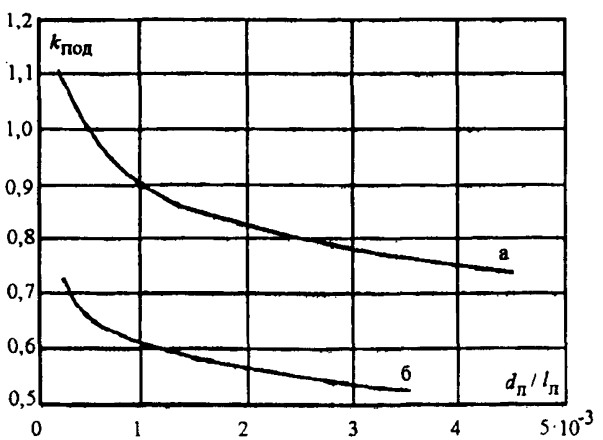


Рис. П15.4. Коэффициент подобия $k_{под}$ для расчета сопротивления многолучевого заземлителя: а – 2 луча; б – 4 луча

При добавлении вертикальных стержней сопротивление лучевого заземлителя рассчитывается по формуле

$$R_л = \rho_э \frac{k_{под}}{l_л} k_{л\text{-}в}, \qquad (П15.12)$$

где $k_{л\text{-}в}$ - коэффициент, учитывающий снижение сопротивления лучевого заземлителя при добавлении вертикальных электродов длиной $l_в$ по рис. П15.5. Остальные обозначения аналогичны обозначенным в формуле (П15.11).

При $\rho_э > 1000$ Ом·м естественная проводимость фундаментов не учитывается, т.е. $R_Σ = R_л$.

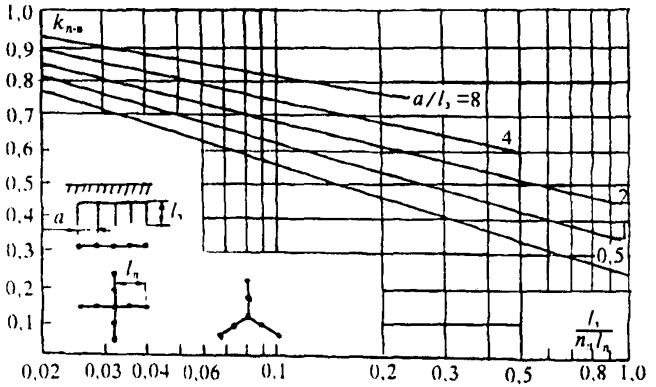


Рис. П15.5. Коэффициент $k_{л\text{-}в}$, учитывающий снижение сопротивления многолучевого заземлителя при добавлении вертикальных электродов

15.5. Расчет импульсного сопротивления заземления опор ВЛ

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

В зависимости от характеристик грунта (типа, влажности, удельного сопротивления, электрической прочности) и конструкции заземлителя возможно проявление всех или части перечисленных факторов с преобладающим влиянием одного из них. Например, во влажных глинистых грунтах, имеющих значительную нелинейность, обусловленную электрохимическими процессами, снижение сопротивления заземления может иметь место без образования искровой зоны; в сухих песчаных грунтах снижение сопротивления будет происходить за счет пробоя грунта и образования искровой зоны; в плохопроводящих грунтах интенсивность искрообразования возрастает, но при использовании в них протяженных заземлителей эффект искрообразования будет компенсироваться увеличением сопротивления заземления из-за его индуктивности; для сосредоточенных заземлителей в грунтах с высоким удельным сопротивлением необходимо считаться с емкостью заземляющего контура.

Расчет изменения сопротивления опоры при протекании тока молнии рекомендуется проводить по международно признанной методике, разработанной на основе теории

подобия (Корсунцев А.В. Научные доклады высшей школы. Энергетика: 1958, № 1). При определении критериев подобия в основу представлений о механизме работы заземлителя положено понятие искровой зоны, т.е. области, охваченной разрядом в грунте, границы которой определяются характеристическим размером S (рис. П15.6) и критическим значением напряженности электрического поля

$$E_{кр} = \rho j, \qquad (П15.13)$$

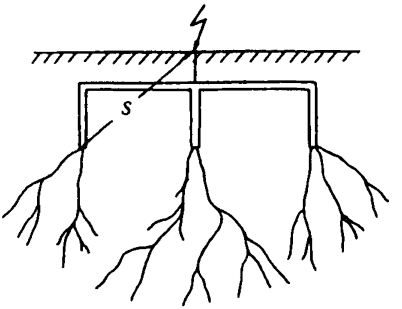


Рис. П15.6. Схема развития разряда в грунте вокруг заземлителя

где j – плотность тока; ρ – удельное сопротивление грунта.

Критериальная зависимость $\Pi_1 = f(\Pi_2)$, полученная по результатам обобщения отечественных и зарубежных экспериментальных данных, представленная на рис. П15.7 в координатах:

$$\Pi_1 = \frac{R_{\sim} S}{\varrho}; \qquad (П15.14)$$

$$\Pi_2 = \frac{I\rho}{S^2 E_{пр}} \qquad (П15.15)$$

имеет три участка:

I – горизонтальный участок зависимости ($\Pi_1 = \Pi_1^0$) соответствует стационарному сопротивлению при промышленной частоте и относится к случаю малых токов, когда наличием искровой зоны можно пренебречь. Значение Π_1^0 зависит от формы заземлителя (электрода); II и III криволинейные участки аппроксимируются формулами:

II – участок ($\Pi_1^0 < \Pi_2 < 45$) $\quad \Pi_1 = 0{,}256\,\Pi_2^{-0{,}354}$; (П15.16)

III – участок (область $\Pi_2 > 45$) $\quad \Pi_1 = 1{,}829\,\Pi_2^{-0{,}871}$. (П15.17)

Характеристика электрической прочности грунта учтена в критерии подобия Π_2 значением пробивной напряженности грунта в однородном поле (см. табл. П15.3). При отсутствии конкретных экспериментальных данных $E_{пр}$ может быть оценена формулой

$$E_{пр} = 6{,}9 \lg \rho - 0{,}6 (\lg \rho)^2 - 3{,}4. \qquad (П15.18)$$

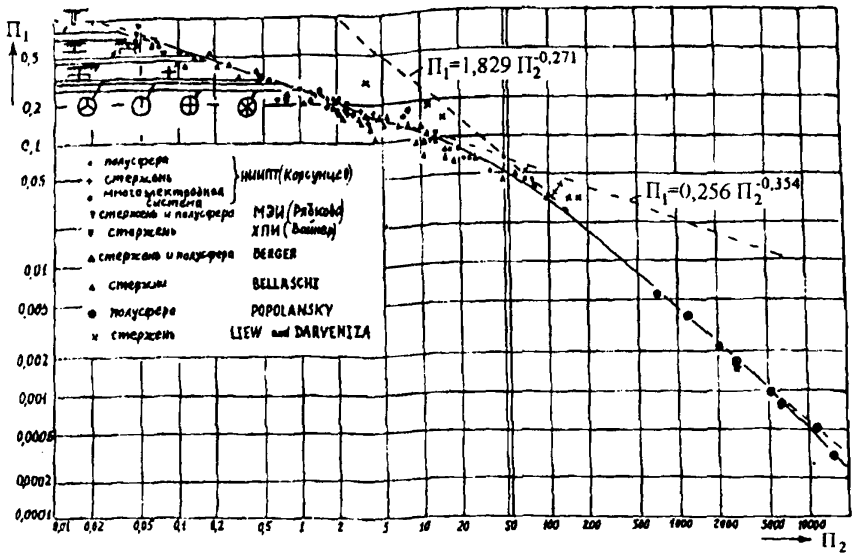


Рис. П15.7. Критериальная зависимость для расчета импульсного сопротивления заземления

Расчету сопротивления заземления с учетом искрообразования предшествует определение критического значения стекающего с заземлителя тока, при котором начинается процесс искрообразования ($I_{кр}$). Для этого рассчитываются критериальные параметры Π_1 и Π_2 для стационарного значения сопротивления заземления по формулам:

$$\Pi_л = \frac{R_{\sim} S}{\rho}. \qquad (П15.19)$$

$$\Pi_2 = \exp\left(\frac{\ln\frac{0{,}256}{\Pi_1}}{0{,}354}\right). \qquad (П15.20)$$

С использованием полученного параметра Π_2 критическое значение тока $I_{иск}$ определяется по формуле (П15.15) при $I = I_{иск}$

$$I_{иск} = \frac{\Pi_2 S^2 E_{пр}}{\rho}. \qquad (П15.21)$$

При условии, что ток через опору больше $I_{иск}$, расчет импульсного сопротивления заземления ведется следующим образом:

- рассчитывается значение критериального параметра Π_2 по формуле (П15.15);
- по одной из формул (П15.16) или (П15.17) определяется соответствующее значение Π_1;
- импульсное сопротивление заземления определяется по формуле:

$$R_и = \frac{\Pi_1 \rho}{S}. \qquad (П15.22)$$

В расчетах грозоупорности ВЛ описанная процедура должна выполняться по мере возрастания тока молнии до момента перекрытия линейной изоляции *. Степень влияния эффекта искрообразования на показатели грозоупорности зависит от электрофизических характеристик грунта и конструкции заземлителя, а также других особенностей ВЛ разного номинального напряжения.

- ВЛ напряжением до 110 кВ из-за низкой импульсной прочности линейной изоляции имеют невысокую грозоупорность: при ударах молнии в опору обратное перекрытие изоляции будет происходить уже при небольших значениях импульсного тока без интенсивного развития искровой зоны вокруг заземлителя, т.е. при импульсном сопротивлении заземлителя, мало отличающемся от стационарного. Оценка грозоупорности ВЛ без учета поправки на искрообразование в этом случае дает небольшой запас в расчете, а эффективным средством повышения грозоупорности этих ВЛ является обеспечение низких значений сопротивления заземления на частоте 50 Гц.
- ВЛ 220 и 330 кВ имеют более высокую грозоупорность, а доля отключений от обратных перекрытий на этих ВЛ превышает долю отключений от прорывов. Развитие искровой зоны у этих ВЛ будет происходить еще до перекрытия изоляции, поэтому для ВЛ 220 и 330 кВ необходимо более точно определять как стационарное сопротивление заземления, так и учитывать искрообразование в грунте.
- Конструктивные особенности ВЛ 500–1150 кВ (высокая импульсная прочность линейной изоляции, портальные опоры, два троса, небольшие значения сопротивления заземления при частоте 50 Гц за счет размещения заземляющего контура и фундаментов опор в большом пространстве) обеспечивают высокую грозоупорность ВЛ при ударах молнии в опору без возникновения интенсивной искровой зоны из-за небольших плотностей стекающего в землю импульсного тока, поэтому при расчетах числа отключений от обратных перекрытий этих ВЛ допустимо использовать значение сопротивления заземления при частоте 50 Гц.

15.6. Справочные данные для расчета сопротивления заземления ($R_{\sim}$ и $R_{и}$) типовых заземляющих устройств унифицированных опор ВЛ 110–500 кВ

В табл. П15.6–П15.11 приведена длина лучей многолучевых заземляющих устройств, используемых в качестве типовых для всех конструкций опор табл.8.1, обеспечивающих нормируемое ПУЭ (п.2.5.75) сопротивление заземления $R_{и}$ при промышленной частоте в грунтах с удельным сопротивлением ρ до 2200 Ом·м., а также дана информация, необходимая для расчета $R_{\sim}$ и $R_{и}$ этих заземлителей: коэффициент подобия $k_{под}$; характеристический размер S.

* Реализовано в алгоритме программы расчета грозоупорности ВЛ (Приложение 34, версия НИИПТ).

Таблица П15.6

Исходные данные для расчета $R_{\sim}$ и $R_{и}$ типовых заземляющих устройств свободностоящих башенных металлических опор ВЛ 110–330 кВ

Длина луча, м	Рекомендуемые пределы по ρ, Ом·м	$R_{и}$, Ом	$k_{под}$ по рис. П15.4	Характеристический размер заземлителя S, м			
				П 110–5В П 110–2В П 150–1В П 150–2В	П 220–2 П 220–2Т П 220–3 П 220–3Т	П 330–3 П 330–3Т П 330–2 П 330–2Т	П 220–5
–	230/300*	15	–	(0,152)** 3,4	(0,114)** 4,2	(0,112)** 4.5	(0,143)** 14,0
5	230–400* 300–400	15	0,550	6,4	8,2	8,0	18,0
10	400–500	15	0,595	11,4	13,0	8,0	23,0
10	500–600	20	0,595	11,4	13,0	13,0	23,0
15	600–700	20	0,610	16,4	17,9	18,0	28,0
20	700–800	20	0,640	21,4	22,9	23,0	33,0
30	800–1000	20	0,675	31,4	32,8	33,0	43,0
35	1000–1300	30	0,690	36,4	37,8	38,0	48,0
40	1300–1500	30	0,705	41,4	42,8	43,0	53,0
50	1500–1900	30	0,730	51,4	52,8	53,0	63,0
60	1900–2200	30	0,750	61,4	62,8	63,0	73,0

Примечания: * – числитель для ВЛ 110 кВ, знаменатель для ВЛ 330 кВ;
** – k_f фундаментов из четырех подножников.

Таблица П15.7

Исходные данные для расчета $R_{\sim}$ и $R_{и}$ типовых заземляющих устройств металлических портальных опор ВЛ 330, 500 и 750 кВ.

Длина луча, м	Рекомендуемые пределы по ρ, Ом · м	$R_{и}$, Ом	$k_{под}$ по рис. П15.4	Характеристический размер заземлителя S, м		
				П 330–9	ПБ–1	ПП 750–1
–	300	15	–	(0,11)* 10,0	(0,106)* 11,8	(0,093)* 14,8
5	300–500	15	0,550	13,0	14,3	19,5
10	500–700	20	0,595	18,0	19,3	24,8
15	700–800	20	0,610	23,0	24,3	29,8
20	800–1000	20	0,640	28,0	29,3	34,8
30	1000–1300	30	0,675	38,0	39,3	44,8
40	1300–1500	30	0,705	48,0	49,3	54,8
50	1500–1900	30	0,730	58,0	59,3	64,8
60	1900–2200	30	0,750	68,0	69,3	74,8

Примечание: * k_f фундаментов из двух подножников и двух плит.

Таблица П15.8

Исходные данные для расчета $R_{\sim}$ и $R_{и}$ типовых заземляющих устройств металлической опоры типа "рюмка" ВЛ 500 кВ

Длина луча, м	Рекомендуемые пределы по ρ, Ом · м	$R_{и}$, Ом	$k_{под}$ по рис. П15.4	Характеристический размер заземлителя S, м
–	350	15	–	5,6
5	350–500	15	0,550	9,2
5	500–600	20	0,550	9,2
10	600–700	20	0,595	14,2
15	700–800	20	0,610	19,2
20	800–1000	20	0,640	24,2
35	1000–1300	30	0,690	39,2
40	1300–1500	30	0,705	44,2
50	1500–1900	30	0,730	54,2
60	1900–2200	30	0,750	64,2

Примечание: $k_f = 0{,}105$ для фундамента из четырех подножников.

Таблица П15.9

Исходные данные для расчета $R_{\sim}$ и $R_{и}$ типовых заземляющих устройств одностоечных железобетонных опор ВЛ 110, 150 и 220 кВ: ПБ110–1, ПБ 110–2, ПБ 150–1, ПБ 150–2, ПБ 220–1

Длина луча, м	Рекомендуемые пределы по ρ, Ом · м	$R_{и}$, Ом	$k_{под}$ по рис. П15.4	Характеристический размер заземлителя S, м
–	60	10	(0,49)*	3,0
5	60–100	10	(0,80)**	5,0
5	100–200	15	0,550	5,0
10	200–300	15	0,595	10,0
15	300–400	15	0,610	15,0
20	400–500	15	0,640	20,0
25	500–650	20	0,653	25,0
30	650–800	20	0,675	30,0
40	800–1000	20	0,705	40,0
40	1000–1400	30	0,705	50,0
50	1400–1800	30	0,730	50,0
60	1800–2100	30	0,750	60,0

Примечание: * k_f заглубленной части стойки;
** для двух лучей.

Таблица П15.10

Исходные данные для расчета R_- и $R_и$ типовых заземляющих устройств двухстоечных железобетонных опор ВЛ 150, 220, 330, 500 и 750 кВ

Длина луча, м	Рекомендуемые пределы по ρ, Ом · м	$R_и$, Ом	$k_{под}$ по рис. П15.4.	Характеристический размер заземлителя S, м						
				ПСБ 150–1	ПСБ 220–1	ПБ 220–4 ПС 220–12	ПС 330–7Н	ПБ 330–4	ПБ 500–5Н	ПБ 750–3
–	150	15	–	(0,278)* 4,0	(0,272)* 4,6	(0,258)* 6,7	(0,262)* 5,3	(0,247)* 8,3	(0,254)* 7,3	(0,254)* 8,8
5	150–300	15	0,550	7,6	8,0	10,8	9,2	12,7	11,5	12,5
10	300–400	15	0,595	12,6	13,0	15,8	14,2	17,7	16,5	17,5
15	400–500	15	0,610	17,6	18,0	20,8	19,2	22,7	21,5	22,5
20	500–700	20	0,640	22,6	23,0	25,8	24,2	27,7	26,5	27,5
25	700–800	20	0,653	27,6	28,0	30,8	29,2	32,7	31,5	32,5
35	800–1000	20	0,690	37,6	38,0	40,8	39,2	42,7	41,5	42,5
40	1000–1400	30	0,705	42,6	43,0	45,8	44,2	47,7	46,5	47,5
50	1400–1800	30	0,730	52,6	53,0	55,8	54,2	57,7	56,5	57,5
60	1800–2100	30	0,750	62,6	63,0	65,8	64,2	67,7	66,5	67,5

Примечание: * k_f заглубленной части стойки.

Таблица П15.11

Исходные данные для расчета $R_{\sim}$ и $R_{и}$ типовых заземляющихустройств железобетонных портальных опор на оттяжках ВЛ 500 кв

Длина луча, м	Рекомендуемые пределы по ρ, Ом · м	$k_{под}$ по рис. П15.4	$R_{и}$, Ом	Характеристический размер заземлителя S, м	
–	300	–	15	(0,108)* 9,5	(0,106)* 10,0
5	300–500	0,550	15	13,0	13,5
10	500–700	0,595	20	18,0	18,5
15	700–800	0,610	20	23,0	23,5
20	800–1000	0,640	20	28,0	28,5
30	1000–1300	0,675	30	38,0	38,5
40	1300–1500	0,705	30	48,0	48,5
50	1500–1900	0,730	30	58,0	58,5
60	1900–2200	0,750	30	68,0	68,5

Примечание: * k_f заглубленной части стойки.

РАСЧЕТНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ

Для расчета грозоупорности линии требуется предварительно определить необходимые параметры: индуктивность опоры, волновые сопротивления и коэффициенты связи проводов и тросов.

16.1. Индуктивность опоры от основания до точки подвеса троса (на линиях с тросом) или до вершины опоры (для ВЛ без троса) рассчитывается по формуле

$$L_{оп}^{тр} = k_{тр} h_{тр}, \qquad (П16.1)$$

где $h_{тр}$ - высота точки подвеса троса на опоре, м; $k_{тр}$ – коэффициент, который для различных типов опор выбирается по табл. П16.1, мкГн/м.

Индуктивность участка опоры от основания до уровня точки подвеса провода (нижний конец гирлянды), которая рассчитывается по формуле

$$L_{оп}^{пр} = k_{пр} h_{пр}, \qquad (П16.2)$$

где $h_{пр}$ - высота точки подвеса провода на опоре, м (нижний конец гирлянды); $k_{пр}$ - коэффициент, который для различных типов опор выбирается по табл. П16.1, мкГн/м.

Для металлических башенных опор высотой более 50 м, например, для переходных пролетов, индуктивность вычисляется по формуле

$$L_{оп}^{пр} = 0{,}2 h_{пр}\left(\ln\frac{2H}{r_{оп}} + \frac{\Delta h}{2h_{пр}}\ln\frac{H}{\Delta h} - 1\right), \qquad (П16.3)$$

где $H = h_{тр} + h_{пр}$; $\Delta h = h_{тр} - h_{пр}$; $h_{тр}$ – высота точки подвеса троса на опоре , м; $h_{пр}$ - высота подвеса провода на опоре (нижний конец гирлянды), м; $r_{оп}$ - средний эквивалентный радиус опоры, вычисляющийся по формуле

$$r_{оп} = \frac{C_r}{2\pi}, \qquad (П16.4)$$

где C_r – периметр горизонтального сечения опоры на половине ее высоты, м.

16.2. Геометрическое (без короны) волновое сопротивление одиночного троса или провода рассчитывается по формуле

$$z_r = 60\ln\frac{2h_{ср}}{r}, \qquad (П16.5)$$

где r - радиус троса или провода, м; $h_{ср}$ – средняя высота подвеса троса или провода над землей (м) определяется по формулам:

для троса $$h_{ср.тр} = h_{тр} - \frac{2}{3} f_{тр}, \qquad (П16.6)$$

для провода $$h_{ср.пр} = h_{пр} - \frac{2}{3} f_{пр}. \qquad (П16.7)$$

в которых $h_{тр}$ и $h_{пр}$ – высота подвеса троса и верхнего провода на опоре определяется с использованием эскиза опоры и длины гирлянд со строительной арматурой (см. Приложение 13, табл. П13.1).

Примечание. При отсутствии данных о стрелах провеса $f_{тр}$ и $f_{пр}$ они вычисляются через нормированные ПУЭ расстояния по вертикали между тросом и верхним проводом Δh в середине пролета длиной $l_{прол}$ (см. Приложение 13, рис. П13.2) и наименьшее допустимое расстояние между нижним проводом и землей $h_г$, м (см. Приложение 13, табл. П13.1):

$$\text{при } h_{тр\text{-}пр} > h_{тр} - h^{в}_{пр} \qquad f_{тр} = h_{тр} - h_г - (h^{в}_{пр} - h^{н}_{пр}) - h_{тр\text{-}пр}; \tag{П16.8}$$

$$f_{пр} = h^{н}_{пр} - h_г. \tag{П16.9}$$

$$\text{при } h_{тр\text{-}пр} \le h_{тр} - h^{в}_{пр} \qquad f_{тр} = f_{пр} = h^{н}_{пр} - h_г, \tag{П16.10}$$

где $h^{н}_{пр}$ и $h^{в}_{пр}$ – высота подвеса нижнего и верхнего проводов на опоре.

Таблица П16.1

Коэффициенты для расчета индуктивности опор воздушных линий из различного материала

Тип опоры	$k_{тр}/k_{пр}$, мкГн/м		
	Деревянная	Железобетонная	Металлическая
Одностоечная	–	$\frac{1,0}{1,03}$	$\frac{0,92-5r_{оп}\ h^{*}_{тр}}{0,95-5r_{оп}\ h^{*}_{тр}}$
Портальная	$\frac{1,48}{1,52}$	$\frac{0,74}{0,70}$	$\frac{0,61}{0,60}$
Одностоечная с оттяжками	–	–	$\frac{0,43+0,88q^{**}_{h}}{0,38+0,99q^{**}_{h}}$
Портальная с оттяжками	–	$\frac{0,62}{0,59}$	$\frac{0,55}{0,57}$

Примечания: * – см. формулу (П16.4);

** q_h – коэффициент, равный отношению длины участка опоры, расположенного выше уровня крепления оттяжек, к общей высоте опоры.

Для расщепленного провода в формулу (П16.5) вместо r подставляется эквивалентный радиус

$$r_э = (n r R_р^{n-1})^{\frac{1}{n}}, \tag{П16.11}$$

где n – число составляющих расщепленного провода; r – радиус составляющего провода, м; $R_р$ – радиус расщепления, рассчитывающийся по формуле

$$R_р = \frac{d}{2\sin\frac{\pi}{n}}, \tag{П16.12}$$

в которой d – шаг расщепления, м.

Волновое сопротивление n параллельных тросов (проводов) рассчитывается по формуле

$$z_э = \frac{1}{n^2}\sum_{k,m=1}^{n} z_{km}\,, \qquad (П16.13)$$

где z_{kk} – собственное волновое сопротивление (по формуле (П16.5)), z_{km} – взаимное волновое сопротивление, которое определяется по формуле

$$z_{km} = 60 \ln \frac{D_{km'}}{d_{km}}\,, \qquad (П16.14)$$

в которой $D_{km'}$ – расстояние между тросом k и зеркальным изображением троса m относительно земной поверхности; d_{km} – расстояние между тросами k и m.

Геометрическое волновое сопротивление двух тросов 2 и 3 одинакового радиуса r, расположенных на высоте $h_{ср}$ (рис. П16.1,б), рассчитывается по формуле

$$z_г = 30 \ln \frac{2h_{ср}\, D_{23'}}{r\, d_{23}}\,, \qquad (П16.15)$$

где $h_{ср}$ – средняя высота тросов над землей, м ; $D_{23'}$ – расстояние между тросом 2 и зеркальным изображением троса 3 относительно земной поверхности, м; d_{23} – расстояние между тросами 2 и 3, м.

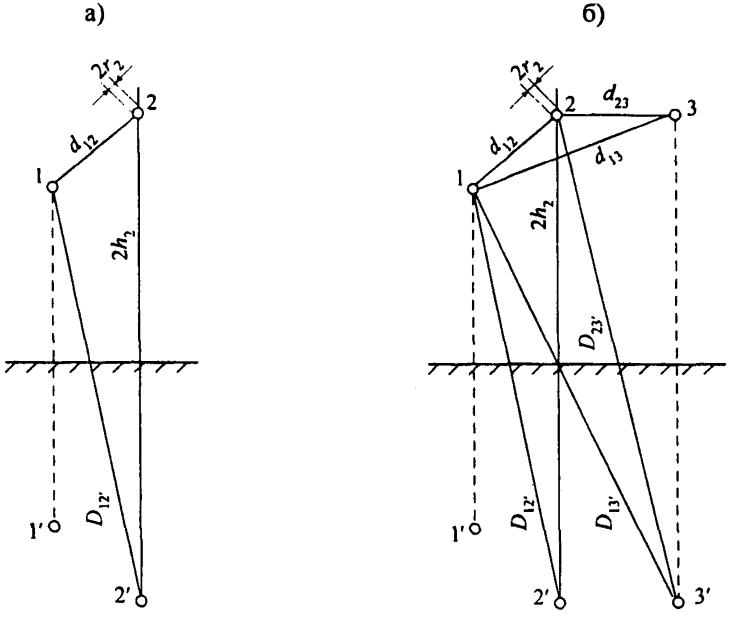


Рис. П16.1. К расчету волновых сопротивлений и коэффициентов связи проводов и тросов

16.3. Геометрический коэффициент связи провода 1 с одиночным тросом или другим проводом 2 (рис. П16.1,а)* рассчитывается по формуле

$$k_r = \frac{\ln \dfrac{D_{12'}}{d_{12}}}{\ln \dfrac{2h_{cp}}{r}}, \qquad (П16.16)$$

где $D_{12'}$ – расстояние между проводом и зеркальным изображением троса (второго провода) относительно земной поверхности, м; d_{12} – расстояние между проводом и тросом (вторым проводом), м; h_{cp} – средняя высота троса (второго провода) над землей, м; r – радиус троса (второго провода), м.

Коэффициент связи провода n относительно $(n-1)$ проводов, находящихся под одинаковым напряжением, определяется по формуле

$$k_r = (-1)^n \frac{\begin{vmatrix} 1 & z_{11} & z_{12} & \cdots & z_{1(n-1)} \\ 1 & z_{21} & z_{22} & \cdots & z_{2(n-1)} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ 0 & z_{n1} & z_{n2} & \cdots & z_{n(n-1)} \end{vmatrix}}{\begin{vmatrix} z_{11} & z_{12} & \cdots & z_{1(n-1)} \\ z_{21} & z_{22} & \cdots & z_{2(n-1)} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots \\ z_{(n-1)1} & z_{(n-1)2} & \cdots & z_{(n-1)(n-1)} \end{vmatrix}}, \qquad (П16.17)$$

в которой собственные и взаимные волновые сопротивления рассчитываются по формулам (П16.5) и (П16.14).

Геометрический коэффициент связи провода 1 с двумя тросами 2 и 3, имеющими одинаковый радиус r и расположенными на высоте h_{cp} на расстоянии d_{23} друг от друга (см. рис. П16.1,б), вычисляется по формуле

$$k_r = \frac{\ln \dfrac{D_{12'} D_{13'}}{d_{12} d_{13}}}{\ln \dfrac{2h_{cp} D_{23'}}{r d_{23}}}. \qquad (П16.18)$$

16.4. При возникновении на проводах и тросах импульсной короны волновое сопротивление снижается, а коэффициент связи возрастает. Поправка на корону для волновых сопротивлений и коэффициентов связи вводится по методике, базирующейся на понятии "коронного чехла". Связь между радиусом одиночного или эквивалентным радиусом расщепленного на n составляющих коронирующего провода $r_{э.к}$ и воздействующим напряжением U описывается трансцендентным уравнением

---

* Все геометрические размеры на рис. П16.1 определяются по средней высоте троса и провода над землей.

$$\frac{\ln\dfrac{2h_{ср}}{r_{э.к}}}{\left(\dfrac{2h_{ср}}{r_{э.к}}\right)^{n}} = \frac{U R_к^{n-1}}{(2h_{ср})^{n} E_{ср}^{-}}, \qquad (П16.19)$$

где
$$r_{э.к} = (n r_к R_к^{n-1})^{\frac{1}{n}}, \qquad (П16.20)$$

в котором $r_к$ – радиус чехла короны составляющего провода, $R_к$ – радиус расщепления коронирующего провода в соответствии с принятой картиной на расщепленных проводах (рис. П16.2 и П16.3) рассчитывается по формуле

$$R_к = R_р - r + r_к, \qquad (П16.21)$$

где $R_р$ – радиус расщепления по формуле (П16.12); r – радиус составляющего провода без короны; в формуле (П16.19) $E_{ср}$ – средняя напряженность на границе коронного чехла при отрицательной полярности напряжения.

По результатам обработки экспериментальных данных $E_{ср}^{-}$ связана с радиусом чехла короны провода зависимостью

$$E_{ср}^{-} = 33{,}9\, r_к^{0{,}268}, \qquad (П16.22)$$

в которой $r_к$ берется в см, $E_{ср}^{-}$ – в кВ/см.

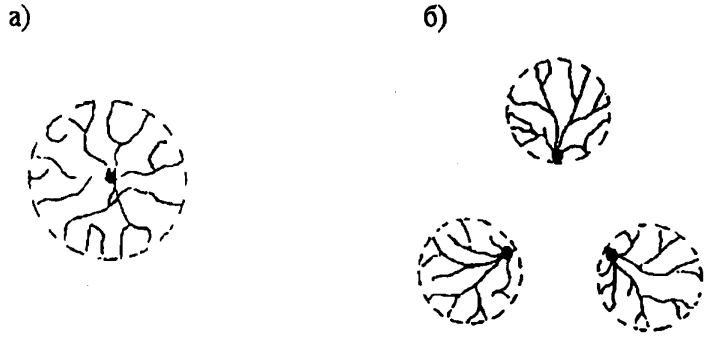


Рис. П16.2. Картина развития коронных чехлов на одиночном (а) и расщепленном (б) проводе

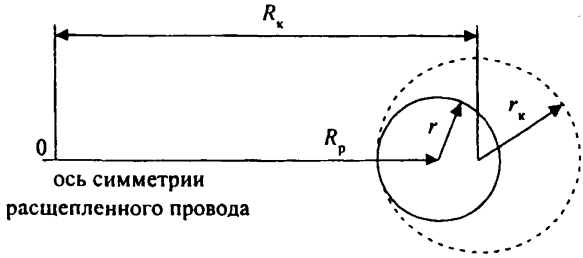


Рис. П16.3. Расчетные размеры коронного чехла на составляющей расщепленного провода

При подстановке $r_{э.к}$ по формуле (П16.20) в уравнение (П16.19) расчетное выражение для $r_к$ принимает вид

$$r_к = \frac{U}{E_{ср}^{-} n \ln \frac{2h_{ср}}{r_{э.к}}}. \qquad (П16.23)$$

Для одиночного провода $r_{э.к} = r_к$ и $n = 1$. Расчет ведется методом итерации, начиная с $r_к = r$, до выполнения условия $(r_{к_{i+1}} - r_{к_i}) < 0{,}005$ м.

Расчет волнового сопротивления коронирующего троса (тросов) и коэффициента связи провода с коронирующим тросом (тросами) проводится с использованием в формулах (П16.5), (П16.13), (П16.16) и (П16.17) вместо $\ln \frac{2h_{ср}}{r}$ параметра равного

$$\ln w_к = \sqrt{\ln \frac{2h_{ср}}{r_э} \ln \frac{2h_{ср}}{r_{э.к}}}, \qquad (П16.24)$$

где $r_{э.к}$ определено с использованием значения $r_к$ на последней итерации. При таком подходе учитывается неравномерность заполнения зарядами "коронного чехла".

16.5. В программе расчета числа грозовых отключений поправка на корону для волнового сопротивления провода вводится однократно при расчете критического значения амплитуды тока молнии, вызывающего перекрытие линейной изоляции при ударе молнии в провод.

Поправка на корону для коэффициента связи вводится при расчете числа обратных перекрытий от удара молнии в опору или трос в середине пролета в динамическом режиме по мере изменения напряжения на тросе.

В табл. П16.2 приведены значения волнового сопротивления проводов (геометрических и с учетом короны) и геометрических коэффициентов связи проводов и тросов ВЛ 35–1150 кВ.

Таблица П16.2

Волновое сопротивление проводов и коэффициент связи проводов и тросов ВЛ 35–1150 кВ

Тип опоры, расположение проводов	Класс напряжения, кВ	Число составляющих, n	Материал опоры	$z_{1\,пр}$, Ом	$z_{в.пр}$, Ом	k_1
Башенная или одностоечная, одноцепная. Треугольное расположение проводов, один трос	35	1	металл	500	480	0,205
			железобетон	490	475	0,210
	110	1	металл	490	445	0,215
			железобетон	470	420	0,190
	150	1	металл	500	445	0,220
			железобетон	485	425	0,195
	220	1	металл	480	410	0,190
			железобетон	470	395	0,210
	330	2	металл	380	290	0,180
Башенная или одностоечная, двухцепная. Расположение проводов "бочка" или "ёлка" один трос	35	1	металл	510	490	0,220
			железобетон	500	485	0,210
	110	1	металл	506	455	0,200
			железобетон	490	440	0,210
	150	1	металл	520	465	0,225
			железобетон	500	445	0,220
	220	1	металл	500	430	0,210
	330	2	металл	395	305	0,180
Портальная свободностоящая или на оттяжках	35	1	дерево	490	475	0,205
	110	1		460	385	0,185
	150	1		460	385	0,185
			железобетон	470	410	0,170
	220	1	дерево	445	360	0,180
			железобетон	445	365	0,170
Горизонтальное расположение проводов два троса	330	2	металл	355	260	0,165
			железобетон	350	255	0,150
	500	3	металл	320	250	0,140
			железобетон	315	245	0,140
	750	4	металл	310	255	0,185
			железобетон	305	250	0,170
	1150	8	металл	280	250	0,180

РАСЧЕТ ЧИСЛА ГРОЗОВЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ВЛ 110 КВ И БОЛЕЕ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ С ТРОСОМ*

17.1. Для ВЛ 110 кВ и выше с индуктированными перенапряжениями при ударах в землю можно не считаться.

На ВЛ, имеющей тросовую защиту, различаются три расчетных случая грозовых поражений:

- удар в опору или удар в трос вблизи опоры, по своим последствиям приравниваемый к удару в опору;
- удар в трос в средней части пролета;
- удар в провод (прорыв молнии через тросовую защиту).

Общее число грозовых отключений ВЛ с тросом определяется суммой отключений по указанным причинам. Обычно рассчитывается удельное число грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов, равное

$$n_г = n_{оп} + n_{тр} + n_{пр}. \qquad (П17.1)$$

Расчет абсолютного числа грозовых отключений на фактическую длину ВЛ ($l_ф$) и фактическую интенсивность грозовой деятельности ($N_{г.ч}$) производится по формуле (7.1).

17.2. Ожидаемое удельное число грозовых отключений от обратных перекрытий линейной изоляции при ударах молнии в опору определяется по формуле

$$n_{оп} = N_{оп} P_{оп} \eta, \qquad (П17.2)$$

где

$$N_{оп} = 4 N \frac{h_{тр}}{l_{прол}} \text{ - число ударов в опору,} \qquad (П17.3)$$

$h_{тр}$ – высота подвеса на опоре, м; $l_{прол}$ – длина пролета, м; N – общее число ударов молнии на 100 км линии, рассчитывается в зависимости от средней высоты подвеса троса $h_{ср.тр}$ по формулам (6.14) и (6.15); η – коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты, определяется по формуле

$$\eta = \left(0{,}92 \frac{U}{l_{разр}} - 6 \right) \cdot 10^{-2}, \qquad (П17.4)$$

в которой $l_{разр}$ – длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, м; U – наибольшее длительно допустимое рабочее (линейное) напряжение, кВ (см. Приложение 13, табл. П13.1). В случаях, когда значение η по формуле (П17.4) получается больше 0,9, оно принимается равным 0,9; $P_{оп}$ – вероятность перекрытия линейной изоляции, определяется интегрированием области опасных параметров амплитуды и крутизны тока молнии. Перекрытие возникает при условии, когда сумма импульсного и рабочего напряжения провода достигает разрядного напряжения линейной изоляции, определяемого вольт-секундной характеристикой для разрядов на фронте импульса перенапряжений, т.е. когда

$$U_{имп}(t) + u_р(\varphi) \geq U^{+}_{разр}(t). \qquad (П17.5)$$

---

* Программа расчета для ПЭВМ разработана в НИИПТ и ВНИИЭ (см. Приложение 34).

Удар молнии возможен в любую фазу $u_р(\varphi)$. Импульсная составляющая в выражении (П17.5), кроме всего прочего, зависит от высоты подвеса провода, поэтому в зависимости от фазы $U_р$ в неблагоприятных условиях может оказаться тот или другой провод.

При ударе молнии в опору импульсное напряжение на линейной изоляции состоит из следующих составляющих:

- составляющая, вызванная падением напряжения на сопротивлении заземления опоры

$$U_R(t) = i_{оп}\, R, \qquad (П17.6)$$

где $i_{оп}$ – ток через опору, кА; R – сопротивление заземления, Ом;

- магнитная составляющая индуктированного напряжения, которая создается током в опоре и током в канале молнии

$$U_{ин.м}(t) = L_{оп}^{пр}\frac{di_{оп}}{dt} + aM^{тр}(t), \qquad (П17.7)$$

где a – крутизна тока молнии, кА/мкс; $L_{оп}^{пр}$ – индуктивность опоры до точки подвеса провода, определяемая по рекомендациям Приложения 16 (п. 16.1), мкГн; $M^{тр}(t)$ – взаимная индуктивность между каналом молнии и петлей провод-земля, мкГн, рассчитывается по формуле

$$M^{тр}(t) = 0{,}2h_{пр}\left(\ln\frac{vt+H}{(1+\beta)H} - \frac{\Delta h}{2h_{пр}}\ln\frac{H}{\Delta h} + 1\right), \qquad (П17.8)$$

в которой $h_{тр}$, $h_{пр}$ – высота подвеса троса и провода, м; $H = h_{тр} + h_{пр}$, м; $\Delta h = h_{тр} - h_{пр}$, м; v и β – абсолютная (м/мкс) и относительная скорость обратного разряда молнии;

- электрическая составляющая индуктированного напряжения

$$U_{ин.э}(t) = a\frac{0{,}1h_{пр}}{\beta}\left(1 - k_к\frac{h_{тр}}{h_{пр}}\right)\ln\frac{(vt+h_{тр})\sqrt{(vt+H)(vt+\Delta h)}}{(1+\beta)^2 h_{тр}\sqrt{\Delta h\cdot H}}, \qquad (П17.9)$$

где $k_к$ – коэффициент связи провода с коронирующим тросом;

- напряжение, индуктированное на проводе током в тросе

$$U_{ин.тр}(t) = k_к\left(i_{оп}R + L_{оп}^{тр}\frac{di_{оп}}{dt} + aM^{тр}(t)\right), \qquad (П17.10)$$

где $L_{оп}^{тр}$ – индуктивность опоры до точки подвеса троса, мкГн; $M^{тр}(t)$ – взаимная индуктивность между каналом молнии и петлей трос-земля, мкГн, равная

$$M^{тр}(t) = 0{,}2h_{тр}\left(\ln\frac{vt+2h_{тр}}{(1+\beta)2h_{тр}} + 1\right). \qquad (П17.11)$$

Суммарное напряжение на линейной изоляции при ударе молнии в опору с учетом рабочего напряжения линии составляет

$$U_{из}(t) = U_{имп}(t) + u_р(\varphi) = U_R(t) + U_{ин.м}(t) + U_{ин.э}(t) - U_{ин.тр}(t) + u_р(\varphi). \qquad (П17.12)$$

Для определения $U_{имп}(t)$ необходимо рассчитать распределение тока молнии между опорой и тросом. Для этого используется в зависимости от момента време-

ни на фронте импульса одна из двух схем замещения (рис. П17.1: а – до прихода волны, отраженной от соседней опоры; б – после прихода отраженной волны).

Обозначения на схемах:

a – крутизна тока молнии;

$i_м$ – ток молнии;

$i_{оп}$ – ток, протекающий по опоре;

$i_{тр}$ – ток, ответвляющийся в тросы;

$L_{оп}^{тр}$ – индуктивность опоры до точки подвеса троса;

$M_{тр}(t)$ – взаимная индуктивность между каналом молнии и петлей трос-земля;

$z_{тр}$ – волновое сопротивление тросов;

$L_{тр}$ – индуктивность тросов;

R – сопротивление заземления опор.

Рассчитываемые токи связаны равенством

$$i_{оп} = i_м - 2i_{тр}, \qquad (П17.13)$$

а их производные при косоугольном фронте импульса тока молнии соотношением

$$\frac{di_{оп}}{dt} = a - 2\frac{di_{тр}}{dt}. \qquad (П17.14)$$

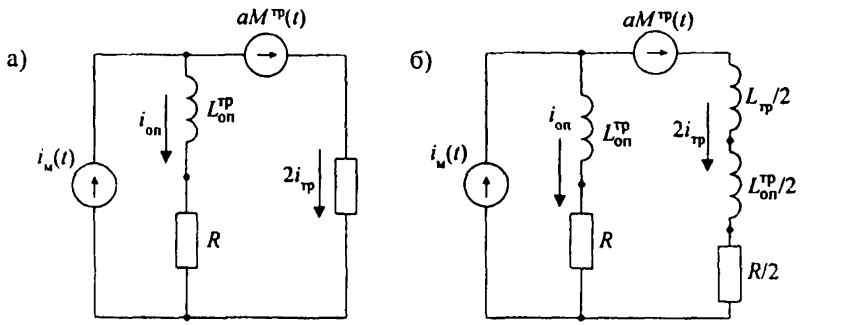


Рис. П17.1. Схемы замещения для расчета токов в опоре и тросе при ударе молнии в опору а) до прихода отраженной волны; б) после прихода отраженной волны

Для расчета токов $i_{оп}$ и $i_{тр}$ используются дифференциальные уравнения относительно $i_{тр}$:

для схемы рис. П17.1,а

$$\frac{di_{тр}}{dt} = \frac{1}{2L_{оп}^{тр}}\left(a(M^{тр}(t) + L_{оп}^{тр}) + atR - 2i_{тр}\frac{z_{тр}}{2} + R\right); \qquad (П17.15)$$

для схемы рис. П17.1,б

$$\frac{di_{тр}}{dt} = \frac{1}{L_{тр} + 3L_{оп}^{тр}}\left(a(M^{тр}(t) + L_{оп}^{тр}) + atR - i_{тр}3R\right). \qquad (П17.16)$$

Дифференциальные уравнения (П17.15) и (П17.16) при учете импульсной короны на тросах, а также введении поправки на искрообразование при стекании

тока молнии через заземлитель опоры являются дифференциальными уравнениями с нелинейными коэффициентами, для решения которых используются реализованные на ЭВМ численные методы. При этом на каждом интервале интегрирования по времени значение сопротивления заземления опоры R и напряжение на тросе $u_{тр}$ принимается постоянным и, в случае необходимости, т.е. при превышении напряжении на тросе напряжения начала импульсной короны и после возникновения искрообразования в грунте, делаются поправки на коэффициенты связи провода с коронирующим тросом и на снижение сопротивления заземления при протекании импульсного тока в соответствии с рекомендациями Приложений 15 и 16. Для каждого расчетного значения рабочего напряжения $u_р(\varphi)$ время прекращения расчета уравнений (П17.15) и (П17.16) $t_{кр}$ для одного из возможных значений крутизны тока молнии A_i определяется выполнением условия (П17.5) для одного из трех проводов, например, с номером k (рис. П17.2).Критическое значение амплитуды тока молнии для этого провода определяется по формуле

$$I_{кр_{i,j,k}} = t_{кр_{i,j,k}} A_i \,. \qquad (П17.17)$$

Пределы интегрирования (t_{min} = 0,7 мкс и t_{max} = 10 мкс) соответствуют минимальной и максимальной длительности фронта расчетного импульса. Многократные расчеты с перебором значений крутизны тока молнии позволяют получить кривые, ограничивающие области опасных параметров для каждого провода и различных фаз $u_р(\varphi)$. Вероятность перекрытия изоляции для каждого расчетного случая определяется интегрированием распределения случайных сочетаний параметров $A_{кр}$ и $I_{кр}$ по соответствующей области опасных параметров:

$$P_{оп_{k,\varphi}} = \sum_{i=1}^{n_{k,\varphi}} \Delta_i P \sum_{i=1}^{n_{k,\varphi}} P_{I_i} (P_{A_i} - P_{A_{i+1}}), \qquad (П17.18)$$

где $n_{k,\varphi}$ – число точек кривой опасных параметров для провода k при рабочем напряжении $u_р(\varphi)$; P_{I_i}, P_{A_i} – вероятность значений I и A, превышающих соответственно I_i и A_i, рассчитывается по формуле (6.5) с параметрами логарифмически нормального распределения, принятыми в п.6.2.2 и 6.2.3 для первого импульса многократного разряда молнии. Для каждого провода вероятность перекрытия изоляции должна определяться усреднением за период рабочего напряжения

$$P_{оп} = \frac{1}{n_\varphi} \sum_{\varphi=1}^{n_\varphi} P_{оп_{k,\varphi}}, \qquad (П17.19)$$

где n_φ – число расчетных точек на синусоиде рабочего напряжения.

Общее число грозовых отключений ВЛ из-за обратных перекрытий определяется суммированием чисел отключений от обратных перекрытий отдельных проводов

$$n_{оп} = \sum_{k=1}^{3} n_{оп_k}, \qquad (П17.20)$$

где $n_{оп_k}$ рассчитаны по формуле (П17.2).

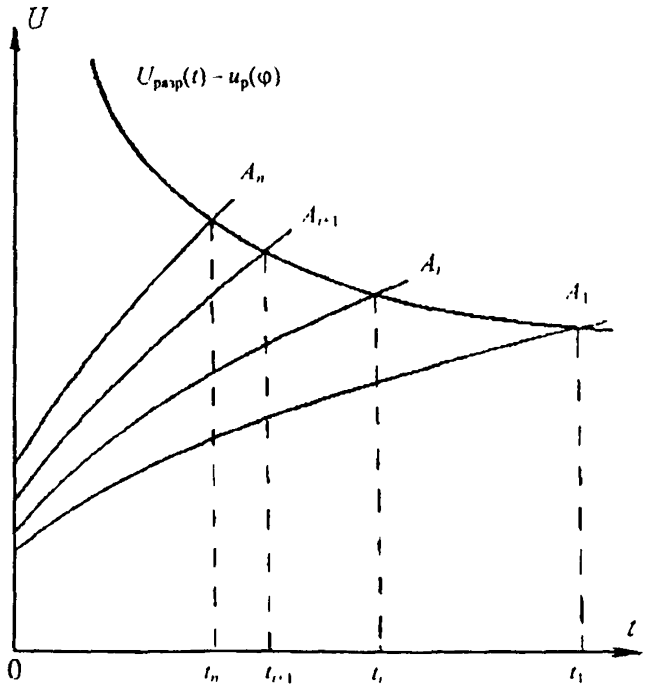


Рис. П17.2. К расчету координат границы области опасных параметров

17.3. Отключение ВЛ при грозовом поражении в середине пролета возможно из-за перекрытия изоляции на опорах, ограничивающий пораженный пролет, так как выбор воздушного промежутка трос-провод в соответствиями с требованиями ПУЭ (п.2.5.66) (Приложение 13, рис. П13.2) исключает его перекрытия при ударах молнии в середину пролета. Ожидаемое удельное число грозовых отключений ВЛ из-за ударов молнии в трос в середине пролета рассчитывается по формуле

$$n_{тр} = N_{тр} P_{тр} \eta, \qquad (П17.21)$$

где $N_{тр}$ – число ударов молнии в трос в середине пролета на 100 км линии с использованием формул (6.14) или (6.15), (П17.3) и (П17.34):

$$N_{тр} = N - N_{оп} - N_{пр}, \qquad (П17.22)$$

η – рассчитывается по формуле (П17.4); $P_{тр}$ - вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в трос в середине пролета рассчитывается по алгоритму, аналогичному расчету $P_{оп}$ с использованием условия (П17.5).

Импульсное напряжение на гирляндах складывается из следующих составляющих:

• составляющая, вызванная падением напряжения на сопротивлении заземления опоры

$$U_R(t) = i_{оп} R, \qquad (П17.23)$$

где $i_{оп}$ – ток через опору, кА; R – сопротивление заземления опоры, Ом;

• магнитная составляющая индуктированного напряжения, которая создается током в опоре

$$U_{\text{ин м}}(t) = \frac{di_{\text{оп}}}{dt} L_{\text{оп}}^{\text{пр}}, \qquad (\text{П17.24})$$

где $L_{\text{оп}}^{\text{пр}}$ – индуктивность опоры до точки подвеса провода, мкГн;

• напряжение, индуктированное на проводе током в тросе

$$U_{\text{ин тр}}(t) = k_{\text{к}}' \left(U_R(t) + \frac{L_{\text{оп}}^{\text{тр}}}{L_{\text{оп}}^{\text{пр}}} U_{\text{ин м}}(t) \right), \qquad (\text{П17.25})$$

где $k_{\text{к}}'$ – коэффициент связи провода с коронирующим тросом; $L_{\text{оп}}^{\text{тр}}$ – индуктивность опоры до точки подвеса троса, мкГн.

Суммарное напряжение на линейной изоляции при ударе молнии в трос в середине пролета с учетом рабочего напряжения линии

$$U_{\text{из}}(t) = U_{\text{имп}}(t) + u_{\text{р}}(\varphi) = U_R(t) + U_{\text{ин м}}(t) - U_{\text{ин тр}}(t) + u_{\text{р}}(\varphi). \qquad (\text{П17.26})$$

Необходимый для определения $U_{\text{имп}}(t)$ ток через опору рассчитывается с использованием схемы замещения (рис. П17.3), токи и их производные в которой связаны равенствами

$$i_{\text{оп}} = \frac{i_{\text{м}}}{2} - i_{\text{тр}}, \qquad (\text{П17.27})$$

$$\frac{di_{\text{оп}}}{dt} = \frac{a}{2} - \frac{di_{\text{тр}}}{dt}. \qquad (\text{П17.28})$$

Дифференциальное уравнение для расчета $i_{\text{тр}}$ имеет вид:

$$\frac{di_{\text{тр}}}{dt} = \frac{a}{2} \frac{L_{\text{тр}}}{L_{\text{тр}} + L_{\text{оп}}^{\text{тр}}} + \frac{a}{2} t \frac{R}{L_{\text{тр}} + L_{\text{оп}}^{\text{тр}}} - i_{\text{тр}} \frac{R}{L_{\text{гр}} + L_{\text{оп}}^{\text{тр}}}. \qquad (\text{П17.29})$$

Способ и алгоритм решения уравнения (П17.29) аналогичен описанному выше для уравнений (П17.15) и (П17.16), за исключением одного момента: в уравнение (П17.29) необходимо подставлять значение крутизны тока молнии, уменьшенное после пробега волной половины пролета по коронирующему тросу. Алгоритм введения поправки на импульсную корону поясняет рис. П17.4.

В точке удара молнии за время пробега половины пролета $t_{l_{\text{прол}}/2}$ напряжение на тросе нарастает до значения

$$u_{\text{тр}} = \frac{i_{\text{м}} z_{\text{к тр}}}{2} = \frac{a t_{l_{\text{прол}}/2} z_{\text{к тр}}}{2}, \qquad (\text{П17.30})$$

где $i_{\text{м}}$ и a – ток и крутизна тока молнии; $z_{\text{к.тр}}$ – волновое сопротивление коронирующего троса.

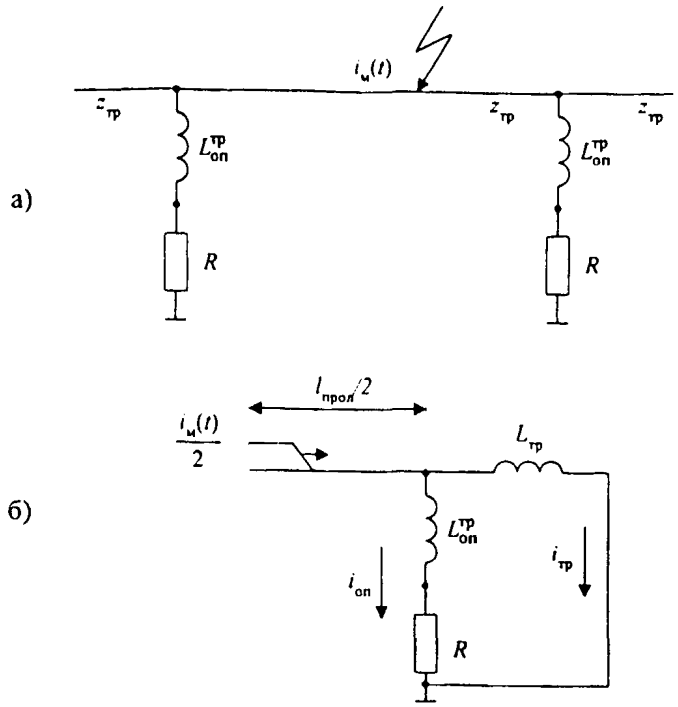


Рис. П17.3. Схемы замещения для расчета токов в опоре и тросе при ударе молнии в трос в середине пролета: а) общая; б)расчетная

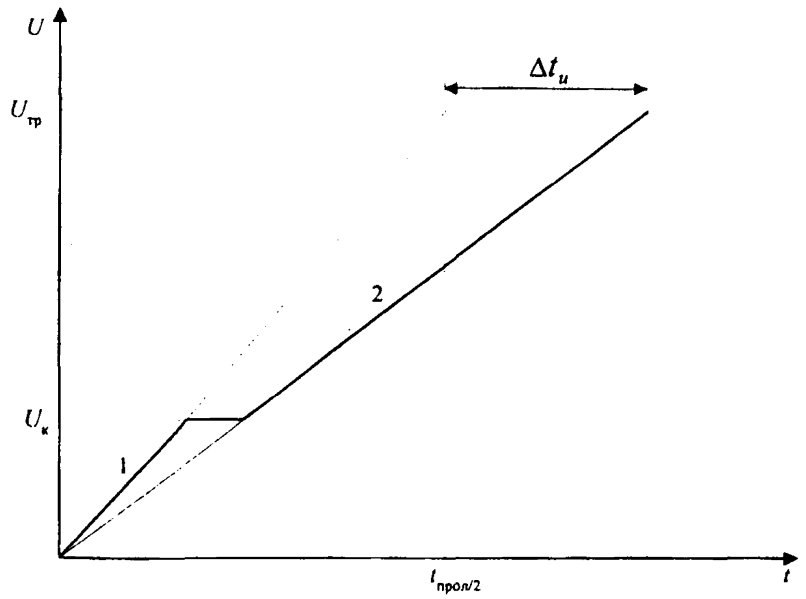


Рис. П17.4. Деформация фронта волны при пробеге по коронирующему тросу:
1 – фронт волны в середине пролета;
2 – деформированный фронт, определяющий крутизну импульсного тока через опору после пробега волны

Без импульсной короны нарастание напряжения на тросе соответствует зависимости 1 рис. П17.4. Под действием импульсной короны волновое сопротивление троса снижается. Методом итерационного счета достигается устойчивость выражения (П17.30) и для полученного по выражению (П16.20) расчетного значения радиуса коронирующего троса рассчитывается сдвиг ординаты $u_{тр}$ на фронте волны перенапряжений по формуле

$$\Delta t_u = \frac{0{,}5 l_{прол}}{c}\left(\sqrt{\frac{n \ln w_0}{n \ln w_к - 1}} - 1\right), \qquad (П17.31)$$

где $l_{прол}$ – длина пролета; c – скорость света ($c = 300$ м/мкс); $\ln w_0 = \ln(2h_{ср}/r_э)$ – обозначения, как в формулах (П16.5) и (П16.11); $\ln w_k$ по формуле (П16.24).

Расчетная крутизна тока деформированной волны определяется по формуле

$$A_р = A \frac{t_{l_{прол}}{}^2}{t_{l_{прол}}{}^2 + \Delta t_u}. \qquad (П17.32)$$

17.4. Удельное число отключений от прорыва молнии через тросовую защиту на провода рассчитывается по формуле

$$n_{пр} = N_{пр} P_{I_{кр}} \eta, \qquad (П17.33)$$

где $P_{I_{кр}}$ – вероятность значений тока молнии, превышающих критическое для удара молнии в провод; $N_{пр}$ – число прорывов молнии на 100 км линии:

$$N_{пр} = N P_α, \qquad (П17.34)$$

где $P_α$ – вероятность прорыва молнии на провода при положительных углах защиты троса (трос расположен ближе к оси опоры, чем провод); определяется по эмпирической формуле

$$P_α = \exp\left[\frac{1}{D_{II}}\left(3{,}2\frac{\Delta d}{\Delta h}\sqrt{\frac{h_{тр}}{\Delta h}} - \frac{9}{D_{II}}\right)\right]. \qquad (П17.35)$$

где $D_{II} = 1 + \frac{U_н}{100\,\Delta h}\left(0{,}75\frac{h_{пр}}{\Delta h}\frac{Q}{Q+Q_0}\right)^3$,

в которой

$$Q_0 = 200^{\left(1+0{,}1\frac{U_н}{1000}\right)} \quad и \quad Q = \frac{U_н}{\ln\frac{2h_{ср.пр}}{r_{пр}}},$$

---

* Формула (П17.35) до ее уточнения может быть использована только для ВЛ 110–750 кВ с $\alpha \geq 10°$.

где $U_н$ – номинальное напряжение линии, кВ; Δh – разность высот подвеса проводов и тросов на опоре, м ; Δd – смещение троса и провода по горизонтали, м; $h_{тр}$ - высота подвеса троса на опоре, м; $r_{пр}$ - радиус провода (для расщепленной фазы – $r_э$), м; $h_{ср.пр}$ – средняя высота подвеса провода, м.

Для ВЛ с треугольным расположением проводов в расчетах числа отключений от ударов в провод должно использоваться среднее из значений вероятности прорыва молнии на верхний провод и на нижний провод, расположенные по разным сторонам от оси опоры. Соответственно в формулу (П17.35) подставляются разные значения Δd, Δh и $h_{ср.пр}$.

Значение критического тока молнии для ВЛ номинального напряжения до 330 кВ рассчитывается по формуле

$$I_{кр} = \frac{2U_{50}}{z_{к.пр}}, \qquad (П17.36)$$

где U_{50} – 50%-ное разрядное напряжение изоляции для импульсов отрицательной полярности с косоугольным фронтом при среднестатистических временных параметрах импульса определяется по формуле (П14.3); $z_{к.пр}$ – волновое сопротивление провода с учетом короны, Ом.

Для ВЛ 500 кВ и выше критическое значение тока молнии рассчитывается в два этапа: по формуле (П17.36) находится $I_{кр}$, для которого по рис. 6.7 определяется сопротивление канала молнии $z_м$ и уточненное значение $I'_{кр}$ рассчитывается по формуле

$$I'_{кр} = I_{кр}\frac{z_м + \frac{z_{к.пр}}{2}}{z_м}. \qquad (П17.37)$$

Примечание. Подвеска троса с отрицательным углом защиты троса ($\alpha < 0$) значительно снижает вероятность прорыва молнии на провода. В настоящее время объем опыта эксплуатации ВЛ с $\alpha < 0$ (в Японии и др. странах) еще недостаточен для вывода эмпирических формул расчета P_α.

РАСЧЕТ ЧИСЛА ГРОЗОВЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ЛИНИЙ БЕЗ ТРОСА НА МЕТАЛЛИЧЕСКИХ И ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ОПОРАХ*

18.1. На ВЛ без троса разряды молнии могут поражать опоры и провода в пролете. Исследования грозопоражаемости ВЛ с помощью магнитных регистраторов показали, что разряды молнии распределяются примерно поровну между опорами и проводами в пролете**, т.е.

$$N_{пр} = N_{оп} = 0{,}5\,N, \qquad (П18.1)$$

где N – общее число ударов молнии в линию, определяемое по формулам (6.14) и (6.15), в которые вместо $h_{ср.тр}$ подставляется средняя высота подвеса провода $h_{ср.пр}$, м.

Общее удельное число грозовых отключений воздушной линии без троса определяется суммой

$$n_г = n_{оп} + n_{пр}. \qquad (П18.2)$$

18.2. Расчет удельного числа грозовых отключений от обратных перекрытий при ударе молнии в опору ВЛ без троса выполняется так, как для ВЛ с тросом за исключением определения импульсного напряжения на линейной изоляции.

При ударе молнии в опору ВЛ без троса импульсное напряжение на изоляции состоит из суммы составляющих

$$U_{имп}(t) = U_R(t) + U_{ин.м}(t) + U_{ин.э}(t). \qquad (П18.3)$$

• составляющая, вызванная падением напряжения на сопротивлении заземления опоры

$$U_R(t) = i_м R = a\,t\,R, \qquad (П18.4)$$

где R – сопротивление заземления, Ом; a – крутизна тока молнии, кА/мкс;

• магнитная составляющая индуктированного напряжения, создаваемая при протекании тока по опоре и каналу молнии

$$U_{ин.м} = a\left(L_{оп}^{пр} + M^{пр}(t)\right), \qquad (П18.5)$$

где $L_{оп}^{пр}$ – индуктивность опоры от основания до точки подвеса провода, определяемая по рекомендациям Приложения 16 (п. 16.1), мкГн; $M^{пр}(t)$ – коэффициент взаимоиндукции, учитывающий э.д.с. в опоре, наводимую током в канале молнии, определяемый по формуле (П17.8);

• электрическая составляющая индуктированного напряжения $U_{ин.э}(t)$, вычисляемая по формуле (П17.9), в которую подставляется $k_к = 0$.

18.3. Критический ток молнии при ударе в провод определяется по формуле (П17.36), а удельное число грозовых отключений по этой причине рассчитывается по формуле (П17.33).

---

* Программа для ПЭВМ разработана в НИИПТ (см. Приложение 34).

** Исключение составляют горные линии или участки с очень высокими опорами, на которых могут наблюдаться восходящие разряды от опоры.

РАСЧЕТ ЧИСЛА ГРОЗОВЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ВОЗДУШНОЙ ЛИНИИ БЕЗ ТРОСА НА ДЕРЕВЯННЫХ ОПОРАХ

19.1. На ВЛ без троса на деревянных опорах из-за небольшой длины пролетов и стрел провеса можно пренебречь вероятностью поражения молнией опоры по сравнению с вероятностью поражения провода, т.е. принять

$$N_{\text{пр}} = N, \qquad \text{(П19.1)}$$

где N – общее число ударов в линию, определяемое по формуле (6.14) с использованием средней высоты подвеса провода.

Линии на деревянных опорах обычно имеют на трассе опоры с пониженным по сравнению с основной трассой уровнем изоляции (см. п. 7.4.12). На ВЛ с неоднородной изоляцией по трассе грозовые отключения происходят по двум причинам: на участках с полным использованием изоляции дерева – от перекрытий изоляции на опорах, ограничивающих пораженный пролет; на опорах с ослабленной изоляцией – от волн, набегающих с прилегающих участков, имеющих более высокий уровень изоляции.

19.2. Перекрытие изоляции на ВЛ с деревянными опорами при полном использовании изолирующих свойств дерева происходит, как правило, между проводами соседних фаз, по деревянной траверсе и двум гирляндам. Напряжение , приложенное к этой изоляции, должно определяться с учетом коэффициента связи между здоровым и пораженным проводами.

Критическое значение тока молнии (уровень грозоупорности) рассчитывается по формуле

$$I_{\text{кр н}} = \frac{2U_{50}}{(1-k_{\text{к}})z_{\text{к пр}}}. \qquad \text{(П19.2)}$$

Для волнового сопротивления провода ($z_{\text{к пр}}$) и коэффициента связи двух проводов с учетом короны ($k_{\text{к}}$) при напряжении на пораженном проводе, равном 50%-ному разрядному напряжению комбинированной изоляции, принимаются следующие значения:

$U_{\text{н}}$, кВ	U_{50}, кВ	$z_{\text{к пр}}$, Ом	$k_{\text{к}}$
110	1330	365	0,155
150	1740	335	0,155
220	2540	300	0,160

Дальнейший расчет ведется по формуле (П17.33), причем коэффициент перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты для междуфазного перекрытия определяется по формуле

$$\eta_{\text{н}} = \left(\frac{1{,}6U_{\text{л}}}{I_{\text{разр}}} - 6\right)\cdot 10^{-2}, \qquad \text{(П19.3)}$$

где $U_{\text{н}}$ – наибольшее длительно допустимое рабочее (линейное) напряжение (Приложение 13, табл. П13.1); $l_{\text{разр}}$ – суммарная длина пути разряда по двум гирляндам изоляторов и участку траверсы между ними, м.

19.3. Вероятность перекрытия на опоре с ослабленной изоляцией от набегающих волн зависит от уровня изоляции на этой опоре, от параметров волны в месте удара молнии и от удаленности точки удара, так как при распространении по проводам набегающие волны затухают за счет потерь в земле и на импульсную корону. Для ВЛ 110–220 кВ основной причиной затухания волны является импульсная корона.

Амплитуда набегающих волн ограничена уровнем изоляции на участках с нормальной изоляцией. На опору с ослабленной изоляцией будут набегать полные волны от токов молнии с амплитудой от $I_{\text{кр.н}}$ и ниже и срезанные волны от токов с амплитудой $I_{\text{кр.н}}$ и выше. Значение $I_{\text{кр.н}}$ рассчитывается по формуле (П19.2). Волна является опасной для ослабленной изоляции, если молния поражает ВЛ внутри некоторого участка длиной $l_{\text{п}_i}$ для полной волны и $l_{\text{с}_i}$ для срезанной волны.

Связь между расстоянием, пробегаемым волной, и деформацией фронта за счет импульсной короны описывается соотношением

$$l_i = \frac{\Delta t_u \, c}{\sqrt{\dfrac{\ln w_0}{\ln w_{\text{к}} - 1} - 1}}, \qquad \text{(П19.4)}$$

где Δt_u – смещение ординаты напряжения $U_{\text{пр}_i}$ на фронте волны после пробега расстояния l_i, мкс (рис. П19.1); c – скорость света , км/мкс,

$$w_0 = \frac{2h_{\text{ср.пр}}}{r}, \qquad w_{\text{к}} = \frac{2h_{\text{ср.пр}}}{r_{\text{к}}},$$

r и $h_{\text{ср пр}}$ - радиус и средняя высота подвеса провода, м; $r_{\text{к}}$ – радиус коронирующего провода при напряжении на проводе в точке удара молнии $U_{\text{пр}_i}$, рассчитывается по методике, изложенной в Приложении 16 (п. 16.4), при этом

$$U_{\text{пр}_i} = \frac{I_i \, z_{\text{к.пр}}}{2}. \qquad \text{(П19.5)}$$

Параметр Δt_u зависит, кроме всего прочего, от формы набегающих волн: срезанные волны затухают значительно быстрее полных, см. рис. П19.1. В качестве расчетных приняты: для полных - волна с отвесным фронтом и экспоненциально спадающим хвостом при среднестатистической длине волны $\tau_{\text{в}} = 32$ мкс; (постоянная времени $T = 46{,}2$ м); для срезанных – волна с косоугольным фронтом с $\tau_{\text{ф}}$ до 10 мкс.

Длина пробега, необходимая для снижения амплитуды расчетной волны до напряжения, вызывающего перекрытие на опоре с ослабленной изоляцией $U_{\text{пр.ос}}$, рассчитывается по формулам:

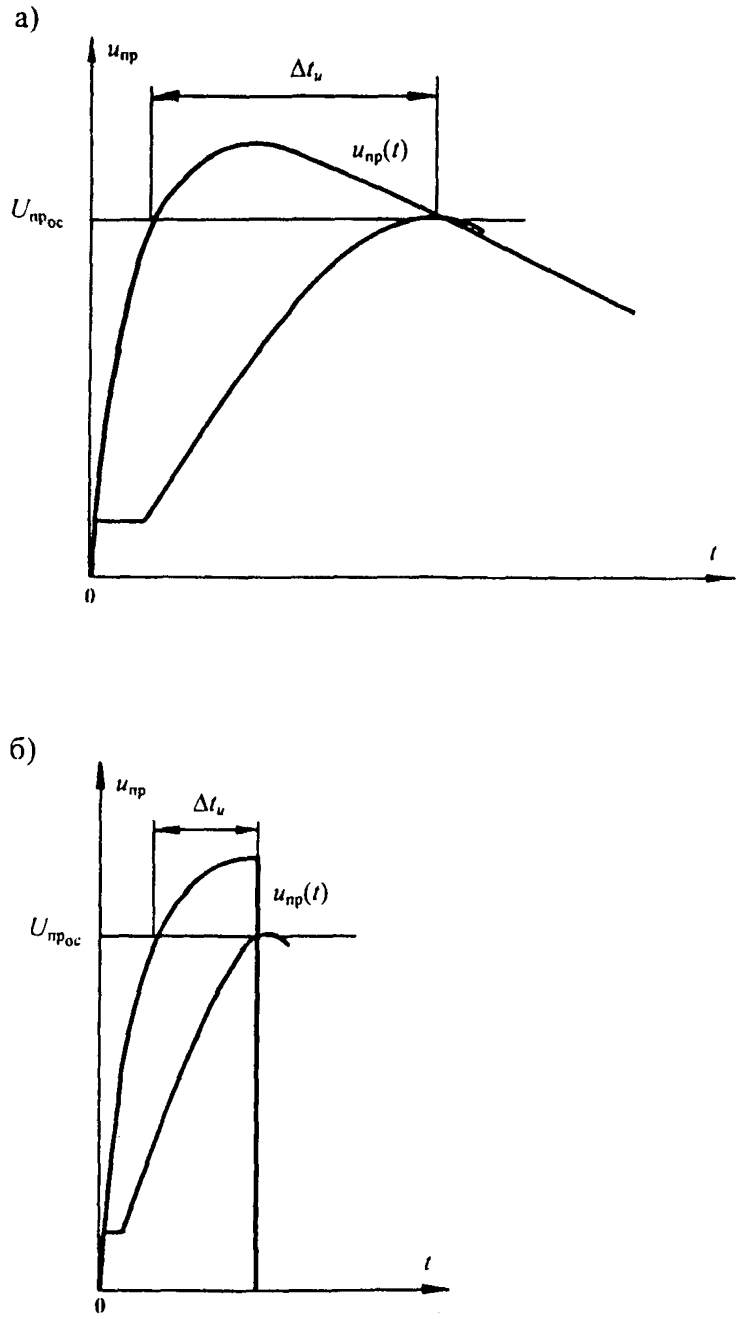


Рис. П19.1. К расчету смещения (Δt_U) ординаты $U_{пр} = U_{пр\ ос}$ при пробеге волны по координирующему проводу:
а) полная волна;
б) срезная волна

для полной волны

$$l_{n_i} = \frac{cT_в \ln \dfrac{U_{пр_i}}{U_{пр.ос}}}{\sqrt{\dfrac{\ln w_0}{\ln w_к - 1} - 1}}, \qquad (П19.6)$$

для срезанной волны

$$l_{c_i} = \frac{c\left(1 - \dfrac{U_{пр.ос}}{U_{пр.н}}\right)\tau_ф}{\sqrt{\dfrac{\ln w_0}{\ln w_к - 1} - 1}}. \qquad (П19.7)$$

$U_{пр_i}$ рассчитывается по формуле (П19.5);

$$U_{пр.н} = \frac{U_{из.н}}{1 - k_к} \qquad (П19.8)$$

$U_{пр.ос} = U_{из.ос}$ для однофазного перекрытия; (П19.9)

$$U_{пр.ос} = \frac{U_{из.ос}}{1 - k_к}$$ для междуфазного перекрытия, (П19.10)

где $U_{из.н}$ и $U_{из.ос}$ – 50 %-ное разрядное напряжение нормальной и ослабленной изоляции.

На рис. П19.2 показаны области сочетаний опасных параметров I и $l_п$ для полных ($S_п$) и A и $l_с$ для срезанных волн ($S_с$). Наибольшие длины $l_{п_{max}}$ и $l_{с_{max}}$ соответствуют разрядам молнии с амплитудой тока $I_{кр.н}$ и минимальной крутизной для этого тока, равной $I_{кр.н} / \tau_{ф_{max}}$.

Для построения зависимости $I(l_п)$ необходимо сделать серию расчетов по формуле (П19.6) при различных значениях амплитуды тока молнии от уровня грозоупорности на опоре с нормальной изоляцией ($I_{кр.н}$) до уровня грозоупорности на опоре с ослабленной изоляцией ($I_{кр.ос}$), а для построения зависимости $A(l_с)$ – серию расчетов по формуле (П19.7) для различных значений $\tau_ф$ (до 10 мкс) при амплитуде тока $I_{кр.н}$.

Число грозовых отключений от набегающих с одной стороны на опору с ослабленной изоляцией волн рассчитывается по формулам:

для полных волн

$$n_п = N P_{I,I_п} \eta_{ос}, \qquad (П19.11)$$

для срезанных волн

$$n_с = N P_{I_н}(1 - \eta_н) P_{A,I_с} \eta_{ос}, \qquad (П19.12)$$

в которых $P_{I,I_п}$, $P_{A,I_с}$ – вероятность опасных сочетаний параметров I и $l_п$ или A и $l_с$ представляют результат интегрирования областей $S_п$ и $S_с$:

для полных волн (рис. П19.2,а)

$$P_{I,I_п} = \sum_{i=1}^{m} \Delta_i P_{I,I_п} = \sum_{i=1}^{m} \frac{\Delta_i I}{100}(P_{I_i} - P_{I_{кр.н}}), \qquad (П19.13)$$

где m – число участков интегрирования; $\Delta_i l$ – длина i-того участка, км; P_{I_i} – вероятность амплитуд тока молнии, превышающих средний ток для i-го участка; $P_{I_{кр\,н}}$ вероятность амплитуд тока молнии, превышающих $I_{кр\,н}$:

для срезанных волн (рис. П19.2,б)

$$P_{A,I_c} = \sum_{j=1}^{q} \Delta_j P_{A,I_c} = \sum_{j=1}^{q} \frac{\Delta_j l}{100} (1 - P_{A_j}), \qquad (П19.14)$$

где q – число участков интегрирования; $\Delta_j l$ – длина j-го участка , км; P_{A_j} – вероятность крутизны тока молнии, превышающих среднюю крутизну j-го участка; η_{oc} - коэффициент переходжа импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты на опоре с ослабленной изоляцией; $N P_{I_н} (1 - \eta_н)$ – число ударов молнии, сопровождающихся импульсным перекрытием изоляции на опорах с нормальной изоляцией, не переходящих в дугу тока промышленной частоты, т.е. число срезанных волн, набегающих на опоры с ослабленной изоляцией, которые могут привести к отключению ВЛ за счет перекрытия только на опоре с ослабленной изоляцией.

Для практического использования необходимо построить зависимости $P_{I,I_п}(I_п)$ и $P_{A,I_c}(I_c)$. При длине прилегающего к опоре с ослабленной изоляцией участка с нормальным уровнем изоляции $l_{уч} < l_{п\,max}$ или $l_{уч} < l_{c\,max}$ в формулы (П19.11) и (П19.12) необходимо подставить $P_{I,I_п}(l_{уч})$ и $P_{I,I_c}(l_{уч})$.

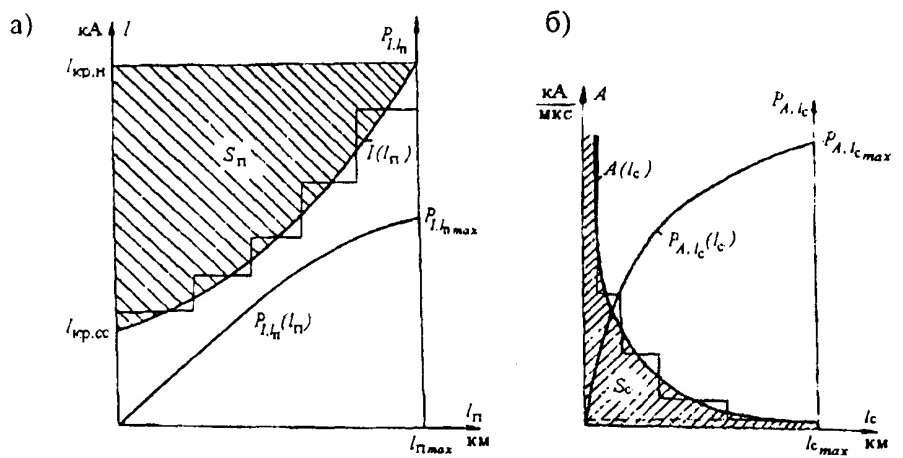


Рис. П19.2. К расчету вероятности опасных параметров волны и удаленности точки удара молнии от опоры с ослабленной изоляции:
а) I и $I_п$ для полной волны;
б) A и I_c для срезанной волны

ГРОЗОЗАЩИТА БОЛЬШИХ ПЕРЕХОДОВ

Причинами грозовых отключений ВЛ из-за перекрытий изоляции на опорах перехода являются удары молнии в высокие переходные опоры и прорывы молнии на провода. Особенности высоких переходных пролетов ВЛ, связанные с большой высотой переходных опор,с точки зрения грозозащиты, таковы:

- повышенная по сравнению с основной трассой ВЛ удельная поражаемость ударами молнии;
- повышенная вероятность перекрытия изоляции при прямом ударе молнии в переходные опоры из-за их больших индуктивностей;
- снижение эффективности тросовой защиты от прорывов молнии на провода.

В зависимости от пересекаемого препятствия переходы имеют различные профили и схемы расстановки опор. На рис. П20.1 в качестве примера дана наиболее часто встречающаяся схема перехода К-А-А-К с одним переходным и двумя смежными пролетами между переходной и концевой опорами.

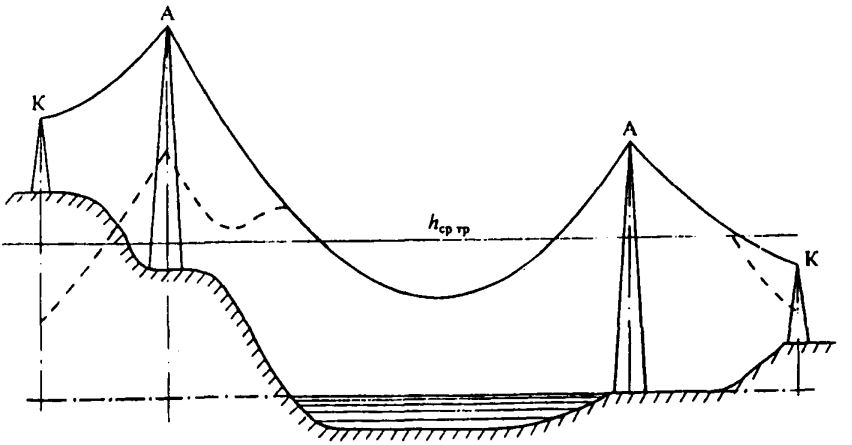


Рис. П20.1. Спрямление профиля перехода относительно уровня поверхности воды для расчета его грозопоражаемости:
—— действительное расположение троса;
----- расчетное расположение троса (после спрямления профиля перехода)

Расчет числа обратных перекрытий от ударов молнии в общем случае проводится для каждой переходной опоры по обычной методике (Приложение 17) с учетом следующих дополнений.

а) Для определения средней высоты подвеса троса и провода профиль перехода спрямляется относительно уровня поверхности воды. По найденным значениям $h_{ср}$ рассчитывается число ударов молнии с использованием формул (6.14) или (6.15), длины перехода и фактической грозовой деятельности.

б) К ударам в опору относятся удары, поражающие половину длины смежного пролета и четверть длины переходного пролета.

в) Расчет эквивалентной индуктивности тросов в примыкающих к переходной опоре пролетах выполняется по формуле

$$L_{тр\ э} = \frac{L_{тр.см}\ L_{тр.пер}}{L_{тр\ с} + L_{тр.пер}}. \qquad (П20.1)$$

Индуктивность переходных опор при $h_{оп} > 50$ м рассчитывается по формуле (1116.3).

Расчет вероятности обратного перекрытия путем интегрирования по области опасных параметров (рис. П20.2) проводится с учетом многокомпонентности разряда молнии, так как при большой индуктивности переходных опор последующие импульсы, имеющие большую крутизну, могут быть опасны для изоляции переходных опор. При этом вероятность обратного перекрытия при числе последующих импульсов, равном 3, рассчитывается по формуле

$$P_{оп} = \sum_{i=1}^{ni}\sum_{j=1}^{(nj)_i}\Delta_{ij}P = \sum_{i=1}^{ni}\sum_{j=1}^{(nj)_i}\left(1-(Q_{1j})_1(Q_{ij})_2^3\right) = \qquad (П20.2)$$

$$= \sum_{i=1}^{ni}\sum_{j=1}^{(nj)_i}\left(1-\left(1-(P_{I_j-\Delta I}-P_{I_j})_1(P_{A_i}-P_{A_{i+1}})_1\right)\cdot\left(1-(P_{\frac{I_j}{2}-\Delta I}-P_{\frac{I_j}{2}})_2(P_{A_i}-P_{A_{i+1}})_2\right)^3\right),$$

где ni – число полосок области опасных параметров; $(nj)_i$ – число ячеек на i-той полоске области опасных параметров*; $\Delta_{ij}P$ – вероятность обратного перекрытия при многокомпонентном разряде с параметрами отдельных импульсов тока молнии: по крутизне — от A_i до A_{i+1}; по амплитуде: для первого импульса — от $I_j - \Delta I$ до I_j; для трех последующих — от $(I_j/2 - \Delta I)$ до $I_j/2$ **; $(Q_{ij})_1$ — вероятность отсутствия обратного перекрытия при воздействии первого импульса с параметрами по крутизне тока молнии от A_i до A_{i+1} и по амплитуде тока от $I_j - \Delta I$ до I_j; $(Q_{ij})_2$ – вероятность отсутствия обратного перекрытия при воздействии последующего импульса с параметрами по крутизне тока молнии от A_i до A_{i+1} и по амплитуде от $(I_j/2 - \Delta I)$ до $I_j/2$; $(P_{A_i})_1$, $(P_{A_i})_2$ – вероятность появления разрядов с крутизной тока молнии $A > A_i$ для первого и последующих импульсов разряда; $(P_{I_j})_1(P_{I_j/2})_2$ – вероятность появления разрядов с амплитудой $I > I_j$ для первого импульса и $I > I_j/2$ для последующих импульсов многократного разряда.

Для расчета $(P_{I_j})_1$ первого импульса используется логарифмически нормальное распределение с параметрами $\bar{I} = 30$ кА и $\sigma_{\lg I} = 0{,}32$, полученное при обработке результатов регистрации токов молнии в основном на одиночных объектах, по высоте близких к высотам переходных опор.

Для расчета числа перекрытий от прорывов молнии на провода ввиду большого разнообразия типов и конструкций переходов и отсутствия опыта эксплуатации по грозовым отключениям, обусловленным перекрытием изоляции на опорах переходного участка, невозможен подход с использованием эмпирических формул, подобных (П17.35). Расчет вероятности прорыва молнии на провода должен проводиться по методикам, основанным на анализе параметров электрического поля в пространстве между каналом молнии и ВЛ и применимым для произвольного взаимного расположения проводов и тросов ***.

---

* В пределах одной полоски амплитуда тока меняется от I_{max} до $I_{S_i} = (I_i + I_{i+1})/2$ (см. рис. П20.2).

** Амплитуда тока последующих импульсов принимается равной половине амплитуды тока первого импульса.

*** Соответствующие методики и программы расчета для ЭВМ разработаны в ЭНИН, МЭИ, НИИПТ и ВНИИЭ.

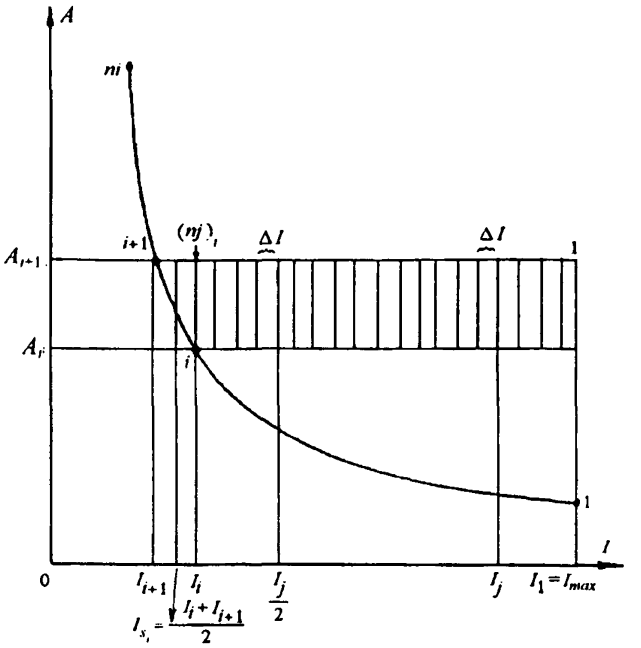


Рис.П20.2. К интегрированию области опасных параметров многокомпонентного разряда молнии

Дополнительно оценивается число грозовых отключений ВЛ из-за перекрытий воздушного промежутка трос-провод ($S_{\text{тр-пр}}$) при ударах молнии в трос в средней части основного пролета перехода по формуле

$$n_s = (N - N_{\text{оп}})\, P_{I_{\text{кр}}}\, \eta\,, \qquad \text{(П20.3)}$$

где N – число ударов молнии на 100 км и 100 грозовых часов при $h_{\text{ср тр}}$ для спрямленного профиля определяется по формулам (6.14) или (6.15); $N_{\text{оп}}$ – число ударов молнии в переходные опоры, отнесенное к 100 км и 100 грозовым часам, определяется по формуле (П17.3); η – коэффициент перехода импульсного перекрытия воздушного промежутка в дугу тока промышленной частоты по формуле (П17.4), отн.ед.; $P_{I_{\text{кр}}}$ – вероятность тока молнии $I > I_{\text{кр}}$, отн.ед., рассчитывается по рекомендациям Раздела 6 (п.6.2.2). При этом $I_{\text{кр}}$ определяется следующим образом:

$$I_{\text{кр}} = \frac{2E_{\text{пр}}\, S_{\text{тр-пр}}}{z_{\text{к.тр}}\,(1-k_{\text{к}})}\;\frac{z_{\text{м}} + z_{\text{к.тр}}/2}{z_{\text{м}}}\,, \qquad \text{(П20.4)}$$

где $E_{\text{пр}}$ – градиент разрядного напряжения промежутка $S_{\text{тр-пр}}$, кВ/м; $z_{\text{к.тр}}$ и $k_{\text{к}}$ – волновое сопротивление троса (Ом) и коэффициент связи троса и провода с учетом короны при напряжении $u_{\text{тр}} = E_{\text{пр}} \cdot S_{\text{тр-пр}}$; $z_{\text{м}}$ – сопротивление канала молнии определяется по рис. 6.7 при $I = \dfrac{2u_{\text{тр}}}{z_{\text{к.тр}}\,(1-k_{\text{к}})}$ (кА); $\dfrac{z_{\text{м}} + z_{\text{к.тр}}}{z_{\text{м}}}\dfrac{2}{}$ – коэффициент, учи-

тывающий уменьшение тока молнии при ударе в трос по сравнению с ударом в хорошо заземленный объект.

В качестве расчетного при определении градиента разрядного напряжения $E_{пр}$ принимается импульс тока молнии со среднестатистической длительностью фронта 4–5 мкс. При длине переходного пролета 1,5–2,0 км напряжение на воздушном промежутке будет нарастать в течение 5–7 мкс до прихода волны, отраженной от переходной опоры, при этом импульс перенапряжений достигает амплитудного значения. На воздушных промежутках трос-провод на трассах ВЛ 110–750 кВ напряжение достигает только 0,2–0,4 амплитудного значения.

Градиент разрядного напряжения промежутка трос-провод при предразрядных временах 5–7 мкс на волне с косоугольным фронтом длительностью 4–5 мкс оценивается значениями 700–750 кВ/м. Большое значение $E_{пр}$ соответствует предразрядному времени 5 мкс и длине пролета 1,5 км.

Полученное по формуле (П20.3) значение n_s сопоставляется с числом грозовых отключений от обратных перекрытий гирлянд изоляторов на переходных опорах при ударе молнии в трос в середину пролета ($n_{тр}$).При расчете общего числа грозовых отключений к сумме ($n_{оп} + n_{пр}$) добавляется большая из составляющих $n_{тр}$ или n_s, так как при ударе в середину пролета произойдет обратное перекрытие гирлянды на опоре при стекании тока молнии или перекрытие воздушного промежутка трос-провод в месте удара молнии.

Расчет n_s оправдан для переходов ВЛ 330 кВ и выше. Для ВЛ 110-220 кВ вероятность перехода импульсного перекрытия промежутка $S_{тр-пр}$ в дугу тока промышленной частоты мала: расстояние трос-провод по вертикали нормируется ПУЭ (п. 2.5.66) по длине пролета независимо от класса номинального напряжения и для пролетов длиной 1,5–2,0 км составляет 21 м и более (рис. П13.2).

Выбор комплекса средств грозозащиты переходных участков ВЛ проводится индивидуально для каждого перехода и определяется следующими требованиями:

- удельные показатели грозоупорности основной трассы ВЛ и перехода не должны различаться более чем на порядок (1 км перехода по числу грозовых отключений должен быть эквивалентен не более чем 10 км линии);
- учитывая трудность проведения профилактических и ремонтных работ, абсолютное число грозовых отключений от перекрытий изоляции на переходных опорах должно обеспечить не менее чем 25-летний межремонтный период эксплуатации гирлянд перехода.

Выполнение первого требования в сочетании с использованием в гирляндах переходных опор изоляторов с качеством не хуже 10^{-3} в год и вероятностью пробоя остатка до 0,03 для переходов ВЛ 110– 330 кВ и до 0,2 для ВЛ более высоких классов напряжения обеспечивает межремонтный период эксплуатации гирлянд перехода не менее 25 лет при увеличении числа изоляторов, выбранных по нормальному режиму, на 15%.

Комплекс средств для улучшения показателей грозоупорности переходных участков ВЛ различается в зависимости от преобладающей причины грозовых перекрытий изоляции.

Для снижения числа отключений от обратных перекрытий рекомендуется: снижение сопротивления заземления переходных опор; усиление тросовой защиты (увеличивается число тросов, которые размещаются так, чтобы повысить коэффициенты связи тросов и проводов и снизить индуктивность тросов).

Для снижения числа отключений от прорывов молнии на провода рекомендуется: усиление тросовой защиты за счет увеличения числа тросов и рационального их размещения с использованием отрицательных углов защиты, увеличения

ного их размещения с использованием отрицательных углов защиты, увеличения превышения троса над проводом; применение защитных аппаратов, в том числе, ОПН, которые могут быть установлены: на всех опорах перехода; только на переходных опорах или только на концевых. В последнем случае следует обеспечить некоторое превышение импульсной прочности изоляции переходной опоры по сравнению с изоляцией концевой опоры, чтобы исключить перекрытия от прорывов на переходной опоре до момента прихода волны, отраженной от концевой опоры. Установка ОПН обеспечивает также и снижение числа отключений от обратных перекрытий.

Первый комплекс мероприятий относится в основном к переходам ВЛ напряжением до 330 кВ, второй – к ВЛ 750 кВ и выше. ВЛ 500 кВ занимают промежуточное положение: для них примерно равновероятностны отключения от обратных перекрытий и прорывов. Эффективным для всех классов ВЛ, с точки зрения грозозащиты, является выполнение перехода по многопролетной схеме с опорами меньшей высоты.

Выбор средств грозозащиты перехода, находящегося в зоне подхода ВЛ к подстанции, должен проводиться по требованиям, предъявляемым к надежности грозозащиты подстанции от набегающих волн.

РАСЧЕТ ЧИСЛА ГРОЗОВЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ, ПРОХОДЯЩИХ ПО ТРАССЕ С ВЫСОКИМ УДЕЛЬНЫМ СОПРОТИВЛЕНИЕМ ГРУНТА *

Для ВЛ в районах с высоким удельным сопротивлением грунта существенно увеличивается доля грозовых отключений от обратных перекрытий изоляции при ударах молнии в опоры и грозозащитные тросы за счет увеличения падения напряжения на активной составляющей сопротивления заземления опор. Перекрытие изоляции в этом случае может иметь место как на фронте, так и на хвосте волны. В алгоритме расчета обратных перекрытий необходимо учитывать снижение напряжения на изоляции пораженной опоры после прихода волны, отраженной от соседних опор, с учетом деформации ее при распространении по тросам за счет потерь на импульсную корону.

Для расчета перенапряжений на изоляции с учетом влияния отраженных от соседних опор волн достаточно ограничиться расчетом волновых процессов только в ближайших к точке удара молнии пролетах. При проведении серии расчетов с изменением точки удара от опоры до середины пролета необходимо иметь расчетную схему из трех пролетов, рис. П21.1. Влияние остальных пролетов учитывается введением в схему замещения волновых сопротивлений тросов $z_{тр}$.

Переходный процесс рассчитывается по методу бегущих волн. Влияние импульсной короны на тросах учитывается введением в схему замещения дискретно распределенных динамических емкостей на землю, зависящих от напряжения в данной точке троса. Напряжение на сосредоточенном заземлителе опоры определяется с учетом искрообразования в грунте. При расчете сопротивления растеканию тока молнии протяженного заземлителя предполагается, что определяющими являются его волновые характеристики. Процесс искрообразования в грунте при этом не учитывается. Для расчета волновых процессов в протяженном заземлителе используется интеграл Дюамеля.

Алгоритм расчета числа грозовых отключений состоит в следующем. Для ряда значений длительности фронта импульса тока молнии $\tau_ф$ рассчитываются кривые напряжения на изоляции. Для каждого $\tau_ф$ подбирается амплитуда тока молнии, при которой выполняется условие (П17.5). Сочетания опасных значений амплитуды и крутизны тока молнии для всех $\tau_ф$ представляют кривую, ограничивающую область опасных параметров тока молнии. Такие кривые определяются для всех расчетных точек удара молнии. Интегрирование плотностей вероятностей всех опасных токов молнии с учетом доли каждого из участков пролета дает суммарную вероятность обратного перекрытия изоляции линии. Число отключений от прорывов молнии на провода рассчитывается по п. 17.4 Приложения 17.

---

* Программа для ЭВМ разработана в Институте физико-технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН (см. Приложение 34).

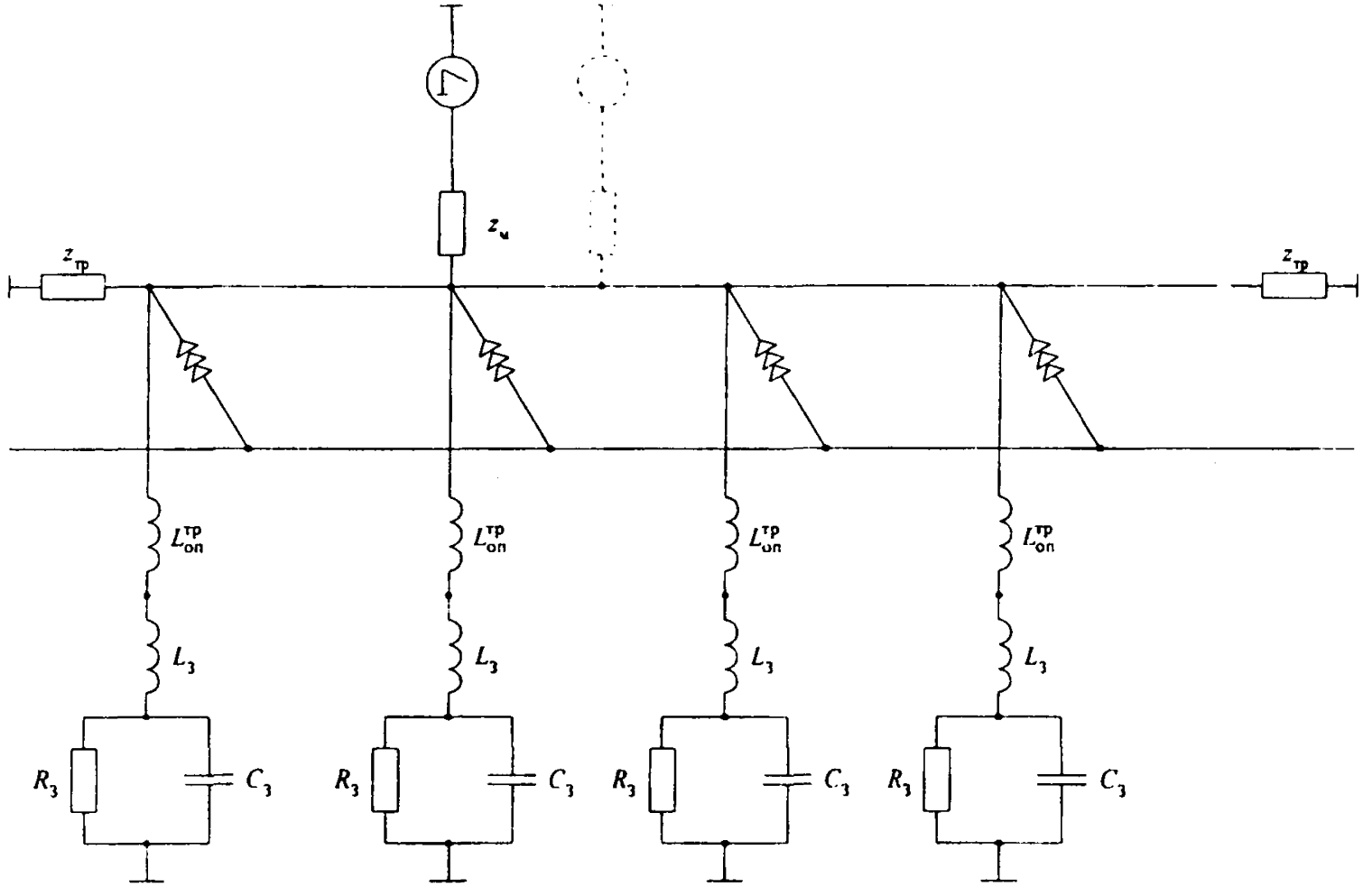


Рис. 1121.1. Схема замещения участка ВЛ для расчета грозоупорности ВЛ при высоком удельном сопротивлении грунта:
$L_{оп}^{тр}$ – индуктивность опоры до точки подвеса троса; $R_з$, $C_з$, $L_з$ – активное, емкостное и индуктивность сопротивление заземлителя; $z_{тр}$ – волновое сопротивление тросов; $z_м$ – сопротивление канала молнии

ГРОЗОЗАЩИТА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 6–35 кВ

22.1.Методика расчета числа грозовых отключений ВЛ 6–35 кВ

22.1.1. ВЛ 6–35 кВ работают, чаще всего, с изолированной или компенсированной нейтралью, поэтому однофазные перекрытия на землю опасности не представляют: возникающая при однофазных перекрытиях дуга тока к.з. гаснет. Грозовые отключения ВЛ 6–35 кВ возможны только при двухфазных или трехфазных перекрытиях изоляции.

Причиной грозовых отключений ВЛ 6–35 кВ могут быть прямые удары молнии в линию, а также близкие удары молнии в землю, вызывающие индуктированные перенапряжения на проводах ВЛ, поэтому

$$n_{\text{т}} = n_{\text{п.у}} + n_{\text{б.у}}. \qquad \text{(П22.1)}$$

22.1.2. Общее число грозовых отключений ВЛ 6–35 кВ на металлических или железобетонных опорах от прямых ударов складывается из отключений от ударов в опоры и провода в пролете

$$n_{\text{п.у}} = n_{\text{оп}} + n_{\text{пр}}. \qquad \text{(П22.2)}$$

При расчете числа отключений от ударов в опоры принимается, что из-за низкого разрядного напряжения при любом ударе молнии перекрывается изоляция одной из фаз. После этого такая фаза работает как заземленный трос. Вероятность перекрытия изоляции второй и третьей фазы рассчитывается по методике, аналогичной расчету вероятности перекрытия изоляции ВЛ, защищенной соответственно одним и двумя тросами (Приложение 17).

Число грозовых отключений от ударов в опору рассчитывается по формуле

$$n_{\text{оп}} = N_{\text{оп}}[(P_{1,2} - P_{1,2,3}) + P_{1,2,3}(2 - \eta_{1,2})]\,\eta_{1,2}\,, \qquad \text{(П22.3)}$$

где $N_{\text{оп}}$ – число ударов молнии в опоры определяется по формуле (П17.3), в которую вместо высоты подвеса троса подставляется высота подвеса верхнего провода; $P_{1,2}$ и $P_{1,2,3}$ – вероятность сочетаний параметров амплитуды и крутизны тока молнии, приводящих, соответственно, к двухфазным и трехфазным перекрытиям; $\eta_{1,2}$ – вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты на двух фазах.

Вероятность возникновения к.з. после импульсного перекрытия изоляции зависит от степени ионизации канала дуги, ее длины и мгновенного значения рабочего напряжения. Для гирлянд изоляторов и изоляционных траверс вероятность возникновения к.з. после импульсного перекрытия изоляции двух фаз определяется по формуле

$$\eta_{1,2} = \left(1{,}6\frac{U_{\text{н}}}{l_{\text{разр}}} - 6\right)\cdot 10^{-2}, \qquad \text{(П22.4)}$$

где $U_{\text{н}}$ – линейное напряжение, кВ; $l_{\text{разр}}$ – суммарная длина пути разряда между проводами двух фаз, м.

На железобетонных и металлических опорах с металлическими траверсами суммарная длина дуги $l_{\text{разр}}$ равна удвоенной длине дуги по гирлянде (или штыре-

вому изолятору): длина дуги по гирлянде принимается равной строительной длине изоляционной части гирлянды плюс диаметр изолятора; длина дуги по штыревому изолятору рассчитывается, как сумма расстояний от штыря до края юбки и от края юбки изолятора до части, находящейся под напряжением; на опорах с комбинированной изоляцией длина дуги увеличивается на расстояние, равное длине древесины или полимерной траверсы, перекрываемой дугой.

На ВЛ со штыревыми изоляторами к.з. возникает , если в момент импульсного перекрытия значение $U_н / l_{разр}$ составляет 14 кВ/м и более. Критическая фаза для синусоиды рабочего напряжения определяется так:

$$\varphi_{кр} = \arcsin\left(\frac{10}{U_н \; l_{разр}}\right). \qquad (П22.5)$$

где $U_н$ и $l_{разр}$ аналогичны использованным в формуле (П22.4).

Для штыревых изоляторов вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу тока промышленной частоты рассчитывается по формуле

$$\eta_{1,2} = \frac{90^\circ - \varphi_{кр}}{90^\circ}, \qquad (П22.6)$$

где $\varphi_{кр}$ в градусах.

Для трехфазного перекрытия вероятность возникновения к.з. составляет:

$$\eta_{1,2,3} = \eta_{1,2}(2 - \eta_{1,2}). \qquad (П22.7)$$

Число грозовых отключений при ударах в пролет будет зависеть от его длины и сопротивления заземления опор. Оно увеличивается по мере их возрастания. Перекрытие изоляции происходит на опоре при набегании волны перенапряжения от удара в пролет. Отношение числа отключений при ударах в провод в пролете $n_{пр}$ к числу отключений при ударах в опору $n_{оп}$ для типичных конструкций линий приведено в табл. П22.1.

Таблица П22.1

Отношение числа грозовых отключений от ударов в провод в пролете к числу отключений от ударов в опору для ВЛ 10 и 35 кВ

$n_{пр}/n_{оп}$ для двух типов траверс в зависимости от $R_З$ (Ом):											
ВЛ 10 кВ (длина пролета 80 м)						ВЛ 35 кВ (длина пролета 200 м)					
металлические (U_{50} = 130 кВ)			изоляционные (U_{50} = 220кВ)			металлические (U_{50} = 330 кВ)			изоляционные (U_{50} = 570 кВ)		
10	20	40	10	20	40	10	20	40	10	20	40
0,3	0,5	0,85	0,2	0,4	0,55	0,7	1,0	1,3	0,3	0,5	0,85

22.1.3. Индуктированные перенапряжения возникают одновременно на всех фазах. При расположении проводов на одной высоте равновероятно перекрытие изоляции любой из фаз, в остальных случаях более вероятно перекрытие изоляций верхней фазы. После перекрытия изоляции одной из фаз перенапряжения на двух здоровых фазах снижаются из-за появления потенциала на опоре. Для перекрытия изоляции на второй фазе индуктированное перенапряжение должно иметь значение, превосходящее рассчитанное по формуле

$$U_{и_{1,2}} = \frac{U_{50}(z_{11} + 2R)}{z_{11}(1 - k_{1,2})}. \qquad (П22.8)$$

При перекрытии на третью фазу значение индуктированного перенапряжения

$$U_{и_{1,2,3}} = \frac{U_{50}(z_3 + R)}{z_3(1 - k_{1,2-3})}, \qquad (П22.9)$$

где U_{50} – 50-ное разрядное напряжение изоляции относительно земли; R – сопротивление заземления опоры, Ом; z_{11}, z_{12}, z_{13}, z_{23} – собственное волновое сопротивление провода первой перекрытой фазы и взаимные волновые сопротивления проводов всех трех фаз рассчитываются , соответственно, по формулам П16.5 и П16.14;

$$k_{1,2} = \frac{z_{12}}{z_{11}}; \quad k_{1,2-3} = \frac{z_{23} + z_{13}}{z_{11} + z_{13}}; \quad z_3 = \frac{z_{11} + z_{12}}{4}.$$

Индуктированные напряжения при ударах в землю должны учитываться при расчете числа грозовых отключений ВЛ 10 кВ и 35 кВ с металлическими и железобетонными опорами. Для ВЛ 10 кВ и 35 кВ с изолирующими траверсами с индуктированными перенапряжениями при ударах в землю можно не считаться. Число индуктированных перенапряжений зависит от плотности разрядов молнии на землю и длины ВЛ, а распределение их амплитуды $U_и$ от высоты подвеса проводов и распределения вероятности тока молнии. Значения индуктированных перенапряжений рассчитываются для средней высоты подвеса проводов .В открытой местности для ВЛ со средней высотой проводов над землей 10 м число индуктированных перенапряжений с амплитудой, равной 25 кВ и более, рассчитывается по формуле

$$N_и = 1{,}3\, p_0 L, \qquad (П22.10)$$

где p_0 – число разрядов молнии за год на 1 км^2 земной поверхности по формуле (6.10); L – длина линии, км.

Вероятность индуктированных перенапряжений $P_{U_и}$ с амплитудой , превышающей $U_и$ для ВЛ со средней высотой провода 10 м определяется по кривой рис. П22.1. Если для ВЛ со средней высотой проводов над землей 10 м была определена вероятность индуктированных перенапряжений $P_{U_и}$ амплитудой $U_и$, то на ВЛ с другой высотой $h_{ср}$ вероятность $P_{U_и}$ будут иметь перенапряжения с амплитудой

$$U'_и = 0{,}1 h_{ср} U_и, \qquad (П22.11)$$

где $h_{ср}$ в метрах.

Число индуктированных перенапряжений амплитудой $U_и \geq 25$ кВ равно

$$N_{U_и} = P_{U_и} N_и. \qquad (П22.12)$$

Вероятность индуктированных перенапряжений, приводящих к двухфазным и трехфазным перекрытиям изоляции, $P_{и_{1,2}}$ и $P_{и_{1,2,3}}$ определяется по рис. П22.1 для $U_{и_{1,2}}$ и $U_{и_{1,2,3}}$. Для ВЛ со средней высотой провода над землей, отличной от 10 м, эта вероятность определяется для значений амплитуд индуктированных перенапряжений:

$$U'_{и_{1,2}} = \frac{U_{и_{1,2}}}{0,1h_{ср}} \quad \text{и} \quad U'_{и_{1,2,3}} = \frac{U_{и_{1,2,3}}}{0,1h_{ср}}.$$

Число грозовых отключений линии от индуктированных перенапряжений рассчитывается по формуле

$$n_{б\,у} = N_{и}\left((P_{и_{1,2}} - P_{и_{1,2,3}}) + P_{и_{1,2,3}}(2 - \eta'_{1,2})\right)\eta'_{1,2}. \qquad (П22.13)$$

Здесь $\eta'_{1,2}$ – коэффициент перехода импульсного перекрытия от индуктированных перенапряжений в дугу тока промышленной частоты на двух фазах принимается равным 0,05–0,1 из-за меньшей, чем при прямом ударе, амплитуды импульсного тока.

При прохождении ВЛ по лесистой или застроенной местности число грозовых отключений определяется по формуле

$$n_1 = n_r(1 - k_э), \qquad (П22.14)$$

где n_r – число отключений для ВЛ на открытой местности; $k_э$ - коэффициент экранирования.

В городских условиях и вблизи деревьев коэффициент экранирования $k_э$ = 0,3–0,5. При прохождении ВЛ по просеке $k_э$ = 0,6–0,8.

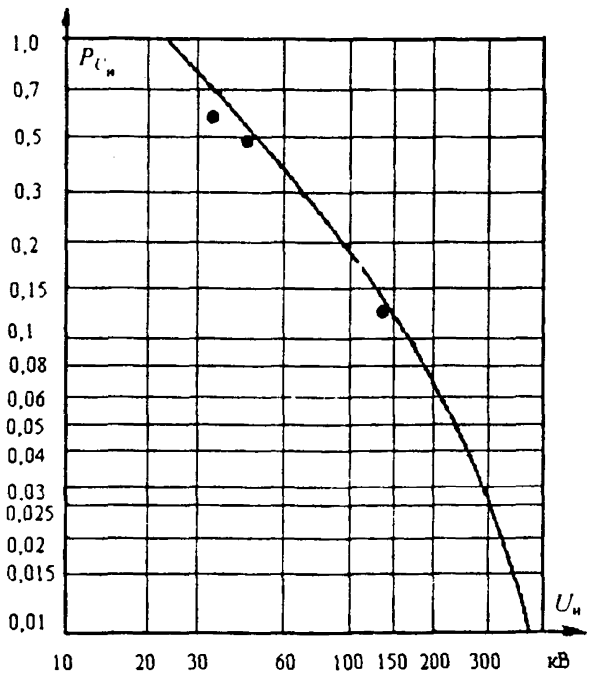


Рис. П22.1. Вероятность индуктированных перенапряжений, превышающих значение абсциссы, для ВЛ с $h_{ср\,пр}$ = 10 м

22.2. Мероприятия по повышению грозоупорности ВЛ 6–35 кВ

22.2.1. ВЛ 6 и 10 кВ на железобетонных опорах имеют очень низкий уровень грозоупорности из-за малой электрической прочности штыревых изоляторов и высокой вероятности возникновения к.з. после импульсного перекрытия. Кроме того, с большой вероятностью изоляция этих ВЛ перекрывается от индуктированных перенапряжений при близких ударах молнии в землю. Небольшое улучшение эксплуатационных показателей этих ВЛ достигается при повышении электрической прочности изоляции и снижении сопротивления заземлений.

22.2.2. ВЛ 6 и 10 кВ на деревянных опорах с креплением изоляторов с помощью крюков на стойках также имеют низкий уровень грозоупорности: междуфазное перекрытие изоляции происходит практически при каждом прямом ударе в молнию. Число грозовых отключений этих ВЛ меньше по сравнению с ВЛ на железобетонных опорах: меньше вероятность возникновения к.з. после импульсного перекрытия; индуктированные перенапряжения не вызывают перекрытия линейной изоляции. Близкие, но несколько худшие показатели имеют линии на деревянных опорах с металлическими траверсами за счет уменьшения импульсной прочности изоляции между фазами и увеличения вероятности перехода импульсного перекрытия в силовую дугу. Основным мероприятием для повышения эксплуатационных показателей этих ВЛ является АПВ. На этих ВЛ целесообразно использование АПВ двухкратного действия. Учитывая небольшую длину ВЛ 10 кВ, при соблюдении этих мероприятий удается обеспечить приемлемые эксплуатационные показатели в районах с умеренной грозовой деятельностью.

22.2.3. В качестве мероприятий по повышению грозоупорности ВЛ основных сетей 10 кВ могут использоваться изоляционные траверсы (из сухой и пропитанной древесины или пластических масс) для крепления нижних проводов. Верхний провод крепится на изоляторе, устанавливаемом на вершине железобетонной или деревянной стойки, и работает как трос. На деревянных опорах от штыря изолятора верхнего провода вдоль стойки прокладывается стальной спуск с разрывом 15 см на высоте 4 м от земли. Заземляющий спуск погружается в грунт на глубину заложения стойки. Такая конструкция ВЛ за счет повышения импульсной прочности изоляции и снижения вероятности возникновения к.з. после импульсного перекрытия позволяет снизить число грозовых отключений по сравнению с ВЛ на железобетонных и деревянных опорах с металлическими траверсами и креплениями изоляторов на крюках.

22.2.4. Уровень грозоупорности ВЛ 35 кВ на железобетонных опорах существенно зависит от сопротивления заземлений опор. Для обеспечения эксплуатационной надежности этих ВЛ необходимо ограничить сопротивление заземлений в соответствии с рекомендациями ПУЭ 1998 (табл.2.5.21).

Повышенная (примерно на порядок) грозоупорность ВЛ 35 кВ на железобетонных опорах может быть достигнута при использовании изоляционных траверс для подвески нижних проводов.

22.2.5. ВЛ 35 кВ на деревянных портальных опорах с расстоянием между проводами 3 м при выполнении сопротивлений заземления опор в соответствии с рекомендациями ПУЭ более грозоупорны. Для повышения надежности таких ВЛ от траверсы вдоль стоек опор следует проложить заземляющие спуски, которые закладываются в грунт на глубину 0,5 м и соединяются между собой в земле. При этом уровень грозоупорности ВЛ повышается и предотвращается расщепление стоек.

На ВЛ 6–35 кВ с деревянными опорами отдельные железобетонные (металлические) опоры с ослабленной изоляцией и крайние опоры участка с железобетонными опорами (или участка с чередующимися железобетонными и деревянными опорами) должны защищаться подвесными ОПН.

22.2.6. На ВЛ 35 кВ с деревянными опорами защиту единичных железобетонных или металлических опор следует выполнять либо с помощью ОПН, либо за счет усиления изоляции (до 10–12 изоляторов) в гирлянде, при этом должен быть обеспечен габарит до земли в соответствии с ПУЭ и импульсная прочность воздушного промежутка не ниже импульсной прочности гирлянды.

22.2.7.На отпайках от ВЛ 6–35 кВ на деревянных опорах за отпаечным разъединителем со стороны питания устанавливается ОПН.

22.2.8. Грозозащита ВЛ 6–20 кВ с защищенными (изолированными) проводами должна выполняться в соответствии с рекомендациями "Правил устройства воздушных линий электропередачи напряжением 6–20 кВ с защищенными проводами" (ПУ ВЛЗ 6–20 кВ) *.

---

* ПУ ВЛЗ 6-20 кВ утверждены Министерством топлива и энергетики и введены в действие с 1 января 1999 г.

СПРАВОЧНЫЕ КРИВЫЕ ПО ОЖИДАЕМОМУ УДЕЛЬНОМУ ЧИСЛУ ГРОЗОВЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ВЛ 110-750 КВ НА УНИФИЦИРОВАННЫХ И ТИПОВЫХ ОПОРАХ

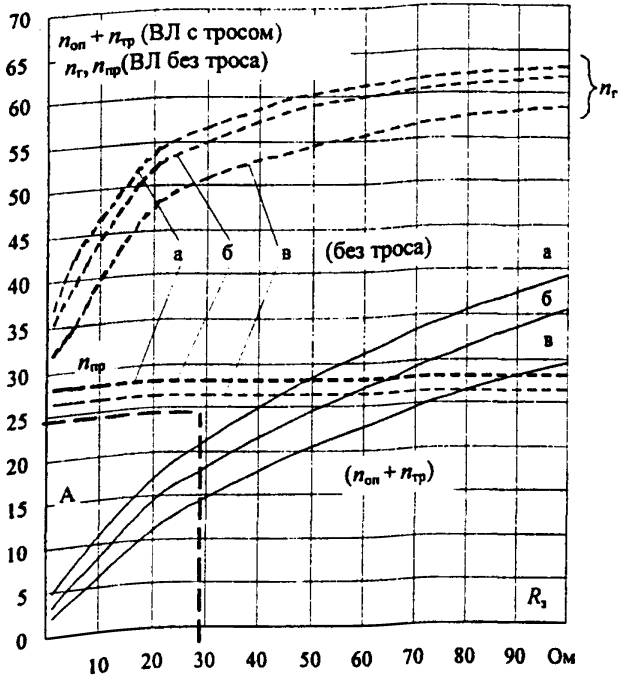
Информация по составу справочных кривых и их использованию для оценки грозоупорности ВЛ 110–750 кВ дана в подразделе 8.1. На рис. П23.1–П23.32 все расчетные зависимости по удельным числам грозовых отключений даны на 100 км и 100 грозовых часов.

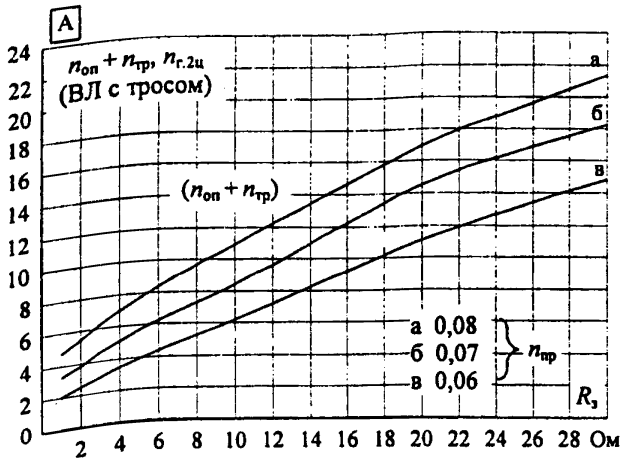
Для ВЛ с тросом (сплошные кривые) приведены отдельные составляющие числа грозовых отключений: ($n_{оп} + n_{тр}$) – от обратных перекрытий при ударах молнии в опору и трос; $n_{пр}$ – при прорывах молнии на провода. Общее число грозовых отключений ВЛ с тросом $n_г = (n_{оп} + n_{тр}) + n_{пр}$.

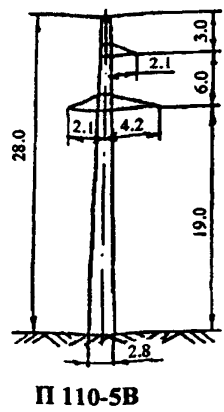
Для ВЛ на двухцепных опорах дополнительно даны зависимости от $R_з$ и $l_{рык}$ общего удельного числа грозовых отключений одновременно двух цепей – $n_{г\,2ц}$ (тонкие сплошные линии).

Область А ($R_з$ до 30 Ом) дана в увеличенном масштабе. Для составляющей $n_{тр}$ приведены численные значения.

Для ВЛ без троса (пунктирные кривые) даны зависимости от сопротивления заземления ($R_з$) общего числа грозовых отключений ($n_г$) и выделена составляющая от прорывов молнии на провода ($n_{пр}$). Составляющая от обратных перекрытий $(n_{оп} + n_{тр}) = n_г - n_{пр}$.

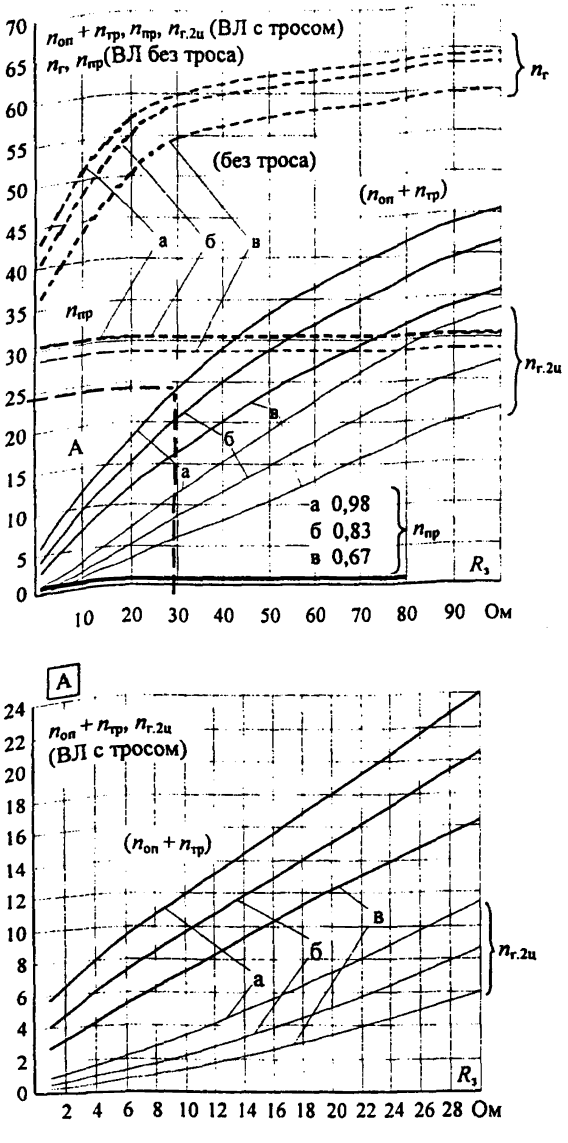


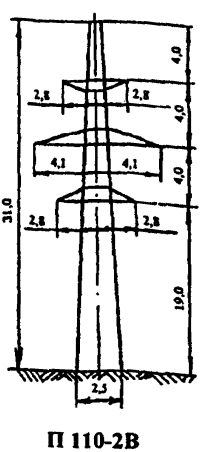




П 110-5В

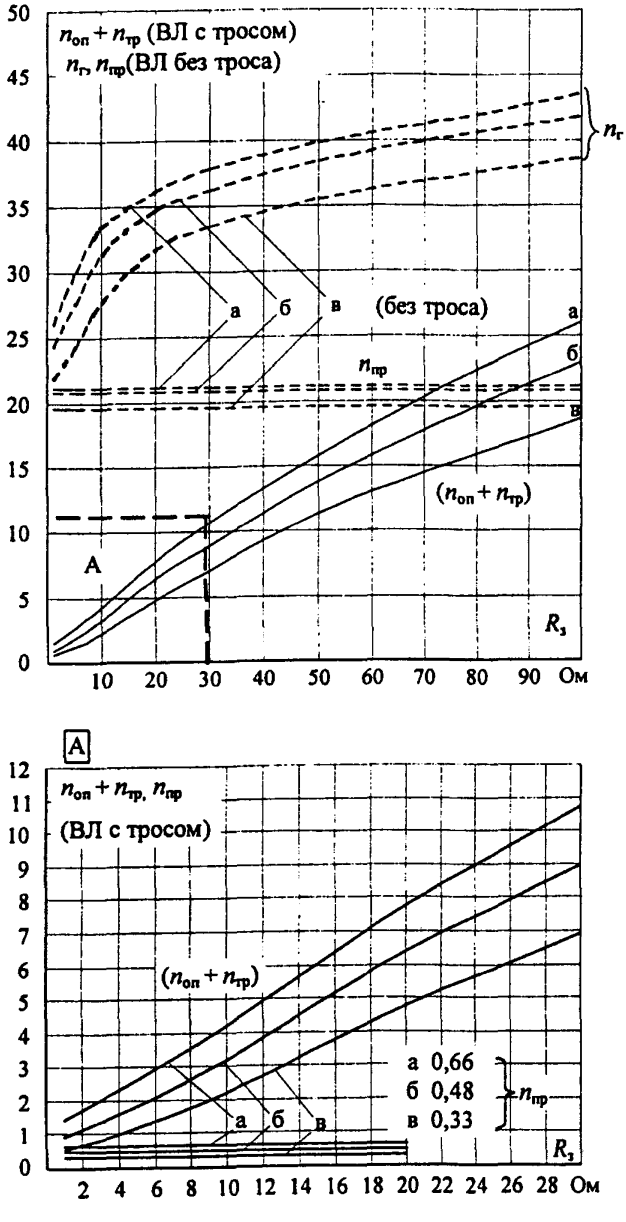
Рис. П23.1. Удельное число грозовых отключений ВЛ 110 кВ на одноцепных стальных башенных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 8 ПС70Е $l_{разр}$=1,02м; б) 9 ПС70Е $l_{разр}$=1,14 м; в) 10 ПС70Е $l_{разр}$=1,27 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; - - - - - - ВЛ без троса

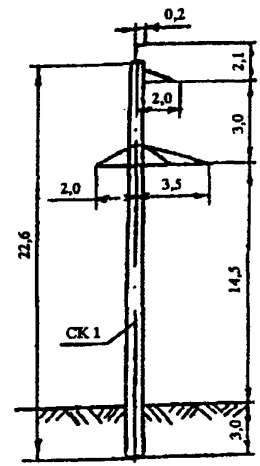




П 110-2В

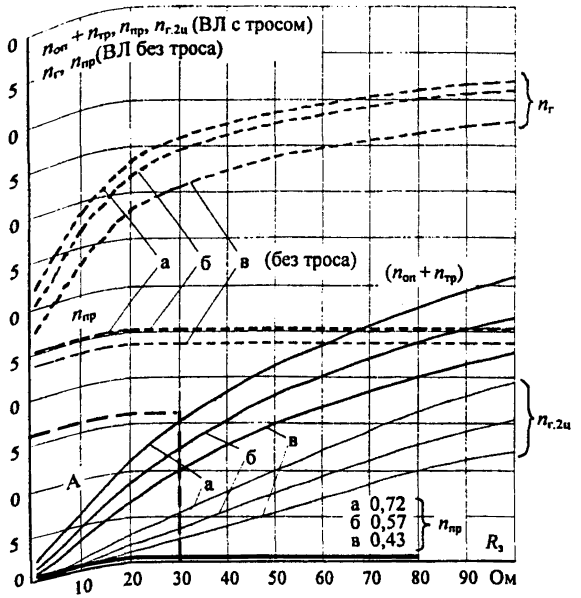
Рис. П23.2. Удельное число грозовых отключений ВЛ 110 кВ на двухцепных стальных башенных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 8 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,02 м; б) 9 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,14 м; в) 10 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,27 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; - - - - - - ВЛ без троса

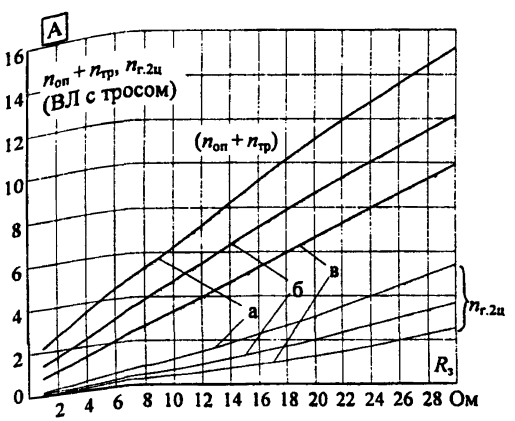




ПБ 110-1

Рис. П23.3. Удельное число грозовых отключений ВЛ 110 кВ на одноцепных железобетонных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 8 ПС70Е $l_{разр}$=1,02 м; б) 9 ПС70Е $l_{разр}$=1,14 м; в) 10 ПС70Е $l_{разр}$=1,27 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; - - - - - - ВЛ без троса





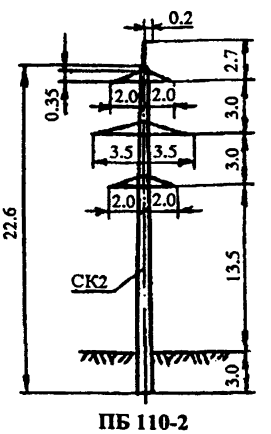
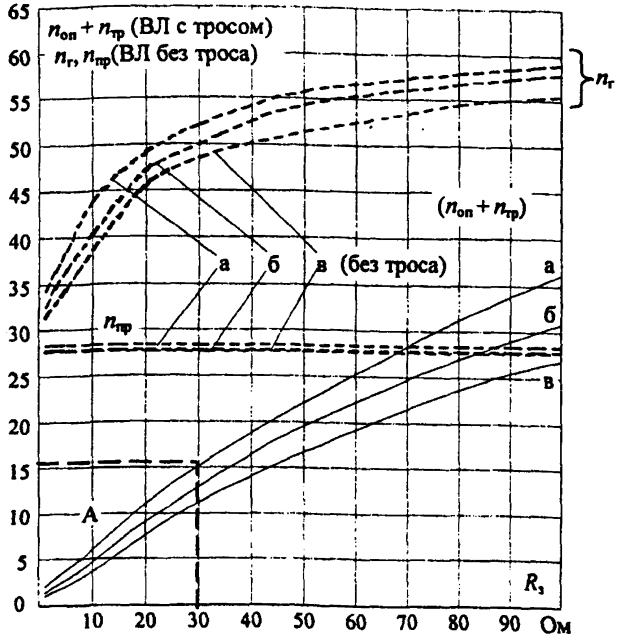
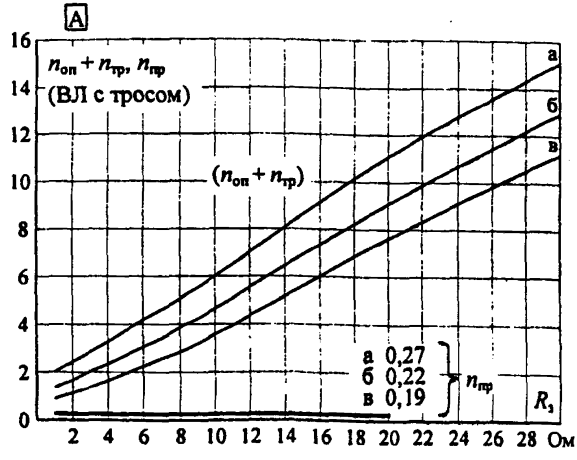
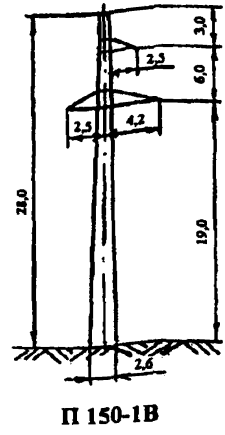


Рис. П23.4. Удельное число грозовых отключений ВЛ 110 кВ на двухцепных железобетонных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 8 ПС70Е $l_{разр}$=1,02 м; б) 9 ПС70Е $l_{разр}$=1,14 м; в) 10 ПС70Е $l_{разр}$=1,27 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ------ ВЛ без троса

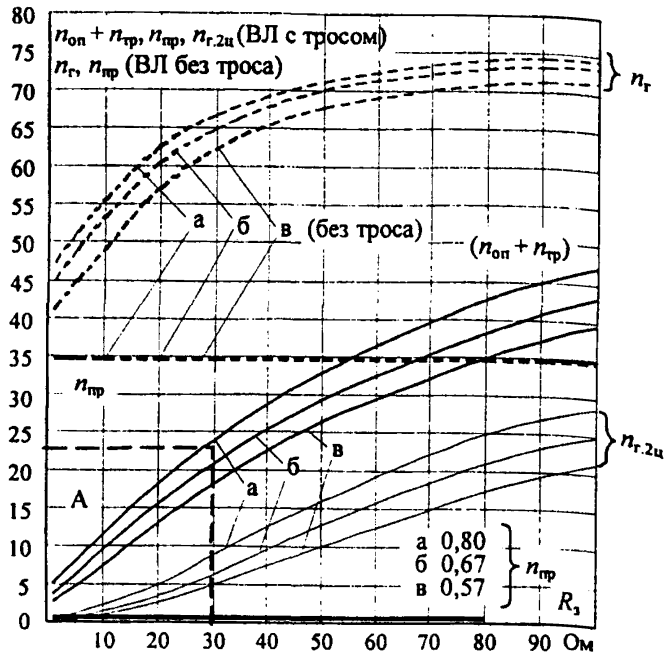


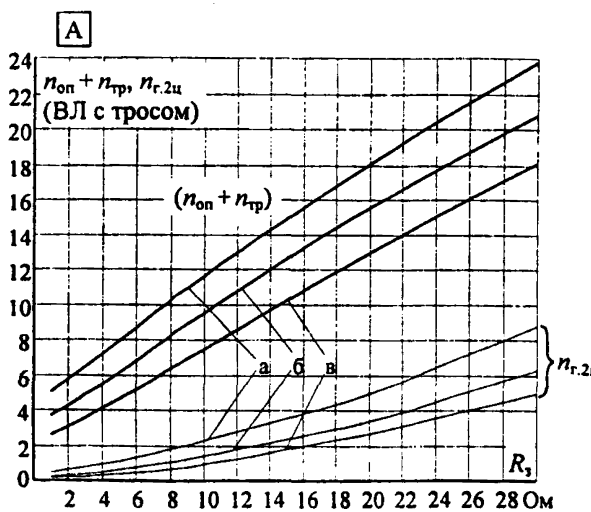




П 150-1В

Рис. П23.5. Удельное число грозовых отключений ВЛ 150 кВ на одноцепных стальных башенных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 10 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,27 м; б) 11 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,40 м; в) 13 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,65 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; - - - - - ВЛ без троса





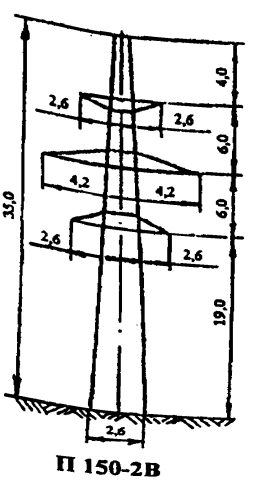
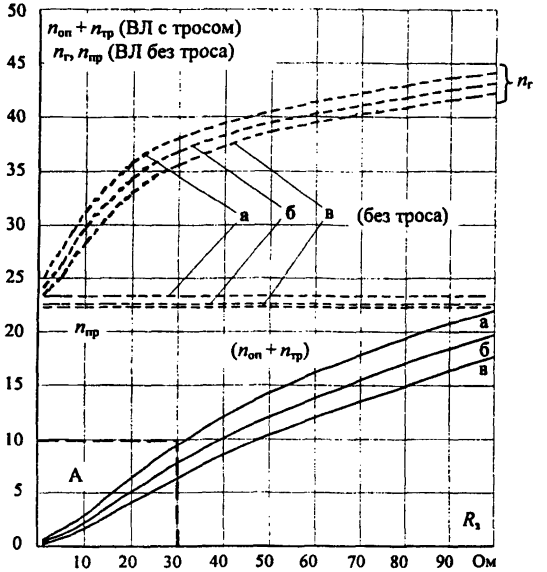
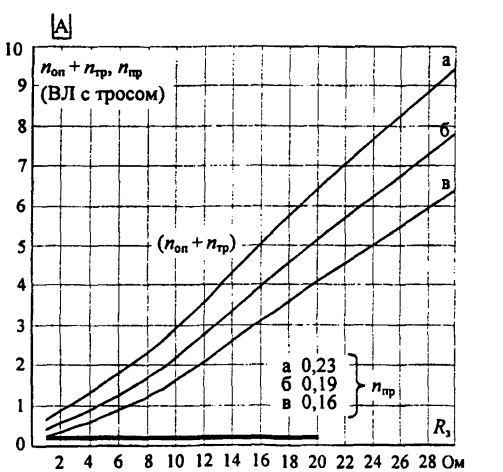


Рис. П23.6. Удельное число грозовых отключений ВЛ 150 кВ на двухцепных стальных башенных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 10 ПС70Е $l_{разр}$=1,27 м; б) 11 ПС70Е $l_{разр}$=1,40 м; в) 13 ПС70Е $l_{разр}$=1,65 м (на 100 км и 100 грозовых часов);——— ВЛ с тросом;------ ВЛ без троса





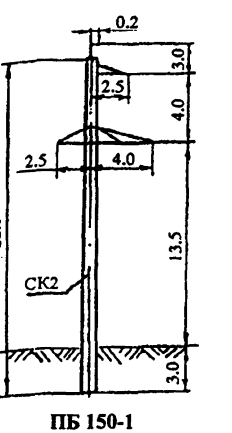


Рис. П23.7. Удельное число грозовых отключений ВЛ 150 кВ на одноцепных железобетонных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 10 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,27 м; б) 11 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,40 м; в) 13 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,65 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ------ ВЛ без троса

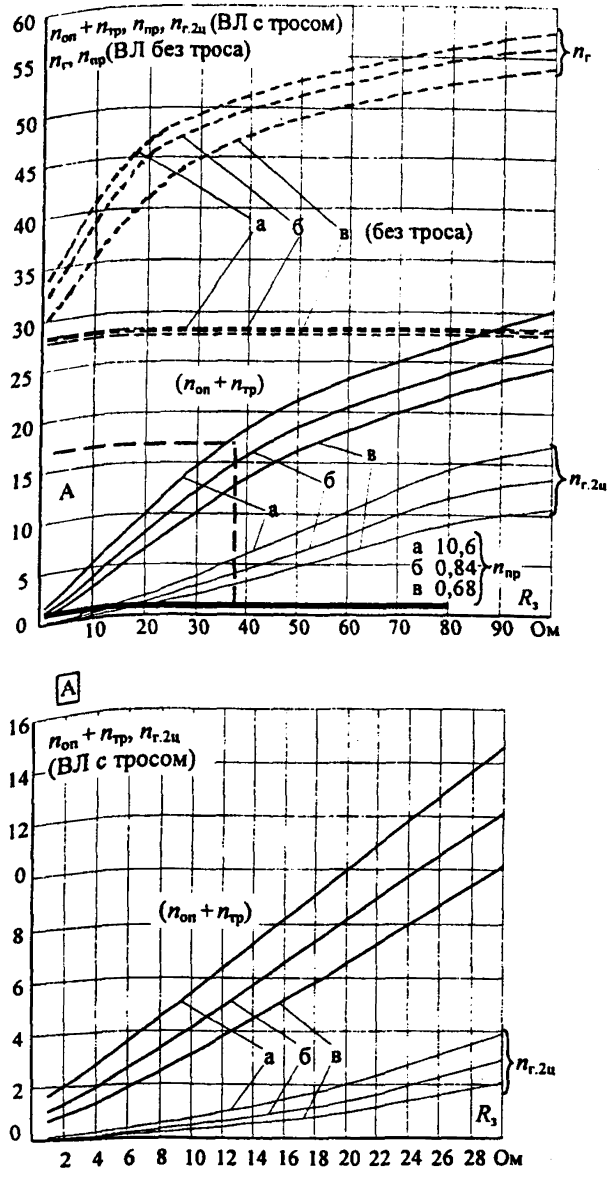
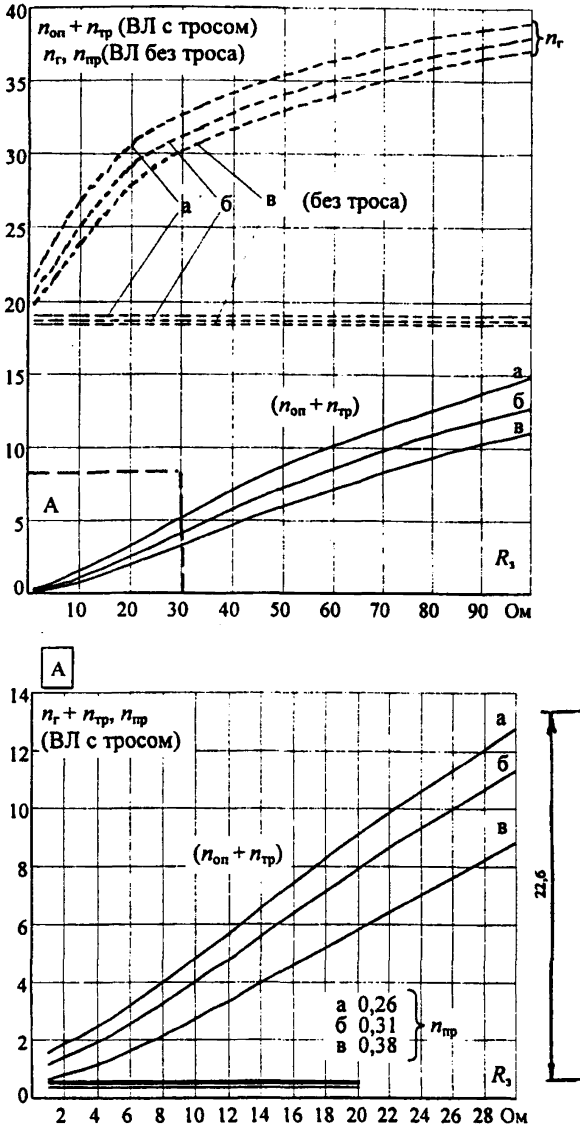


Рис. П23.8. Удельное число грозовых отключений ВЛ 150 кВ на двухцепных железобетонных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 10 П70Е $l_{разр}$ = 1,27 м; б) 11 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,40 м; в) 13 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,65 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ------ ВЛ без троса



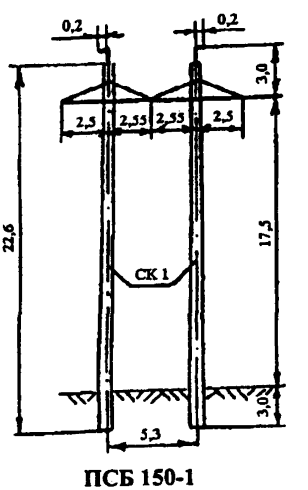


Рис. П23.9. Удельное число грозовых отключений ВЛ 150 кВ на портальных железобетонных опорах с двумя тросами при различной линейной изоляции: а) 10 ПС70Е $l_{разр}$=1,27 м; б) 11 ПС70Е $l_{разр}$=1,40 м; в) 12 ПС70Е $l_{разр}$=1,52 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса

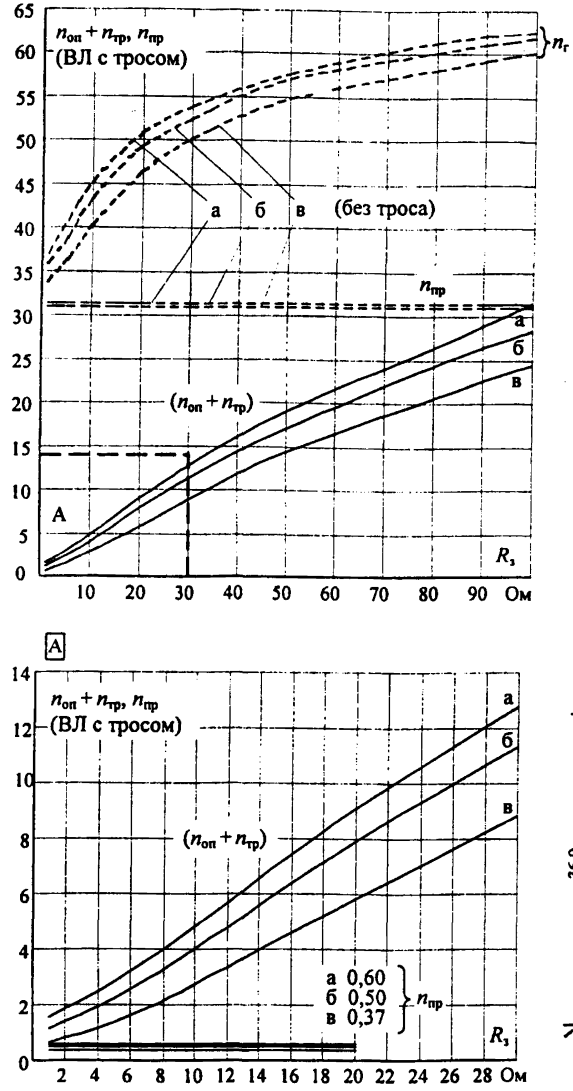


Рис. П23.10. Удельное число грозовых отключений ВЛ 220 кВ на одноцепных стальных башенных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 14 ПС70Е $l_{разр}$=1,78 м; б) 15 ПС70Е $l_{разр}$=1,91 м; в) 17 ПС70Е $l_{разр}$=2,16 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса

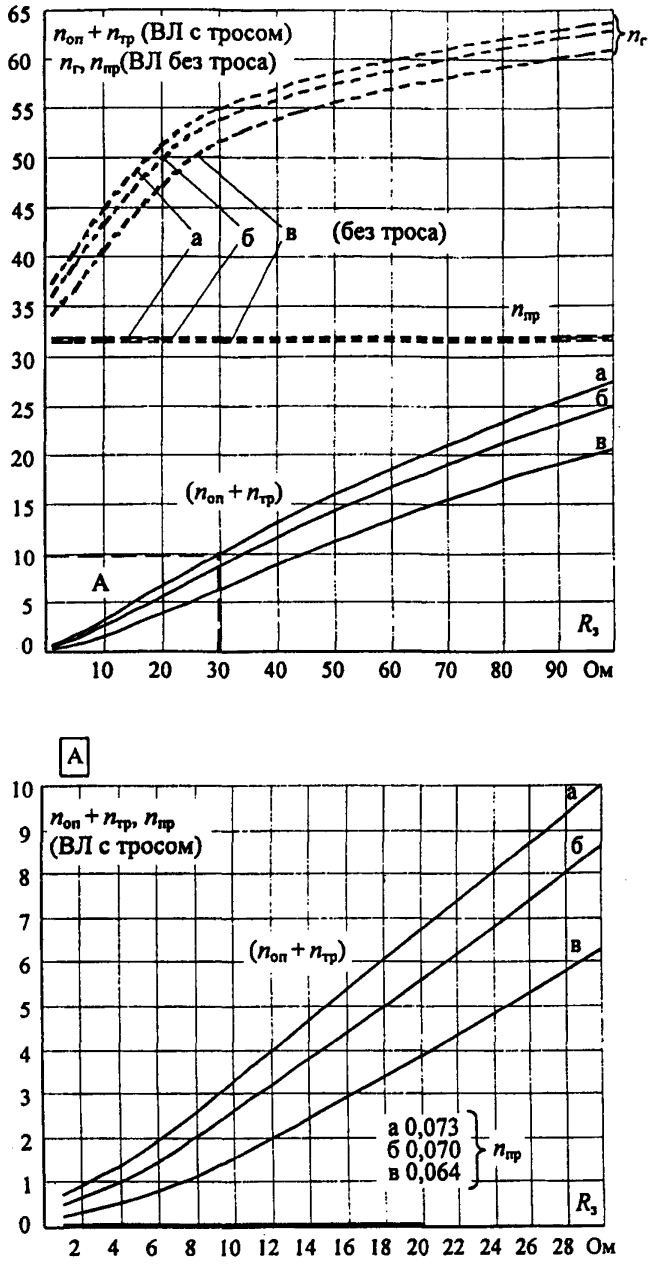
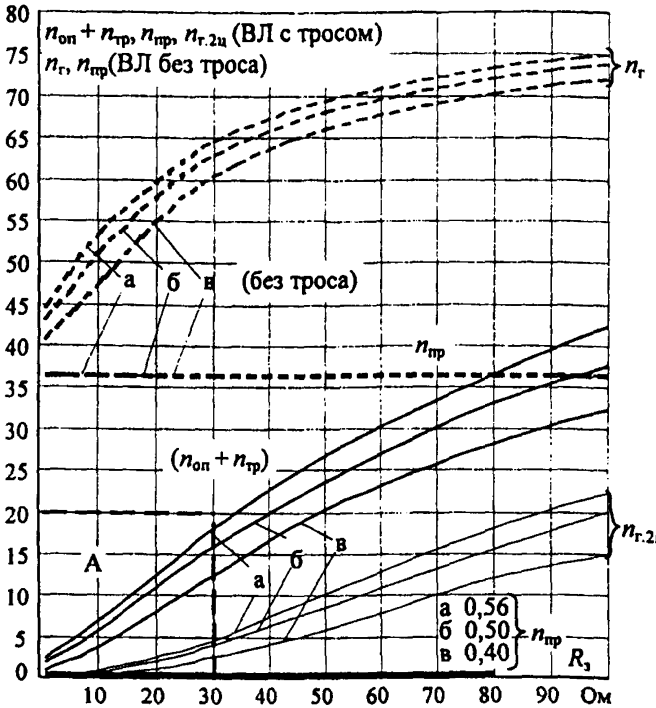
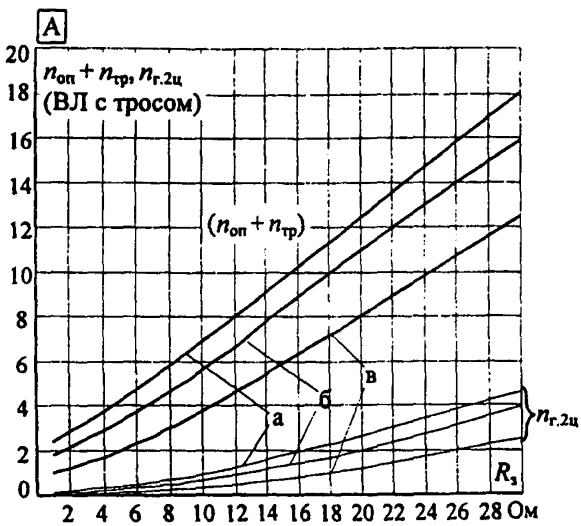
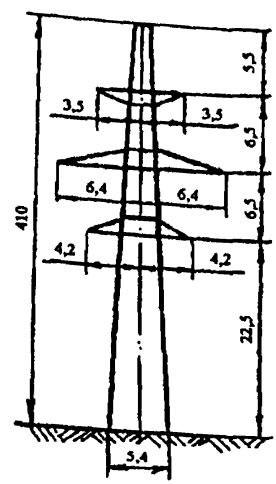


Рис. П23.11. Удельное число грозовых отключений ВЛ 220 кВ на одноцепных стальных башенных опорах с двумя тросами при различной линейной изоляции: а) 14 ПС70Е $l_{разр} = 1{,}78$ м; б) 15 ПС70Е $l_{разр} = 1{,}91$ м; в) 17 ПС70Е $l_{разр} = 2{,}16$ м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса

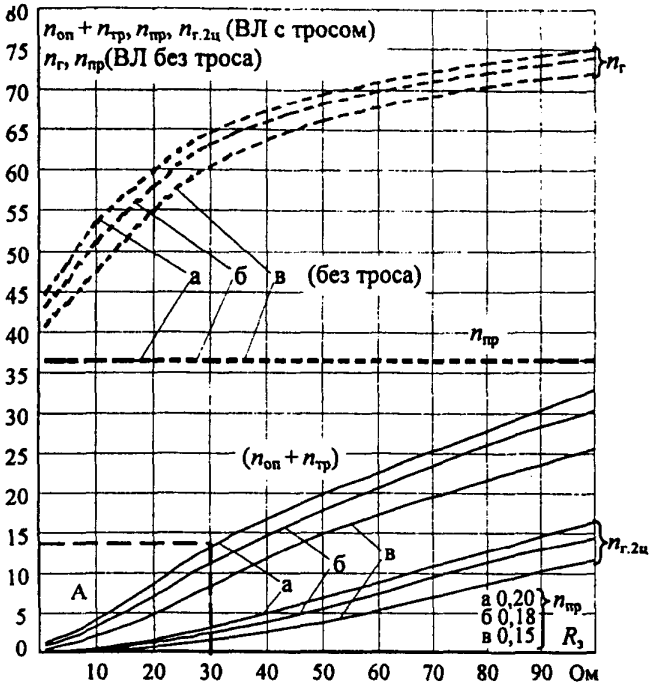


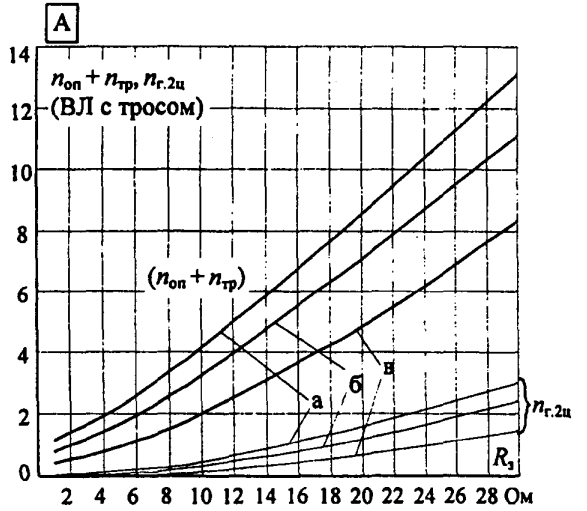


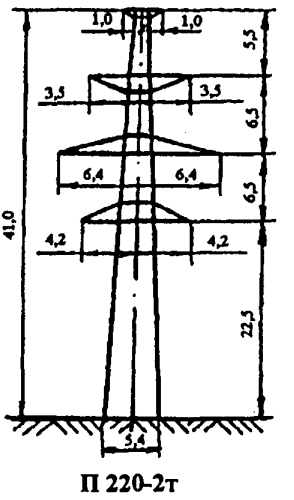


П 220-2

Рис. П23.12. Удельное число грозовых отключений ВЛ 220 кВ на двухцепных стальных башенных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 14 ПС70Е $l_{разр}$=1,78 м; б) 15 ПС70Е $l_{разр}$=1,91 м; в) 17 ПС70Е $l_{разр}$=2,16 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса







П 220-2т

Рис. П23.13. Удельное число грозовых отключений ВЛ 220 кВ на двухцепных стальных башенных опорах с двумя тросами при различной линейной изоляции: а) 14 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,78 м; б) 15 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,91 м; в) 17 ПС70Е $l_{разр}$ = 2,16 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса

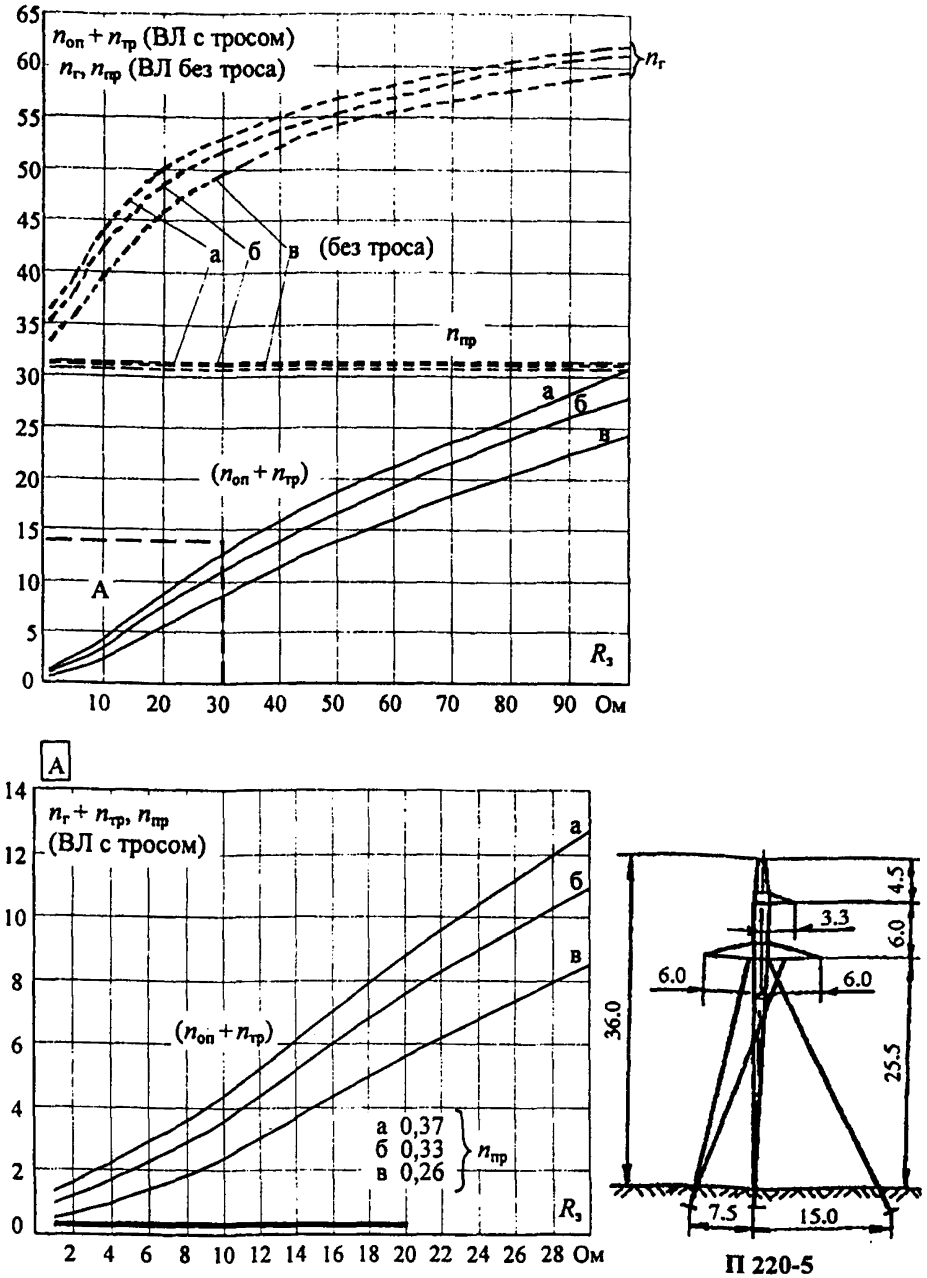
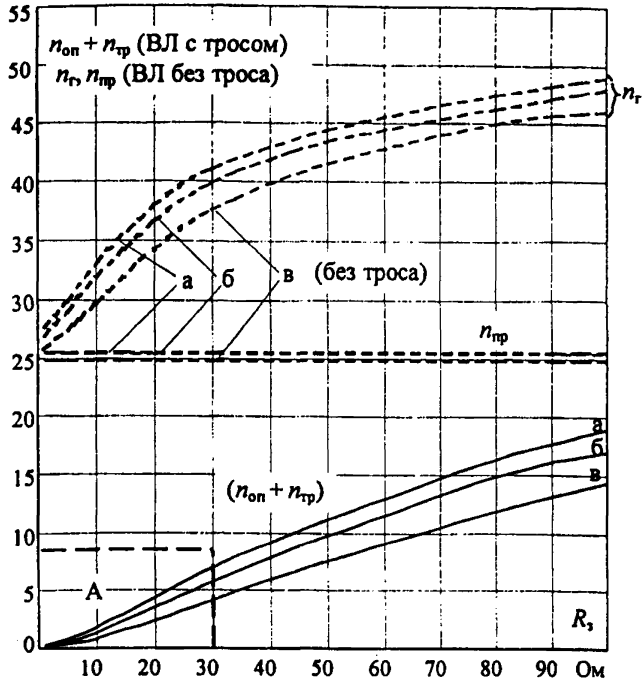
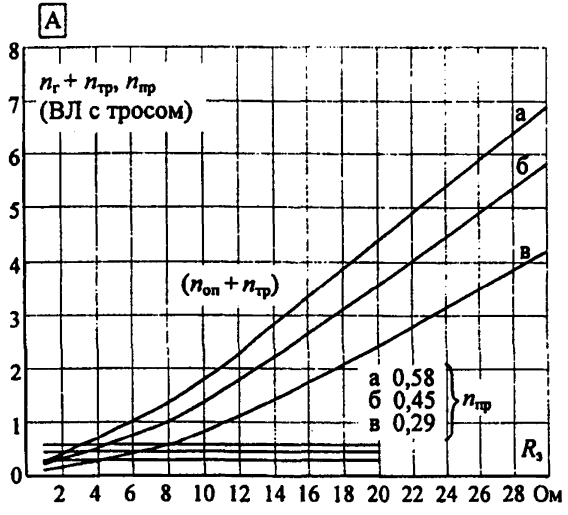


Рис. П23.14. Удельное число грозовых отключений ВЛ 220 кВ на одноцепных стальных башенных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 14 ПС70Е $l_{разр}$=1,78 м; б) 15 ПС70Е $l_{разр}$=1,91 м; в) 17 ПС70Е $l_{разр}$=2,16 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ------ ВЛ без троса





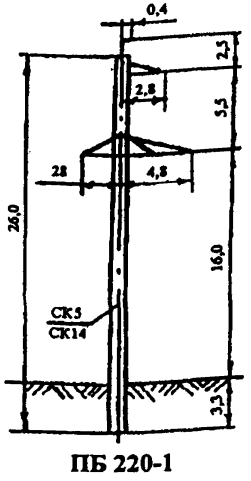
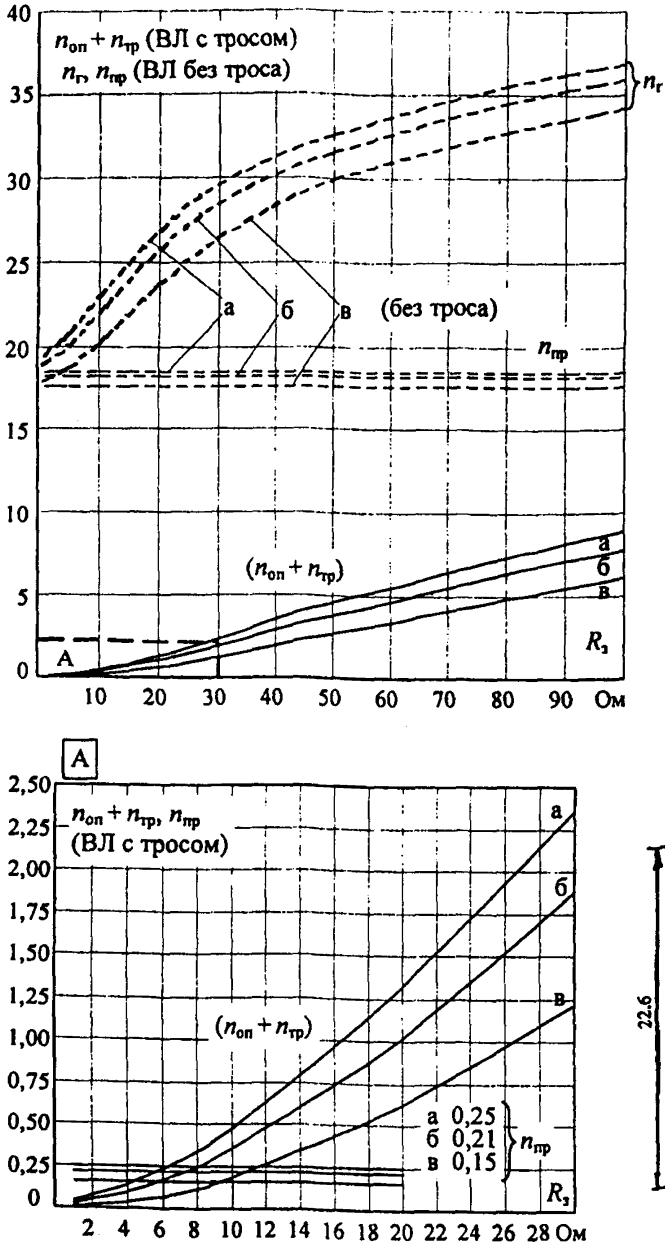


Рис. П23.15. Удельное число грозовых отключений ВЛ 220 кВ на одноцепных железобетонных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 14 ПС70Е $l_{разр}$=1,78 м; б) 15 ПС70Е $l_{разр}$=1,91 м; в) 17 ПС70Е $l_{разр}$=2,16 м (на 100 км и 100 грозовых часов); —— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса



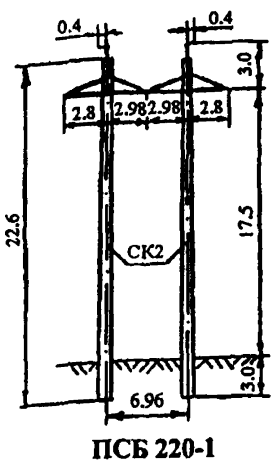


Рис. П23.16. Удельное число грозовых отключений ВЛ 220 кВ на одноцепных портальных опорах с двумя тросами при различной линейной изоляции:
а) 14 ПС70Е $l_{разр}$=1,78 м; б) 15 ПС70Е $l_{разр}$=1,91 м; в) 17 ПС70Е $l_{разр}$=2,16 м (на 100 км и 100 грозовых часов); —— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса

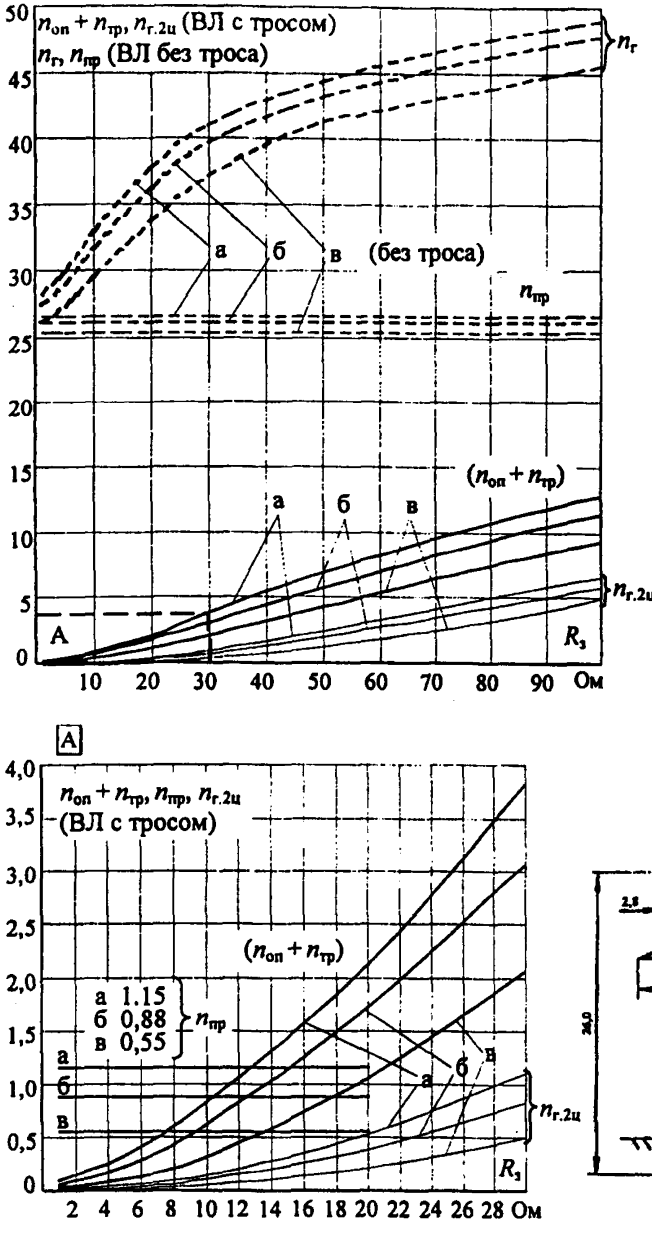
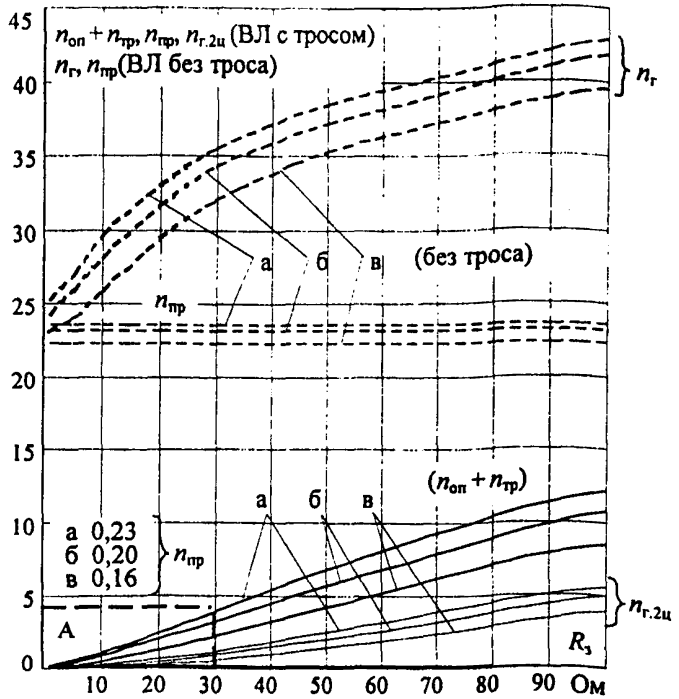
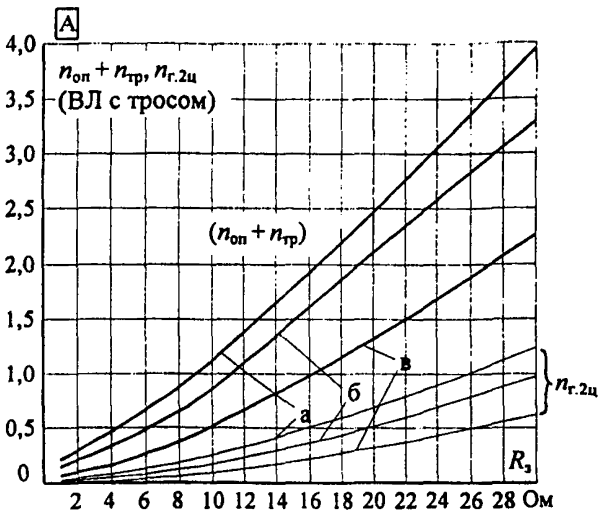


Рис. П23.17. Удельное число грозовых отключений ВЛ 220 кВ на двухцепных портальных двухъярусных железобетонных опорах с двумя тросами при различной линейной изоляции:

а) 14 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,78 м; б) 15 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,91 м; в) 17 С70Е $l_{разр}$ = 2,16 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса





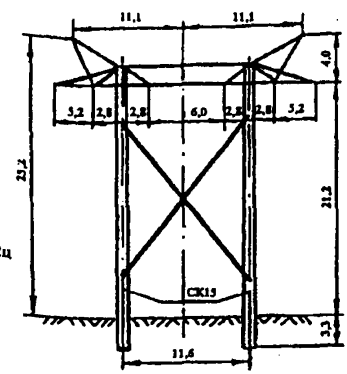
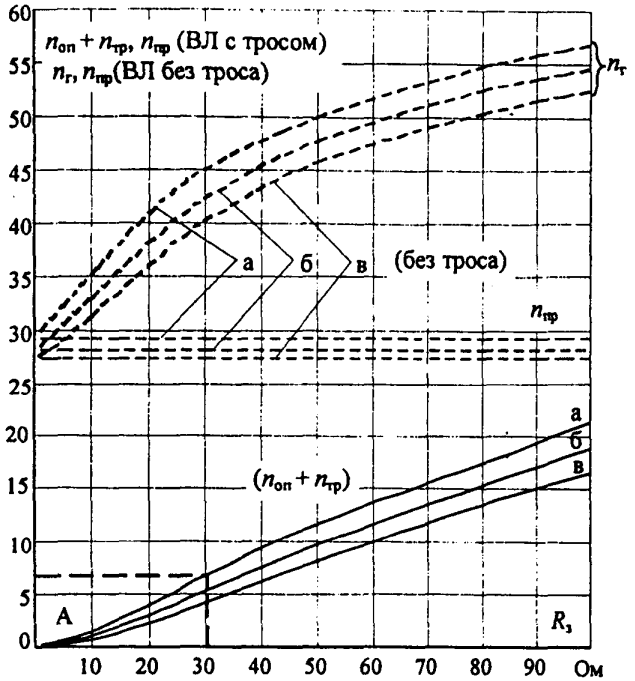
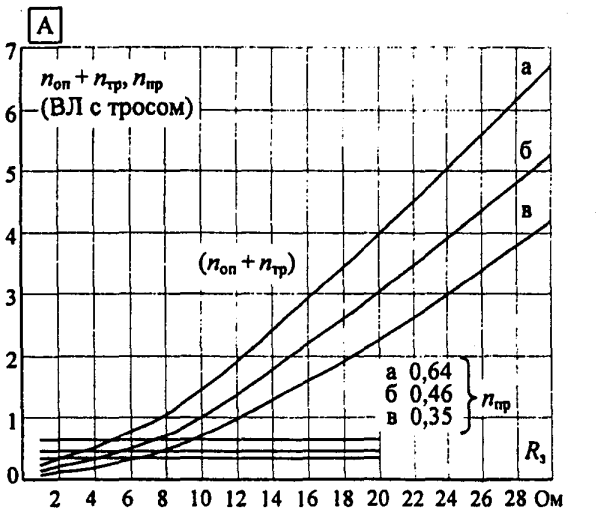


Рис. П23.18. Удельное число грозовых отключений ВЛ 220 кВ на двухцепных портальных одно-ярусных железобетонных опорах с двумя тросами при различной линейной изоляции:
а) 14 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,78 м; б) 15 ПС70Е $l_{разр}$ = 1,91 м; в) 17 ПС70Е $l_{разр}$ = 2,16 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса





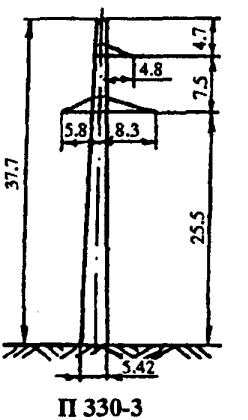
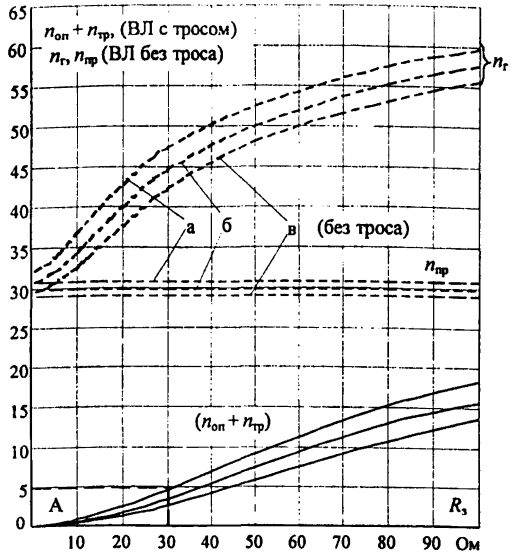
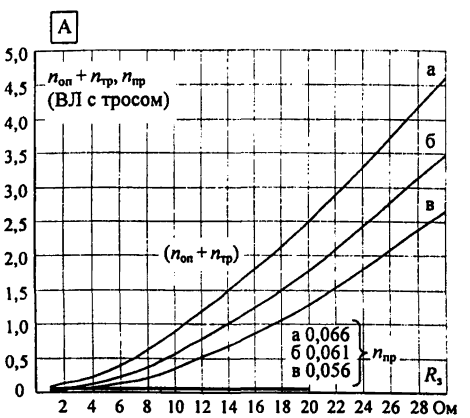


Рис. П23.19. Удельное число грозовых отключений ВЛ 330 кВ на одноцепных стальных-башенных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 21 ПС70Е $l_{разр}$ = 2,67 м; б) 23 ПС70Е $l_{разр}$ = 2,92 м; в) 25 ПС70Е $l_{разр}$ = 3,18 м (на 100 км и 100 грозовых часов); —— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса





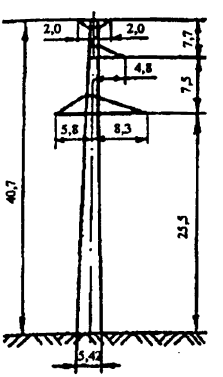
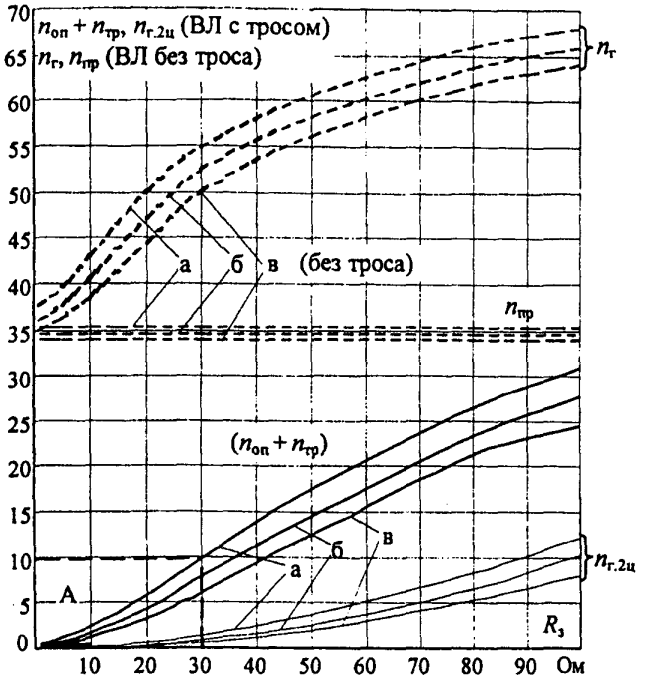
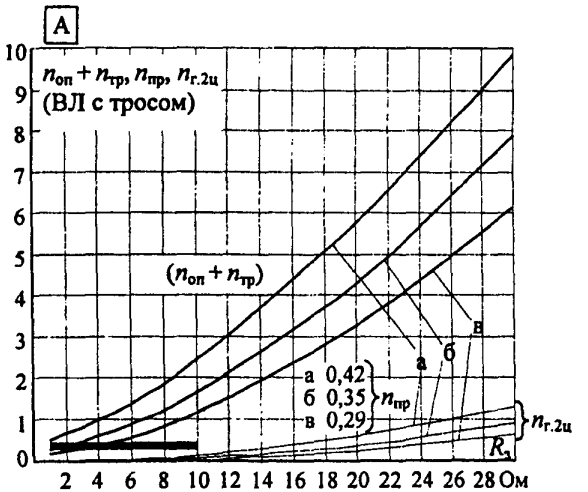
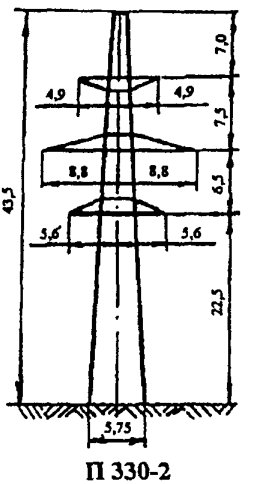


Рис. П23.20. Удельное число грозовых отключений ВЛ 330 кВ на одноцепных стальных башенных опорах с двумя тросами при различной линейной изоляции:
а) 21 ПС70Е $l_{разр}$ = 2,67 м; б) 23 ПС70Е $l_{разр}$ = 2,92 м; в) 25 ПС70Е $l_{разр}$ = 3,18 м (на 100 км и 100 грозовых часов); —— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса

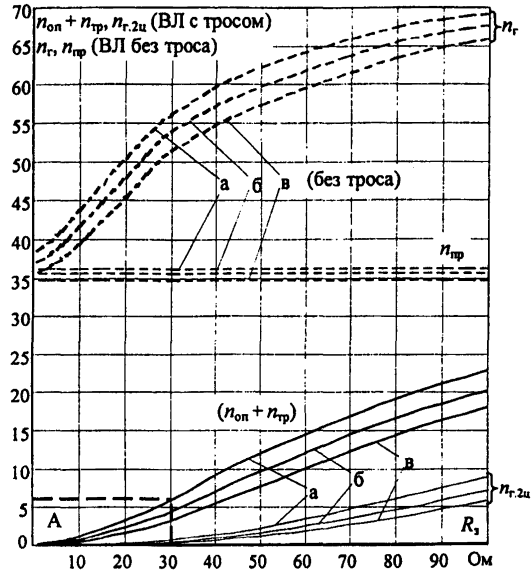


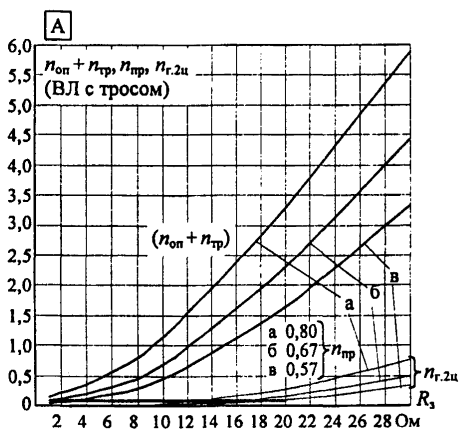


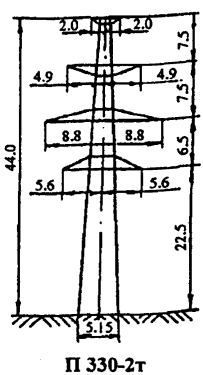


П 330-2

Рис. П23.21. Удельное число грозовых отключений ВЛ 330 кВ на двухцепных стальных башенных опорах с одним тросом при различной линейной изоляции: а) 21 ПС70Е $l_{разр} = 2{,}67$ м; б) 23 ПС70Е $l_{разр} = 2{,}92$ м; в) 25 ПС70Е $l_{разр} = 3{,}18$ м (на 100 км и 100 грозовых часов) —— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса

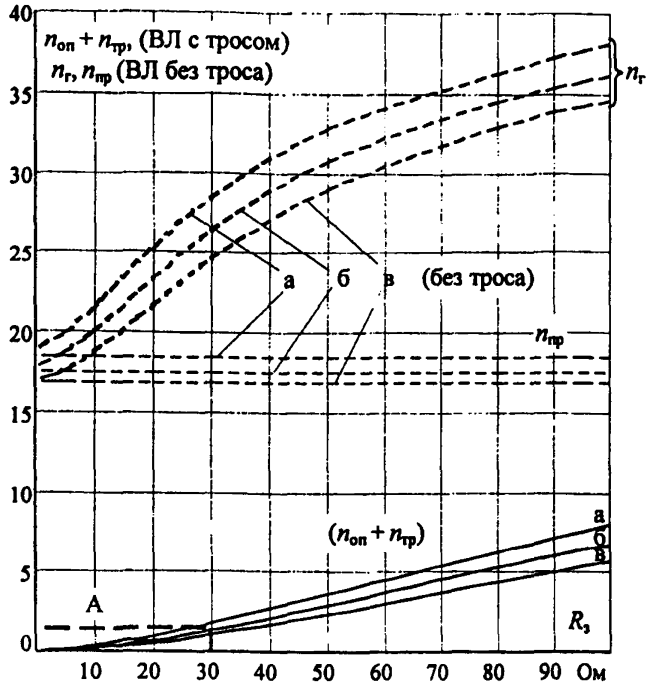


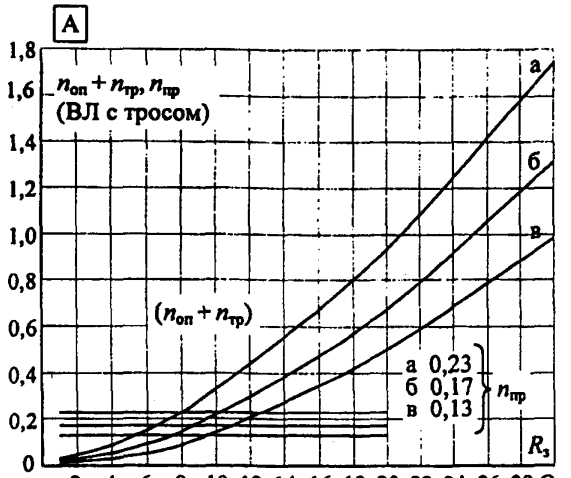




П 330-2т

Рис. П23.22. Удельное число грозовых отключений ВЛ 330 кВ на двухцепных стальны башенных опорах с двумя тросами при различной линейной изоляции: а) 21 ПС70Е $l_{разр} = 2{,}67$ м; б) 23 ПС70Е $l_{разр} = 2{,}92$ м; в) 25 ПС70Е $l_{разр} = 3{,}18$ м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; - - - - - ВЛ без троса





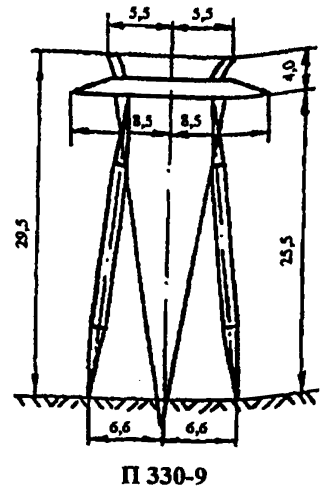
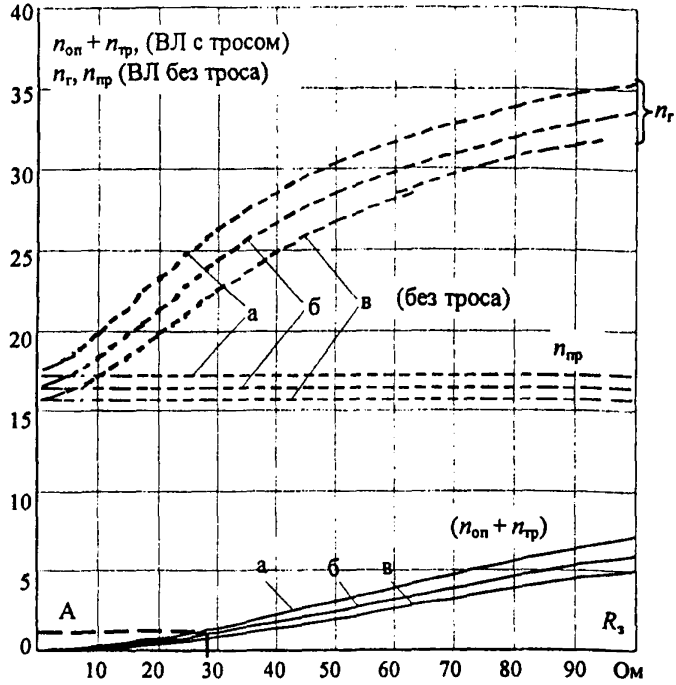


Рис. П23.23. Удельное число грозовых отключений ВЛ 330 кВ на портальных стальных опорах на оттяжках с двумя тросами при различной линейной изоляции: а) 21 ПС70Е $l_{разр} = 2{,}67$ м; б) 23 С70Е $l_{разр} = 2{,}92$ м; в) 25 ПС70Е $l_{разр} = 3{,}18$ м (на 100 км и 100 грозовых часов); —— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса



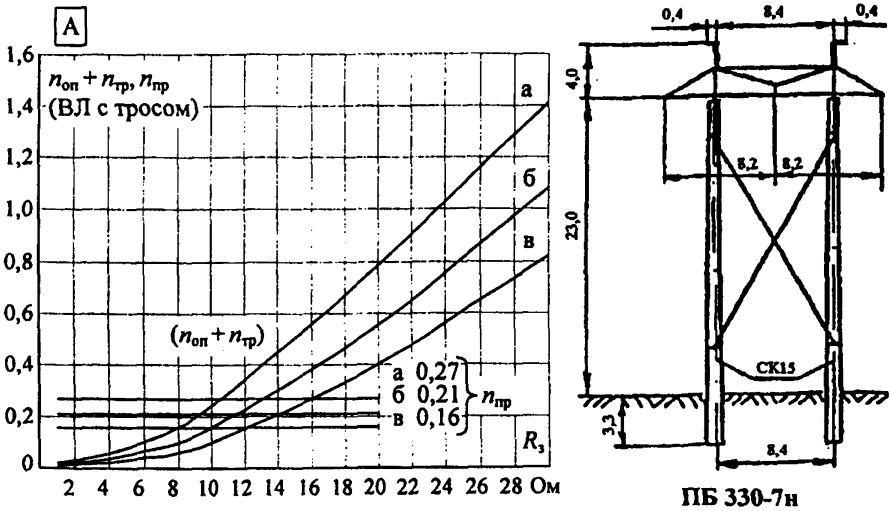


Рис. П23.24. Удельное число грозовых отключений ВЛ 330 кВ на одноцепных портальных железобетонных опорах с двумя тросами при различной линейной изоляции: а) 21 ПС70Е $l_{разр} = 2{,}67$ м; б) 23 ПС70Е $l_{разр} = 2{,}92$ м; в) 25 ПС70Е $l_{разр} = 3{,}18$ м (на 100 км и 100 грозовых часов); —— ВЛ с тросом; ---- ВЛ без троса

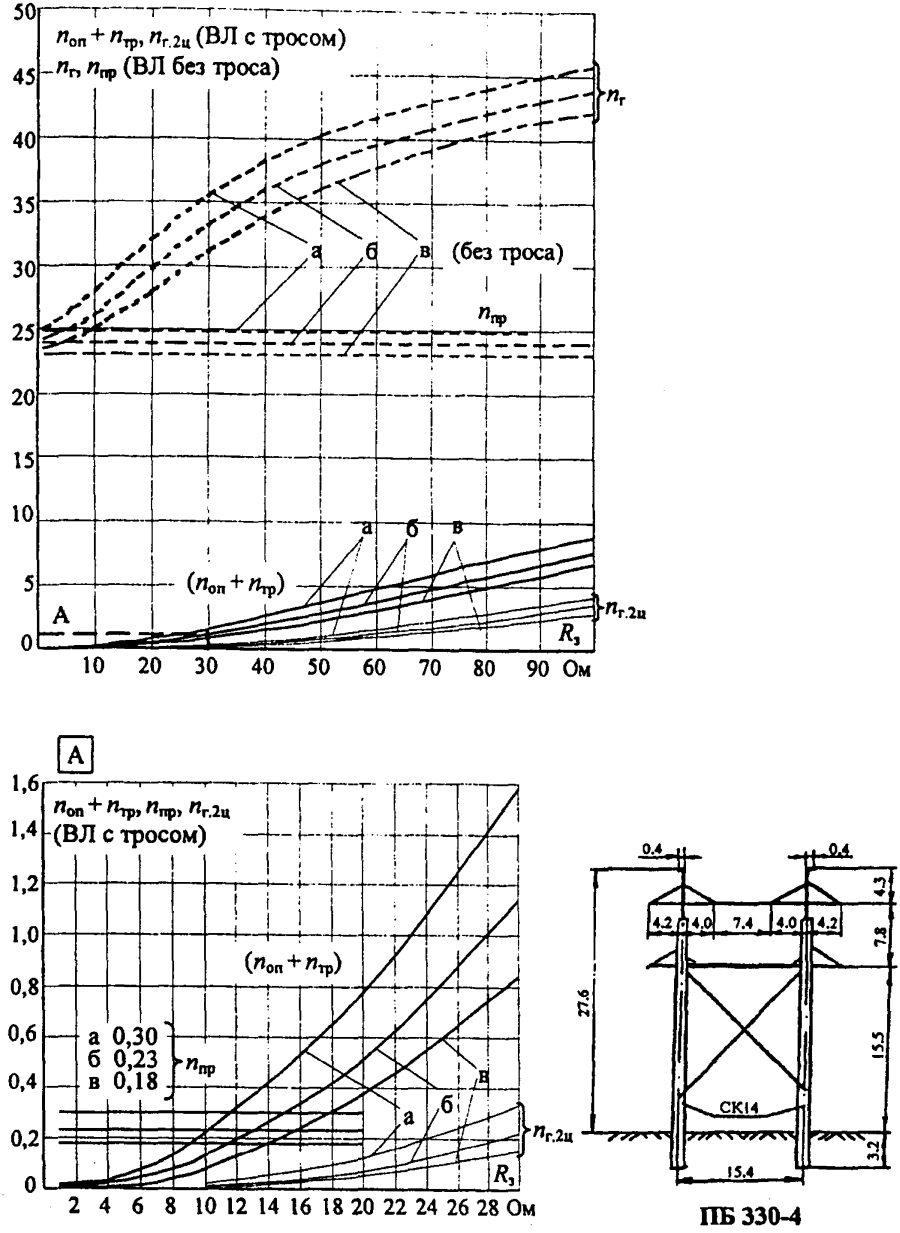


Рис. П23.25. Удельное число грозовых отключений ВЛ 330 кВ на двухцепных портальных двухъярусных железобетонных опорах при различной линейной изоляции: а) 21 ПС70Е $l_{разр} = 2{,}67$ м; б) 23 ПС70Е $l_{разр} = 2{,}92$ м; в) 25 ПС70Е $l_{разр} = 3{,}18$ м (на 100 км и 100 грозовых часов); —— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса

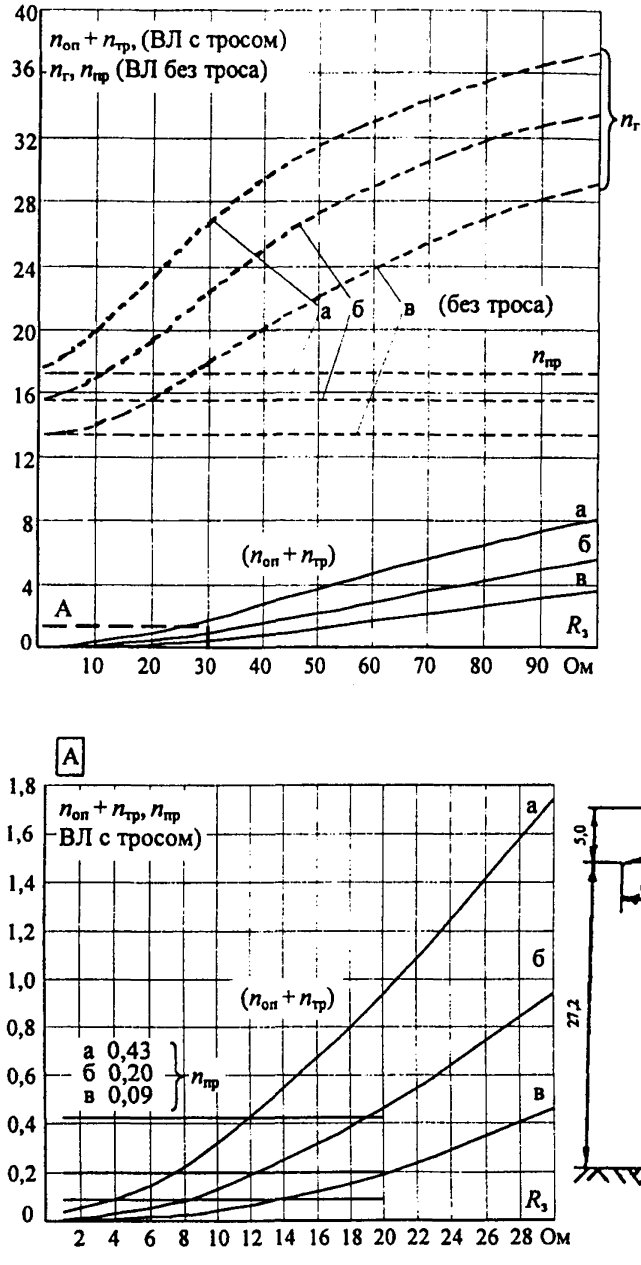


Рис. П23.26. Удельное число грозовых отключений ВЛ 500 кВ на портальных стальных опорах на оттяжках с двумя тросами при различной линейной изоляции: а) 25 ПС70Е $l_{разр}$ = 3,18 м; б) 30 ПС70Е $l_{разр}$ = 3,81 м; в) 37 ПС70Е $l_{разр}$ = 4,70 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса

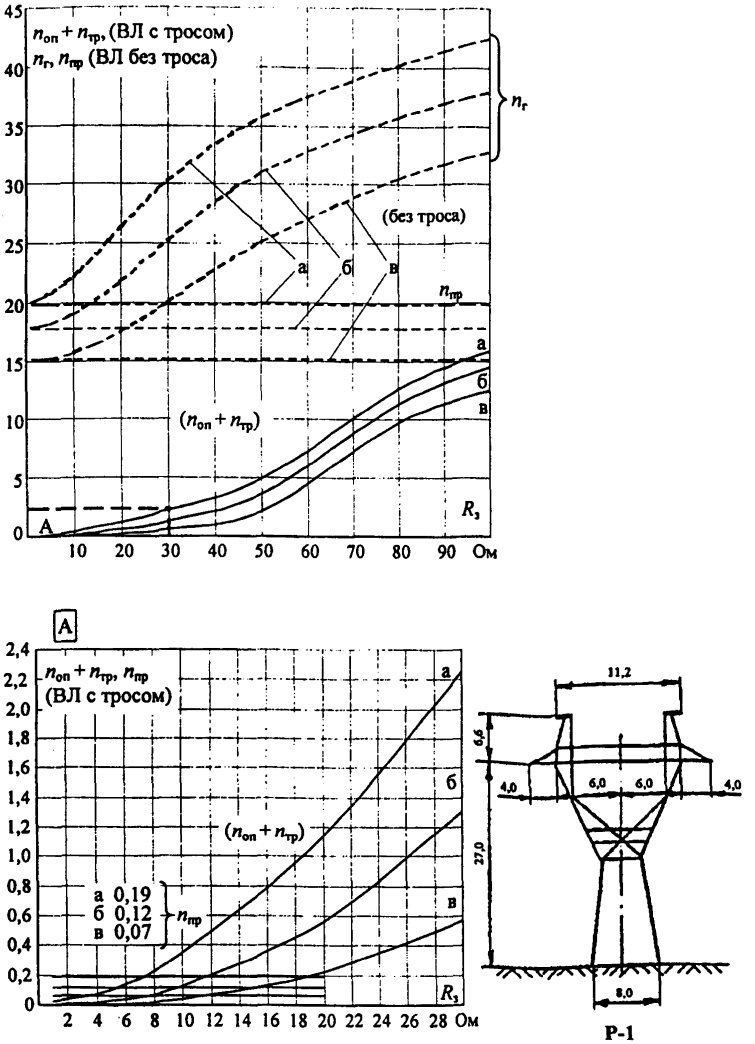
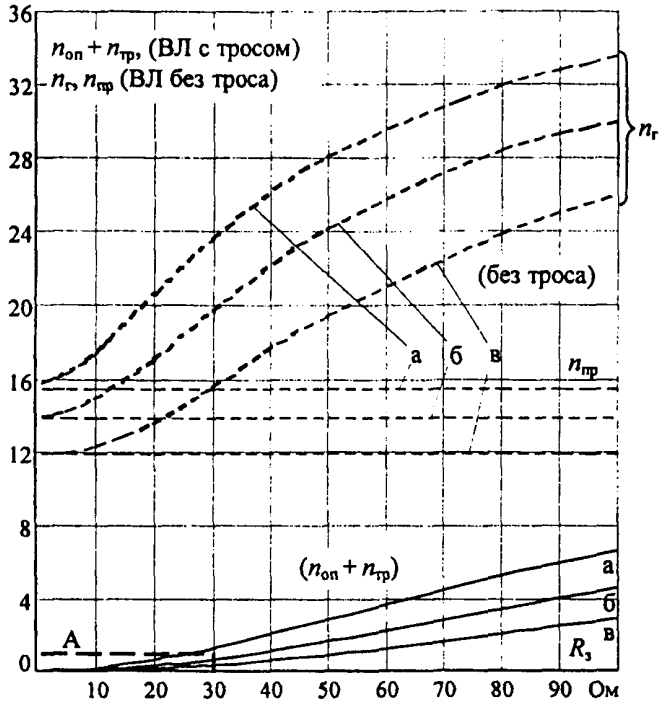


Рис. П23.27. Удельное число грозовых отключений ВЛ 500 кВ на стальных опорах типа "рюмка" с двумя тросами при различной линейной изоляции: а) 25 ПС70Е $l_{разр}$=3,18 м; б) 30 ПС70Е $l_{разр}$=3,81 м; в) 37 ПС70Е $l_{разр}$=4,70 м (на 100 км и 100 грозовых часов); —— ВЛ с тросом; ---- ВЛ без троса



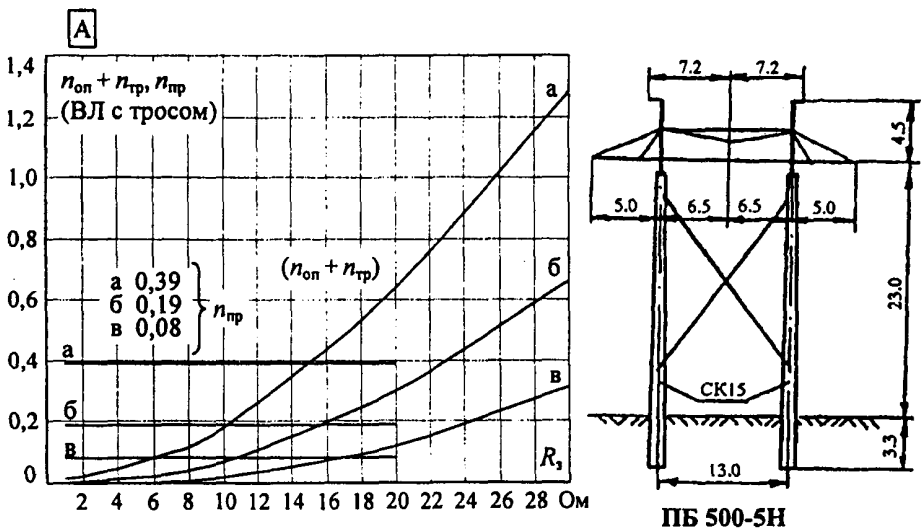
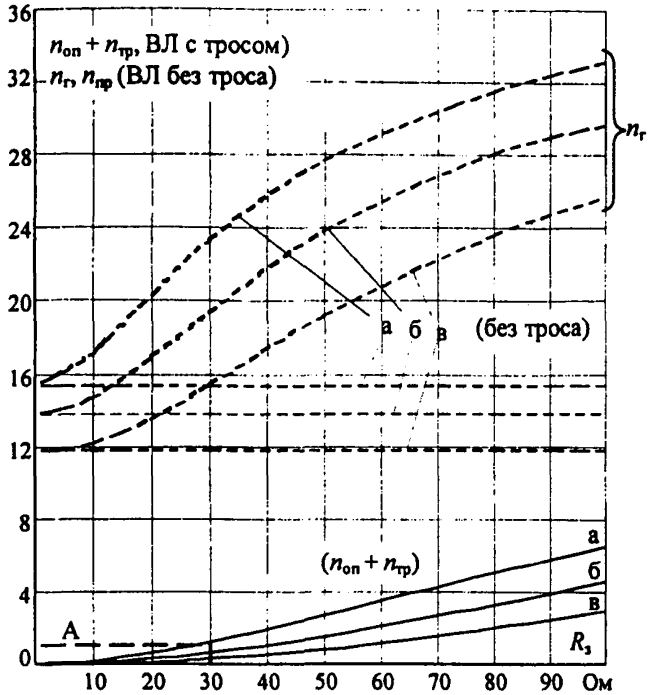
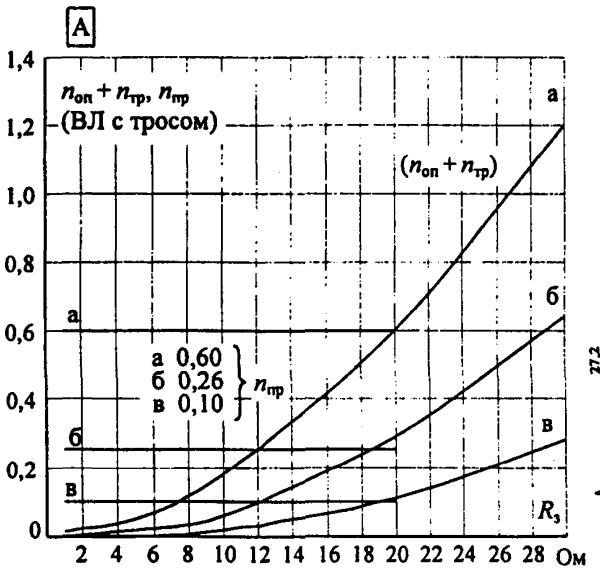
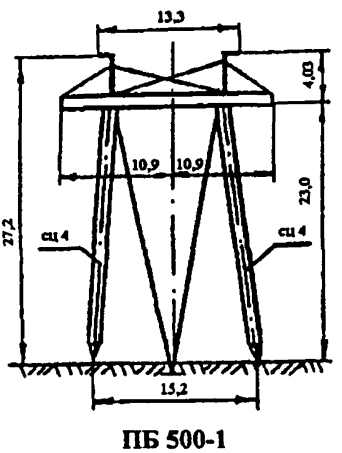


Рис. П23.28. Удельное число грозовых отключений ВЛ 500 кВ на портальных железобетонных опорах с двумя тросами при различной линейной изоляции: а) 25 ПС70Е $l_{разр} = 3{,}18$ м; б) 30 ПС70Е $l_{разр} = 3{,}81$ м; в) 37 ПС70Е $l_{разр} = 4{,}70$ м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ---- ВЛ без троса

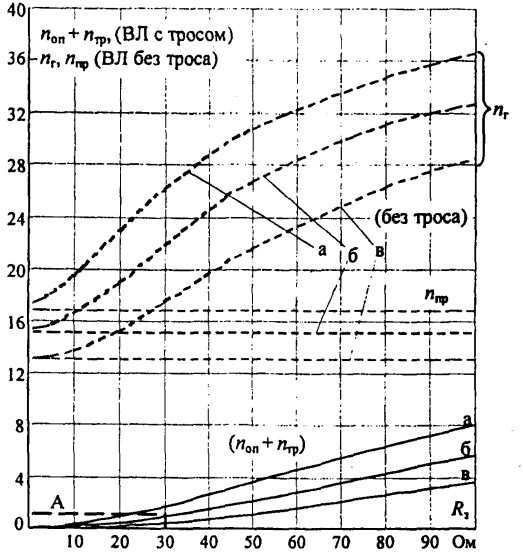






ПБ 500-1

Рис. П23.29. Удельное число грозовых отключений ВЛ 500 кВ на портальных железобетонных опорах с оттяжками ($h_{оп} = 27$ м) и двумя тросами при различной линейной изоляции:
а) 25 ПС70Е $l_{разр} = 3{,}18$ м; б) 30 ПС70Е $l_{разр} = 3{,}81$ м; в) 37 ПС70Е $l_{разр} = 4{,}70$ м (на 100 км и 100 грозовых часов); —— ВЛ с тросом; ---- ВЛ без троса



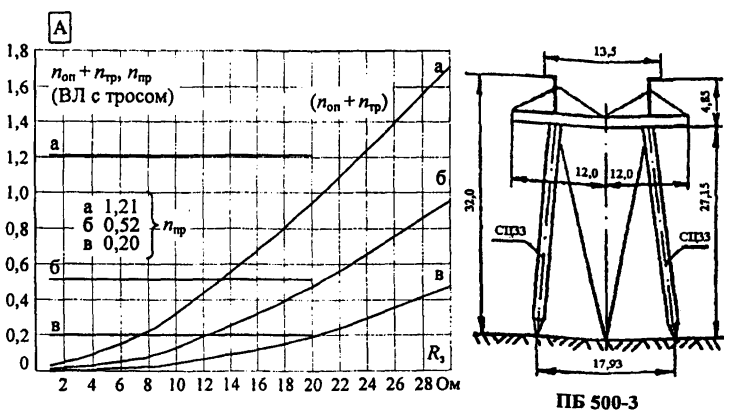
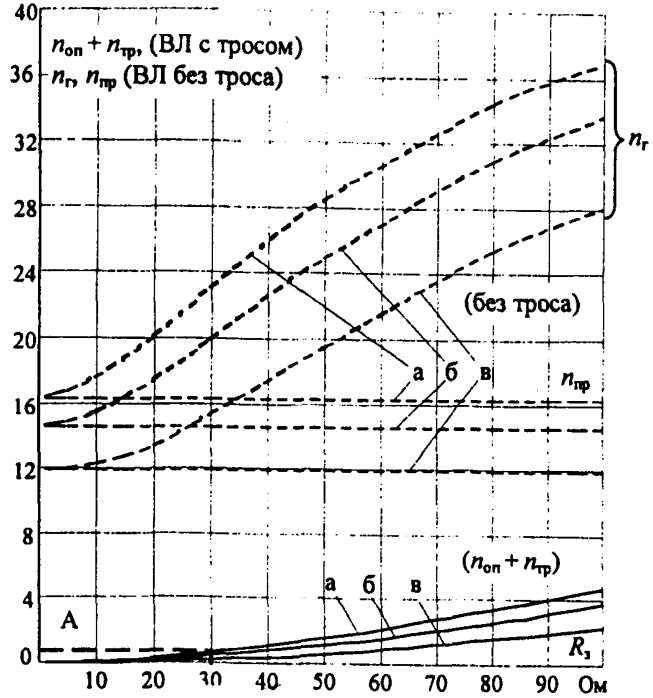
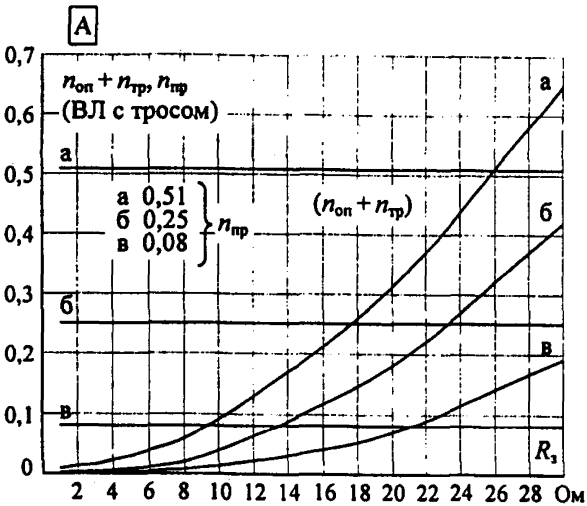


Рис. П23.30. Удельное число грозовых отключений ВЛ 500 кВ на портальных железобетонных опорах с оттяжками ($h_{оп}$ = 32м) с двумя тросами при различной линейной изоляции:
а) 25 ПС70Е $l_{разр}$ = 3,18 м; б) 30 ПС70Е $l_{разр}$ = 3,81 м; в) 37 ПС70Е $l_{разр}$ = 4,70 м (на 100 км и 100 грозовых часов); ——— ВЛ с тросом; ---- ВЛ без троса





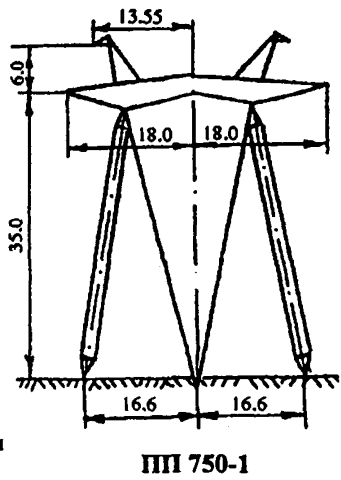
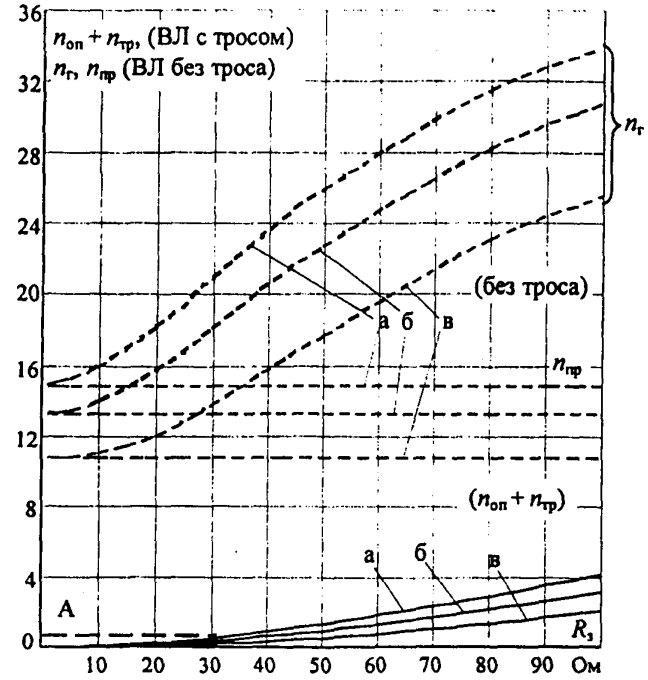
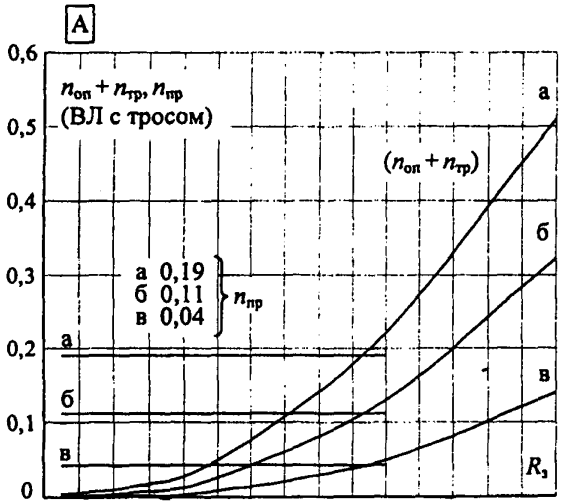


Рис. П23.31. Удельное число грозовых отключений ВЛ 750 кВ на портальных стальных опорах на оттяжках с двумя тросами при различной линейной изоляции: а) 40 ПС70Е $l_{разр} = 5{,}08$ м; б) 45 ПС70Е $l_{разр} = 5{,}72$ м; в) 55 ПС70Е $l_{разр} = 6{,}99$ м (на 100 км и 100 грозовых часов); —— ВЛ с тросом; ---- ВЛ без троса





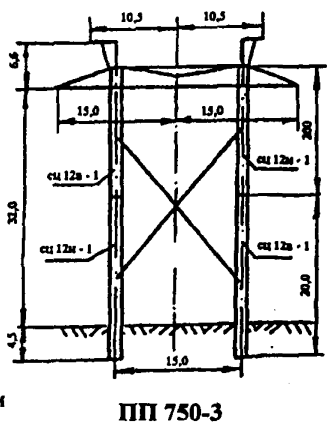


Рис. П23.32. Удельное число грозовых отключений ВЛ 750 кВ на железобетонных опорах с двумя тросами при различной линейной изоляции:
а) 40 ПС70Е $l_{разр}$ = 5,08 м; б) 45 ПС70Е $l_{разр}$ = 5,72 м; в) 55 ПС70Е $l_{разр}$ = 6,99 м (на 100 км и 100 грозовых часов); —— ВЛ с тросом; ----- ВЛ без троса

АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГРОЗОУПОРНОСТИ И СРЕДСТВ ГРОЗОЗАЩИТЫ ВЛ 110–750 кВ РАЗЛИЧНОГО КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ

В табл. П24.1–П24.6 приведены расчетные показатели грозоупорности ВЛ 110–750 кВ для всех типов опор, приведенных в табл. 8.1. Удельное число грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов n_1^* дано для ВЛ с тросом и без троса при $R_з$ = 10; 20 и 30 Ом, выделена составляющая от прорывов молнии на провода ($n_{пр}$).С точки зрения грозозащиты ВЛ каждого класса номинального напряжения 110–750 кВ имеют существенные особенности, а именно.

ВЛ 110 кВ (табл.П24.1)

Таблица П24.1

Показатели грозоупорности ВЛ 110 кВ различного конструктивного исполнения (вариант а) справочных кривых)

Конструкция опоры, число тросов		Удельное число грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов			
		n_1 при $R_з$ (Ом): числитель – ВЛ с тросом, знаменатель – ВЛ без троса			$n_{пр}$ (ВЛ с тросом)
		10	20	30	
Одноцепная, одностоечная, 1 трос	башенная металлическая	10.8/46.5	16.8/53.5	21.0/56.5	0.08
	железобетонная	4.8/33	8.4/36	11.4/38	0.66
Двухцепная, одностоечная, 1 трос	башенная металлическая	12.8/51	17.6/57	24.2/60	0.98
	железобетонная	6.9/38.5	11.4/43	15.5/46	0.72

На ВЛ 110 кВ используются только одностоечные опоры (металлические башенные и железобетонные), рассчитанные на подвеску одного троса. При сравнительно невысокой импульсной прочности линейной изоляции ($l_{разр} \approx 1{,}0$ м) вероятность обратного перекрытия при ударах молнии в опоры при таком конструктивном исполнении ВЛ достаточно высока, что и является основной причиной грозовых отключений ВЛ 110 кВ. Доля отключений от прорывов молнии на провода для ВЛ на одноцепных железобетонных опорах не превышает 15%. Для остальных типов опор эта величина еще меньше.

Лучшие показатели грозоупорности (примерно в 1,5–2 раза) имеют ВЛ на железобетонных опорах из-за меньшей высоты (и, следовательно, грозопоражаемости) снижения индуктивности опор и более благоприятной статистики токов молнии, "собираемых" ВЛ.

---

* Вариант $l_{разр}$ по "Инструкции по выбору изоляции электроустановок" РД 34.51.101 для районов с I и II степенью загрязненности атмосферы.

Основным средством повышения грозоупорности ВЛ 110 кВ является обеспечение небольших значений сопротивления заземления на промышленной частоте.

Эффективным средством повышения грозоупорности ВЛ 110 кВ на башенных опорах может быть и подвеска второго троса в области нижних проводов, что улучшает электростатическое экранирование проводов и снижает вероятность обратных перекрытий при ударе в опору и трос. Особенно эффективно это мероприятие для уменьшения числа отключений одновременно двух цепей на двухцепных ВЛ. На участках без троса грозоупорность ВЛ 110 кВ ухудшается в 3–7 раз (табл. П24.1). Эффективность тросов повышается с уменьшением $R_з$.

ВЛ 150 кВ (табл. П24.2)

Таблица П24.2

Показатели грозоупорности ВЛ 150 кВ различного конструктивного исполнения (вариант а) справочных кривых)

Конструкция опоры, число тросов		Удельное число грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов			
		$n_т$ при $R_з$ (Ом): числитель – ВЛ с тросом, знаменатель – ВЛ без троса			$n_{пр}$ (ВЛ с тросом)
		10	20	30	
Одноцепная	башенная металлическая, 1 трос	6,5/44	11,4/49	15,4/52	0,27
	одностоечная железобетонная, 1 трос	3,1/31,5	6,6/35,5	9,7/38	0,23
	портальная железобетонная, 2 троса	1,9/27	3,7/30,5	5,6/32,5	0,38
Двухцепная	башенная металлическая, 1 трос	12,4/55,5	18,8/62,5	23,3/66,5	0,80
	одностоечная железобетонная, 1 трос	6,5/41	11,0/46,5	15,7/49,5	1,06

На ВЛ 150 кВ используются одноцепные одностоечные (металлические и железобетонные) опоры, по высотам близкие к аналогичным опорам ВЛ 110 кВ, поэтому при подвеске изоляции класса номинального напряжения 150 кВ число грозовых отключений уменьшается в 1,5–2 в зависимости от типа опоры и $R_з$. Увеличение высоты двухцепных опор ВЛ 150 кВ компенсируется усилением изоляции по сравнению с ВЛ 110 кВ и поэтому показатели грозоупорности двухцепных ВЛ 110 и 150 кВ близки.

Номенклатура опор ВЛ 150 кВ включает одноцепную портальную железобетонную опору с двумя тросами. ВЛ на таких опорах имеют наилучшие показатели грозоупорности: $n_т$ при всех значениях $R_з$ в табл. П24.2 в 1,5 раза меньше, чем

ВЛ 150 кВ на одноцепных железобетонных опорах и в 3 раза меньше, чем ВЛ на башенных опорах с одним тросом.

ВЛ на портальных опорах вследствие небольшого числа грозовых отключений от обратных перекрытий имеют наибольшую долю отключений от прорывов молнии на провода (около 20% при R_3 = 10 Ом). Абсолютное значение $n_{пр}$ оказывается наибольшим для ВЛ 150кВ на двухцепных опорах, но оно составляет 6–12% о общего числа грозовых отключений этих ВЛ 150 кВ.

Выбор средств грозозащиты ВЛ 150 кВ на одностоечных опорах так же как и на ВЛ 110 кВ должен быть направлен на уменьшение числа отключений от обратных перекрытий, что достигается снижением R_3, добавлением и рациональным размещением тросов. На участках без троса число грозовых отключений ВЛ 150 кВ возрастает в зависимости от R_3 и конструкции опоры в 3–14 раз (табл.П24.2).

ВЛ 220 кВ (табл. П24.3)

Таблица П24.3

Показатели грозоупорности ВЛ 220 кВ различного конструктивного исполнения (вариант Б) справочных кривых)

Конструкция опоры, число тросов			Удельное число грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов			
			n_r при R_3 (Ом): числитель – ВЛ с тросом, знаменатель – ВЛ без троса			$n_{пр}$ (ВЛ с тросом)
			10	20	30	
Одноцепная	башенная металлическая	1 трос	4,3/43,5	8,4/49	11,8/52,5	0,50
		2 троса	2,7/43,5	5,7/49,5	8,7/53	0,07
	одностоечная металлическая на оттяжках, 1 трос		3,9/42,5	7,9/48,5	11,3/52	0,33
	одностоечная железобетонная, 1 трос		1,8/31,5	4,0/36,5	6,3/40	0,45
	портальная железобетонная, 2 троса		0,6/22	1,2/25,5	2,1/28,5	0,21
Двухцепная	башенная металлическая	1 трос	6,1/51	11,4/55	16,4/63	0,50
		2 троса	3,4/51	7,2/58	11,3/63	0,18
	портальная железобетонная 2 троса	двухъярусная	1,5/31,5	2,6/36,5	4,0/40	0,88
		одноярусная	1,1/28	2,3/31,5	3,7/34,5	0,20

ВЛ 220 кВ имеют разнообразную номенклатуру опор. Показатели грозоупорности в зависимости от конструкции ВЛ различаются в 6–7 раз (при R_3 = 10 Ом). Наибольшее число грозовых отключений имеют ВЛ на высоких одноцепных и двухцепных башенных опорах с одним тросом. Подвеска второго троса снижает число грозовых отключений в 1,4–1,6 раза в зависимости от R_3 . Основной причиной грозовых отключений являются обратные перекрытия при ударах в опору. Наилучшие показатели грозоупорности имеют одноцепные и двухцепные ВЛ на портальных опорах с двумя тросами. Одноцепные ВЛ 220 кВ в таком исполнении за счет увеличения $l_{разр}$ гирлянды в 1,5 раза имеют в 3 раза меньше грозовых отклю-

чений, чем аналогичные ВЛ 150 кВ. Каждая цепь двухцепной ВЛ на портальных железобетонных опорах имеет n_r не больше, чем ВЛ 220 кВ на одноцепных портальных опорах. На таких опорах значительно меньше вероятность отключения одновременно двух цепей, чем на одностоечных и башенных опорах. На участках без троса число грозовых отключений ВЛ 220 кВ возрастает в зависимости от $R_з$ и конструкции опоры в 4–40 раз.

ВЛ 330 кВ (табл. П24.4)

На ВЛ 330 кВ используются, в основном, стальные опоры. Железобетонные опоры по механическим нагрузкам должны быть портальными.

Таблица П24.4

Показатели грозоупорности ВЛ 330 кВ различного конструктивного исполнения (вариант а) справочных кривых)

Конструкция опоры, число тросов			Удельное число грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов			
			n_r при $R_з$ (Ом): числитель – ВЛ с тросом, знаменатель – ВЛ без троса			$n_{пр}$ (ВЛ с тросом)
			10	20	30	
Одноцепная	башенная металлическая	1 трос	2,1/35,5	4,6/41	7,4/45	0,64
		2 троса	0,9/37	2,6/42,5	4,7/47,5	0,07
	портальная металлическая на оттяжках, 2 троса		0,6/21,5	1,2/25	2,0/28,5	0,23
	портальная железобетонная, 2 троса		0,5/20	1,1/23	1,7/26	0,27
Двухцепная	башенная металлическая	1 трос	2,9/43	6,2/49	10,3/55	0,42
		2 троса	1,2/44	3,4/50,5	6,0/56	0,09
	портальная железобетонная двухъярусная, 2 троса		0,5/28	1,1/32	1,9/35,5	0,30

Усиление импульсной прочности изоляции по сравнению с ВЛ 220 кВ способствует уменьшению n_r на однотипных одностоечных опорах в 2–2,5 раза. Показатели грозоупорности одноцепных ВЛ 220 кВ и 330 кВ на портальных опорах близки, так как около половины грозовых отключений составляют отключения от прорывов молнии на провода.

Подвеска второго троса на башенных одноцепных и двухцепных опорах снижает число грозовых отключений в 2 раза практически при всех значениях $R_з$ табл. П24.4, но при этом n_r остается в 2 раза больше, чем на портальных опорах с двумя тросами. Показатели грозоупорности ВЛ 330 кВ на портальных опорах, в том числе и на железобетонных двухцепных, близки, поэтому каждая из ВЛ на двухцепной железобетонной опоре будет отключаться из-за грозы в 2 раза реже, чем ВЛ на одноцепной портальной опоре. Вероятность отключения одновременно двух цепей на такой опоре в 2–3 раза меньше, чем на башенных опорах с двумя тросами и в 4–6 раз — при одном тросе на башенных опорах. На участках без троса число грозовых отключений ВЛ 330 кВ возрастает в зависимости от $R_з$ и конструкции ВЛ в 5–50 раз.

ВЛ 500 кВ и 750 кВ (табл. П24.5 и П24.6)

ВЛ 500 и 750 кВ выполняются исключительно в одноцепном варианте с горизонтальным расположением фаз и защищаются двумя тросами. В табл. П24.5 и П24.6 расчетные показатели даны для гирлянд из малогабаритных изоляторов ПС120Б, имеющих длину разрядного пути по изоляции ($l_{разр}$) меньшую, чем у ВЛ 500 и 750 кВ, находящихся в эксплуатации (см. табл. П24.7). На рис. П24.1 и П24.2 показаны зависимости от $l_{разр}$ общего удельного числа грозовых отключений ВЛ 500 и 750 кВ (при R_3 = 10 Ом) и его составляющих от обратных перекрытий ($n_{оп} + n_{тр}$) и прорывов молнии на провода ($n_{пр}$). Там же показаны эксплуатационные показатели грозоупорности, которые составляют в пересчете на 100 грозовых часов: для ВЛ 500 кВ $n_{экс}$ = 0,16–0,20 и для ВЛ 750 кВ $n_{экс}$ = 0,15 грозовых отключений на 100 км в год.

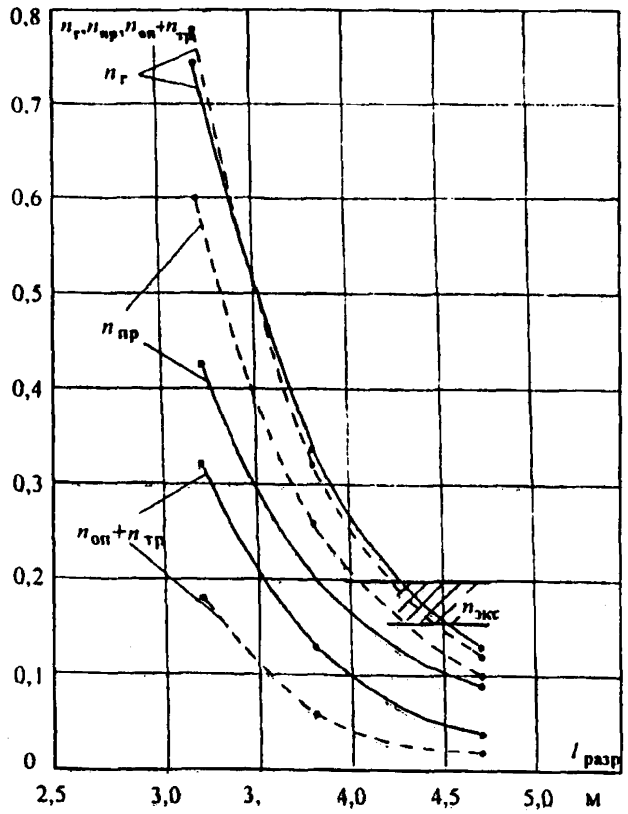


Рис. П24.1. Удельное число грозовых отключений ВЛ 500 кВ на стальных и железобетонных портальных опорах с оттяжками в зависимости от $l_{разр}$ (на 100 км и 100 грозовых часов).
$n_г$, $n_{пр}$, ($n_{оп}+n_{тр}$) – по расчету:
—— стальные опоры ПБ-1 ($h_{оп}$ = 32,2 м);
----- железобетонные опоры ПБ 500-1 ($h_{оп}$ = 27 м).
$n_{экс}$ – опыт эксплуатации

Для ВЛ 500 кВ расчеты выполнены для двух распространенных в эксплуатации типов опор – стальной ($h_{оп}$ = 32,2 м) и железобетонной ($h_{оп}$ = 27 м). Общее число грозовых отключений для этих вариантов практически совпадают, но на ВЛ с железобетонными опорами отключений от прорывов молнии на провода происходит больше, чем на ВЛ со стальными опорами, имеющей большее на 1 м превышение троса над проводами. Одновременно ВЛ с железобетонными опорами имеет меньше грозовых отключений от обратных перекрытий вследствие меньшей высоты опор. Из рис. П24.1 видно, что эксплуатационные показатели грозоупорности ВЛ 500 кВ хорошо согласуются с расчетными при $l_{разр}$ = 4,08–4,7 м, т.е. в пределах длин, характерных для гирлянд, комплектуемых из ранее выпускаемых изоляторов (см. табл. П24.7). Переход на использование более коротких гирлянд с $l_{разр}$ = 3,8 м может привести к увеличению числа грозовых отключений ВЛ 500 кВ в 1,5 -2 раза по сравнению с показателями, достигнутыми в эксплуатации. Уменьшение длины $l_{разр}$ одновременно со снижением импульсной прочности изоляции приводит к сокращению расстояния между тросом и проводом по вертикали, что увеличивает вероятность прорывов молнии на провода, являющихся основной причиной отключений ВЛ 500 и 750 кВ.

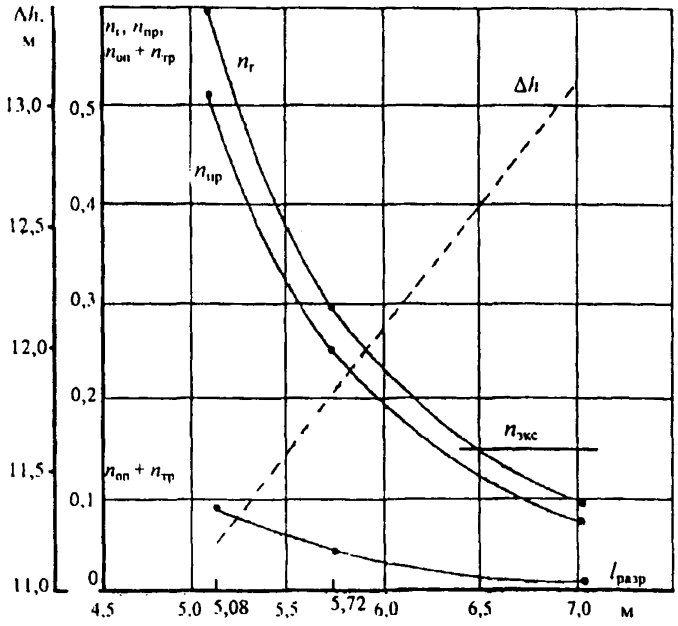


Рис. П24.2. Удельное число грозовых отключений ВЛ 750 кВ на стальных портальных опорах с оттяжками (ПП 750-1) в зависимости от $l_{разр}$ (на 100 км и 100 грозовых часов):
$n_г$, $n_{пр}$, $(n_{оп} + n_{тр})$ – по расчету;
$n_{экс}$ – опыт эксплуатации;
– – – превышение троса над проводом от $l_{разр}$ для ВЛ 750 кВ на опорах ПП 750-1

Таблица П24.5

Показатели грозоупорности ВЛ 500 кВ различного конструктивного исполнения (вариант б) справочных кривых)

Конструкция опоры		Удельное число грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов			
		n_r при R_3 (Ом): числитель – ВЛ с тросом, знаменатель – ВЛ без троса			$n_{пр}$ (ВЛ с тросом)
		10	20	30	
портальная на оттяжках	металлическая $h_{оп}$=32,2м; Δh=9,0м; α=23,4°	0,33/17	0,66/19,5	1,14/22,5	0,20
	железобетонная $h_{оп}$=27м; Δh=8,0м; α=27,9°	0,32/14,5	0,55/17	0,90/19,5	0,26
	железобетонная $h_{оп}$=32м; Δh=8,85м; α=28,6°	0,65/16,5	0,99/19	1,47/22	0,52
портальная	железобетонная $h_{оп}$ =27,5м; Δh=8,5м; α=26,8°	0,26/15	0,49/17	0,85/19,5	0,19
типа "рюмка"	металлическая $h_{оп}$=33,6м; Δh=10,6м; α=22,5°	0,25/19	0,68/22	1,34/25	0,12

Таблица П24.6

Показатели грозоупорности ВЛ 750 кВ различного конструктивного исполнения (вариант б) справочных кривых)

Конструкция опоры	Удельное число грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов			
	n_r при R_3 (Ом): числитель – ВЛ с тросом, знаменатель – ВЛ без троса			$n_{пр}$ (ВЛ с тросом)
	10	20	30	
металлическая портальная с оттяжками $h_{оп}$=41,0 м; Δh=12,5 м; α=19,5°	0,29/15,5	0,43/17,5	0,67/14,0	0,25
железобетонная портальная $h_{оп}$=38,6 м; Δh=13,1 м; α=18,9°	0,14/14,0	0,23/15,5	0,43/18,0	0,11

Расчетные оценки грозоупорности ВЛ 750 кВ на рис. П24.2 выполнены для конструкции опоры, которая использовалась при сооружении ВЛ 750 кВ в Центральной части России. На рис. П24.2 и в табл. П24.8 показана также зависимость расстояния трос-провод по вертикали от длины $l_{разр}$ для этой опоры. На действующих ВЛ 750 кВ из-за различной высоты тросостоек и длин поддерживающих гирлянд проводов (первый столбец табл. П24.8) и тросов получаются различные сочетания $l_{разр}$ и Δh. В табл. П24.8 выделяются три группы ВЛ 750 кВ, на которых

при одинаковой с используемой в расчете длиной $l_{разр}$ значение Δh на действующих ВЛ больше получающегося в расчете, примерно равно расчетному или меньше его. Объемы опыта эксплуатации ВЛ 750 кВ в этих группах не совпадают: больший объем имеет первая группа с большими превышениями тросов над проводами, но при этом с меньшим $l_{разр}$ из используемых изоляционных подвесок. Основной причиной грозовых отключений ВЛ 750 кВ являются прорывы молнии на провода. Вероятность таких отключений в большей степени зависит от превышения троса над проводами, чем от импульсной прочности линейной изоляции. Кривая $n_{пр}$ на рис. П24.2 является зависимостью от $l_{разр}$ (Δh). В столбце 7 табл. П24.8 значения $n_{пр_i}$ для $l_{разр_i}$ на действующих ВЛ 750 кВ приведены в предположении, что вероятности критических значений токов молнии при ударах в провод одинаковы при всех значениях $l_{разр_i}$. Значения $(n_{оп} + n_{тр})_i$ (столбец 8 табл. П24.8) приняты по кривой числа отключений от обратных перекрытий рис. П24.2, т.е. без учета конкретных значений Δh_i). Усредненное удельное число грозовых отключений , полученное по расчетным кривым рис. П24.2 и с учетом долей каждой ВЛ в общем объеме опыта эксплуатации $\bar{n}_{экс} = 0{,}184$ в табл. П24.8, достаточно хорошо согласуется с обобщенным значением $n_{экс} = 0{,}15$ по опыту эксплуатации, что свидетельствует о достоверности расчетных оценок и правильности прогноза: при использовании гирлянд с уменьшенным значением $l_{разр}$ изоляции на унифицированных опорах ВЛ 750 кВ возможно двукратное по сравнению с опытом эксплуатации увеличение числа грозовых отключений в основном из-за сокращения расстояния трос-провод по вертикали. Неблагоприятное влияние этого фактора на ВЛ с положительными углами защиты троса может быть компенсировано такими мероприятиями, как увеличение высоты тросостойки или перетяжка троса в пролете.

Таблица П24.7

Комплектация гирлянд ВЛ 110-750 кВ по рабочему напряжению (для I и II СЗА) из разных типов изоляторов : табл. 3.2; ПУЭ – 1998 и на действующих ВЛ

Класс номинального напряжения ВЛ, кВ	Тип, число изоляторов и длина разрядного пути по гирлянде (м)													
	По "Инструкции..." РД34.51.101 ПС70Е ПС120Б		По ПУЭ и на действующих ВЛ											
	$H_{из}$ = 0,127 м		ПС6-А $H_{из}$ = 0.13 м		ПС12-А $H_{из}$ = 0,14 м		ПС16-Б $H_{из}$ = 0,17 м		ПС22-А $H_{из}$ = 0,20 м		ПС30-А $H_{из}$ = 0,217 м		ПС30-Б $H_{из}$ = 0,195 м	
	$n_{из}$	$l_{разр}$	$n_{из}$	$l_{разр}$	$n_{из}$	$l_{разр}$	$n_{из}$	$l_{разр}$	$n_{из}$	$l_{разр}$	$n_{из}$	$l_{разр}$	$n_{из}$	$l_{разр}$
110	8	1,02	8	1,04	7	0,98	6	1,02	-	-	-	-	-	-
150	10	1,27	10	1,30	9	1,26	8	1,36	-		-	-	-	-
220	15	1,90	14	1,82	13	1,82	12	2,04	10	2	11	2,39	11	2,14
330	21	2,67	21	2,73	19	2,66	17	2,89	15	3	16	3,47		3,12
500	30	3,81	29 33*	3,77 4,29	26	3,64	24*	4,08	21*	4,2	22	4,77	22	4,29
750	45	5,72			2x41** 2x38**	5,74 5,32	2x38**	6,46			27**	5,86		

* В том числе на действующих ВЛ 500 кВ в Свердловэнерго.

** На действующих ВЛ 750 кВ в России.

Таблица П24.8

Анализ влияния длины разрядного пути по гирлянде изоляторов ($l_{разр}$) и расстояния трос-провод по вертикали на опоре (Δh) на эксплуатационные показатели ВЛ 750 кВ

$l_{разр}$, м	Δh на опоре, м		Разница в Δh, м	Объем опыта эксплуатации, км · лет	Доля в общем объеме, δ_i, отн.ед	$n_{пр_i}$	$(n_{оп} + n_{тр})_i$	$n_{г_i}$	$n_{г_i}\delta_i$
на действующих ВЛ		в расчете по рис. П24.2							
5,32	12,94	11,45	+1,45	1845	0,090	0,080	0,072	0,152	0,01368
5,72	13,16	11,85	+1,31	8596,8	0,418	0,075	0,042	0,117	0,04891
5,86	11,94*	11,96	~0	1385,5	0,067	0,220	0,040	0,262	0,01474
6,14	12,26	12,27	~0	3105,0	0,151	0,150	0,030	0,180	0,02718
6,28	11,74*	12,41	–0,67	4334,0	0,210	0,280	0,025	0,305	0,06405
6,46	11,94*	12,58	–0,64	1315,0	0,064	0,220	0,020	0,240	0,01536
				Всего: 20581,3				$\bar{n}_{экс}$ = 0,1839	

* Δh уменьшилось в результате использования более длинной гирлянды троса, рассчитанной на подвеску расщепленного на две составляющие троса.

ВЛИЯНИЕ ИСКРООБРАЗОВАНИЯ В ГРУНТЕ ПРИ СТЕКАНИИ ТОКА МОЛНИИ НА ПОКАЗАТЕЛИ ГРОЗОУПОРНОСТИ ВЛ 110-330 КВ

Процесс искрообразования в грунте приводит к уменьшению сопротивления заземления и, следовательно, к уменьшению вероятности обратного перекрытия линейной изоляции ($P_{оп}$). В методике расчета грозоупорности ВЛ (Приложение 17 и 18) учет импульсного сопротивления заземления вводится не постоянным коэффициентом , а в динамическом режиме в течение всего переходного процесса до момента перекрытия изоляции. Уменьшение $P_{оп}$ зависит не только от параметров импульса тока молнии, конструкции заземлителя и характеристик грунта (удельного сопротивления ρ и пробивной напряженности $E_{пр}$), но и от класса номинального напряжения ВЛ и конструктивных параметров, влияющих на ее грозоупорность (типа опоры, числа и расположения тросов). Например, с ростом класса номинального напряжения увеличиваются размеры зоны искрообразования, создающейся до момента перекрытия линейной изоляции, происходит более значительное уменьшение сопротивления заземления и, следовательно, уменьшается расчетное число грозовых отключений. Подобная ситуация имеет место, если на ВЛ вместо одного подвешено два троса. На ВЛ с невысокой грозоупорностью (например, ВЛ 110 кВ со стальными опорами и одним тросом) перекрытие изоляции происходит до образования искровой зоны.

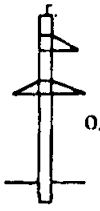
Учет искрообразования может дать существенные поправки в значениях числа грозовых отключений ВЛ 110–330 кВ только при сооружении их на железобетонных опорах (одностоечных и портальных) и в определенной области сочетаний размеров заземлителя и характеристик грунта. Начало и интенсивность искрообразования зависят от плотности тока j, удельного сопротивления ρ и критического значения напряженности электрического поля при пробое грунта $E_{кр}$, которые связаны соотношением

$$E_{кр} = \rho j. \qquad (П25.1)$$

В табл. П25.1 даны результаты расчета удельного числа грозовых отключений при фиксированных значениях сопротивления заземления при промышленной частоте R от 10 до 100 Ом, а также для трех типов заземляющих устройств: заглубленный конец железобетонной стойки (стоек) без лучей и две конструкции комбинированного заземлителя (стойка и лучи длиной 5 м, стойка и лучи длиной 10 м). Значение удельного сопротивления грунта в табл. П25.1обеспечивают сопротивление R , приведенное в левом столбце табл. П25.1. Перебор вариантов проводился до выполнения условия $\rho \le 1000$ Ом·м, так как при больших значениях ρ расчет должен проводиться с учетом влияния грунтов с высоким удельным сопротивлением на атмосферные перенапряжения, возникающие на линейной изоляции (Приложение 21). В соответствии с табл. 8.1 рассмотрены три типа железобетонных опор ВЛ 110–330 кВ: одностоечная (одноцепная и двухцепная) и портальная. Во всех расчетных случаях наблюдается общая тенденция: с увеличением ρ грунта относительная поправка сначала растет, но затем из-за снижения грозоупорности ВЛ при больших сопротивлениях заземления перекрытие изоляции начинает чаще происходить до момента интенсивного искрообразования в грунте, при этом абсолютное число отключений растет, а влияние искрообразования снижается.

Влияние искрообразования в грунте на число грозовых

(числитель – $n_r(R)$ – удельное число грозовых отключений на 100 км и 100
знаменатель – $n_r(R_и)$ – то же с учетом искрообразования в грунте;

$R_з$, Ом	Длина лучей, м	одноцепная, одностоечная 									двухцепная, 		
		ВЛ 110 кВ			ВЛ 150 кВ			ВЛ 220 кВ			ВЛ 110 кВ		
		ρ, Ом · м	$\frac{n_r(R)}{n_r(R_и)}$	δ, %	ρ, Ом · м	$\frac{n_r(R)}{n_r(R_и)}$	δ, %	ρ, Ом · м	$\frac{n_r(R)}{n_r(R_и)}$	δ, %	ρ, Ом · м	$\frac{n_r(R)}{n_r(R_и)}$	δ, %
10	без лучей	61	$\frac{4,8}{4,1}$	14,6	61	$\frac{3,1}{2,2}$	29,0	67	$\frac{1,8}{1,2}$	33,3	61	$\frac{6,9}{5,9}$	14,5
20	без лучей	122	$\frac{8,4}{6,5}$	22,6	122	$\frac{6,6}{4,2}$	36,3	135	$\frac{4,0}{2,1}$	47,5	122	$\frac{11,4}{8,9}$	21,9
30	без лучей	183	$\frac{11,4}{9,8}$	14,0	183	$\frac{9,7}{6,6}$	32,0	202	$\frac{6,3}{3,6}$	42,8	183	$\frac{15,5}{12,7}$	18,1
50	без лучей	305	$\frac{16,4}{15,1}$	8,0	305	$\frac{14,5}{11,5}$	20,7	337	$\frac{10,2}{6,4}$	37,2	305	$\frac{22,9}{20,0}$	12,7
100	без лучей	610	$\frac{26,5}{24,4}$	4,1	610	$\frac{22,2}{19,7}$	11,3	674	$\frac{17,4}{14,4}$	17,2	610	$\frac{31,4}{29,3}$	6,7
10	5,0**							134	$\frac{1,8}{1,77}$	2,2			
20	—							269	$\frac{3,96}{3,61}$	7,6			
30	—							404	$\frac{6,26}{5,6}$	10,5			
50	—							673	$\frac{10,2}{9,14}$	10,4			
100	—							*					
10	10,0												
20	—												
30	—												

*) $\rho > 1000$ Ом · м;

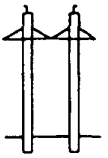
**) 4 луча для одностоечных опор, по 2 луча для каждой стойки портальной опоры;

☐ – искрообразование происходит после перекрытия линейной изоляции и не оказывает влияния на число грозовых отключений.

Таблица 25.1

отключений ВЛ 110-330 кВ на железобетонных опорах

грозовых часов при расчете с фиксированным значением сопротивления заземления;
$\delta = (n_r(R) - n_r(R_и)) / n_r(R) \cdot 100\%$

одностоечная			 одноцепная, портальная								
ВЛ 150 кВ			ВЛ 150 кВ			ВЛ 220 кВ			ВЛ 330 кВ		
ρ, Ом · м	$\frac{n_r(R)}{n_r(R_и)}$	δ, %	ρ, Ом · м	$\frac{n_r(R)}{n_r(R_и)}$	δ, %	ρ, Ом · м	$\frac{n_r(R)}{n_r(R_и)}$	δ, %	ρ, Ом · м	$\frac{n_r(R)}{n_r(R_и)}$	δ, %
68	$\frac{6,5}{5,4}$	16,9	115	$\frac{1,92}{1,87}$	2,6	116	$\frac{0,56}{0,46}$	17,8	125	$\frac{0,51}{0,42}$	21,4
136	$\frac{11,0}{8,3}$	24,5	230	$\frac{3,69}{3,49}$	5,4	233	$\frac{1,22}{0,91}$	25,4	250	$\frac{1,05}{0,70}$	33,3
204	$\frac{15,7}{11,7}$	25,4	345	$\frac{5,56}{5,31}$	4,5	349	$\frac{2,10}{1,48}$	29,5	376	$\frac{1,69}{1,08}$	36,1
339	$\frac{22,2}{17,5}$	21,2	460	$\frac{9,11}{8,69}$	4,6	581	$\frac{3,98}{2,97}$	25,4	627	$\frac{3,36}{21,9}$	34,8
678	$\frac{31,1}{27,9}$	10,3	920	$\frac{15,2}{14,8}$	2,6	*)			*)		
						199	$\frac{0,56}{0,56}$	0	208	$\frac{0,51}{0,49}$	3,9
						398	$\frac{1,22}{1,20}$	1,6	416	$\frac{1,04}{0,89}$	14,4
						598	$\frac{2,10}{1,95}$	7,1	624	$\frac{1,69}{1,45}$	14,2
						996	$\frac{3,98}{3,74}$	6,0	1040	$\frac{3,36}{2,78}$	17,3
						*)			*)		
									292	$\frac{0,51}{0,51}$	0
									584	$\frac{1,04}{1,04}$	0
									876	$\frac{1,69}{1,67}$	1,2

С ростом класса номинального напряжения ВЛ при одинаковой конструкции опор влияние искрообразования возрастает. Например, для ВЛ 220 кВ на одностоечных одноцепных опорах наибольшая относительная поправка составляет 47,5%, что в 2 раза больше, чем на ВЛ 110 кВ. При добавлении 4-х лучей по 5 м, при сохранении тех же значений $R_{_}$, наибольшее значение поправки для ВЛ 220 кВ уменьшается до 10%. На ВЛ 110 и 150 кВ при добавлении лучей процесс искрообразования развивается после перекрытия линейной изоляции: $n_r(R_{_}) = n_r(R_н)$.

На ВЛ с портальными опорами заземлитель размещается в большем объеме грунта, плотности стекающего импульсного тока меньше и поэтому уменьшается влияние искрообразования на число грозовых отключений. Для ВЛ 220 кВ на таких опорах наибольшее значение поправки при использовании в качестве заземлителя только заглубленных участков железобетонных стоек и при добавлении к ним 2-х лучей по 5 м примерно в 1,5 раза меньше, чем для ВЛ 220 кВ на одностоечных одноцепных опорах. На ВЛ 330 кВ эти поправки увеличиваются за счет повышения импульсной прочности изоляции, но при добавлении 2-х лучей по 10 м снижение числа грозовых отключений за счет искрообразования составляет только около 1,0%.

Данные табл. П25.1 позволяют скорректировать предельные значения $R_з$, обеспечивающие допустимое число грозовых отключений ВЛ. Например, если для одноцепной ВЛ 220 кВ на одностоечных железобетонных опорах $n_{г\,пред} = 4{,}0$, то при расчете грозоупорности с фиксированным значением сопротивления заземления $R_з = R_{_} = 20$ Ом. (Заземлитель – заглубленная часть стойки). При учете искрообразования требуемые показатели грозоупорности будут получены при $R_з = R_{_} = 30$ Ом при $\rho \approx 200$ Ом·м ($n_{г.доп} = 3{,}6$).

СПРАВОЧНЫЕ ТАБЛИЦЫ: ДОПУСТИМОЕ ЧИСЛО ГРОЗОВЫХ ОТКЛЮЧЕНИЙ ВЛ 110–330 кВ И ПРЕДЕЛЬНОЕ ЗНАЧЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ОПОР (ПО КРИТЕРИЮ КОММУТАЦИОННОГО РЕСУРСА ЛИНЕЙНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ)

Материалы табл. П.26.1–П26.4 составлены в соответствии с методическим подходом подраздела 8.3 при исходных данных п. 8.3.4.

Обозначения, не расшифрованные в табл. П26.1–П26.4:

$T_{пр}$ – средний период планового ремонта выключателей, год;

N_0 – допустимое без ремонта выключателя количество отключений номинального тока к.з.;

$n_{пр}$ – удельное число грозовых отключений ВЛ от прорыва молнии на провода (не зависит от $R_з$, входит составляющей в $n_{г.пред}$).

Для определения предельного значения сопротивления заземления $R_з$ по справочным кривым Приложения 23 необходимо из $n_{пред}$ выделить долю грозовых отключений от обратных перекрытий изоляции при ударах молнии в опору и трос, т.е. получить предельное значение составляющей $(n_{оп} + n_{тр})_{пред}$, зависящей от $R_з$. Для этого:

- для одноцепных ВЛ – от значения $n_{г.пред}$, полученного по формуле (8.7), следует вычесть удельное число грозовых отключений от прорывов молнии на провода ($n_{пр}$), приведенное на соответствующем рисунке Приложения 23 для рассматриваемой конструкции гирлянды, т.е. в этом случае $(n_{оп} + n_{тр})_{пред} = n_{г.пред} - n_{пр}$;
- для двухцепных ВЛ – чтобы воспользоваться справочными кривыми, необходимо получить составляющую $(n_{оп} + n_{тр})_{пред}$ для двух цепей, так как по формуле (8.7) определяется $n^1_{г.пред}$ для ВЛ, принадлежащей одной цепи на двухцепной опоре.

Число грозовых отключений каждой цепи на двухцепных опорах состоит из отключений из-за перекрытий собственной изоляции и отключений, вызванных развитием перекрытия изоляции соседней цепи ($n_{г.2ц}$), поэтому $n^1_{г.пред} = 0{,}5\,(n_{оп} + n_{тр})_{пред} + 0{,}5\,n_{пр} + n_{г.2ц}$, а $(n_{оп} + n_{тр})_{пред} = 2\,(n^1_{г.пред} - 0{,}5\,n_{пр} - n_{г.2ц})$. Предельное значение $R_з$ находится через два-три приближения $n_{г.2ц}$. В начале расчета значение $n_{г.2ц}$ берется по справочным кривым для $R_з = 10$ Ом. В случае, если найденное по ординате $(n_{оп} + n_{тр})_{пред}$ значение $R_з$ отличается от 10 Ом, производится корректировка $n_{г.2ц}$ и повторение процедуры определения $R_з$.

Примечания.

1. В табл. П26.1–П26.4 внесены только расчетные значения $R_з \geq 1$ Ом, в остальных случаях позиции таблиц оставлены незаполненными, т.е. требования по $N_{г.доп}$ для данной конструкции опор практически не выполнимы.

2. Знаком *) отмечены варианты, в которых расчетное число грозовых отключений от прорыва ($n_{пр}$) больше общего предельно допустимого, т.е. $n_{пр} > n_{г.пред}$ и значение $R_з$ принципиально не определяется.

Предельные значения сопротивления различных конструкций опор ВЛ использования коммутационного ресурса выключателя в период между эксплуатационных условиях

Тип и характеристики выключателя	$I_{к.з}$ вблизи ПС, кА	$N_{доп.г}$ Абсолютное число грозовых отключений, допустимое по ресурсу выключателя для ВЛ длиной L (км)			$N_{г.ч}$, ч	$N_{г.пред} = N_{доп.г} \frac{100}{L} \frac{100}{N_{г.ч}}$ Предельное допустимое удельное число грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов для ВЛ длиной L (км)		
		20	50	100		20	50	100
Воздушный: $T_{пр} = 6$, $N_0 = 8$	31,5	0,39	0,72	1,3	20	9,8	7,2	6,5
					40	4,9	3,6	3,3
					80	2,5	1,8	1,6
	16,0	0,67	1,1	1,9	20	16,8	11,1	9,5
					40	8,4	5,5	4,8
					80	4,2	2,8	2,4
Масляный: $T_{пр} = 8$, $N_0 = 5$	20	0,14	0,26	0,46	20	3,5	2,6	2,4
					40	1,8	1,3	1,2
					80	0,9	0,7	0,6
	10,0	0,27	0,42	0,72	20	6,8	4,2	3,6
					40	3,4	2,1	1,8
					80	1,7	1,1	0,9
Воздушный: $T_{пр} = 6$, $N_0 = 8$	31,5	0,39	0,72	1,3	20	9,8	7,2	6,5
					40	4,9	3,6	3,3
					80	2,5	1,8	1,6
	16,0	0,67	1,1	1,9	20	16,8	11,1	9,5
					40	8,4	5,5	4,8
					80	4,2	2,8	2,4
Масляный: $T_{пр} = 8$, $N_0 = 5$	20,0	0,14	0,26	0,46	20	3,5	2,6	2,4
					40	1,8	1,3	1,2
					80	0,9	0,7	0,6
	10,0	0,27	0,42	0,72	20	6,8	4,2	3,6
					40	3,4	2,1	1,8
					80	1,7	1,1	0,9

Таблица П26.1

110кВ по допустимому числу грозовых отключений по условию полного плановыми ремонтами в различных природно-климатических и

Расчетное значение сопротивления заземления опор различных конструкций, обеспечивающее абсолютное число грозовых отключений ВЛ 110 кВ длиной L = 20,50 и 100 км, не превышающее допустимое по коммутационному ресурсу выключателя - $R_з$, Ом											
П110-5В 			П110-2В 			ПБ110-1 			ПБ110-2 		
20	50	100	20	50	100	20	50	100	20	50	100
Изоляция 8ПС70Е											
$n_{пр}$ = 0,08			$n_{пр}$ = 0,98			$n_{пр}$ = 0,66			$n_{пр}$ = 0,72		
8 1	4	3	13 3	8	6	24 10 2	16 6	14 5	27 12 4	20 8 2	17 7 1
20 6	10 2	8 1	27 10 2	16 4	13 3	51 20 8	29 12 4	24 10 1	54 23 10	31 15 6	26 12 4
			•)	•)	•)	6	3	2 •)	8 2	5 •)	4 •)
4			7	2	•)	15 5	8 1	6	18 8 2	10 3	8 2
Изоляция 10ПС70Е											
$n_{пр}$ = 0,06			$n_{пр}$ = 0,67			$n_{пр}$ = 0,33			$n_{пр}$ = 0,43		
17 7 2	12 5	10 4	25 11 3	17 7 1	15 6	41 20 10	30 14 7	26 13 6	48 23 12	35 16 8	30 15 7
37 14 6	20 8 3	16 7 2	40 20 9	30 13 4	24 11 3	84 35 17	47 22 11	40 19 10	94 40 20	54 26 13	46 23 12
4	2	2	7 1	4	3 •)	14 7 1	11 4	10 3 •)	16 12 3	13 6	12 6
11 4	6 1	4	16 6 1	9 2	6 1	28 13 6	17 8 3	14 7 1	32 16 8	20 10 4	16 12 3

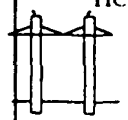
Предельные значения сопротивления различных конструкций опор ВЛ использования коммутационного ресурса выключателя в период между эксплуатационных условиях

Тип и характеристики выключателя	$I_{к.э}$ вблизи ПС, кА	$N_{доп.г}$ Абсолютное число грозовых отключений, допустимое по ресурсу выключателя для ВЛ длиной L (км)			$N_{г.ч}$ ч	$N_{г.пред} = N_{доп.г} \frac{100}{L} \frac{100}{N_{г.ч}}$ Предельное допустимое удельное число грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов для ВЛ длиной L (км)		
		20	100	160		20	100	160
Воздушный: $T_{пр} = 6$, $N_0 = 8$	31,5	0,37	1,04	1,55	20	9,3	5,3	4,9
					40	4,6	2,6	2,4
					80	2,3	1,3	1,2
	16,0	0,68	1,6	2,22	20	17	8,1	6,9
					40	8,5	4	3,4
					80	4,2	2	1,7
Масляный: $T_{пр} = 8$, $N_0 = 5$	20	0,13	0,4	0,57	20	3,3	2	1,7
					40	1,7	1	0,9
					80	0,8	0,5	0,4
	10,0	0,27	0,57	0,83	20	6,8	2,9	2,8
					40	3,4	1,5	1,3
					80	1,7	0,7	0,6
Воздушный: $T_{пр} = 6$, $N_0 = 8$	31,5	0,37	1,04	1,55	20	9,3	5,3	4,9
					40	4,6	2,6	2,4
					80	2,3	1,3	1,2
	16,0	0,68	1,6	2,22	20	17	8,1	6,9
					40	8,5	4	3,4
					80	4,2	2	1,7
Масляный: $T_{пр} = 8$, $N_0 = 5$	20	0,13	0,4	0,57	20	3,3	2	1,7
					40	1,7	1	0,9
					80	0,8	0,5	0,4
	10,0	0,27	0,57	0,83	20	6,8	2,9	2,8
					40	3,4	1,5	1,3
					80	1,7	0,7	0,6

*) $n_{пр} > n_{1\ пред}$

Таблица П26.2

150кВ по допустимому числу грозовых отключений по условию полного плановыми ремонтами в различных природно-климатических и

Расчетное значение сопротивления заземления опор различных конструкций, обеспечивающее абсолютное число грозовых отключений ВЛ 110 кВ длиной l_i = 20,50 и 100 км, не превышающее допустимое по коммутационному ресурсу выключателя - $R_з$, Ом														
П150-1В 			П150-2В 			ПБ150-1 			ПБ150-2 			ПСБ 150-1 		
20	100	160	20	100	160	20	100	160	20	100	160	20	100	160
Изоляция 10ПС70Е														
$n_{пр}$ = 0,27			$n_{пр}$ = 0,80			$n_{пр}$ = 0,23			$n_{пр}$ = 1,06			$n_{пр}$ = 0,38		
16	9	7	11	5	4	29	17	15	24	14	13	50	28	27
7	2	1	3			14	8	7	12	5	4	25	13	12
1						7	3	2	4			12	6	5
35	14	13	24	9	7	64	25	21	44	21	18	>100	44	37
14	9	8	10	2	1	26	12	11	22	10	8	47	22	18
5			2			13	6	5	11	3	2	22	10	9
3						11	6	5	7	3	2	17	10	9
						5	2	2	2	*)	*)	9	4	3
			*)	*)	*)				*)	*)	*)	2		
11	2	2	7			21	9	9	18	6	6	36	16	15
3			1			11	4	3	8	11		18	7	6
				*)	*)	5			2	*)	*)	9	1	
Изоляция 12ПС70Е														
$n_{пр}$ = 0,19			$n_{пр}$ = 0,57			$n_{пр}$ = 0,16			$n_{пр}$ = 0,68			$n_{пр}$ = 0,26		
24	14	13	20	11	10	43	24	23	36	23	21	78	42	39
12	7	6	9	4	3	22	13	12	20	12	11	38	23	21
6	3	2	3			12	7	6	10	6	5	20	12	11
46	21	18	35	17	14	92	35	29	66	32	28	>100	65	55
22	11	9	18	8	6	39	19	16	33	17	15	70	33	29
11	5	3	8	2	1	20	11	10	18	9	8	34	18	15
8	5	3	6	2	1	16	11	10	15	9	8	28	18	15
3	1		1			10	6	5	8	4	3	15	10	8
				*)	*)	4	2	1	2	*)	*)	7	3	1
18	7	7	14	5	4	29	15	14	28	13	13	55	25	24
9	3	2	6			16	8	7	15	7	6	29	14	12
3			1			10	3	2	8	1	*)	15	6	5

Предельные значения сопротивления заземления различных конструкций опор использования коммутационного ресурса выключателя в период между плановыми

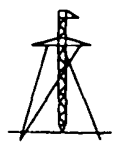
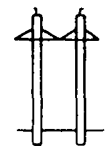
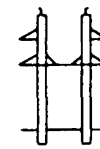
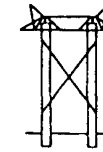
Тип и характеристики выключателя	$I_{к3}$ вблизи ПС, кА	$N_{доп\,г}$ Абсолютное число грозовых отключений, допустимое по ресурсу выключателя для ВЛ длиной L (км)			$N_{г\,ч}$, ч	$N_{г\,пред}=N_{доп\,г}\frac{100}{L}\frac{100}{N_{г\,ч}}$ Предельное допустимое удельное число грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов для ВЛ длиной L (км)			Расчетное значение сопротивления заземления ВЛ 220 кВ длиной L = 40,100 и 200 км,								
									П220-3 			П220-3Т 			П220-2 		
		40	100	200		40	100	200	40	100	200	40	100	200	40	100	200
									Изоляция 15ПС70Е								
									$n_{пр}$ = 0,50			$n_{пр}$ = 0,07			$n_{пр}$ = 0,50		
Воздушный: $T_{пр}$ = 6, N_0 = 8	31,5	0,43	0,87	1,59	20	5,4	4,4	4	13	10	9	20	16	14	14	12	11
					40	2,7	2,2	2,0	5	3	2	10	9	8	7	5	4
					80	1,3	1,1	1,0				5	4	4	1		
	16,0	0,94	1,44	2,46	20	11,8	7,2	6,2	30	17	15	40	26	22	29	19	16
					40	5,9	3,6	3,1	14	8	7	21	13	11	15	10	8
					80	2,9	1,8	1,5	6	2		11	7	6	7	3	2
Масляный: $T_{пр}$ = 8, N_0 = 5	20,0	0,18	0,34	0,58	20	2,3	1,7	1,5	4	1		9	7	6	5	3	2
					40	1,1	0,9	0,7				4	3	2			
					80	0,6	0,4	0..4		*)	*)	1				*)	*)
	10,0	0,35	0,58	0,93	20	4,5	2,9	2,3	10	6	4	16	11	9	12	7	5
					40	2,2	1,5	1,2	3			8	6	5	5	2	
					80	1,1	0,7	0,6				4	2	1			
									Изоляция 17ПС70Е								
									$n_{пр}$ = 0,37			$n_{пр}$ = 0,064			$n_{пр}$ = 0,40		
Воздушный: $T_{пр}$ = 6, N_0 = 8	31,5	0,43	0,87	1,59	20	5,4	4,4	4	17	14	13	26	22	20	20	17	16
					40	2,7	2,2	2,0	9	7	6	15	13	12	11	9	8
					80	1,3	1,1	1,0	3	2	1	9	8	7	5	4	3
	16,0	0,94	1,44	2,46	20	11,8	7,2	6,2	36	23	20	50	32	30	38	25	22
					40	5,9	3,6	3,1	19	12	10	29	19	17	21	14	13
					80	2,9	1,8	1,5	10	5	4	16	11	10	12	7	6
Масляный: $T_{пр}$ = 8, N_0 = 5	20,0	0,18	0,34	0,58	20	2,3	1,7	1,5	7	5	4	13	11	10	10	7	6
					40	1,1	0,9	0,7	2			8	7	5	4	2	1
					80	0,6	0,4	0..4		*)	*)	4	2	2			*)
	10,0	0,35	0,58	0,93	20	4,5	2,9	2,3	14	10	7	22	16	13	17	12	10
					40	2,2	1,5	1,2	7	4	2	12	10	8	9	6	5
					80	1,1	0,7	0,6	2			8	5	4	4	1	

*) $n_{пр} > n_{г\,пр}$

Таблица П26.3

ВЛ 220 кВ по допустимому числу грозовых отключений по условию полного ремонтами в различных природно-климатических и эксплуатационных условиях

опор различных конструкций, обеспечивающее абсолютное число грозовых отключений не превышающее допустимое по коммутационному ресурсу выключателя - $R_з$, Ом

П220-2Т			П220-5			ПБ220-1			ПСБ220-1			ПБ220-4			ПБ220-12		
																	
40	100	200	40	100	200	40	100	200	40	100	200	40	100	200	40	100	200
Изоляция 15ПС70Е																	
$n_{пр}$ = 0,18			$n_{пр}$ = 0,33			$n_{пр}$ = 0,45			$n_{пр}$ = 0,21			$n_{пр}$ = 0,88			$n_{пр}$ = 0,21		
22	19	17	14	11	10	26	22	20	65	55	50	50	42	40	54	44	39
12	11	10	7	6	4	14	12	11	37	31	29	30	25	23	30	25	23
7	5	4	1			7	5	3	21	18	17	16	13	12	16	14	13
41	27	25	32	18	16	59	34	30	>100	88	75	96	63	55	>100	70	60
24	16	14	14	9	8	28	18	16	71	46	46	53	36	33	58	38	34
13	9	8	7	3	2	15	10	8	38	27	23	30	21	18	32	21	18
11	9	8	5	3	2	12	9	8	32	25	23	26	20	18	26	20	18
5	3	2				5	4	1	21	15	12	13	10	8	14	12	10
1							*)	*)	11	7	7	5	*)	*)	9	6	6
20	13	11	11	7	5	22	15	12	55	38	32	42	30	26	45	32	26
11	8	6	5	2	1	12	8	6	31	23	20	25	18	14	25	18	15
5	2	1				5	1		19	12	11	13	8	5	14	10	9
Изоляция 17ПС70Е																	
$n_{пр}$ = 0.15			$n_{пр}$ = 0,26			$n_{пр}$ = 0,29			$n_{пр}$ = 0,15			$n_{пр}$ = 0,55			$n_{пр}$ = 0,16		
28	25	23	18	15	14	34	29	27	86	71	64	63	54	51	68	58	54
18	16	14	10	8	7	20	17	16	47	41	38	40	34	32	40	34	30
10	9	8	4	3	2	11	10	9	29	26	24	24	21	20	23	20	19
51	36	32	40	24	21	77	45	39	>100	>100	>100	>100	79	70	>100	87	76
31	22	20	20	13	11	38	25	22	95	60	40	67	47	43	73	50	44
19	13	11	11	7	5	21	15	12	50	36	31	42	30	26	42	29	26
16	12	11	9	6	5	18	14	12	42	34	31	35	28	26	35	28	26
9	7	5	3	2	1	10	8	6	26	21	18	21	19	15	20	18	15
4	2	2				4	1	1	16	12	12	13	8	8	13	9	9
25	19	16	15	11	9	29	21	18	72	50	42	55	42	35	58	42	35
16	11	9	8	5	3	17	12	10	44	31	27	34	26	23	34	26	22
9	5	4	3	1		10	6	4	26	18	16	21	15	13	20	15	13

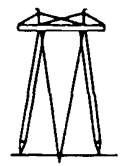
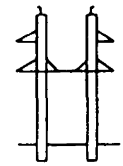
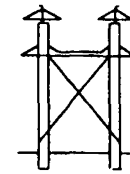
Предельные значения сопротивления заземления различных конструкций опор использования коммутационного ресурса выключателя в период между плановыми

Тип и характеристики выключателя	$I_{к\,з}$ вблизи ПС, кА	$N_{доп\,г}$ Абсолютное число грозовых отключений, допустимое по ресурсу выключателя для ВЛ длиной L (км)			$N_{г\,ч}$, ч	$N_{г\,пред}=N_{доп\,г}\frac{100}{L}\frac{100}{N_{г\,ч}}$ Предельно допустимое удельное число грозовых отключений на 100 км и 100 грозовых часов для ВЛ длиной L (км)			Расчетное значение сопротивления отключений ВЛ 330 кВ длиной L=60, П330–3			П330–3Т		
		60	100	300		60	100	300	60	100	300	60	100	300
									Изоляция 21 ПС70Е					
									$n_{пр}$=0,64			$n_{пр}$=0,066		
Воздушный: $T_{пр}$=6, N_0=8	31,5	0,5	0,62	1,46	20	4,2	3,2	2,4	18	15	12	28	23	20
					40	2,1	1,6	1,2	10	8	4	18	14	12
					80	1	0,8	0,6	3	1	*)	11	9	8
	16,0	0,83	1,17	1,67	20	6,9	5,9	2,8	29	25	13	40	36	21
					40	3,5	2,9	1,4	16	14	6	25	22	14
					80	1,7	1,5	0,7	8	7		15	13	9
Масляный: $T_{пр}$=8, N_0=5	20,0	0,15	0,21	0,52	20	1,2	1	0,9	4	3	2	12	11	10
					40	0,6	0,5	0,4	*)	*)	*)	8	7	6
					80	0,3	0,3	0,2	*)	*)	*)	5	5	4
	10,0	0,35	0,47	0,9	20	2,9	2,6	1,5	14	11	7	22	20	14
					40	1,5	1,2	0,7	7	4		14	12	9
					80	0,7	0,6	0,4		*)	*)	9	8	6
									Изоляция 25 ПС70Е					
									$n_{пр}$=0,35			$n_{пр}$=0,056		
Воздушный: $T_{пр}$=6, N_0=8	31,5	0,5	0,62	1,46	20	4,2	3,2	2,4	28	23	19	40	34	28
					40	2,1	1,6	1,2	17	14	12	26	23	19
					80	1	0,8	0,6	10	8	5	17	15	13
	16,0	0,83	1,17	1,67	20	6,9	5,9	2,8	37	32	21	56	50	31
					40	3,5	2,9	1,4	25	21	13	36	32	21
					80	1,7	1,5	0,7	14	13	6	23	21	14
Масляный: $T_{пр}$=8, N_0=5	20,0	0,15	0,21	0,52	20	1,2	1	0,9	11	10	8	19	17	16
					40	0,6	0,5	0,4	5	3	1	13	12	11
					80	0,3	0,3	0,2	*)	*)	*)	9	9	8
	10,0	0,35	0,47	0,9	20	2,9	2,6	1,5	22	19	13	32	28	21
					40	1,5	1,2	0,7	13	11	6	21	19	14
					80	0,7	0,6	0,4	6	5	1	14	13	11

*) $n_{пр} > n_{г\,пред}$

Таблица П26.4

ВЛ 330 кВ по допустимому числу грозовых отключений по условию полного ремонтами в различных природно-климатических и эксплуатационных условиях

заземления опор различных конструкций, обеспечивающее абсолютное число грозовых 100 и 300 км, не превышающее допустимое по коммутационному ресурсу выключателя – $R_з$, Ом															
П330–2 			П330–2Т 			П330–9 			ПБ330–7н 			ПСБ330–4 		
60	100	300	60	100	300	60	100	300	60	100	300	60	100	300
Изоляция 21 ПС70Е															
$n_{пр}$=0,42			$n_{пр}$=0,09			$n_{пр}$=0,23			$n_{пр}$=0,27			$n_{пр}$=0,30		
22	18	14	32	26	22	53	42	34	60	47	38	62	51	43
13	10	8	20	17	14	30	26	20	34	28	23	40	34	29
7	5	2	13	11	9	17	14	11	19	16	12	26	22	18
32	28	16	44	39	24	84	73	39	92	80	43	82	75	47
19	17	9	28	25	15	46	39	23	52	42	26	54	49	32
11	9	4	18	16	10	28	24	12	30	27	14	35	33	21
									24					
8	7	6	14	13	12	20	17	16	23	19	17	29	26	24
2	1	•)	9	8	7	11	9	6	12	10	7	18	16	14
•)	•)	•)	6	6	5	2	2			•)	•)	10	10	6
16	15	9	24	23	16	40	34	24	44	38	27	49	45	33
9	8	4	16	14	10	24	20	12	27	23	14	33	29	21
4	2	•)	10	9	7	12	11	6	14	12	7	21	18	14
Изоляция 25 ПС70Е															
$n_{пр}$=0,29			$n_{пр}$=0,07			$n_{пр}$=0,13			$n_{пр}$=0,16			$n_{пр}$=0,18		
31	26	22	44	38	33	76	61	50	82	66	54	78	67	57
21	17	14	30	26	22	45	38	32	50	40	33	54	47	40
12	10	8	20	17	15	29	25	20	30	25	21	36	33	28
44	40	24	60	54	35	>100	100	56	>100	>100	60	>100	>100	62
28	25	14	40	36	24	66	57	35	71	62	37	70	63	43
18	15	9	27	25	16	39	36	22	43	39	23	49	45	31
14	12	11	22	20	18	32	29	27	33	30	28	40	36	34
8	6	5	15	14	13	20	17	15	21	18	15	28	25	22
3	3	•)	11	11	9	11	11	7	12	12	7	19	19	14
25	23	15	36	34	25	57	50	36	62	54	39	63	60	45
15	14	9	25	22	16	36	32	22	39	33	23	45	40	31
9	8	5	16	15	13	22	20	15	23	21	15	31	28	22

СПРАВОЧНЫЕ ТАБЛИЦЫ: ОБЛАСТИ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УНИФИЦИРОВАННЫХ И ТИПОВЫХ ОПОР ДЛЯ ВЛ 110-330 КВ КАТЕГОРИЙ А И Б ПО ГРОЗОЗАЩИТЕ *

Эти области определены по критерию коммутационного ресурса линейных выключателей для различных природно-климатических и эксплуатационных условий (п. 8.3.4.) для номенклатуры опор табл. 8.1.

Границы областей заданы в табл. П27.1–П27.4 параметрами:

$N_{г.ч}$ – наибольшая допустимая интенсивность грозовой деятельности,ч;

L – наибольшая допустимая длина ВЛ, км;

$R_з$ – предельное значение сопротивления заземления опор, Ом.

Разделение ВЛ по категориям грозозащиты выполнено по условиям:

Категория	Номер группы	$N_{г.ч}$, ч	Предельное значение $R_з$, Ом
А	–	≤40	≥9
Б	1	≤40	≥30
	2	>40	≥9
	3	>40	≥30

На смену типовым ВЛ 110 кВ и 220 кВ в ближайшие годы придут ВЛ нового поколения. В 1994–96 г.г. по заданию РАО «ЕЭС России» АО НИИПТ и АО «Институт "Севзапэнергосетьпроект"» разработали технические проекты новой унификации ВЛ 110 кВ и 220 кВ со стальными одноцепными и двухцепными опорами башенного типа. Проекты были утверждены НТС РАО «ЕЭС России», так как в них был реализован ряд новых идей: снижены потери в проводах примерно вдвое за счет перехода к оптимальной плотности тока; сведен к минимуму расход стали на опоры и железобетона на фундаменты к ним; во все гирлянды введены запасные изоляторы, снижающие число перекрытий и расцеплений гирлянд при рабочем напряжении и грозах и позволяющие исключить замену "остатков" изоляторов (ремонт гирлянд) в течение 25 лет эксплуатации. Оптимизация промежуточных опор (их высоты и ширины стойки, числа и конструкций секций) и длины пролета в расширенном диапазоне сечений проводов и при значительном увеличении нагрузок от них позволила существенно сократить расход стали на опоры для ВЛ 110 и 220 кВ. Применение опор новой унификации позволит сократить общее число опор на вновь строящихся ВЛ 110 кВ и 220 кВ примерно на 18 и 15% соответственно за счет увеличения длины пролета. Грозоупорность ВЛ 110 и 220 кВ нового поколения существенно выше грозоупорности ВЛ на типовых стальных и железобетонных опорах.

Для ВЛ 110 кВ оптимальная плотность тока в проводах ВЛ обеспечена за счет расширения диапазона поперечного сечения по алюминию – вплоть до 600 мм^2 (вместо 70–240 мм^2 в действующей унификации). Использование на ВЛ с двухцепными опорами разного числа изоляторов на каждой их двух цепей (9 на

* Таблицы составлены с использованием материалов Приложения 26.

одной из них и 10 – на другой) обеспечит снижение в 3–4 раза вероятности одновременного отключения обеих цепей при ударах молнии в опоры и трос. Серьезные изменения внесены в конструкцию промежуточных опор. Многочисленными оптимизационными механическими расчетами опор на ЭВМ показано, что минимальных затрат стали на промежуточные опоры можно достигнуть при увеличении их высоты (на 5–6 м) и длины пролета, а также при использовании у опор перекрестной схемы решетки вместо треугольной.

На основе расчетов опор для ВЛ 220 кВ со всеми сочетаниями проводов (одиночных от 240 мм^2 до 600 мм^2 и расщепленного провода 2×400 мм^2) и климатических условий в новую унификацию введены 4 типа одноцепных и 3 типа двухцепных промежуточных опор и по 2–3 типа анкерно-угловых опор (с подставками). Сооружение ВЛ 220 кВ новой унификации с расщепленными проводами (2×АС 300/39 и 2×АС 400/51) может оказаться экономически выгодным при повышенной длине ВЛ и для обеспечения баланса реактивной мощности в энергосистеме взамен шунтовых батарей конденсаторов.

Дополнительные капиталовложения на ВЛ 110 и 220 кВ нового поколения окупаются за 3–5 лет. Поэтому переход к новой унификации ВЛ 110 и 220 кВ экономически целесообразен и является серьезным энергосберегающим мероприятием для энергосистем России. (Дополнительная литература: Тиходеев Н.Н., Кузнецова Л.Е., Зевин А.А., Штин С.А., Константинова Е.Д. Новая унификация ВЛ 110 кВ со стальными опорами. Энергетик, № 4, 1996. Новая унификация ВЛ 220 и 330 кВ со стальными опорами башенного типа. Энергетик, № 12, 1997.)

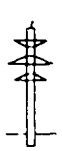
Тип опоры	Категория ВЛ по грозозащите		Предельные значения продолжительности грозовой деятельности ($N_{г.ч}$), разных типов выключателей (воздушный и											
			8ПС 70Е											
			воздушный						масляный					
			$I_{к.з} = I_0$			$I_{к.з} = 0{,}5\,I_0$			$I_{к.з} = I_0$			$I_{к.з} = 0{,}5\,I_0$		
			$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом
	А	($N_{г.ч} \le 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	20	60	20÷9	–	–	–	–	–	–
			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	40	13÷9	20	100	27÷13	–	–	–	–	–	–
			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	100	24÷14	20	100	51÷24	–	–	–	20	40	15÷9
			40	25	10÷9	40	100	20÷10	–	–	–	–	–	–
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	20	50	51÷30	–	–	–	–	–	–
			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	100	27÷17	20	100	54÷26	–	–	–	20	65	18÷9
			40	35	12÷9	40	100	23÷12	–	–	–	–	–	–
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	20	50	54÷31	–	–	–	–	–	–
			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	80	25	10÷9	–	–	–	–	–	–

Таблица П27.1

и типовых опор для ВЛ 110 кВ категорий А и Б по грозозащите

длины ВЛ (L) и сопротивления заземления ($R_з$) для двух конструкций гирлянд. масляный) и двух значений токов к.з. на шинах ПС

10ПС 70Е											
воздушный						масляный					
$I_{к.з} = I_0$			$I_{к.з} = 0{,}5\,I_0$			$I_{к.з} = I_0$			$I_{к.з} = 0{,}5\,I_0$		
$N_{г.ч.}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч.}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч.}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч.}$, ч	L, км	$R_з$, Ом
20	100	17÷10	20	100	37÷16	–	–	–	20	25	14÷9
–	–	–	40	40	14÷9	–	–	–	–	–	–
–	–	–	20	25	37÷30	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–		–	–	–	–	–	–
20	100	25÷15	20	100	40÷24	–	–	–	–	–	–
40	25	11÷9	40	100	20÷11	–	–	–	–	–	–
–	–	–	20	50	40÷30	–	–	–	–	–	–
–	–	–	80	20	9	–	–	–	–	–	–
20	100	41÷26	20	100	84÷40	20	100	14÷10	20	100	28÷14
40	100	20÷13	40	100	35÷19	–	–	–	40	40	13÷9
20	50	41÷30	20	100	84÷30	–	–	–	–	–	–
–	–	–	40	30	35÷30	–	–	–	–	–	–
80	25	10÷9	80	100	17÷10	–	–	–	–	–	–
20	100	48÷30	20	100	94÷46	20	100	16÷12	20	100	32÷16
40	100	23÷15	40	100	40÷23	40	25	12÷9	40	100	9
20	100	48÷30	20	100	94÷46	–	–	–	–	–	–
40	100	23÷15	40	35	40÷30	–	–	–	–	–	–
80	35	12÷9	80	100	20÷12	–	–	–	–	–	–

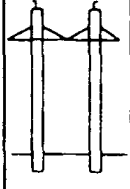
Тип опоры	Категория ВЛ по грозозащите		Предельные значения продолжительности грозовой деятельности ($N_{гч}$), разных типов выключателей (воздушный											
			10ПС 70Е											
			воздушный						масляный					
			$I_{к.з} = I_0$			$I_{к.з} = 0.5\,I_0$			$I_{к.з} = I_0$			$I_{к.з} = 0{,}5\,I_0$		
			$N_{гч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{гч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{гч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{гч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом
	А	($N_{гч} \le 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	100	16÷ 9	20	160	35÷13	–	–	–	20	25	11÷ 9
			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	Б	($N_{гч} \le 40$ ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	20	35	35÷30	–	–	–	–	–	–
		($N_{гч} > 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	А	($N_{гч} \le 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	30	11÷ 9	20	100	24÷ 9	–	–	–	–	–	–
			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	Б	($N_{гч} \le 40$ ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		($N_{гч} > 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	А	($N_{гч} \le 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	160	29÷15	20	160	64÷21	20	45	11÷ 9	20	160	21÷ 9
			40	80	14÷ 9	40	160	26÷11	–	–	–	40	35	11÷ 9
	Б	($N_{гч} \le 40$ ч, $R_з \ge 30$ Ом)	20	20	29	20	80	64÷30	–	–	–	–	–	–
			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		($N_{гч} > 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	80	60	13÷ 9	–	–	–	–	–	–
	А	($N_{гч} \le 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	160	24÷13	20	160	44÷18	–	–	–	20	25	10÷ 9
			40	40	12÷ 9	40	115	22÷ 9	–	–	–	–	–	–
	Б	($N_{гч} \le 40$ ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	20	60	44÷30	–	–	–	20	55	18÷ 9
			–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
		($N_{гч} > 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	80	35	11÷ 9	–	–	–	–	–	–
	А	($N_{гч} \le 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	160	50÷27	20	160	>100÷37	20	160	17÷ 9	20	160	36÷15
			40	160	25÷12	40	160	47÷18	40	20	9	40	75	18÷ 9
	Б	($N_{гч} \le 40$ ч, $R_з \ge 30$ Ом)	20	100	50÷30	20	160	>100÷37	–	–	–	20	35	36÷30
			–	–	–	40	65	47÷30	–	–	–	–	–	–
		($N_{гч} > 40$ ч, $R_з \ge 9$ Ом)	80	55	12÷ 9	80	160	22÷ 9	–	–	–	80	20	9
		($N_{гч} > 40$ ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

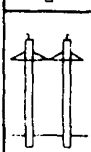
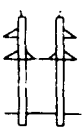
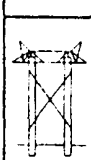
Таблица П27.2

типовых опор для ВЛ 150 кВ категорий А и Б по грозозащите

длины ВЛ (L) и сопротивления заземления ($R_з$) для двух конструкций гирлянд, и масляный) и двух значений токов к.з. на шинах ПС

12ПС 70Е											
воздушный						масляный					
$I_{кз}=I_0$			$I_{кз}=0{,}5\,I_0$			$I_{кз}=I_0$			$I_{кз}=0{,}5\,I_0$		
$N_{гч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{гч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{гч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{гч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом
20	160	24÷13	20	160	46÷18	–	–	–	20	50	18÷ 9
40	50	12÷ 9	40	160	22÷ 9	–	–	–	40	20	9
–	–	–	20	55	46÷30	–	–	–	–	–	–
–	–	–	80	40	11÷ 9	–	–	–	–	–	–
20	100	20÷10	20	160	35÷14	–	–	–	20	50	14÷ 9
40	20	9	40	85	18÷ 9	–	–	–	–	–	–
–	–	–	20	35	35÷30	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
20	160	43÷23	20	160	92÷29	20	160	16÷10	20	160	29÷14
40	160	22÷12	40	160	36÷16	40	45	10÷ 9	40	80	16÷ 9
20	65	43÷30	20	160	92÷29	–	–	–	20	20	29
–	–	–	40	50	36÷30	–	–	–	–	–	–
80	60	12÷ 9	80	160	20÷ 9	–	–	–	80	30	10÷ 9
20	160	36÷23	20	160	66÷28	20	100	15÷ 9	20	160	28÷13
40	160	20÷11	40	160	33÷15	–	–	–	40	70	15÷ 9
20	35	36÷30	20	115	66÷ 30	–	–	–	–	–	–
–	–	–	40	25	33÷30	–	–	–	–	–	–
80	30	10÷ 9	20	100	18÷ 9	–	–	–	–	–	–
20	160	78÷39	20	160	>100÷55	20	160	28÷15	20	160	55÷24
40	160	38÷21	40	160	70÷29	40	120	15÷ 9	40	160	29÷12
20	160	78÷39	20	160	>100÷55	20	20	28	20	75	55÷30
40	55	38÷30	40	160	70÷29	–	–	–	40	20	29
80	160	20÷11	80	160	34÷15	–	–	–	80	65	15÷ 9
–	–	–	80	35	34÷30	–	–	–	–	–	–

Области рационального использования унифицированных

Тип опоры	Категория ВЛ по грозозащите		Предельные значения продолжительности грозовой разных типов выключателей								
			15ПС 70Е								
			воздушный						масляный		
			$I_{э.з} = I_0$			$I_{э.з} = 0{,}5\,I_0$			$I_{э.з} = I_0$		
			$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	200	13÷9	20	200	30÷15	–	–	–
			–	–	–	40	75	14÷9	–	–	–
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	20	40	30	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	200	20÷14	20	200	40÷22	20	40	9
			40	100	10÷9	40	200	21÷11	–	–	–
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	20	70	40÷30	–	–	–
			–	–	–	–	–	–	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	80	60	11÷9	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	100	14÷11	20	200	29÷16	–	–	–
			–	–	–	40	130	15÷9	–	–	–
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	20	40	29	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	200	22÷17	20	200	41÷25	20	100	11÷9
			40	200	12÷10	40	200	24÷14	–	–	–
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	20	65	41÷30	–	–	–
			–	–	–	–	–	–	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	80	100	13÷9	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	200	14÷10	20	200	32÷16	–	–	–
			–	–	–	40	100	14÷9	–	–	–
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	20	45	32÷30	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	200	26÷20	20	200	59÷30	20	100	12÷9
			40	200	14÷11	40	200	28÷16	–	–	–
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	20	200	59÷30	–	–	–
			–	–	–	–	–	–	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	80	125	15÷9	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	200	65÷50	20	200	>100÷75	20	200	32÷23
			40	200	37÷29	40	200	71÷46	40	200	21÷12
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	20	200	65÷50	20	200	>100÷75	20	50	32÷30
			40	120	37÷30	40	200	71÷46	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	80	200	21÷17	80	200	38÷23	80	65	11÷9
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	80	75	38÷30	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	200	50÷40	20	200	96÷65	20	200	26÷18
			40	200	30÷23	40	200	53÷33	40	135	13÷9
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	20	200	50÷40	20	200	96÷65	–	–	–
			40	40	30	40	200	53÷33	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	80	200	16÷12	80	200	30÷18	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	80	40	30	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	200	54÷39	20	200	>100÷60	20	200	26÷18
			40	200	30÷23	40	200	58÷34	40	200	14÷10
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	20	200	54÷39	20	200	>100÷60	–	–	–
			40	40	30	40	200	58÷34	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	80	200	16÷13	80	200	32÷18	80	40	9
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	80	45	32÷30	–	–	–

и типовых опор для ВЛ 220 кВ категорий А и Б по грозозащите

деятельности ($N_{г.ч}$), длины ВЛ (L) и сопротивления заземления ($R_з$) для двух конструкций гирлянд (воздушный и масляный) и двух значений токов к.з. на шинах ПС

15ПС 70Е			17ПС 70Е												
масляный			воздушный						масляный						
$I_{к.з} = 0.5\,I_0$			$I_{к.з} = I_0$			$I_{к.з} = 0{,}5\,I_0$			$I_{к.з} = I_0$			$I_{к.з} = 0.5\,I_0$			
$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	
20	50	10÷9	20	200	17÷13	20	200	36÷20	–	–	–	20	130	14÷9	
–	–	–	40	40	9	40	200	19÷10	–	–	–	–	–	–	
–	–	–	–	–	–	20	55	36÷30	–	–	–	–	–	–	
–	–	–	–	–	–	80	50	10÷9	–	–	–	–	–	–	
20	200	16÷9	20	200	26÷20	20	200	50÷30	20	200	13÷10	20	200	22÷13	
–	–	–	40	200	15÷12	40	200	29÷17	–	–	–	40	130	12÷9	
–	–	–	–	–	–	20	200	50÷30	–	–	–	–	–	–	
–	–	–	–	–	–	40	40	29	–	–	–	–	–	–	
–	–	–	80	40	9	80	200	16÷10	–	–	–	–	–	–	
–	–	–	20	200	20÷16	20	200	38÷22	20	50	10÷9	20	100	17÷9	
–	–	–	40	40	9	40	200	21÷13	–	–	–	40	40	9	
–	–	–	–	–	–	20	50	38÷30	–	–	–	–	–	–	
–	–	–	–	–	–	80	60	12÷9	–	–	–	–	–	–	
20	200	20÷11	20	200	38÷23	20	200	51÷32	20	200	16÷11	20	200	35÷16	
40	75	11÷9	40	200	18÷14	40	200	31÷20	40	40	9	40	200	16÷9	
–	–	–	–	–	–	20	200	51÷32	–	–	–	–	–	–	
–	–	–	–	–	–	40	40	31÷30	–	–	–	–	–	–	
–	–	–	80	100	10÷9	80	200	19÷11	–	–	–	80	40	9	
20	65	11÷9	20	200	18÷14	20	200	40÷21	20	40	9	20	200	15÷9	
–	–	–	40	65	10÷9	40	200	20÷11	–	–	–	–	–	–	
–	–	–	–	–	–	20	65	40÷30	–	–	–	–	–	–	
–	–	–	–	–	–	80	65	11÷9	–	–	–	–	–	–	
20	200	22÷12	20	200	34÷27	20	200	77÷39	20	200	18÷12	20	200	29÷18	
40	75	12÷9	40	200	20÷16	40	200	38÷22	40	75	10÷9	40	200	17÷10	
–	–	–	20	85	34÷30	20	200	77÷39	–	–	–	20	40	29	
–	–	–	–	–	–	40	65	38÷30	–	–	–	–	–	–	
–	–	–	80	200	11÷9	80	200	21÷12	–	–	–	80	50	10÷9	
20	200	55÷32	20	200	86÷64	20	200	>>100÷100	20	200	42÷31	20	200	72÷42	
40	200	31÷20	40	200	47÷38	40	200	95÷40	40	200	26÷18	40	200	44÷27	
20	200	55÷32	20	200	86÷64	20	200	>>100÷100	20	200	42÷31	20	200	72÷42	
40	45	31÷30	40	200	47÷38	40	200	95÷40	–	–	–	40	115	44÷30	
80	200	19÷11	80	200	29÷24	80	200	50÷31	80	200	16÷12	80	200	26÷16	
–	–	–	80	40	29	80	200	50÷31	–	–	–	–	–	–	
20	200	42÷26	20	200	63÷51	20	200	>100÷70	20	200	35÷26	20	200	55÷35	
40	200	25÷14	40	200	40÷32	40	200	67÷43	40	200	21÷15	40	200	34÷23	
20	100	42÷30	20	200	63÷51	20	200	>100÷70	20	70	35÷30	20	200	55÷35	
–	–	–	40	200	40÷32	40	200	67÷43	–	–	–	40	60	34÷30	
80	50	13÷9	80	200	24÷20	80	200	42÷26	80	55	13÷9	80	200	21÷13	
–	–	–	–	–	–	80	100	42÷30	–	–	–	–	–	–	
20	200	45÷26	20	200	68÷54	20	200	>100÷76	20	200	35÷26	20	200	58÷35	
40	200	25÷15	40	200	40÷30	40	200	73÷44	40	200	20÷15	40	200	34÷22	
20	120	45÷30	20	200	68÷54	20	200	>100÷76	20	70	35÷30	20	200	58÷35	
–	–	–	40	200	40÷30	40	200	73÷44	–	–	–	40	60	34÷30	
80	200	14÷9	80	200	23÷19	80	200	42÷26	80	200	13÷9	80	200	20÷13	
–	–	–	–	–	–	80	100	42÷30	–	–	–	–	–	–	

Области рационального использования унифицированных

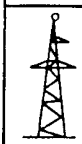
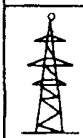
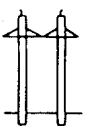
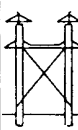
Тип опоры	Категория ВЛ по грозозащите		Предельные значения продолжительности грозовой разных типов выключателей								
			21ПС 70Е								
			воздушный						масляный		
			$I_{к.з} = I_0$			$I_{к.з} = 0{,}5\,I_0$			$I_{к.з} = I_0$		
			$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	300	18÷12	20	300	29÷13	–	–	–
			40	75	10÷9	40	215	16÷9	–	–	–
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	20	60	29	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	300	28÷20	20	300	40÷21	20	300	12÷10
			40	300	18÷12	40	300	25÷14	–	–	–
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ ч, $R_з \ge 30$ Ом)	20	60	28	20	170	40÷30	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	80	100	11÷9	80	300	15÷9	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	300	22÷14	20	300	32÷16	–	–	–
			–	–	–	40	300	19÷9	–	–	–
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	20	70	32÷30	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	300	32÷22	20	300	44÷24	20	300	14÷12
			40	300	20÷14	40	300	28÷15	40	60	9
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ ч, $R_з \ge 30$ Ом)	20	65	32÷30	20	205	44÷30	–	–	–
			–	–	–	–	–	–	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	80	300	13÷9	80	300	18÷10	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	300	53÷34	20	300	84÷39	20	300	20÷16
			40	300	30÷20	40	300	46÷23	40	100	11÷9
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	20	300	53÷34	–	–	–	–	–	–
			40	60	30	–	–	–	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	80	300	17÷11	80	300	28÷12	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	–	–	–	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	300	60÷38	20	300	92÷43	20	300	23÷17
			40	300	34÷23	40	300	52÷26	40	135	12÷9
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	20	300	60÷38	20	300	92÷43	–	–	–
			40	85	34÷30	40	225	52÷30	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	80	300	19÷12	80	300	30÷14	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	80	60	30	–	–	–
	А	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	20	300	62÷43	20	300	82÷47	20	300	29÷24
			40	300	40÷29	40	300	54÷32	40	300	18÷14
	Б	($N_{г.ч} \le 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	20	300	62÷43	20	300	82÷47	20	60	29
			40	75	40÷29	40	300	54÷32	–	–	–
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 9$ Ом)	80	300	26÷18	80	300	35÷21	80	100	10÷9
		($N_{г.ч} > 40$ч, $R_з \ge 30$ Ом)	–	–	–	80	140	35÷21	–	–	–

Таблица П27.4

и типовых опор для ВЛ 330 кВ категорий А и Б по грозозащите

деятельности ($N_{г.ч}$), длины ВЛ (L) и сопротивления заземления ($R_з$) для двух конструкций гирлянд (воздушный и масляный) и двух значений токов к.з. на шинах ПС

21ПС 70Е			25ПС 70Е												
масляный			воздушный						масляный						
$I_{к.з} = 0.5\,I_0$			$I_{к.з} = I_0$			$I_{к.з} = 0.5\,I_0$			$I_{к.з} = I_0$			$I_{к.з} = 0.5\,I_0$		
$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом	$N_{г.ч}$, ч	L, км	$R_з$, Ом
20	150	14÷9	20	300	28÷19	20	300	37÷21	20	170	11÷9	20	300	22÷13
–	–	–	40	300	17÷9	40	300	25÷13	–	–	–	40	150	13÷9
–	–	–	20	60	28	20	120	37÷30	–	–	–	–	–	–
–	–	–	80	75	10÷9	80	215	14÷9	–	–	–	–	–	–
20	300	22÷14	20	300	40÷28	20	300	56÷31	20	300	19÷16	20	300	32÷21
40	300	14÷9	40	300	26÷19	40	300	36÷21	40	300	13÷11	40	300	21÷14
–	–	–	20	200	40÷30	20	300	56÷31	–	–	–	20	80	32÷30
–	–	–	–	–	–	40	120	36÷30	–	–	–	–	–	–
80	60	9	80	300	17÷13	80	300	23÷14	80	100	9	80	300	14÷11
20	300	16÷9	20	300	31÷22	20	300	44÷24	20	300	14÷11	20	300	25÷15
–	–	–	40	300	21÷14	40	300	28÷14	–	–	–	40	300	15÷9
–	–	–	20	65	31÷30	20	220	44÷30	–	–	–	–	–	–
–	–	–	–	–	–	80	300	18÷9	–	–	–	80	60	9
20	300	24÷16	20	300	44÷33	20	300	60÷35	20	300	22÷18	20	300	36÷25
40	300	16÷10	40	300	30÷22	40	300	40÷24	40	300	15÷13	40	300	25÷16
–	–	–	20	300	44÷33	20	300	60÷35	–	–	–	20	120	36÷30
–	–	–	–	–	–	40	185	40÷30	–	–	–	–	–	–
80	100	10÷9	80	300	20÷15	80	300	27÷16	80	300	11÷9	80	300	16÷13
20	300	40÷24	20	300	76÷50	20	300	>100÷56	20	300	32÷27	20	300	57÷36
40	300	24÷12	40	300	45÷32	40	300	66÷35	40	300	20÷15	40	300	36÷22
20	150	40÷30	20	300	76÷50	20	300	>100÷56	20	100	32÷29	20	300	57÷36
–	–	–	40	300	38÷32	40	300	66÷35	–	–	–	40	120	36÷32
80	180	12÷9	80	300	29÷20	80	300	39÷22	80	200	11÷9	80	300	22÷15
–	–	–	80	60	29	80	175	39÷30	–	–	–	–	–	–
20	300	44÷27	20	300	82÷54	20	300	>100÷60	20	300	33÷28	20	300	62÷39
40	300	27÷14	40	300	50÷33	40	300	71÷37	40	300	21÷15	40	300	39÷23
20	220	44÷30	20	300	82÷54	20	300	>100÷60	20	100	33÷30	20	300	62÷39
–	–	–	40	300	50÷33	40	300	71÷37	–	–	–	40	125	39÷30
80	195	14÷9	80	300	30÷21	80	300	43÷23	80	200	12÷9	80	300	23÷15
	–	–	80	60	30	80	200	43÷30	–	–	–	–	–	–
20	300	49÷33	20	300	78÷57	20	300	100÷62	20	300	40÷34	20	300	63÷45
40	300	33÷21	40	300	54÷40	40	300	70÷43	40	300	28÷32	40	300	45÷31
20	300	49÷33	20	300	78÷57	20	300	100÷62	20	300	40÷34	20	300	63÷45
40	85	33÷30	40	300	54÷40	40	300	70÷43	–	–	–	40	300	45÷31
80	300	21÷14	80	300	36÷28	80	300	49÷31	80	300	19÷14	80	300	31÷22
	–	–	80	180	36÷30	80	300	49÷31	–	–	–	80	70	31÷30

УЧЕТ РЕАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ ОЦЕНКЕ ДОПУСТИМОГО ПО КОММУТАЦИОННОМУ РЕСУРСУ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ ЧИСЛА ОТКЛЮЧЕНИЙ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Допустимое число коммутаций нормируемого тока к.з. I_0 для масляных и воздушных выключателей (N_0) приведено в табл. П28.1.

Ресурс, расходуемый при одной такой коммутации, равен $1/N_0$.

В общем случае, расходуемый при удалении точки к.з. от шин ПС на расстояние l, выключатель коммутирует ток I_l, равный

$$I_l = \frac{U_{экс}}{\sqrt{3}x_{к\,з}} = \frac{U_{экс}}{\sqrt{3}(x_c + x_д l)} < I_0 , \qquad (П28.1)$$

где x_c - реактивность системы относительно шин ПС по прямой последовательности, Ом (определяется по величине тока к.з. при среднеэксплуатационном рабочем напряжении $U_{экс}$ в ближайшей к шинам ПС точке ВЛ со стороны линейного вывода выключателя):

$$x_c = \frac{U_{экс}}{\sqrt{3}I_{к\,з\,шины\,пс}} ; \qquad (П28.2)$$

$x_д$ - удельное реактивное сопротивление ВЛ по прямой последовательности, Ом/км.

Значения $U_{экс}$ и $x_д$ для ВЛ 110-500 кВ приведены в табл. П28.1.

Ресурс, расходуемый при коммутации тока к.з. $I_l < I_0$, оценивается как

$$\frac{1}{N_0\left(\frac{I_0}{I_l}\right)^{\gamma}} . \qquad (П28.3)$$

где γ = 1,4; 1,5; 1,8 соответственно для воздушных, масляных и элегазовых выключателей.

Допустимое число коротких замыканий при их равномерном распределении на ВЛ длиной L определяется из условия полного использования коммутационного ресурса выключателя в межремонтный период

$$\int_0^L \frac{N_{доп}}{L N_0\left(\frac{I_0}{I_l}\right)^{\gamma}} dl = 1. \qquad (П28.4)$$

После подстановки I_l по формуле (П28.1) допустимое число к.з. и, следовательно, общее число автоматических отключений за межремонтный период определяется выражением

$$N_{доп} = N \frac{L I_0^{\gamma}(\sqrt{3})^{\gamma}}{U_{экс}^{\gamma}} \frac{1}{\int_0^L (x_c + x_д l)^{\gamma} dl} = N_0 k_в . \qquad (П28.5)$$

Таблица П28.1

Данные для расчета допустимого числа коммутаций выключателем токов к. з. с учетом реальных условий эксплуатации

$U_{н}$, кВ	$U_{экс}$, кВ	$x_{л}$, Ом/км	Допустимое число коммутаций нормируемого тока к.з. ($I_{о}$, кА) выключателем: масляным/воздушным					
			15	20	31,5	40	50	60
110	115	0,420	7/10	5/8	5/8	4/7	4/4	4/4
220	230	0,420	7/10	5/8	5/8	4/7	4/4	4/4
330	347	0,325	7/10	5/8	5/8	4/7	4/4	4/4
500	500	0,305	7/10	5/8	5/8	4/7	4/4	4/4

На рис. П28.1–П28.5 даны вспомогательные кривые зависимости коэффициента $k_{в}$ в выражении (П28.5) от длины ВЛ 110–500 кВ для масляных, воздушных и элегазовых выключателей. Кривые рассчитаны для двух совокупностей токов к.з. в ближайшей к шинам ПС точке на ВЛ: равных нормируемому ГОСТ 687-78 току отключения к.з. – $I_{о}$ (15; 20; 31,5; 40; 50; 63), а также для $I_{к.з} = 0{,}5\, I_{о}$.

С приемлемой точностью коэффициент $k_{в}$ для других случаев может быть рассчитан по формуле

$$k_{в} = \frac{L I_{о}^{\gamma} (\sqrt{3})^{\gamma}}{U_{экс}^{\gamma}} \frac{x_{л}(1-\gamma)}{(x_{с} + x_{л} L)^{1-\gamma} - x_{с}^{1-\gamma}}. \qquad (П28.6)$$

Допустимое число грозовых отключений ВЛ длиной L в год рассчитывается с использованием кривых рис. П28.1–П28.5 или коэффициента $k_{в}$, полученного по выражению (П28.6),. по формуле

$$N_{доп.г} = N_{о} \beta_{г} \frac{1}{T_{п.р}(2 - k_{АПВ})} k_{в}, \qquad (П28.7)$$

где $T_{п.р}$ – средний период между плановыми капитальными ремонтами выключателей: масляного – 8 лет; воздушного – 6 лет; $\beta_{г}$ – доля грозовых от общего числа автоматических отключений, отн. ед. (принимается по п. 8.3.1); $k_{АПВ}$ – коэффициент успешности АПВ (при отсутствии данных по опыту эксплуатации может быть принят равным 0,7–0,8).

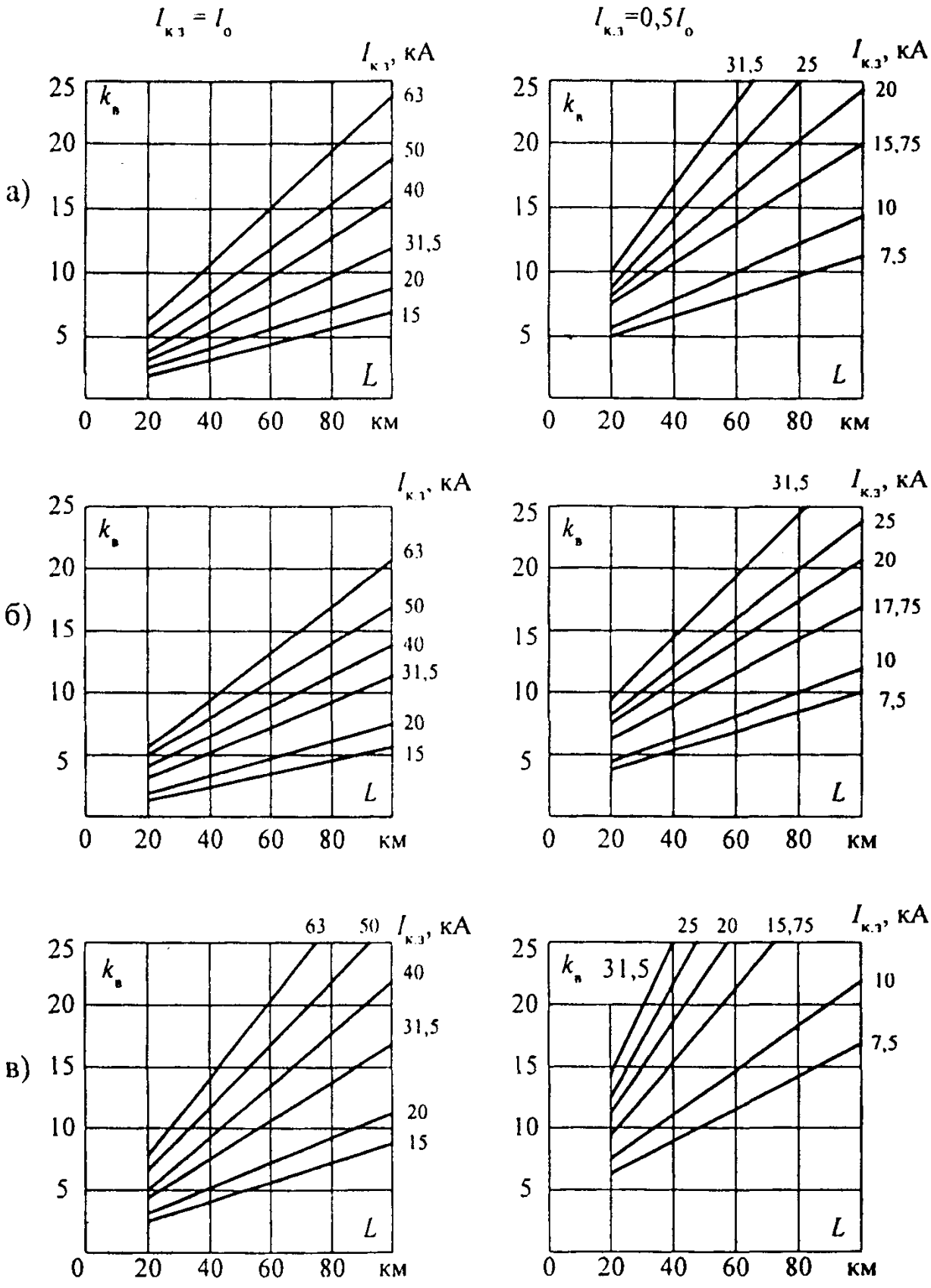


Рис.П28.1. К расчету допустимого числа отключений токов к.з., в том числе из-за грозовых перенапряжений, выключателями 110 кВ разных типов:
а) масляные; б) воздушные; в) элегазовые

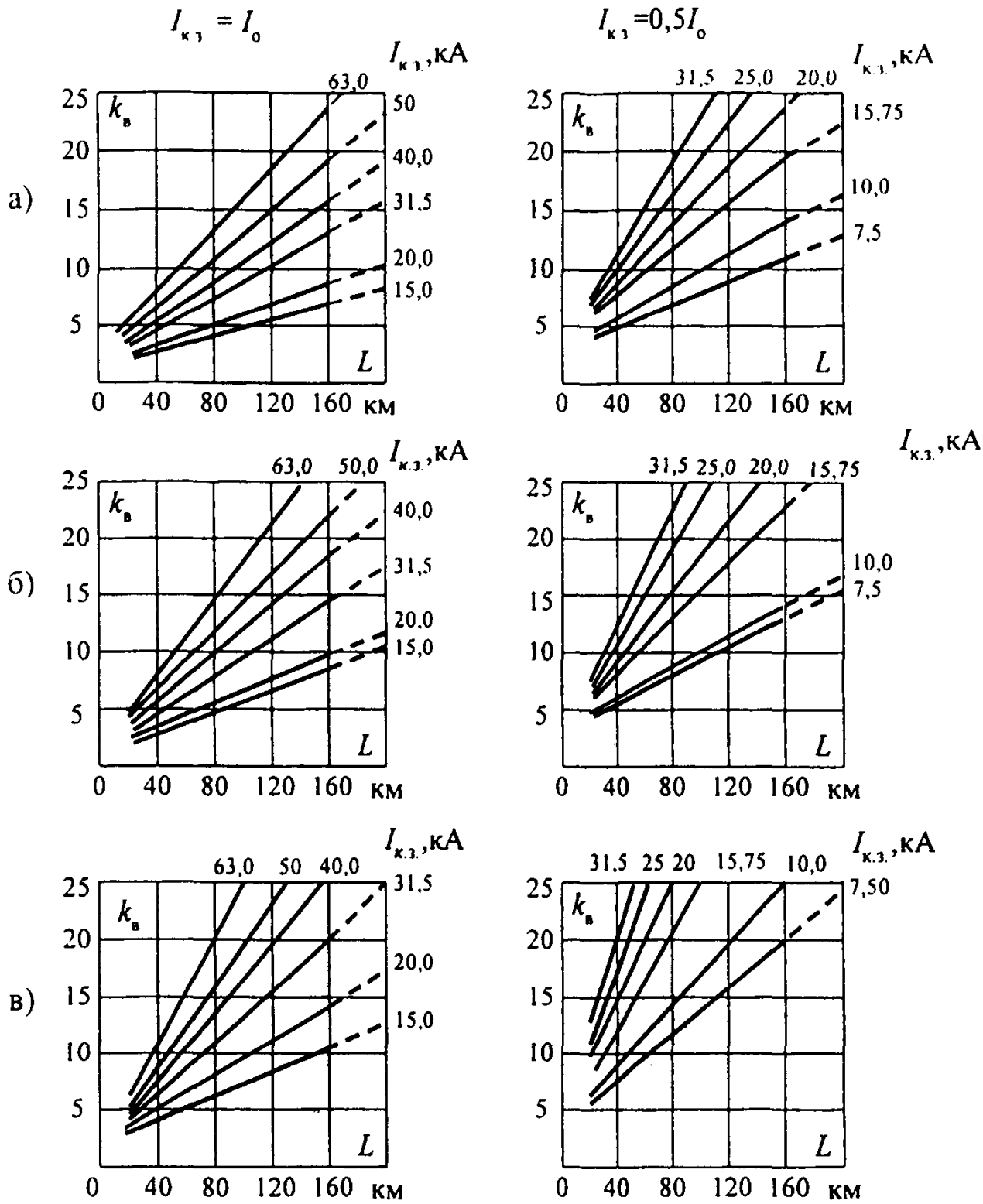


Рис. 1128.2. К расчету допустимого числа отключений токов к.з., в том числе из-за грозовых перенапряжений, выключателями 150 кВ разных типов:
а) масляные; б) воздушные; в) элегазовые

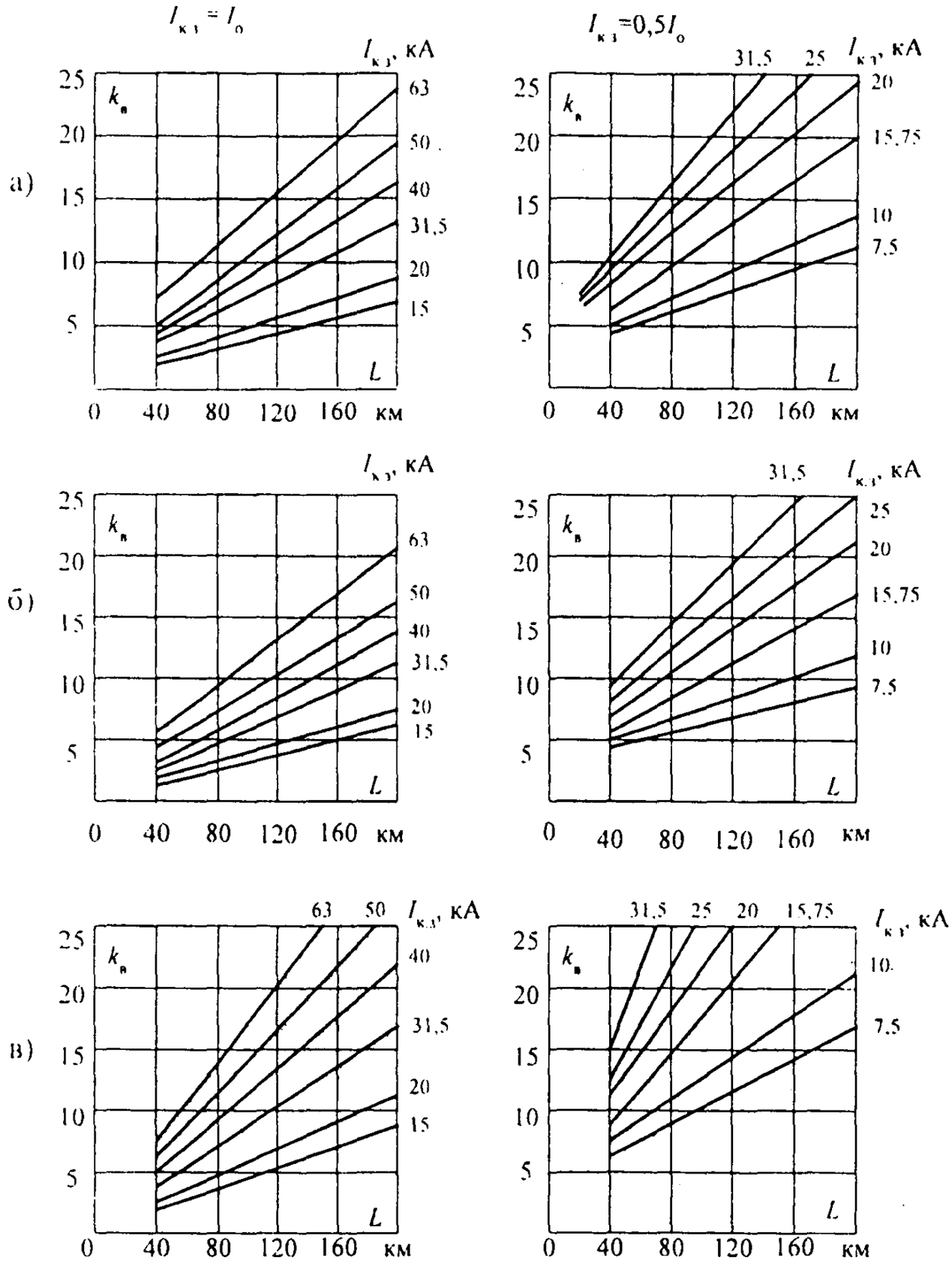


Рис. 1128.3. К расчету допустимого числа отключений токов к.з., в том числе из-за грозовых перенапряжений, выключателями 220 кВ разных типов:
а) масляные; б) воздушные; в) элегазовые

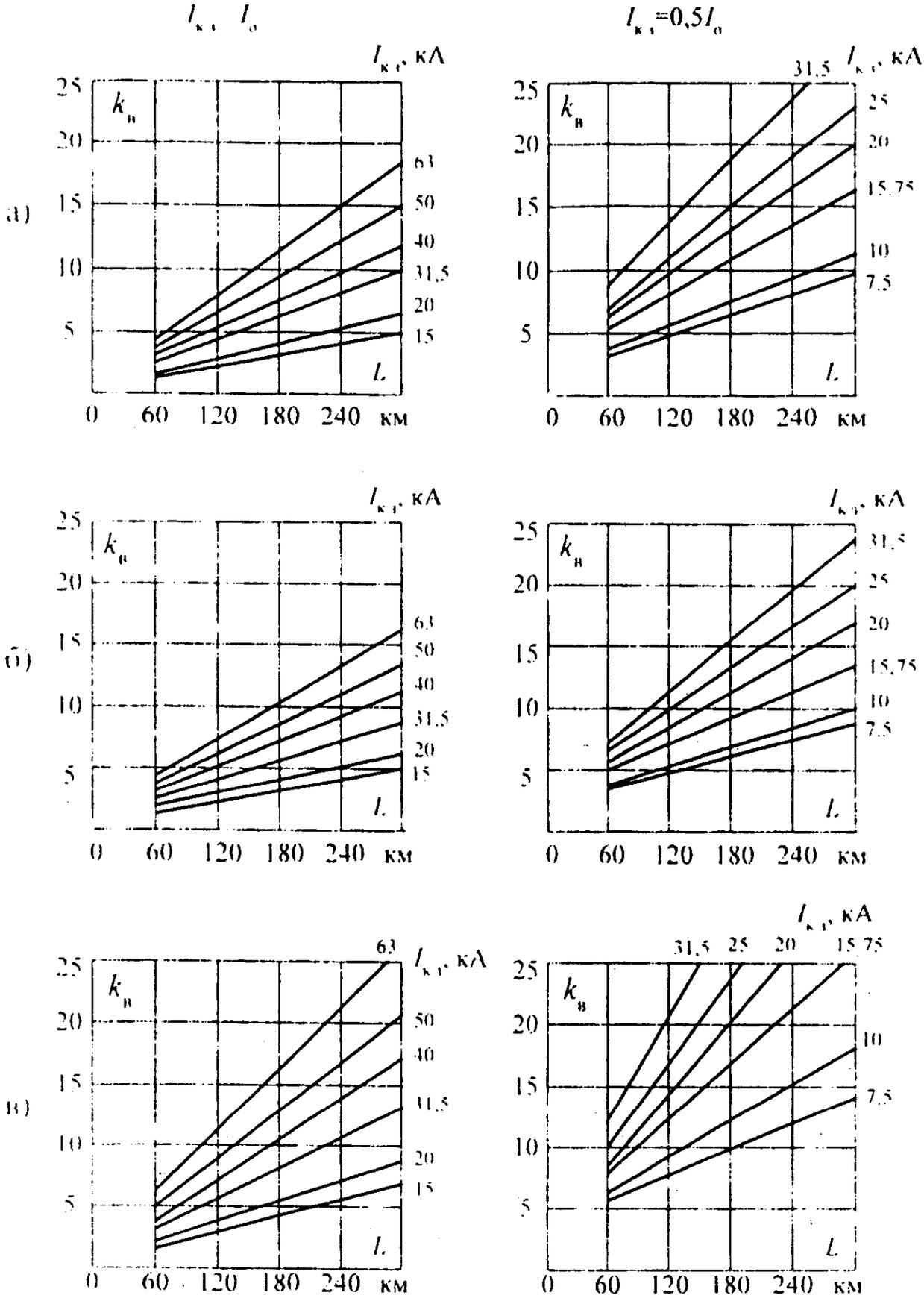


Рис. 1128.1. К расчету допустимого числа отключений токов к.з., в том числе из-за грозовых перенапряжений, выключателями 330 кВ разных типов:
а) маслянные; б) воздушные; в) элегазовые

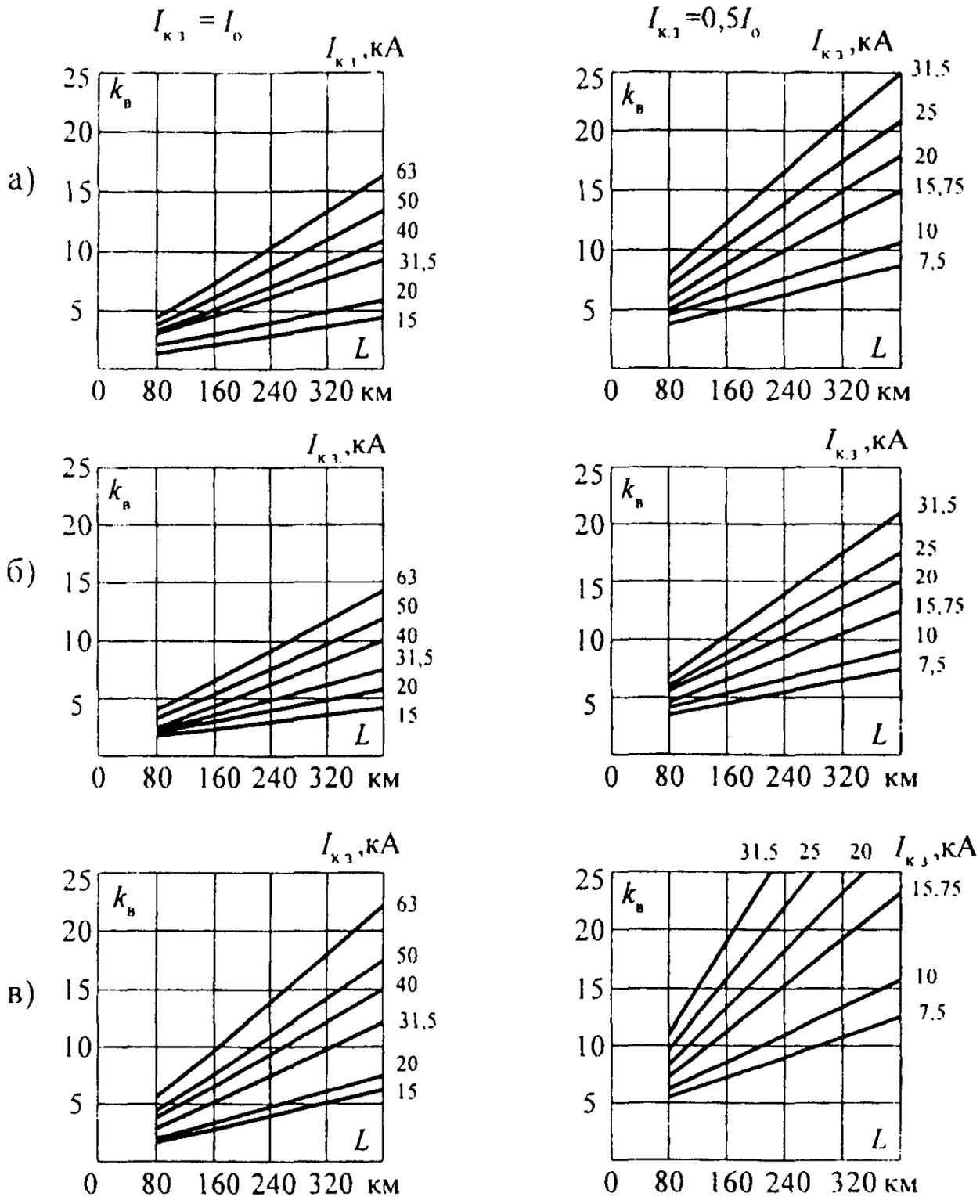


Рис. 1128.5. К расчету допустимого числа отключений токов к.з., в том числе из-за грозовых перенапряжений, выключателями 500 кВ разных типов:
а) масляные; б) воздушные; в) элегазовые

ЗОНЫ ЗАЩИТЫ МОЛНИЕОТВОДОВ

Методика выбора системы молниеотводов основана на понятии зоны защиты, под которой подразумевается некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которого любое сооружение защищено от прорывов молнии с надежностью не ниже заданной. Наименьшую надежность защиты объект будет иметь, если его внешняя поверхность повторяет поверхность границы зоны защиты. При размещении объекта в глубине зоны надежность его защиты повышается.

Система молниезащиты разрабатывается по рекомендациям "Инстукции по устройству молниезащиты зданий и сооружений РД 34.21.122-87". Нормируется два типа зон: зона защиты типа А обладает надежностью не ниже 0,995 для заземленных объектов, на всех элементах которых отсутствует напряжение относительно земли; зона типа Б в этих случаях имеет надежность не ниже 0,95. Рабочее напряжение 750 кВ и 1150 кВ на ошиновке распределительного устройства заметно снижает надежность защиты. Элементы токопроводов и аппаратов защищаются молниеотводами с зоной типа А, но если рабочее напряжение 750 кВ и выше, надежность их защиты отождествляется с гарантированной зоной типа Б.

Для защиты от прямых ударов молнии используются тросовые и стержневые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли. Выбор системы молниезащиты по приводимым ниже рекомендациям для расчета габаритов зон защиты обеспечивает нижние пределы нормированных значений надежности зон защиты типа А и Б*.

1. Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода с высотой h представляет круговой конус с вершиной на высоте $h_{эф} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли (рис. П29.1).

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте h_i рассчитываются по формуле

$$r_i = r_0\left(1 - \frac{h_i}{h_{эф}}\right), \qquad (П29.1)$$

где $h_{эф}$ и r_0 для двух типов зон защиты одиночных стержневых молниеотводов различной высоты приведены в табл. П29.1.

Таблица П29.1

К расчету границы зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода (рис. П29.1)

Тип зоны защиты	Эффективная высота ($h_{эф}$) и радиус основания (r_0) конической зоны защиты молниеотвода высотой h (м)	
	$h \le 150$	$150 < h < 600$
А	$h_{эф} = 0{,}85\,h$; $r_0 = (1{,}1 - 0{,}002\,h)\cdot h$	$h_{эф} = (0{,}85 - 1{,}7\cdot 10^{-3}(h-150))\cdot h$; $r_0 = (0{,}8 - 1{,}8\cdot 10^{-3}(h-150))\cdot h$
Б	$h_{эф} = 0{,}92\,h$; $r_0 = 1{,}5$	$h_{эф} = (0{,}92 - 0{,}8\cdot 10^{-3}(h-150))\cdot h$; $r_0 = 225$

* Конкретные показатели надежности молниезащиты могут быть рассчитаны по методикам и программам, разработанным ЭНИН.

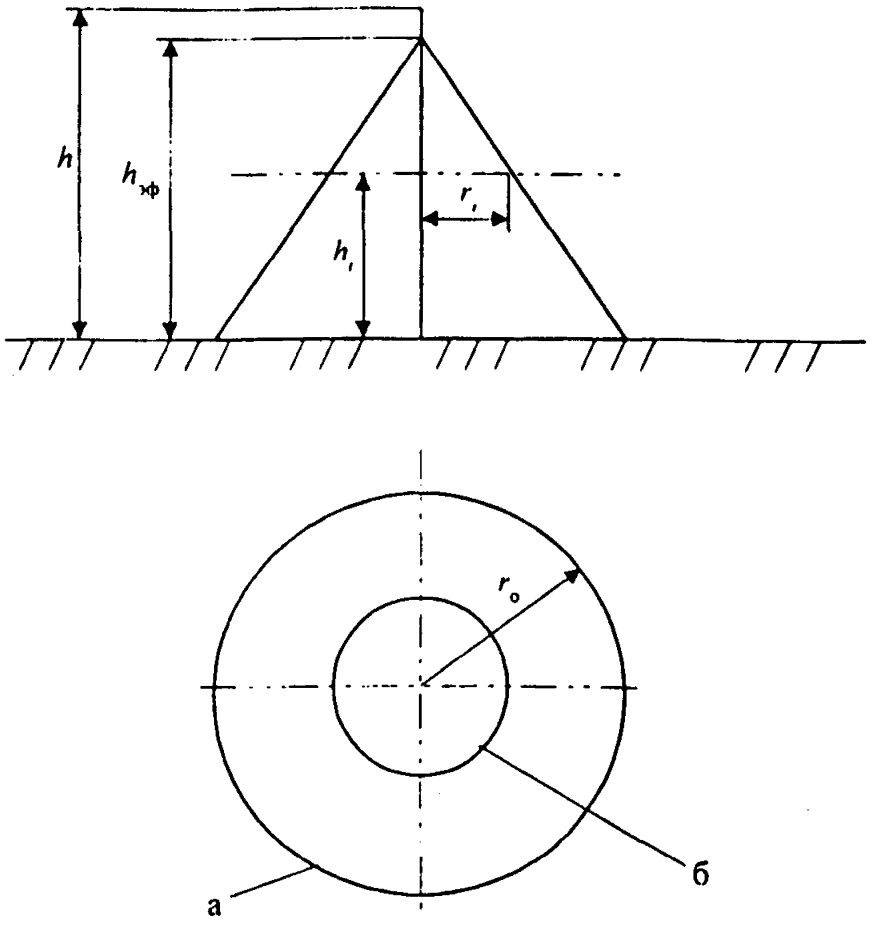


Рис. П29.1. Зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода:
а – граница зоны защиты на уровне h_i; б – то же, на уровне земли

Высота одиночного молниеотвода, необходимая для защиты с надежностью 0,95 (зона Б) объекта высотой h_i, отстоящего от молниеотвода на расстоянии r_i, может быть определена с использованием формулы (П29.1) и значений $h_{эф}$ и r_o из табл. П29.1, а именно:

$$r_i = 1{,}5\,h\left(1 - \frac{h_i}{0{,}92\,h}\right) \quad \text{и} \quad h = \left(r_i + \frac{1{,}5}{0{,}92}\,h_i\right). \qquad \text{(П29.2)}$$

2. Зона защиты двух равновеликих стержневых молниеотводов высотой до 150 м представлена на рис. П29.2.

Торцевые внешние области зон определяются по формуле (П29.1) с использованием данных табл. П29.1 как для одиночных молниеотводов. Границы внутренней области зоны защиты при расстоянии между молниеотводами $L_{м\text{-}м} \le h$ также рассчитываются по формуле (П29.1). При больших расстояниях $L_{м\text{-}м}$ для расчета r_{ci} для высоты h_i используется формула

$$r_{ci} = r_{c0}\left(\frac{h_{c1} - h_i}{h_i}\right), \qquad \text{(П29.3)}$$

где h_{c1} и r_{c0} – высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты принимаются по табл. П29.2.

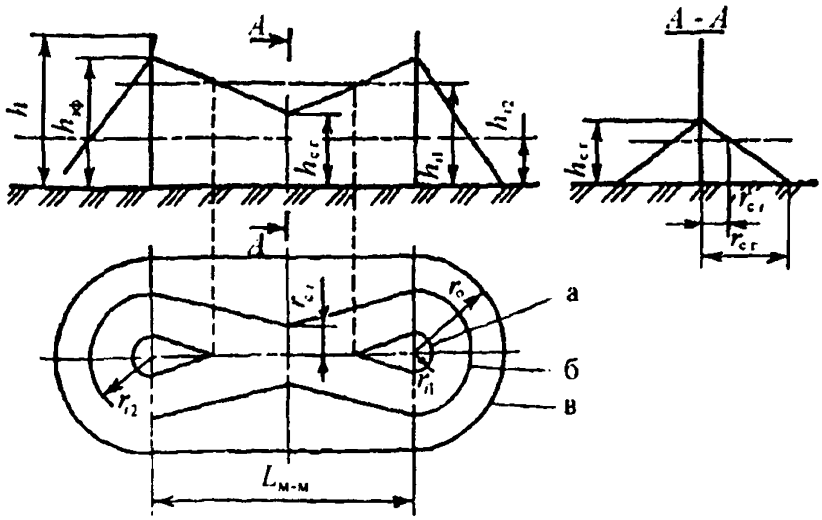


Рис. П29.2. Зоны защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты:
а – граница зоны защиты на уровне $h_{г1}$; б – то же на уровне $h_{г2}$;
в – то же, на уровне земли (при $L_{м-м} \le 2h$)

Таблица П29.2

К расчету границы внутренней зоны защиты двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты (рис. П29.2)

Тип зоны	Высота ($h_{c.г}$) и половина ширины внутренней зоны защиты ($r_{c.o}$) на уровне земли в середине между равновеликими молниеотводами при различных расстояниях ($L_{м-м}$) между ними	
	$h < L_{м-м} \le 2h$	$2h < L_{м-м} \le q^* h$
А*) ($q'' = 4$)	$h_{c.г} = h_{эф} - (0{,}17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(L_{м-м} - h)$	
	$r_{c.o} = r_o$	$r_{c.o} = r_o\left(1 - \dfrac{0{,}2(L_{м-м} - 2h)}{h}\right)$
В*) ($q'' = 6$)	$h_{c.г} = h_{эф} - 0{,}14\,(L_{м-м} - h)$ $r_{c.o} = r_o$	

*) При $L_{м-м} > q''h$ молниеотводы рассматриваются как одиночные.

3. Зона защиты двух стержневых молниеотводов разной высоты приведена на рис. П29.3 для высоты молниеотводов h_1 и h_2, меньшей 150 м.

Габариты внешних торцевых областей зоны – $h_{эф1}$, $h_{эф2}$, $r_{г1}$, $r_{г2}$ определяются отдельно для каждого молниеотвода по формуле (П29.1) с использованием данных табл. П29.1.

Значения $h_{c.г}$ и $r_{c.г}$ определяются как средние между соответствующими параметрами для равновеликих стержневых молниеотводов высотой h_1 и h_2

$$h_{c.г} = (h_{c.г1} + h_{c.г2})/2; \qquad (П29.4)$$

$$r_{c.г} = (r_{c.г1} + r_{c.г2})/2; \qquad (П29.5)$$

где $h_{c.г1}$, $h_{c.г2}$, $r_{c.г1}$, $r_{c.г2}$ определяются для каждой из высот h_1 и h_2 по рекомендациям п. 2 для двух стержневых молниеотводов одинаковой высоты.

Два молниеотвода рассматриваются как совместно действующие при $L_{м-м} \le 4\,h_{min}$ для зоны А и $L_{м-м} \le 6\,h_{min}$ для зоны Б (h_{min} – высота наименьшего из молниеотводов).

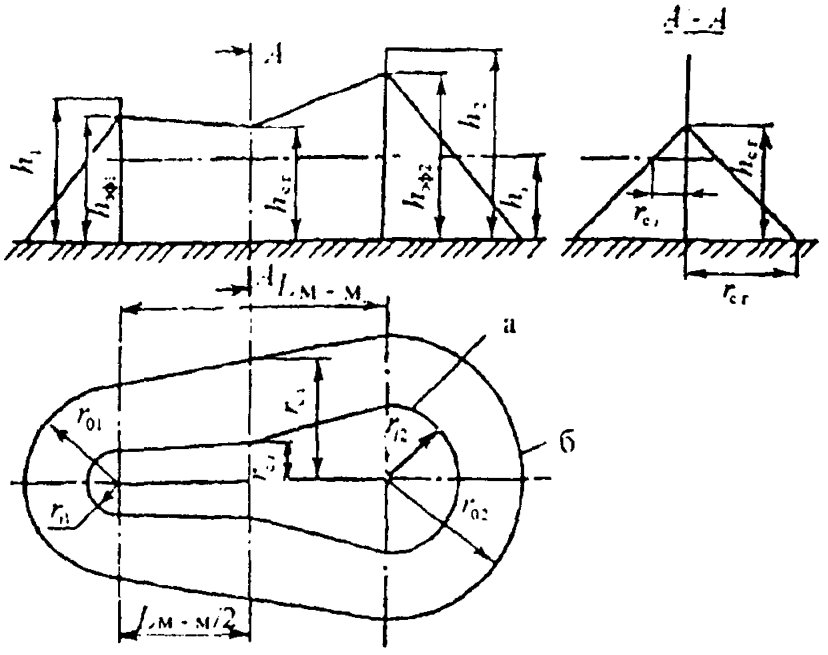


Рис. П29.3. Зоны защиты двух стержневых молниеотводов разной высоты:
а – граница зоны защиты на уровне h_x;
б – то же, на уровне земли (при $L_{м\text{-}м} \le 2h$)

4. Зона защиты стержневых молниеотводов с числом более двух определяется объединением зон защиты попарно взятых соседних молниеотводов высотой $h \le 150$ м (рис. П29.4).

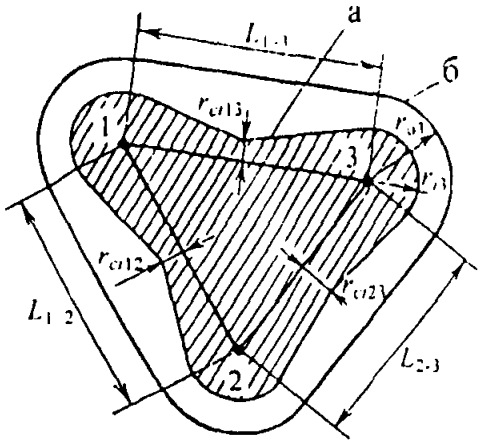


Рис. П29.4. Зоны защиты системы трех стержневых молниеотводов в плане:
а – граница зоны защиты на уровне h_x;
б – то же, на уровне земли (при $L_{м\text{-}м} \le 2h$)

Общая зона защиты объекта высотой h_x существует, если для всех соседних пар $r_{cx} > 0$. В противном случае молниеотводы рассматриваются как двойные или одиночные в зависимости от выполнения условий п. 2 или п. 3.

5. Зона защиты одиночного тросового молниеотвода (рис. П29.5) определяется по высоте его подвеса h в середине пролета длиной $l_{прол}$.

Для троса сечением 35–50 мм^2 расчетная высота подвеса равна:

$$h = h_{оп} - 2 \text{ (м) при } l_{прол} \le 120 \text{ м},$$

$$h = h_{оп} - 3 \text{ (м) при } 120 < l_{прол} \le 150 \text{ м},$$

где $h_{оп}$ – высота подвеса троса на опоре.

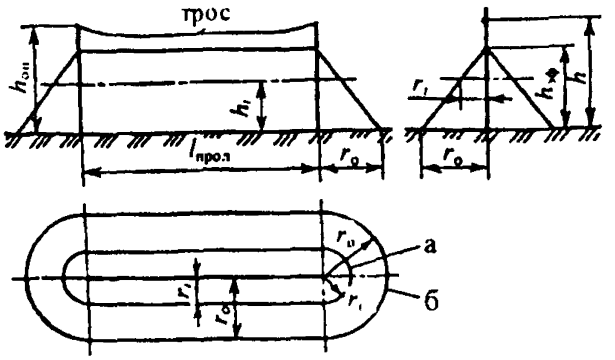


Рис. П29.5. Зоны защиты одиночного тросового молниеотвода:
а – граница зоны защиты на уровне h_x;
б – то же, на уровне земли

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности зоны защиты тросового молниеотвода рассчитываются по формуле (П29.1), в которую подставляются параметры:

для зоны А

$$h_{эф} = 0{,}85\,h \qquad (П29.6)$$

и $$r_0 = (1{,}35 - 0{,}0025h)\cdot h; \qquad (П29.7)$$

для зоны Б

$$h_{эф} = 0{,}92\,h \qquad (П29.8)$$

и $$r_0 = 1{,}7\,h \qquad (П29.9)$$

Высота тросового молниеотвода, необходимая для защиты с надежностью 0,95 (зона Б) объекта высотой h_x, отстоящего от молниеотвода на расстоянии r_x, может быть определена по формуле

$$h = \frac{(r_x + \frac{1{,}7}{0{,}92} h_x)}{1{,}7}. \qquad (П29.10)$$

6. Зона защиты тросовых молниеотводов одинаковой высоты ($h \le 150$ м) приведена на рис. П29.6.

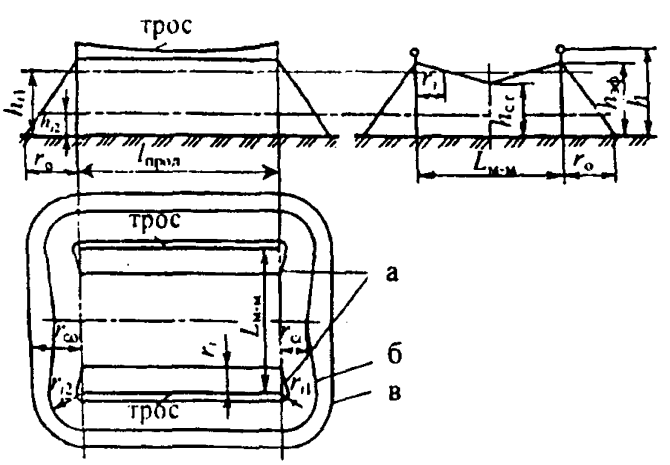


Рис. П29.6. Зоны защиты системы двух тросовых молниеотводов одинаковой высоты:
а – граница зоны защиты на уровне h_{x1};
б – то же, на уровне h_{x2};
в – то же, на уровне земли

Координаты r_{ci} рассчитываются по рекомендациям п. 2,а:

$$r_i' = \frac{L_{м-м}}{2}\left(\frac{h_{эф} - h_i}{h_{эф} - h_{с.г}}\right), \qquad (П29.11)$$

где $h_{эф}$ определяется по формулам (П29.6) и (П29.8), соответственно, для зон А и Б; $h_{с.г}$ – в зависимости от расстояния между тросами определяется следующим образом:

при $L_{м\text{-}м} \le h$ (для зоны А и Б) $h_{с.г} = h_{эф}$; (П29.12)

при $h < L_{м\text{-}м} \le 4\,h$ *) (для зоны А) $h_{с.г} = h_{эф}\,(0{,}14 + 5 \cdot 10^{-4} h)\,(L_{м\text{-}м} - h)$; (П29.13)

при $h < L_{м\text{-}м} \le 6\,h$ *) (для зоны Б) $h_{с.г} = h_{эф} - 0{,}12\,(L_{м\text{-}м} - h)$. (П29.14)

7. Конфигурация зоны защиты двух тросов разной высоты показана на рис. П29.7. Значения $h_{эф1}$, $h_{эф2}$, $r_{г1}$, $r_{г2}$ определяются по соответствующим формулам п. 5, в которые поочередно подставляются значения h_1 и h_2. Затем с использованием рекомендаций п. 6 и формул (П29.4) и (П29.5) определяются параметры $h_{с.г1}$ и $h_{с.г2}$.

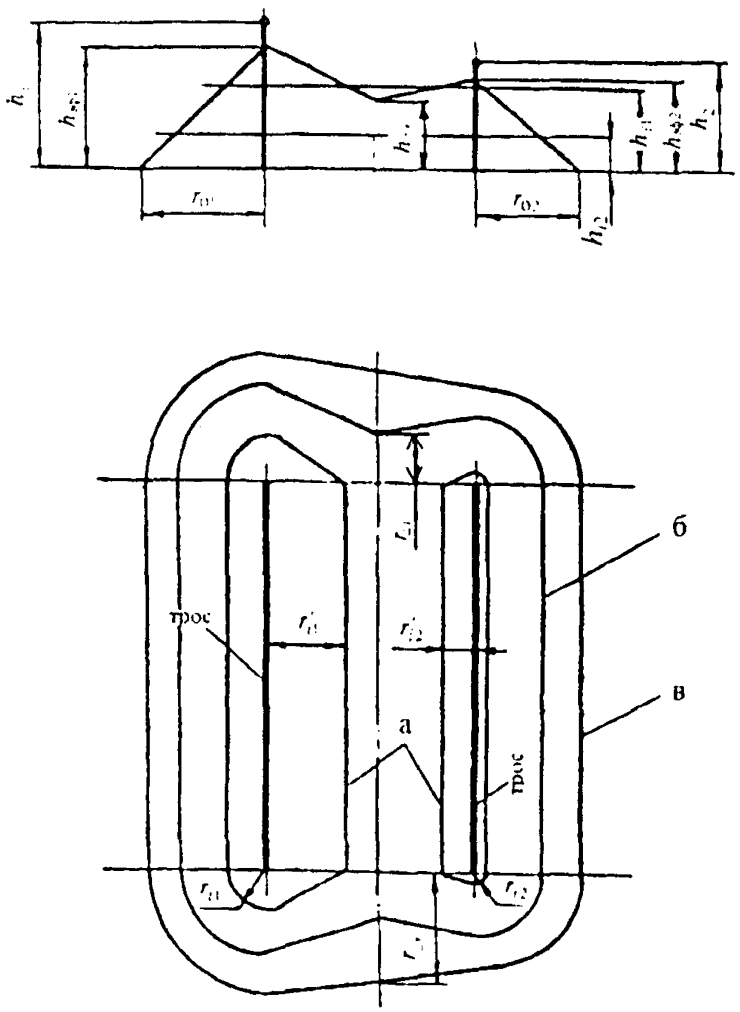


Рис. П29.7. Зоны защиты системы двух тросовых молниеотводов разной высоты:
а – граница зоны защиты на уровне $h_{г1}$;
б – то же, на уровне $h_{г2}$;
в – то же, на уровне земли (при $L_{м\text{-}м} \le 2\,h_{min}$)

*) При больших значениях $L_{м\text{-}м}$ молниеотводы рассматриваются как одиночные.

МЕТОДИКА И ПРИМЕРЫ СОСТАВЛЕНИЯ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ДЛЯ РАСЧЕТА ГРОЗОЗАЩИТЫ ПС 110-1150 кВ

Приход импульсных (грозовых) волн на ПС эквивалентно воздействию на нее напряжений высокой частоты (в пределах 250–1000 кГц). При таких скоростях изменения напряжения проявляется волновой характер переходного процесса на ПС. При этом необходимо учитывать конечную длину соединительных проводов между узловыми точками ПС, преломление и отражение волн в узловых точках .Электрооборудование ПС при этом должно замещаться входными емкостями, а длинные линии – сосредоточенными активными сопротивлениями, равными их волновому сопротивлению.

Эквивалентные входные сопротивления силовых трансформаторов, автотрансформаторов, реакторов, трансформаторов напряжения зависят от частоты. По данным измерений, при частотах более 50–70 кГц эти сопротивления имеют емкостной характер и устойчивое значение, мало меняющееся с ростом частоты. Перечисленное оборудование участвует в переходном процессе в основном своими входными емкостями. При этом правильно оцениваются лишь перенапряжения, возникающие на их выводах. Шины ПС и соединительные провода должны учитываться как линии конечной длины с распределенными параметрами.

На ПС высокого напряжения максимальная амплитуда грозовых перенапряжений наблюдается обычно при времени $1{,}0 < t \leq 4$ мкс. Поэтому отражениями волн от точек, удаленных от ПС на 1,5 км и более, можно пренебречь, так как при скорости распространения грозовых волн 300 м/мкс эти отраженные волны придут на ПС через время большее 10 мкс, т.е. к моменту затухания грозовых перенапряжений. В связи со сказанным все отходящие от ПС линии длиной более 1,5 км можно считать бесконечно длинными и учитывать их в эквивалентных схемах активными сопротивлениями, равными волновому сопротивлению линий.

Полная схема замещения составляется с использованием принципиальной схемы ПС, плана ПС и разрезов по ячейкам. В полной схеме замещения все электрооборудование заменено соответствующими входными емкостями. Предварительно составляются полные схемы замещения для каждой ячейки. Затем они объединяются участками шин в общую схему замещения ПС. Как правило, эта схема оказывается достаточно сложной, и даже при выполнении расчетов на ЭВМ, с целью экономии машинного времени, целесообразно выполнять упрощение полной эквивалентной схемы. В сложных схемах целесообразно выполнять упрощение эквивалентной схемы каждой ячейки. Упрощение эквивалентных электрических схем ПС должно выполняться с учетом следующих рекомендаций:

- в полной схеме замещения следует определить узловые точки схемы, которые должны быть сохранены в процессе ее упрощения. В качестве узловых точек принимаются точки подключения защитных аппаратов, точки ответвлений к ним, точки присоединения трансформаторов, точки ответвлений к трансформаторам от шин, точки подключения конденсаторов связи или разъединителей на ВЛ, по которой на ПС приходит грозовая волна, а также другие точки, в которых желательно исследовать перенапряжения;
- свободные концы ошиновки на ответвлениях от основных узловых точек можно заменять сосредоточенными емкостями в этих точках, равными их входной емкости на землю. Сосредоточенные емкости, имитирующие короткие ответвления, разъединители, выключатели, трансформаторы тока и др. можно разносить по правилу моментов между основными узловыми точками эквивалентной схемы, т.е. обратно пропорционально расстояниям от точки с разносимой емкостью до находящихся по обе стороны от нее ближайших узловых точек;

• допустимо объединять близко расположенные точки ответвлений к линиям, трансформаторам или защитным аппаратам, но так, чтобы расстояние между трансформатором и ближайшим к нему защитным аппаратом не уменьшилось.

Использование изложенных правил позволяет существенно упрощать эквивалентные электрические схемы ПС. В качестве примера применения изложенных выше правил составления полных эквивалентных схем ПС и их упрощения взята ПС 500 кВ по схеме "четырехугольник", принципиальная схема которой приведена на рис. П30.1. Соответствующий этой схеме план ПС показан на рис. П30.2. На рис. П30.3–П30.7 приведены разрезы по всем ячейкам 500 кВ ПС, а также по перемычке с выключателями и по перемычке от шин к выключателям. На каждом из этих рисунков даны полные и эквивалентные схемы замещения для соответствующих ячеек. Пример разноса емкостей по правилу моментов при приведении полной схемы замещения к эквивалентной показан на рис. П30.6.

Упрощенная схема ПС может быть получена с использованием упрощенных схем по каждой ячейке, приведенных на рис. П30.3–П30.7, что целесообразно в сложных схемах ПС, а также без их использования путем непосредственного упрощения полной схемы замещения всей ПС. На рис. П30.8 приведена полная схема замещения ПС 500 кВ. Затем эта схема с использованием указанных выше правил получения упрощенных эквивалентных схем приведена к окончательному виду, показанному на рис. П30.9. Эта упрощенная эквивалентная схема и рекомендуется к использованию в расчетах.

Рекомендуемые значения входных емкостей оборудования, необходимые для составления расчетных эквивалентных схем и выполнения расчетов грозозащиты ПС, приведены в табл. П30.1. Данные по значениям входных емкостей оборудования практически не поддаются расчету и достоверно их значения могут быть определены только путем прямых измерений. В табл. П30.1 наибольшую точность имеют данные по входным емкостям трансформаторов, полученные в результате измерений. Емкости трансформаторов и автотрансформаторов имеют наибольшие значения по сравнению с остальным электрооборудованием и поэтому большая точность их оценки очень важна для получения более достоверных максимальных значений перенапряжений на оборудовании ПС.

Значения средних удельных емкостей и волновых сопротивлений ошиновки ПС рассчитываются по формулам:

$$c_{ш} = \frac{2\pi\varepsilon_0}{\ln\dfrac{2h_{ср}}{r_э}}; \qquad (П30.1)$$

$$z = 60\ln\frac{2h_{ср}}{r_э}. \qquad (П30.2)$$

где $c_{ш}$ – удельная емкость ошиновки, пФ/м; ε_0 – диэлектрическая постоянная, равная 8,85 пФ/м; $h_{ср}$ – высота ошиновки с учетом стрелы провеса, м; $r_э$ – ее эквивалентный радиус фазы (м) – определяется по формуле (П28.11).

В табл. П30.2 приведены результаты расчета удельной емкости и волнового сопротивления для разных ярусов ошиновки ПС, а также значения этих параметров, рекомендуемые для использования при составлении эквивалентных электрических схем ПС.

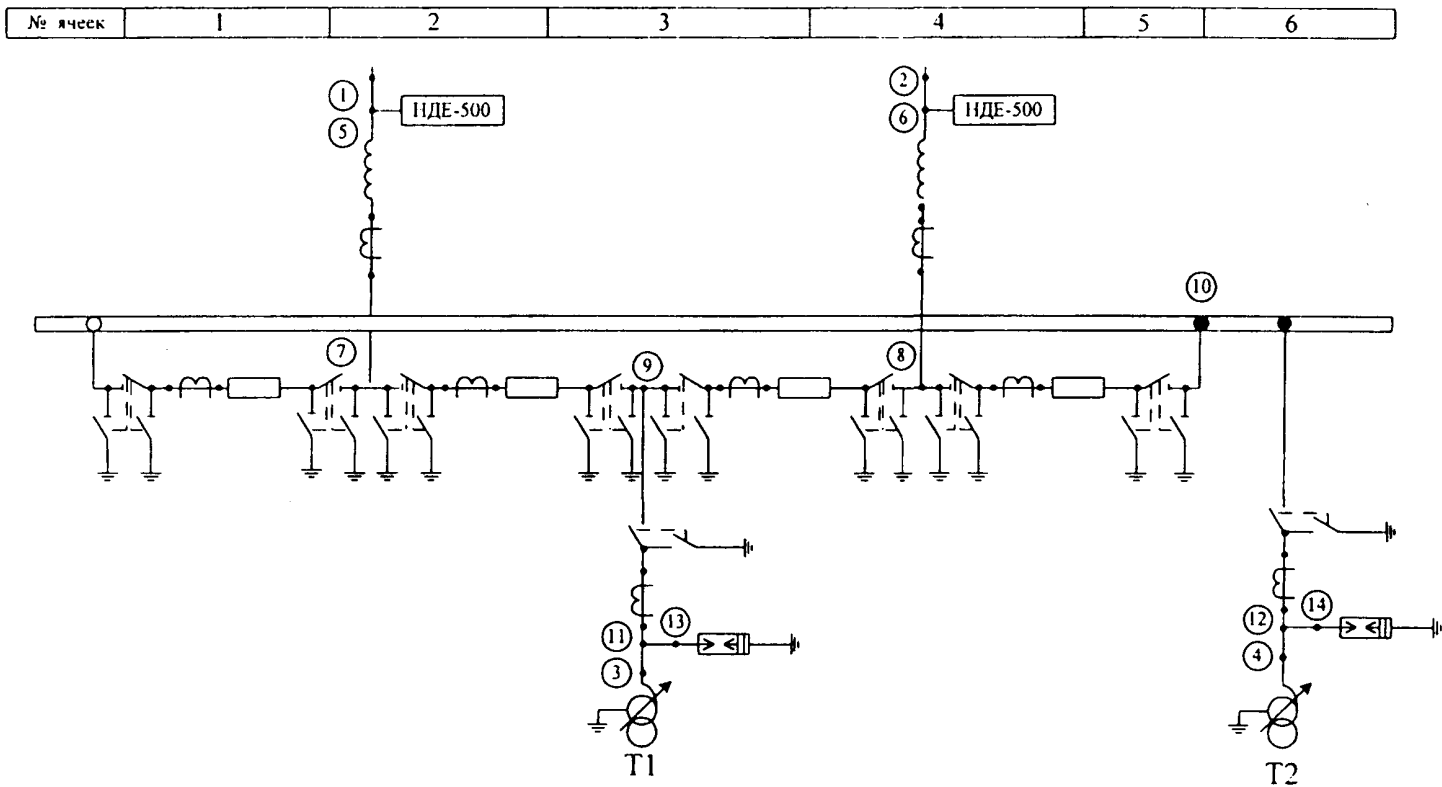


Рис. П30.1. Принципиальная схема ПС

Наименование ячеек	Перемычка от К1С	ВЛ	Трансформатор Т1	ВЛ	Перемычка от К1С	Трансформатор Т2
№ № ячеек	1	2	3	4	5	6

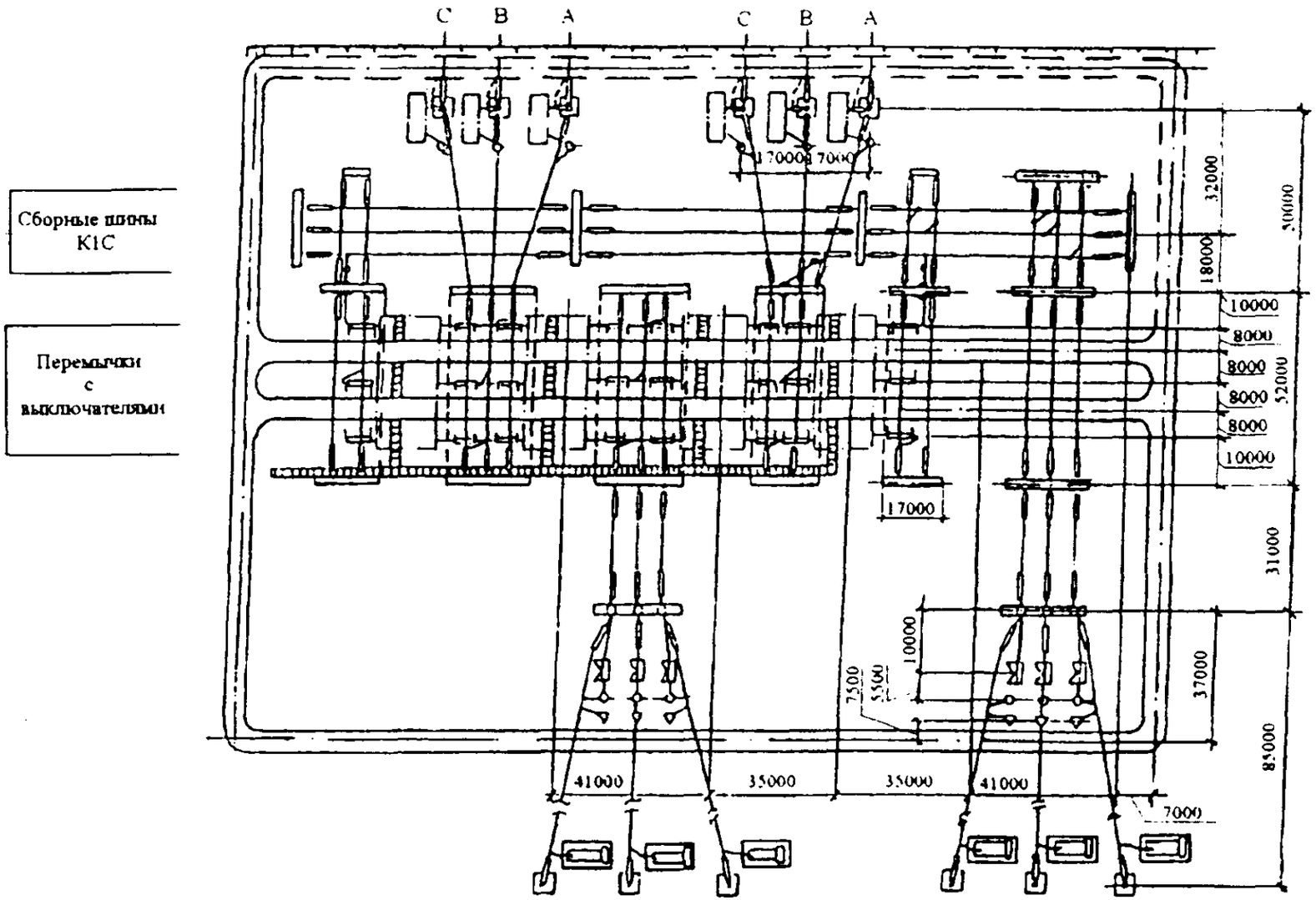


Рис. П30.2. План ПС

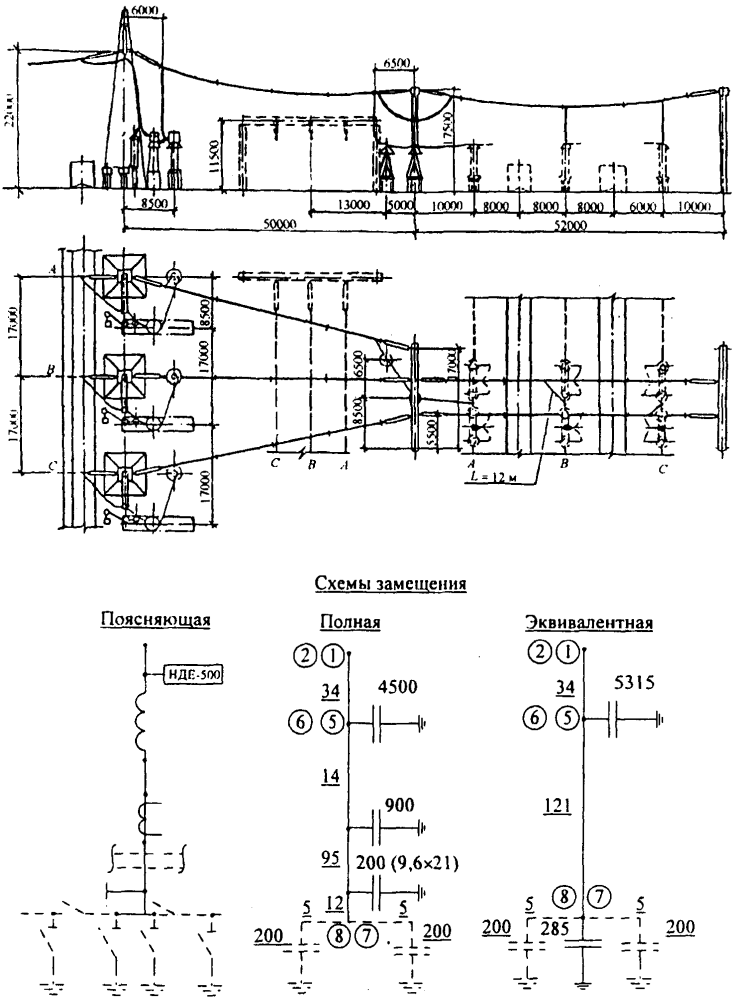
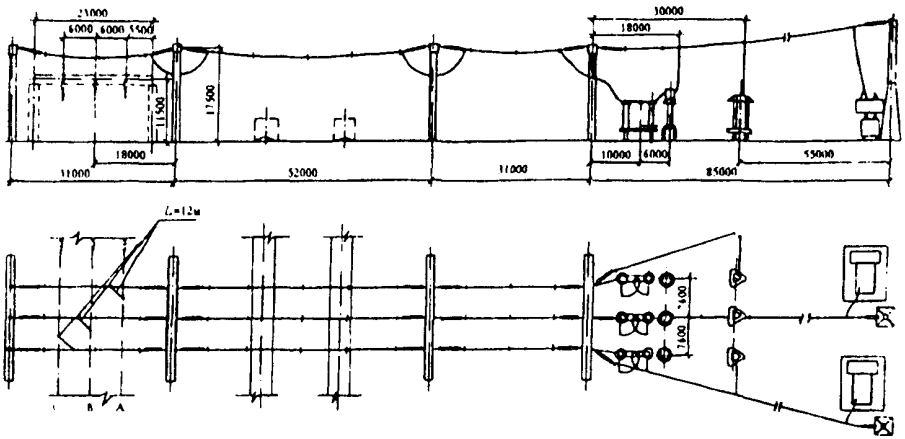
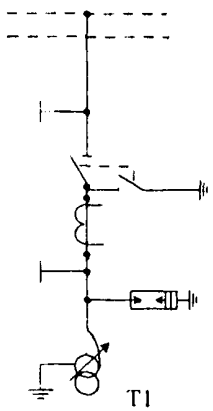


Рис. II30.3. Разрез по ячейкам 2 и 4 (отходящие ВЛ)

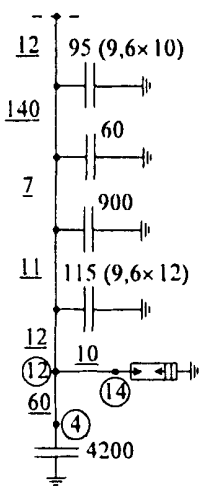


Схемы замещения

Пояснящая



Полная



Эквивалентная

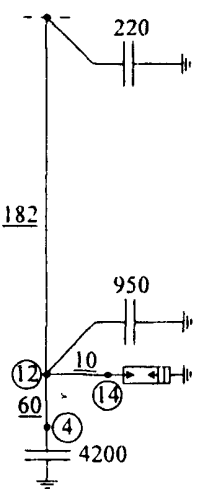


Рис. П30.4. Разрез по ячейке 3 (трансформатор Т1)

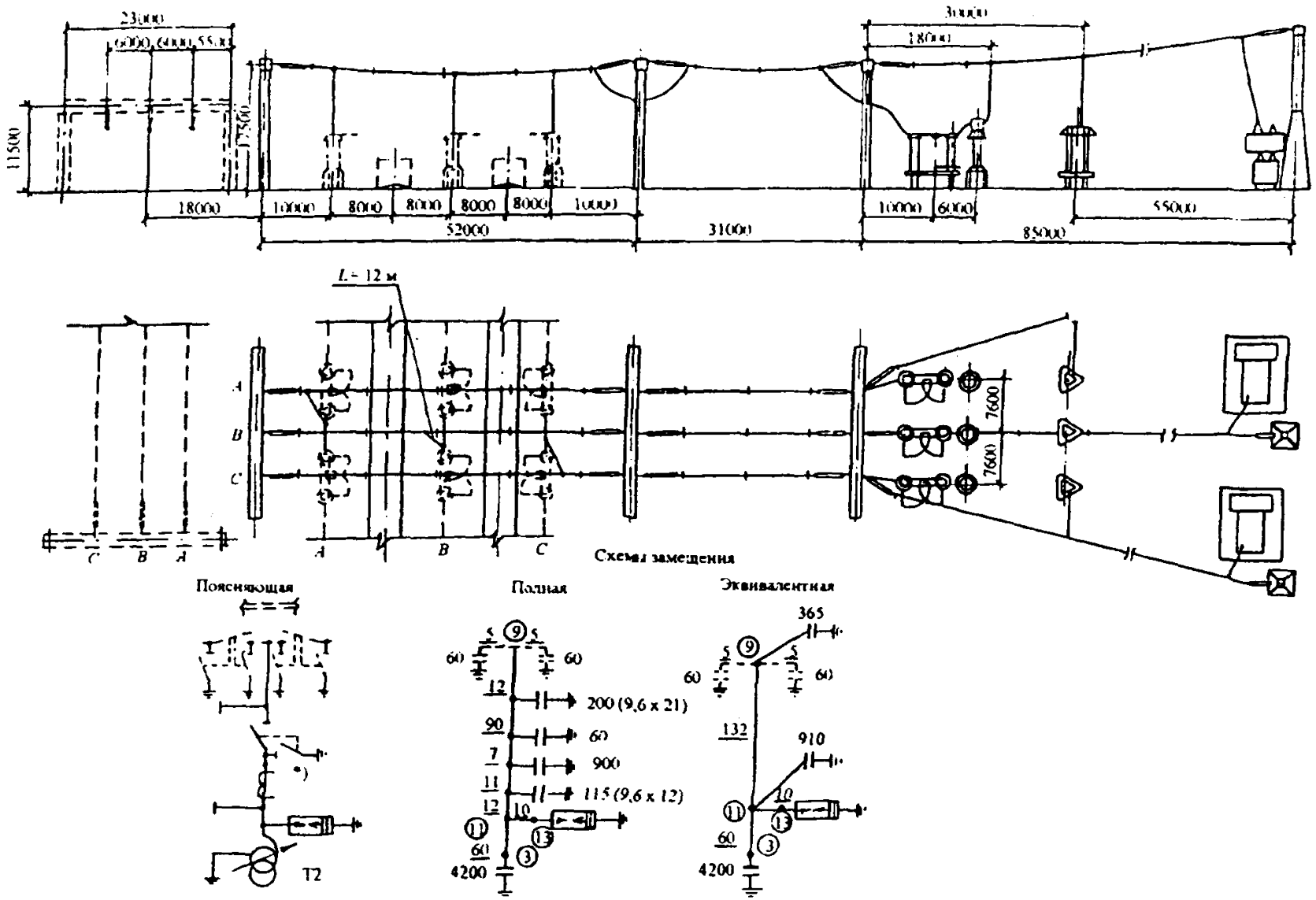
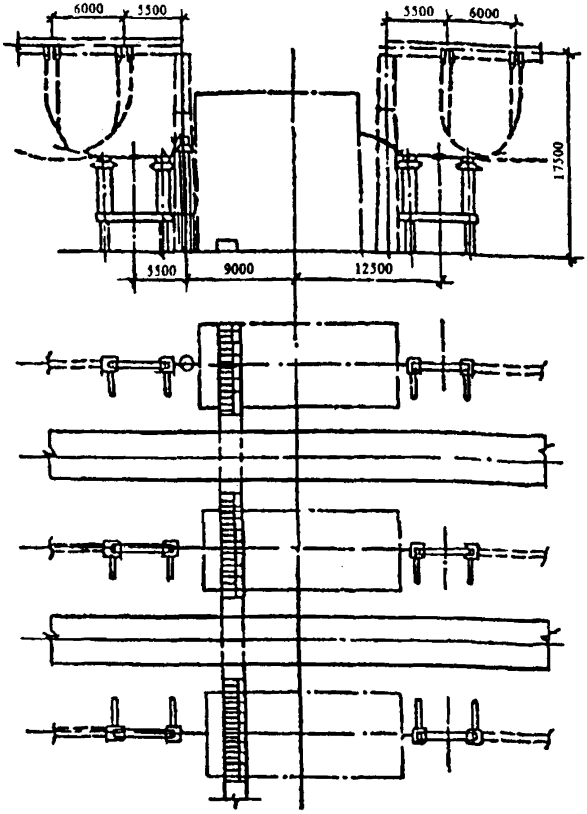
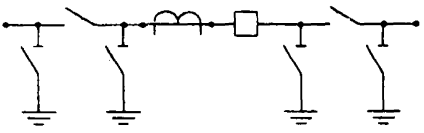


Рис. П30.5. Разрез по ячейке 6 (трансформатор Т2)

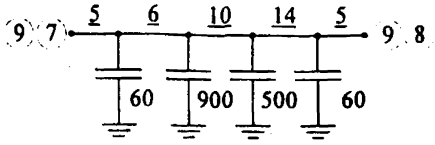


Схемы замещения

Поясняющая



Полная



Приведение к эквивалентной

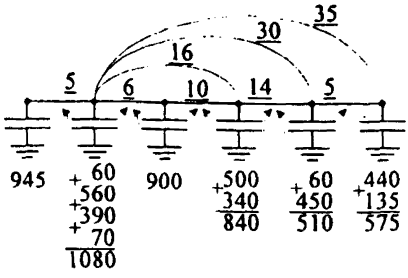
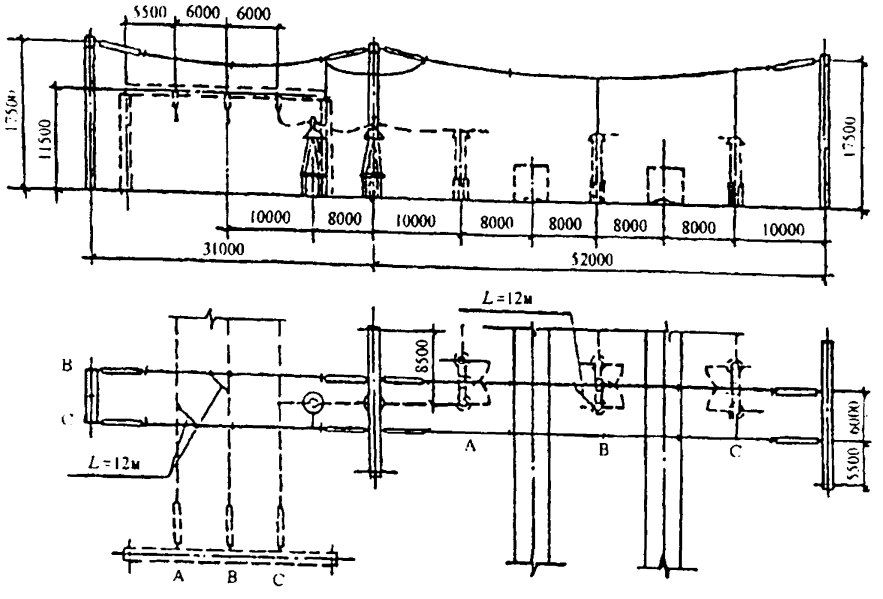


Рис. П30.6. Разрез по перемычке с выключателями.
Приведение полной схемы замещения к эквивалентной



Схемы замещения

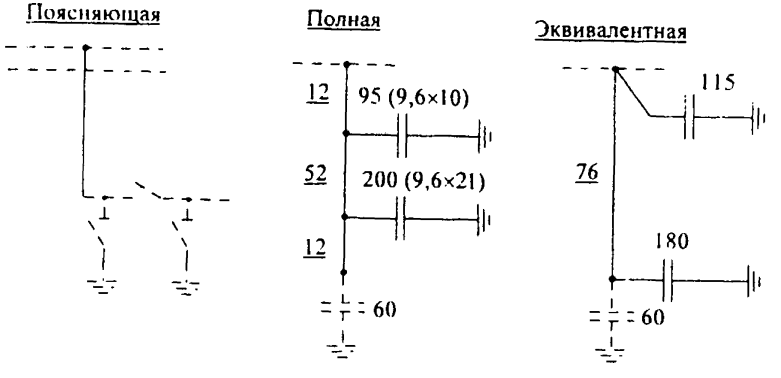


Рис. П30.7. Разрез по ячейке I (перемычка от шин к выключателям)

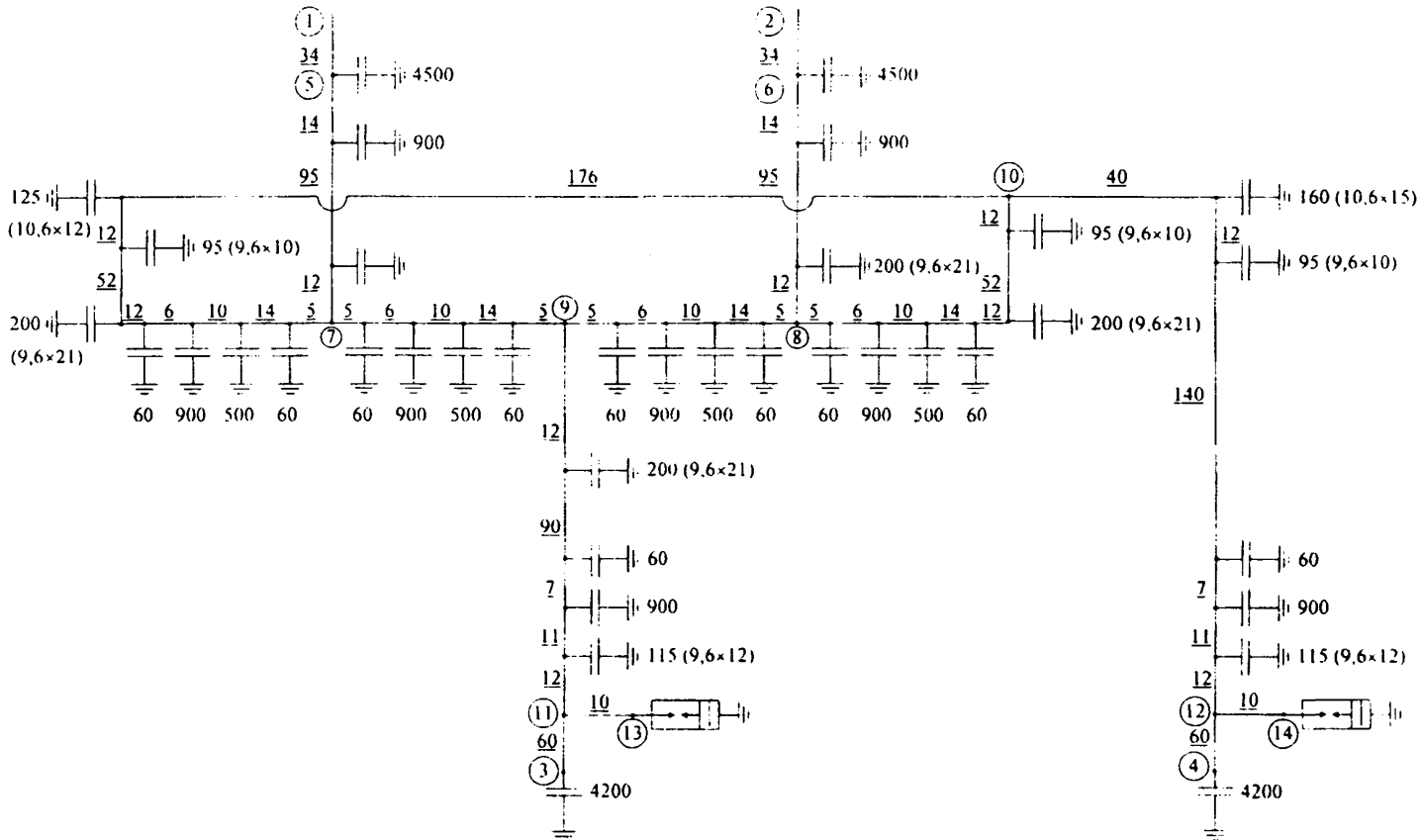


Рис 1130 8 Полная схема замещения НС

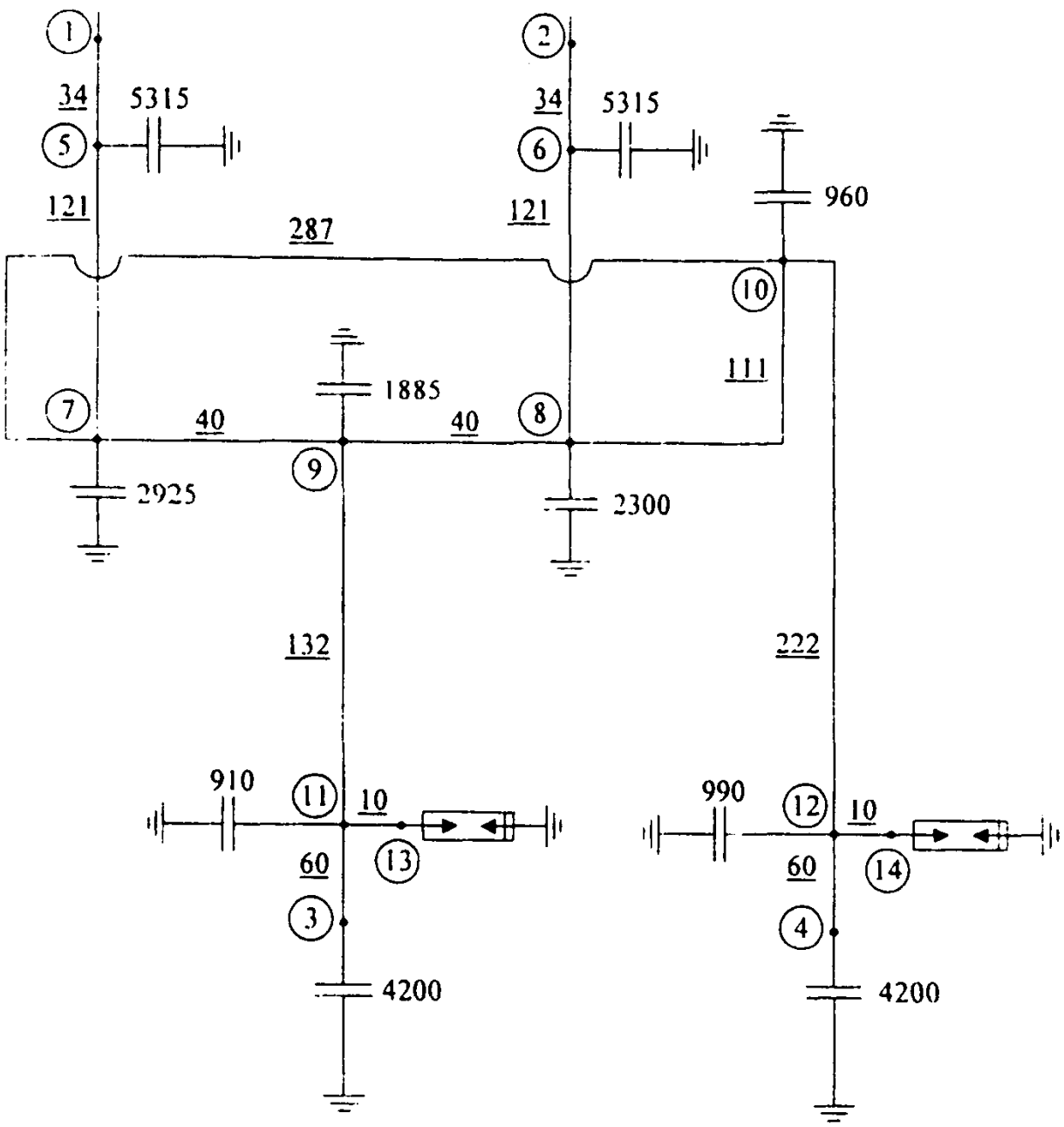


Рис. 1130.9. Эквивалентная схема замещения ПС

Таблица 1130.1

Входные емкости электрооборудования ПС 110–1150 кВ

№ пп	Наименование электрооборудования	Значения входных емкостей (пФ) для $U_н$, кВ					
		110	220	330	500	750	1150
1	Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	1600	2000	3000	4200	4600	5000
2	Шунтирующие реакторы	–	–	–	1700	2000	2500
3	Трансформаторы напряжения серии НДК	–	–	–	4500	2900	2000
4	Конденсаторы связи и делители напряжения для отбора мощности	6400	3200	$\frac{2100^{*)}}{7000}$	4500	2900	2000
5	Электромагнитные трансформаторы напряжения	300	300	300	500	–	–
6	Выключатели воздушные: ВНВ: ВВБ	 – 130	 150	 250 250	 250 250	 350 500	 550 –
7	Выключатели масляные: МКП,У во включенном положении: в отключенном положении; ВМТ	 800 500 40	 800 500 60	 – – –	 – – –	 – – –	 – – –
8	Разъединители: во включенном положении: в отключенном положении	 60 40	 100 60	 150 100	 200 150	 250 200	 300 250
9	Разрядники и ограничители перенапряжений	60	80	100	150	200	250
10	Трансформаторы тока	150	150	900	900	900	1000

*) Числитель – при трех элементах СМР $110/\sqrt{3}$. Знаменатель – при двух элементах СМР $166/\sqrt{3}$.

Таблица П30.2

Результаты расчета удельной емкости и волнового сопротивления ошиновки ПС

Класс напряжения, кВ	Вид ошиновки	Высота ошиновки (с учетом стрелы провеса) по ярусам, м			Удельная емкость ошиновки по ярусам, пФ/м				Волновое сопротивление ошиновки по ярусам, Ом			
		верхний	средний	нижний	верхний	средний	нижний	расчетное значение	верхний	средний	нижний	расчетное значение
110	1xAC 300/39	10,3	6,8	5,0	7,5	7,9	8,3	7,7	447	422	404	425
220	2xAC 300/39	15,7	10,0	7,0	10,1	9,8	10,5	9,5	366	339	318	340
330	2xAC 300/39	13,7	8,7	7,5	9,3	10,1	10,3	9,7	358	331	322	340
500	3xAC 500/26	15,5	9,5	8,0	10,2	11,2	11,6	10,7	327	297	288	300
	2xПА 500	15,5	9,5	8,0	9,6	10,5	10,8	10,1	347	318	308	325
750	3xПА 640	26,5	15,0	10,0	9,7	10,7	11,6	10,2	345	311	286	315
	4xПА 500	26,5	15,0	10,0	10,1	11,2	12,2	10,6	331	297	273	300
1150	4xПА 640	33,3	–	15,0	9,8	–	11,4	9,8	341	–	293	315
	5xПА 500	33,3	–	15,0	10,1	–	11,7	10,1	329		282	300

ДЕФОРМАЦИЯ ГРОЗОВЫХ ИМПУЛЬСОВ ПРИ РАСПРОСТРАНЕНИИ ПО ПРОВОДАМ НА ПОДХОДАХ К РУ

При прорыве молнии через тросовую защиту ВЛ на подходе к РУ или в результате обратного перекрытия линейной изоляции при ударе молнии в опоры на проводе или проводах появляется импульс атмосферного перенапряжения. При распространении по проводам фронт и амплитуда импульса деформируются под действием импульсной короны и потерь в земле. Наиболее тяжелые условия с точки зрения грозозащиты возникают при хорошей проводимости земли, когда докоронный порог, определяемый напряжением начала импульсной короны $U_к$, сохраняет практически исходную крутизну фронта (рис. П31.1).

При анализе переходного процесса в системе ВЛ-ПС в схеме замещения ВЛ вводится динамическая емкость для коронирующего провода и в процессе решения системы нелинейных дифференциальных уравнений многопроводной ВЛ учитывается влияние отраженных от ПС волн на величину этой емкости.*)

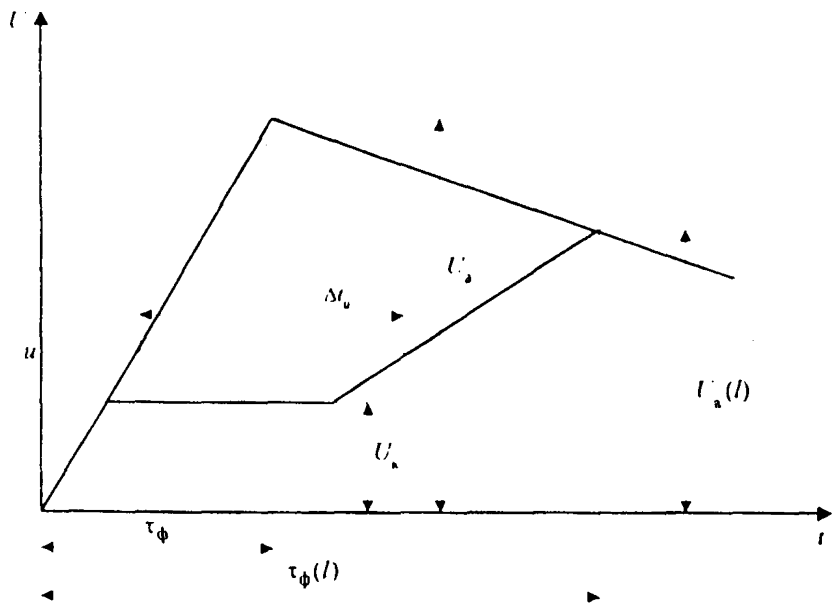


Рис. П31.1. Деформация фронта грозовой волны под действием импульсной короны:
$U_к$ и $\tau_ф$ – амплитуда и длительность фронта исходного импульса;
$U_к(l)$ и $\tau_ф(l)$ – амплитуда и длительность фронта грозового импульса

В оценочных расчетах деформация волны под действием импульсной короны рассчитывается по эмпирическим формулам:

*) Методика реализована в программе расчета грозоупорности подстанции, разработанной в СПбГТУ (Приложение 33).

а) ВНИИЭ

$$\Delta t_u = \frac{1}{k_n}\left(\frac{u - U_к - 0{,}2}{0{,}14 h_{ср} - 0{,}2} + 0{,}55\right) l, \qquad (П31.1)$$

где Δt_u – смещение ординаты u (МВ) на фронте после пробега расстояния, равного длине l (км), мкс; k_n – коэффициент, учитывающий число составляющих расщепленного провода, принимается равным 1; 1,2; 1,5; 1,6 и 2 соответственно для 1, 2, 3, 4-5, 8–12 составляющих в фазе; $U_к$ – напряжение начала импульсной короны, определяется по формуле

$$U_к = \frac{E_к R_р}{k_р} \ln \frac{2h_{ср}}{r_э}, \qquad (П31.2)$$

где $E_к$ – напряженность начала короны, кВ/м:

$$E_к = 24{,}6 \cdot 10^2 \left(1 + \frac{0{,}301}{\sqrt{r_{пр} \cdot 10^2}}\right), \qquad (П31.3)$$

в которой $r_{пр}$ – радиус составляющего провода в расщепленной фазе, м; $R_р$ – радиус расщепления фазы и $r_э$ – эквивалентный радиус фазы (см. формулы (П16.11) и (П16.12)), м; $h_{ср}$ – средняя высота подвеса провода, м; $k_р$ – коэффициент, учитывающий взаимный экранирующий эффект n составляющих, расположенных на окружности радиусом $R_р$ (отн. ед.), равный

$$k_р = \frac{R_р + (n-1) r_{пр}}{n R_р}. \qquad (П31.4)$$

б) СПбГТУ –

$$\Delta t_u = 3{,}33 \left(\sqrt{1 + 0{,}63 \left(\frac{u}{U_к} - 1 \right)^{2/3}} - 1 \right). \qquad (П31.5)$$

Форма фронта и амплитуда набегающей волны существенно зависит от заряда провода, обусловленного рабочим напряжением $U_р$. Суммарное напряжение на проводе ограничено импульсной прочностью линейной изоляции $U_{имп}$. При противоположных полярностях $U_р$ и $U_а$ корона может возникнуть только после перезаряда провода, поэтому амплитуда грозового импульса должна иметь большее значение, чем при совпадающих полярностях $U_р$ и $U_а$ (рис. 9.4).

ОЦЕНКА ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ГРОЗОЗАЩИТЫ ПС С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА СТАТИСТИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ МОНТЕ-КАРЛО *)

32.1. Исходные положения

32.1.1. Многокомпонентный разряд молнии представляется двухкомпонентной моделью, в которой второй импульс заменяет воздействие серии из трех последующих. При этом расчетное распределение амплитуд тока последующих импульсов принимается по статистике наибольших амплитуд в серии из трех импульсов. Такая модель допустима: с точки зрения оценки надежности грозозащиты не имеет значения, на каком по порядку импульсе разряда молнии произошло перекрытие изоляции подстанционного оборудования.

32.1.2. Перенапряжения анализируются в трех точках: 1-ая точка – воздушная или газовая изоляция (линейный выключатель, холостой конец шин и др.); две другие точки – силовой трансформатор и реактор, два трансформатора и т.п.

32.1.3. Все переходные процессы на проводах ВЛ и ошиновке подстанции рассчитываются с учетом влияния рабочего напряжения на деформацию грозовой волны, на перекрытие линейной и подстанционной изоляции.

32.1.4. Грозовые импульсы, приходящие с ВЛ, рассматриваются с докоронным порогом, существенно влияющим на результаты расчета грозозащиты.

32.2. Оценка импульсной прочности изоляции при реальных грозовых воздействиях

32.2.1. Прочность внешней изоляции оборудования (вводов, разъединителей, выключателей и др.) обычно представляется вольт-секундной характеристикой (ВСХ) для стандартного испытательного импульса 1,2/50 мкс. Эта характеристика используется для оценки вероятности перекрытия изоляции при воздействиях, по форме близких к стандартному испытательному импульсу. При отсутствии вольт - секундной характеристики используются данные ТУ и ГОСТ по испытательным импульсным напряжениям. Испытательное напряжение срезанным импульсом принимается соответствующим ВСХ при времени 2 мкс, испытательное напряжение полным грозовым импульсом соответствует точке при 8 мкс. Подстановкой указанных значений в формулу ВСХ Горева-Машкиллейсона определяются коэффициенты B_0 и T_0 графика допустимых воздействий

$$U_{доп} = B_0 \sqrt{1 + \frac{T_0}{t}}. \qquad (П32.1)$$

Расчеты грозозащиты с использованием кривой допустимых воздействий, полученной по формуле (П32.1), дают определенные запасы, так как испытательные меньше 50%-ных разрядных и пробивных напряжений.

*) Методика и программа разработаны во ВНИИЭ, см. Приложение 34.

32.2.2. Уточненное значение импульсной прочности изоляции при реальном грозовом импульсе определяется следующим образом:

- для рассматриваемого оборудования устанавливается вольт-секундная характеристика для прямоугольного импульса. ВСХ для импульса 1,2/50 мкс пересчитывается на импульс 0/∞;
- полученная характеристика описывается аналитическим выражением (П32.1) с выбором соответствующих значений B_0 и T_0;
- в ходе расчета переходного процесса для каждого момента времени t_i, начиная от t_{min} с шагом Δt, рассчитывается напряжение на рассматриваемом объекте u_i и при $u_i \geq U_{50}$ определяется параметр

$$T_i = \frac{T_0}{(\frac{u_i}{B_0})^2 - 1}, \qquad (П32.2)$$

- время, при котором выполняется неравенство

$$\Delta t \sum_{t_{min}}^{t_{ср}} \frac{1}{T_i} \geq 1 \qquad (П32.3)$$

считается временем среза импульса напряжения при перекрытии изоляции ($t_{ср}$).

Если u_i стало меньше U_{50}, а неравенство не выполнялось, принимается, что рассматриваемое воздействие не опасно для изоляции.

Рассчитываемые таким образом ВСХ для грозовых воздействий, приведенных на рис. 9.1, как правило, идут выше графика допустимых воздействий, рассчитанного по (П32.1), однако и при описанном способе корректировки ВСХ расчетные оценки грозозащиты ПС дают некоторый запас.

32.3. Алгоритм программы расчета

32.3.1. Для расчета вероятности появления на оборудовании ПС опасных перенапряжений от набегающих волн ($\psi_{пр}$ – от прорывов молнии на провода и $\psi_{оп}$ – от обратных перекрытий при ударе молнии в опору) используется метод статистических испытаний. Процедура расчета $\psi_{пр}$ и $\psi_{оп}$ имеет некоторые различия.

32.3.2. Алгоритм программы расчета $\psi_{пр}$ построен следующим образом:

- с помощью датчика случайных чисел выбирается случайное число;
- используя его, определяется случайное значение $U_р$ на синусоиде рабочего напряжения;
- аналогичным образом, используя каждый раз новые значения датчика случайных чисел и распределения вероятностей амплитуды, крутизны и длительности импульса первого грозового разряда, а также его удаленности от ПС, определяются их случайные значения;
- для сформированного первого грозового импульса корректируется ВСХ линейной изоляции и оценивается вероятность его среза; при срезе рассчитывается напряжение на сопротивлении заземления опоры;
- рассчитывается деформация полного или срезанного импульса после пробега по ВЛ и переходный процесс, вызванный им, на ПС; оценивается его опасность в упомянутых выше точках ПС.

Если линейная изоляция первым грозовым импульсом не перекрывается, то алгоритм повторяется для последующего импульса.

В конце расчета на печать ПЭВМ выводятся следующие значения:

$$M_1;\frac{m_1}{M_1};\frac{m_2}{M_1};\frac{m_3}{M_1};\frac{m_4}{M_1};\frac{m_{12}}{M_1};\frac{m_{13}}{M_1};\frac{m_{23}}{M_1};\frac{m_{123}}{M_1};\frac{m_{ав}}{M_1}; \qquad (П32.4)$$

$$M_2;\frac{M_2}{M_1};\frac{m'_1}{M_1};\frac{m'_2}{M_1};\frac{m'_3}{M_1};\frac{m'_4}{M_1};\frac{m'_{12}}{M_1};\frac{m'_{13}}{M_1};\frac{m'_{23}}{M_1};\frac{m'_{123}}{M_1};\frac{m'_{ав}}{M_1}; \qquad (П32.5)$$

где M_1 и M_2 - число испытаний схемы ПС импульсами от первого и последующего импульсов тока молнии; m_1, m_2, m_3 – число опасных воздействий на изоляции в трех выбранных точках ПС от первых импульсов; m_4 - число перекрытий линейной изоляции; m_{12}, m_{13}, m_{23}, m_{123} – количество случаев появления опасных воздействий от первых импульсов одновременно в нескольких точках ПС, например, линейного выключателя (событие 1) и силового трансформатора (событие 2), линейного выключателя (1) и реактора (3) и т.д.; $m_{ав}$ - число возможных аварийных случаев от первых импульсов, под которыми понимается выполнение во время одного испытания хотя бы одного из событий 1 или 2, или 3 (одновременное выполнение событий 1 и 2, 1 и 3, 2 и 3, 1, 2, 3 принимается за одну аварию).

Числа со штрихами соответствуют аналогичным, перечисленным выше событиям, но для последующих импульсов тока молнии.

32.3.3. В алгоритме для определения $\psi_{оп}$ используется только первый импульс грозового разряда.

Результаты опасности импульсов от обратных перекрытий для изоляции ПС представляются аналогичными отношениями:

$$Q;q;\frac{q}{Q};\frac{s_1}{q};\frac{s_2}{q};\frac{s_3}{q};\frac{s_{12}}{q};\frac{s_{13}}{q};\frac{s_{23}}{q};\frac{s_{123}}{q};\frac{s_{ав}}{q}, \qquad (П32.6)$$

где Q – общее число статистических испытаний при анализе грозоупорности ПС от импульсов, возникающих при обратных перекрытиях, q – число обратных перекрытий; s_1, s_2, ..., $s_{ав}$ – те же события, что и m_1, m_2, ..., $m_{ав}$, но происходящие от импульсов, возникающих при обратных перекрытиях.

При подстановке в (9.11) значений

$$\psi_{пр}=\frac{m_1}{M_1}+\frac{m'_1}{M_1} \quad \text{и} \quad \psi_{оп}=\frac{s_1}{q} \qquad (П32.7)$$

определяется надежность грозозащиты аппарата с воздушной (газовой) изоляцией. Аналогичным образом оценивается надежность грозозащиты силовых трансформаторов, реакторов и пр. Используя отношения

$$\frac{m_{ав}}{M_1};\frac{m'_{ав}}{M_1};\frac{s_{ав}}{q},$$

рассчитывается надежность грозозащиты ПС в целом.

Результаты расчета $\psi_{пр}$ и $\psi_{оп}$ зависят от числа статистических испытаний и абсолютных значений определяемых величин.

При неудовлетворительной схеме грозозащиты величины $\psi_{пр}$ и $\psi_{оп}$ имеют большие значения и для их определения не требуется большого числа статистических испытаний.

При надежной схеме грозозащиты, т.е. когда рекомендованные показатели надежности грозозащиты (см. п. 9.7.2) существенно превышаются, величины $\psi_{пр}$ и $\psi_{оп}$ имеют малые значения и статистический разброс при их расчете может быть существенным. При выборе числа статистических испытаний необходимо исходить из рекомендованных показателей надежности грозозащиты. Например, если ожидаемая надежность грозозащиты превышает рекомендованное значение в 5-10 раз, то для расчетной надежности допустим доверительный интервал 20-40%. Для большей точности расчетных оценок следует увеличить число статистических испытаний.

32.4. Пример расчета грозозащиты ПС

Объект исследований - пусковая схема ПС 750 кВ "Днепровская" с одной отходящей ВЛ 750 кВ, одним автотрансформатором ($U_{доп.а}$ = 1980 кВ) и одним шунтирующим реактором ($U_{доп.р}$ = 2120 кВ). На ПС были установлены два комбинированных разрядника типа РВМК-750 на расстоянии $l_{р\text{-}а}$ = 50 м от автотрансформатора и $l_{р\text{-}р}$ = 110 м от реактора.

Результаты расчетов приведены в табл. П32.1. В ней приняты следующие обозначения:

- $l_{р\text{-}а}$, $l_{р\text{-}р}$ – расстояния "разрядник-автотрансформатор" и "разрядник-реактор";
- $l_{оз}$ – длина опасной зоны, рассчитанная по методу, представленному в подразделе 9.6;
- $l_{оз}^{ст}$ – длина опасной зоны, определенная в процессе статистических испытаний рассматриваемой схемы;
- T_{M_1} – число лет, которое потребовалось бы для регистрации M_1 грозовых разрядов в участок $l_{оз}$;
- M_1, M_2 – то же самое, что в отношениях (П32.4), и (П32.5), приведенных выше;
- $\psi_а$, $\psi_р$, $\psi_л$ – соответствуют отношениям (П32.4) и характеризуют доли первых опасных импульсов, соответственно, для автотрансформатора, реактора и линейного выключателя;
- $\psi'_а$, $\psi'_р$, $\psi'_л$ – соответствуют отношениям (П32.5), т.е. долям последующих опасных импульсов для оборудования ПС (%);
- $\psi_{а\Sigma}$, $\psi_{р\Sigma}$, $\psi_{л\Sigma}$ – суммарные значения $\psi_а$ и $\psi'_а$,. $\psi_р$ и $\psi'_р$ и т.д. (%);
- $T_а$, $T_р$, $T_л$ – показатели надежности грозозащиты, рассчитанные по зависимостям (9.11) и (9.12).

Оценки выполнены при двух вариантах расчетных условий: рабочее напряжение постоянно, полярности $U_р$ и грозового импульса противоположны (2-ой столбец табл. П32.1); грозовой разряд равновероятен в течение периода рабочего напряжения (3-ий столбец табл. П32.1). В обоих случаях проведено по 3000 статистических испытаний. Из табл. П32.1 видно, что для автотрансформатора и реактора 750 кВ наибольшую опасность представляют последующие импульсы грозового разряда. Для линейного выключателя во втором варианте, соответствующем реальным условиям эксплуатации, в равной мере оказались опасными первые и последующие импульсы. При фиксированном значении рабочего напряжения расчетные показатели надежности грозозащиты автотрансформатора снизились на 28%, реактора и линейного выключателя – примерно на 10%. На рис. П32.1 приведены кривые $\psi_{а\Sigma}$, $\psi_{р\Sigma}$, $\psi_{л\Sigma}$ и их доверительных интервалов в зависимости от числа проведенных статистических испытаний.

Доля опасных импульсов $\psi_{л\Sigma}$ быстро достигает наибольшего значения (1,65%), а затем медленно падает. После 3000 испытаний $\psi_{л\Sigma}$ составляет 0,6%, что соответствует надежности грозозащиты линейного выключателя примерно 3000 лет. Доверительные интервалы для рассчитанной величины составляют от -36% до +60%, т.е. надежность грозозащиты линейного выключателя находится в пределах 1250–4500 лет и превышает рекомендованную в п.9.7.2 для ПС 750 кВ (1000–1200 лет).

Доля опасных волн для реактора $\psi_{р\Sigma}$ составляет 1,6% и надежность его грозозащиты – 1100 лет. После 600 испытаний $\psi_{р\Sigma}$ колеблется около некоторого значения. Наибольшее отклонение от расчетного значения равно 15%. Надежность грозозащиты реактора в пусковой схеме составляет 935–1265 лет. Полученные значения практически совпадают с рекомендованными значениями надежности (1000–1200 лет), и увеличение числа испытаний нецелесообразно.

Доля опасных волн для автотрансформатора $\psi_{а\Sigma}$ наибольшая (7,0%) и после 600 испытаний достигает своего предельного значения. Наибольшие отклонения от рассчитанного значения составляют 6%, т.е. точность ее определения наибольшая. Надежность грозозащиты автотрансформатора 235–265 лет существенно ниже рекомендованной в п.9.7.2 (1000–1200 лет), т.е. необходимы дополнительные грозозащитные мероприятия на период эксплуатации пусковой схемы.

Таблица П32.1

Результаты оценок надежности пусковой схемы ПС 750 кВ "Днепровская"

($l_{р\text{-}а}$ = 110 м, $l_{р\text{-}р}$ = 50 м, $l_{о.з}$ = 6,18 км, $l^{ст}_{о.з}$ = 5,88 км)

Параметры	Результаты при разных вариантах расчетных условий	
	Грозовые разряды при $U_р$ = +610 кВ	Грозовой разряд равновероятен в течение всего периода рабочего напряжения
M_1 M_2 $T_м$	3000 1472 54000	3000 1510 54000
$\psi_а$, % $\psi_р$, % $\psi_л$, %	0,4 0 0,6	0,17 0 0,27
$\psi'_а$, % $\psi'_р$, % $\psi'_л$, %	6,6 1,6 0	5,5 1,5 0,27
$\psi_{а\Sigma}$, % $\psi_{р\Sigma}$, % $\psi_{л\Sigma}$, %	7 1,6 0,6	5,7 1,5 0,5
$T_а$ $T_р$ $T_л$	250 1100 3000	320 1230 3400

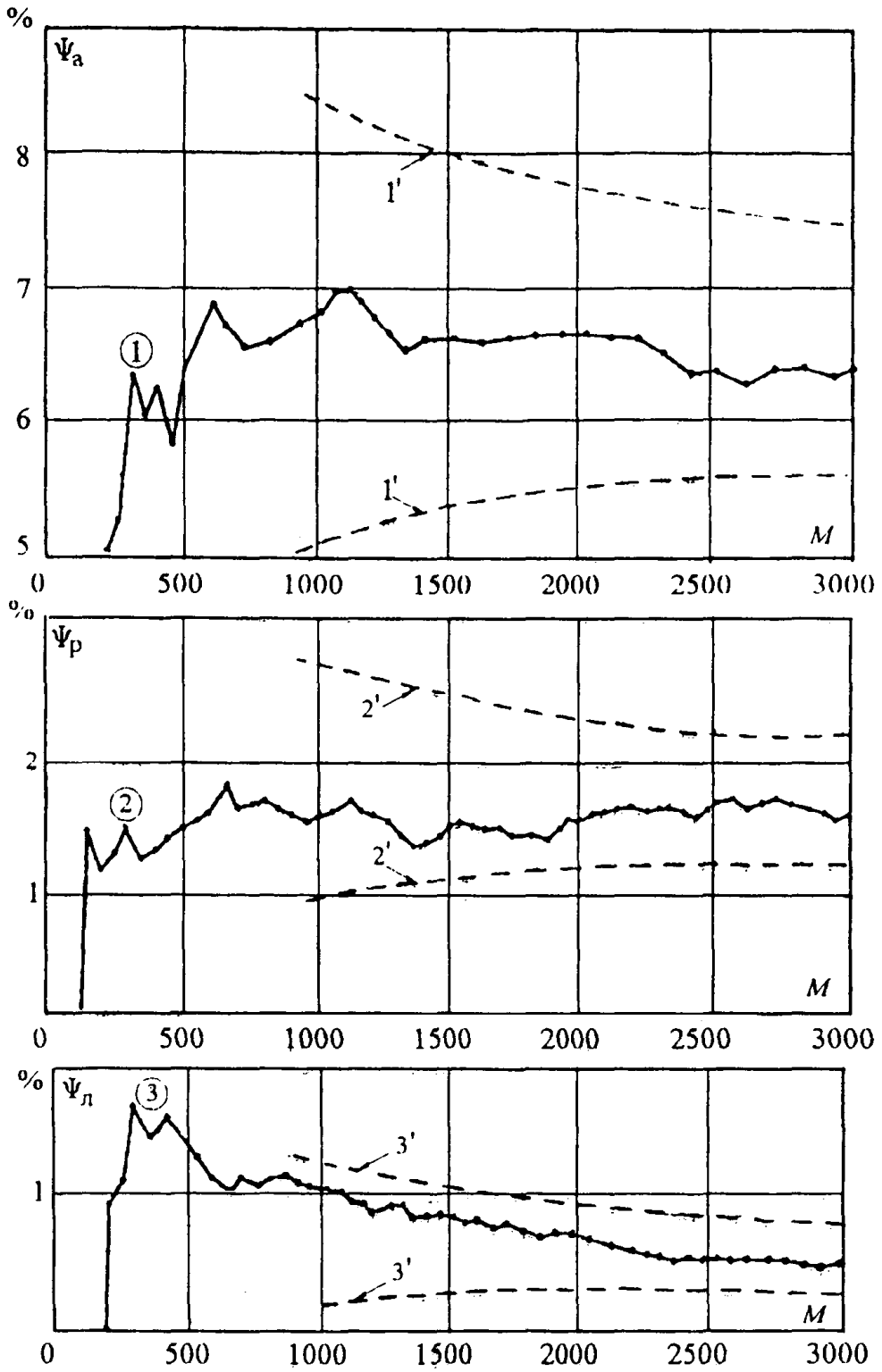


Рис. П32.1. Доля опасных волн (-•-•-•-) и ее доверительные интервалы (- - -) в зависимости от числа статистических испытаний для трех точек ПС:
1 – автотрансформатор ($\psi_а$ и 1'-1');
2 – реактор ($\psi_р$ и 2'-2');
3 – линейный выключатель ($\psi_л$ и 3'-3')

СТАТИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД АНАЛИЗА ГРОЗОЗАЩИТЫ ПС СОВМЕСТНО С ВЛ *)

33.1. Исходные положения

33.1.1. Атмосферные перенапряжения, возникающие на ПС от грозовых волн, набегающих с ВЛ, моделируются в единой системе: молния-ВЛ-ПС.

33.1.2. Расчетный импульс тока молнии имеет косоугольный фронт и линейно спадающий хвост. Расчеты проводятся для одной обобщенной компоненты, без учета различия параметров импульса первой и последующих составляющих многократного разряда. Вероятность амплитуды и крутизны тока определяется с использованием экспоненциальных функций:

$$P(I > I_1) = \exp(-0{,}04\, I_1); \qquad (П33.1)$$

$$P(A > A_1) = \exp(-0{,}08\, A_1). \qquad (П33.2)$$

Предельные значения амплитуды тока молнии и длины импульса принимаются по данным табл. 1.2 (Раздел 6).

33.1.3. Волновое сопротивление канала молнии рассчитывается по формуле:

$$z_м = 140(1 + 240/I). \qquad (П33.3)$$

33.1.4. Перенапряжения в системе ВЛ-подстанция моделируются с помощью метода бегущих волн. Волны записываются в виде цифровых последовательностей с постоянным шагом по времени Δt. Шаг по времени является производным от шага расчета по длине Δl, принимаемом обычно в диапазоне 5–30 м. ВЛ моделируется в многопроводной подстановке, но в большинстве случаев принимается 2 провода – фазный провод и трос.

Деформация волны вследствие влияния сопротивления земли и проводов моделируется включением *RL*-двухполюсников, параметры которых зависят от спектра импульса. Влияние импульсной короны моделируется включением динамической емкости, рассчитанной по эмпирической формуле

$$c_д = c_0\left(1 + m_п\left(\frac{u}{U_к} - 1\right)^2\right), \qquad (П33.4)$$

где c_0 – геометрическая емкость; $U_к$ – напряжение начала короны; $m_п$ – 1,3 для положительной полярности и 0,63 для отрицательной полярности.

На подстанции деформация волн не учитывается.

33.1.5. Перекрытие линейной изоляции определяется разностью напряжений между проводом и тросом, в формировании которых участвуют и отражения от узлов подстанции и соседних опор. Вероятность перекрытия рассчитывается для каждой опоры по пути движения волн к подстанции.

Перекрытие гирлянды изоляторов определяется путем сопоставления воздействующего напряжения с ее вольт-секундной характеристикой (ВСХ), которая описывается формулой:

*) Методика и программа разработаны в СПбГТУ, см. Приложение 34.

$$u(t) = A_0\sqrt{1+\frac{B_0}{t}}\,. \qquad (П33.5)$$

Параметры формулы определяются, как и в Приложении 32, через импульсное разрядное напряжение при предразрядном времени 2 мкс и 50%-ное разрядное напряжение (при 20 мкс) с учетом их полярности. Разность в полярности особо существенна при анализе грозозащиты ПС 500 кВ и выше.

33.1.6. Допустимое напряжение на каждом аппарате ($U_{доп}$) представляется двумя участками: некоторой зависимостью $U(t)$, описываемой 10 парами значений напряжения и времени, и ВСХ внешней изоляции. Зависимость $U(t)$ моделирует допустимое напряжение для главной изоляции, которое определяется полной испытательной волной и учитывает предельную крутизну напряжения на трансформаторе, опасную для продольной изоляции обмоток.

33.1.7. Рабочее напряжение в расчетах грозозащиты ПС 500 кВ и выше учитывается путем задания ненулевых начальных условий как для напряжений на подстанционном оборудовании, так и для прямых и обратных волн (0,5 $U_р$).

Для ПС напряжением до 330 кВ рабочее напряжение учитывается только уменьшением допустимого напряжения для трансформаторов по формуле

$$U_{доп} = 1{,}1(U_{п.в} - 0{,}5\,U_р), \qquad (П33.6)$$

где $U_{п.в}$ - амплитуда испытательного напряжения полной волны.

33.1.8. Защитные аппараты – ОПН и вентильные разрядники (ВР) моделируются нелинейными вольт - амперными характеристиками, которые аппроксимируются отрезками прямых. ВСХ для ВР задаются по уравнению гиперболы. При определении момента срабатывания разрядника учитывается наличие колебательной составляющей в напряжении, что приводит к запаздыванию его срабатывания.

33.2. Алгоритм программы расчета

33.2.1. Методика базируется на совместном расчете переходных процессов в линии и подстанции. С этой целью объединяется последний узел модели ВЛ с узлом подстанции, к которому эта ВЛ присоединена, рис. П33.1. На ближайшей к подстанции опоре трос присоединен к контуру заземления ПС. Пораженный провод ВЛ соединяется с однолинейной схемой замещения ПС.

Эквивалентная схема ПС в однофазной постановке включает в себя наиболее ответственные аппараты (трансформаторы, реакторы, выключатели, конденсаторы связи), которые моделируются входными емкостями, защитные аппараты (ОПН или вентильные разрядники), заменяющиеся нелинейными активными сопротивлениями. Все участки проводов между узлами подстанции моделируются отрезками линий без потерь.

Импульс подается либо непосредственно на фазный провод (прорывы мимо тросовой защиты), либо на трос (обратные перекрытия) в месте их присоединения к опоре. В процессе развития переходного процесса линейная изоляция между проводом и тросом перекрывается под действием напряжения ($U_g - U_f$). В схеме учитываются сопротивления заземления опор, индуктивности опор и взаимоиндукция пораженной опоры и канала молнии.

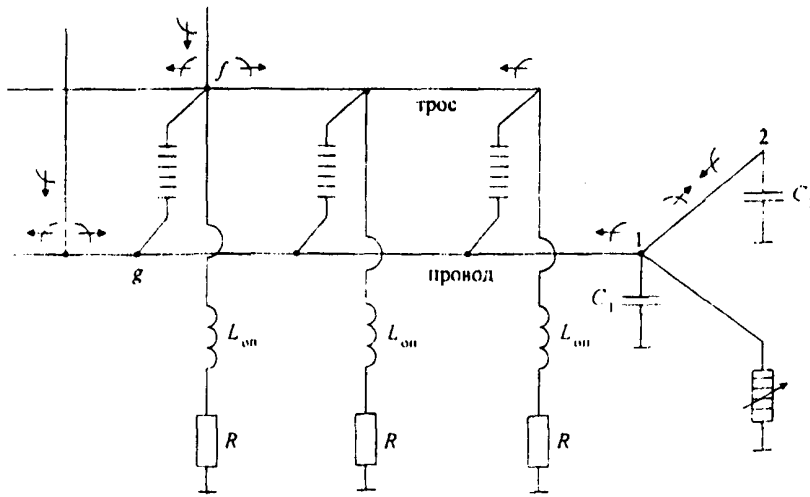


Рис. П33.1. Модель линии и подстанции для расчета волновых процессов в системе молния-ВЛ-подстанция

33.2.2. Анализ волнового процесса в системе молния - ВЛ - ПС основывается на решении телеграфных уравнений для напряжений в виде суммы прямых и обратных волн, распространяющихся по проводам со скоростью света. Волны записываются последовательностью прямоугольных волн, длительностью Δt каждая. При расчете напряжений в узловых точках используется правило эквивалентной волны и эквивалентной ЭДС, причем для ВЛ в многопроводной постановке.

33.2.3. Основным этапом расчета является определение кривой опасных волн (КОВ) - совокупности ординат амплитуды и крутизны импульса тока молнии при неизменном расстоянии точки удара на ВЛ от входа подстанции, приводящих к появлению на исследуемом элементе подстанции напряжений, равных допустимому значению. КОВ является границей между воздействиями, приводящими к появлению опасных перенапряжений, и не приводящих к этому. Рассматривая различные случаи поражения линии ударами молнии: в непосредственной близости от подстанции, затем на небольшом расстоянии от подстанции и далее на больших расстояниях, несколько раз определяются кривые опасных волн. По мере удаления точки удара молнии от входа подстанции площади опасных областей будут уменьшаться. Показатели надежности грозозащиты подстанции определяются путем интегрирования по всему объему опасных волн с учетом плотности вероятностей амплитуды и крутизны тока молнии и поражаемости ВЛ на подходе к ПС.

33.2.4. Области и объем опасных волн рассчитываются для двух типов поражения ВЛ – прорывов молнии на провода и при обратных перекрытиях с опоры на провод. Область может быть представлена в координатах – амплитуда волны напряжения ($U_в$) и длительность фронта импульса ($\tau_ф$) (рис. П33.2), или в координатах – амплитуда (I), крутизна (A) тока молнии (для большей наглядности – I и I/A (рис. П33.3). Снизу область ограничена кривой опасных параметров (волн) – КОВ, представляющей совокупность критических значений опасных параметров волн, возникающих при ударе молнии в ВЛ на расстоянии l, от ПС. Ниже этой кривой находятся неопасные, выше опасные для оборудования подстанции волны. Как правило, нижние слева точки КОВ соответствуют несрезанным волнам, т.е. волнам, не вызывающим перекрытие линейной изоляции (например, волна 1 на рис. П33.2),

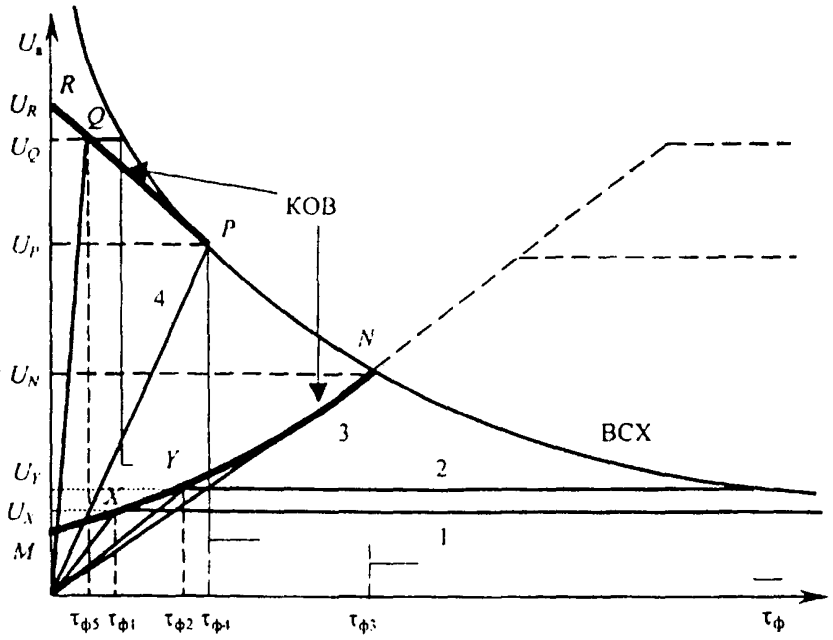


Рис. П33.2. Область параметров опасных волн в координатах $U_в$ и $\tau_ф$

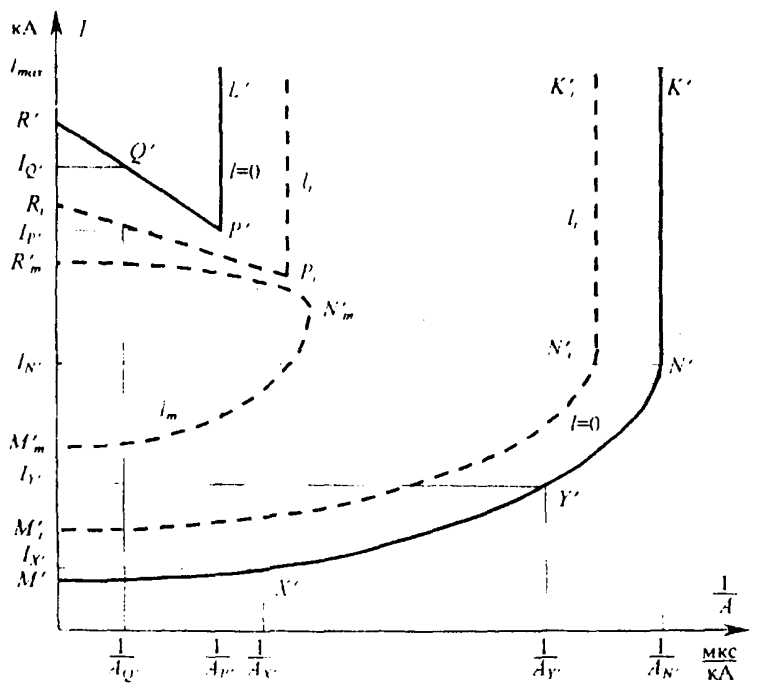


Рис. П33.3. Область существования параметров опасных волн в координатах I, $1/A$

затем срезанным волнам трапецеидальной формы (волна 2 на рис. П33.2) с косоугольным фронтом $\tau_\Phi = U_\text{а}/U'_\text{а}$ и спадом напряжения после среза до величины, определяемой сопротивлением заземления опоры. При определенной амплитуде срез волны произойдет при времени, равном длине фронта волны (волна 3 на рис. П33.2). Это будет соответствовать точке условного пересечения КОВ и ВСХ линейной изоляции (точка N на рис. П33.2 и точка N' на рис. П33.3).

Из рис. П33.2 следует, что все волны с крутизной, равной крутизне волны 3 и амплитудой больше U_N, при малых сопротивлениях заземления опор будут создавать практически одинаковые перенапряжения на ПС. Независимость перенапряжений от амплитуды этих волн дает вертикальную границу $N'K'$ на рис. П33.3.

Волны, находящиеся выше КОВ, безусловно являются опасными для ПС. Но дальнейшее увеличение крутизны воздействия с амплитудой более U_N приводит к более раннему перекрытию линейной изоляции на фронте волны и срабатыванию защитных разрядников (при их использовании). Начиная с некоторой крутизны (волна 4 на рис. П33.2), приходящие на подстанцию волны становятся настолько короткими, что не создают опасных перенапряжений. Волне 4 соответствует точка P на рис. П33.2 и P' на рис. П33.3 с координатами l_4 и $1/A_4$ и вертикальная граница $P'L'$. В результате появляется дополнительная граница, идущая от точки P (P' на рис. П33.3) влево. Волны с амплитудой, превышающей или равной U_p, будут опасны для подстанции в случае большей крутизны фронта и срезом волны после ее амплитуды (волна 5 на рис. П33.2). Параметры таких волн лежат на кривой $P'R'$, которую называют верхней КОВ. Область $MN'K'L'P'R'$ является областью опасных волн при прорыве молнии на расстоянии $l = 0$ от входа ПС. Аналогичным образом можно выполнить построения для различных l_i. При удалении от входа подстанции нижняя и верхняя КОВ сближаются. Реальная крутизна расположения кривых опасных волн в каждом случае будет зависеть от конкретных условий, но общие закономерности – преимущественно монотонно нарастающий характер нижней КОВ с увеличением l_i и убывающий для верхней КОВ сохраняются.

При ударах молнии в трос или опору ВЛ с последующим обратным перекрытием гирлянды изоляторов кривые опасных волн имеют несколько другой характер. Волны, возникающие после перекрытия, имеют весьма крутой фронт, поэтому КОВ, как правило, меньше зависят от длины фронта исходных волн. Верхние КОВ практически отсутствуют, а нижние в координатах (l, $1/A$) не имеют вертикальной границы, однако общие закономерности остаются прежними.

33.2.5. Поиск точек КОВ представляет итерационный процесс. Нулевое приближение значения амплитуды волны, подаваемой на подстанцию, определяется по минимальному разрядному напряжению U_{min} из формулы (П33.5) для ВСХ линейной изоляции, а именно:

$$U_1^{(0)} = (1{,}1 \div 1{,}2)\, U_{min} = (1{,}1 \div 1{,}2)\, A_0 . \qquad (П33.6)$$

Как показала практика расчетов, в этом случае $U_1^{(0)}$ расположено, как правило, ниже точки пересечения КОВ и условной границы определения КОВ слева (рис. П33.4). По этой формуле для $U_\text{а} = U_1^{(0)}$ находится длина фронта $\tau_1^{(0)}$ нулевого приближения, соответствующего заданной границе. Для полученных величин $U_1^{(0)}$ и $\tau_1^{(0)}$ рассчитывается переходный процесс в схеме замещения системы ВЛ-подстанция и перенапряжения на каждом шаге расчета сравниваются с $U_{доп}(t)$, например, для трансформатора. Находится "невязка", соответствующая нулевому приближению (рис. П33.5):

$$\Delta U_1^{(0)} = \max(U_T(t)), \qquad (П33.7)$$

по которой определяется первое приближение амплитуды волны $U_1^{(0)}$. Процесс следующих итерационных приближений иллюстрируют рис. П33.4 и рис. П33.5.

Описанный итерационный процесс поиска точек КОВ является приближением по функции, т.е. по напряжению на исследуемом аппарате. Для ускорения сходимости параллельно проводится приближение по аргументу, т.е. по амплитудам импульса тока молнии.

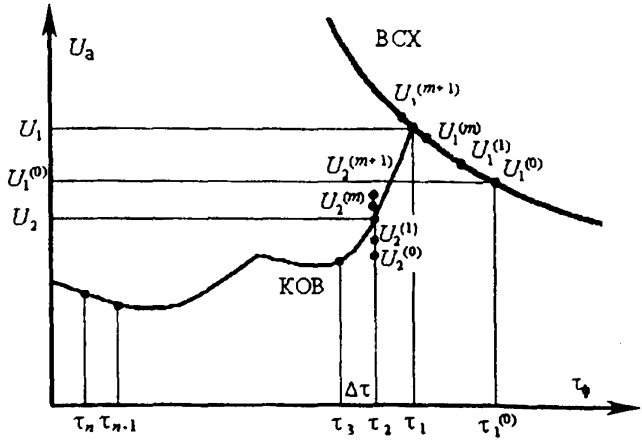


Рис. П33.4. Последовательность определения точек КОВ

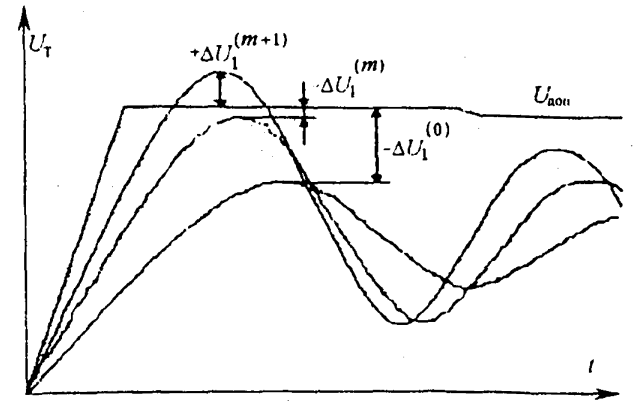


Рис. П33.5. Определение "невязки" (ΔU) в процессе итерационного расчета координат точек КОВ

33.3. Пример расчета грозозащиты подстанции

Анализ грозоупорности выполнен для ПС 500 кВ, используемой в качестве примера составления схемы замещения (Приложение 30). Показатели грозоупорности получены с учетом полной гаммы набегающих на ПС волн, возникающих на ВЛ в результате прорывов молнии на провода и обратных перекрытий при поражении опор и тросов на подходе. В табл. П33.1–П33.17 представлены исходные данные и результаты для одного из расчетов. Эта серия таблиц дает пример сервисной обработки вводимой информации и работы программного комплекта. В качестве защитных аппаратов используются ОПН. В соответствии с нумерацией узлов, приведенной на схеме подстанции (рис. П30.9), анализируются перенапряжения на силовых трансформаторах, расположенных в узлах 3 и 4 от грозовых волн, набегающих с ВЛ1 и ВЛ2. ОПН расположены в узлах 13 и 14. Расстояние между каждым трансформатором и соответствующим ОПН варьировалось от 60 до 230 м. Всего было выполнено 80 вариантов расчетов, результаты которых сведены в табл. П33.14–П33.17.

В табл. П33.1–П33.11 приведены исходные данные для расчета кривых опасных волн и показателя надежности грозозащиты для одного из вариантов, а именно, трансформатора в узле 3 (табл. П33.10), при прорывах молнии мимо тросовой защиты ВЛ1 (узел 1), что зафиксировано в табл. П33.9. Параметры, используемые для расчета вольт-секундной характеристики для прорывов молнии, приведены в табл. П33.8. Расстояние между вторым трансформатором (узел 3) и ОПН (узел 13), а также между трансформатором (узел 4) и ОПН (узел 14) составляет 150 м (табл. П33.3). Сопротивление заземления опор – 10 Ом (табл. П33.8). В программе предусмотрена возможность изменения некоторых расчетных параметров, таких как: шаг расчета по длине, погрешности определения точек КОВ, набор расстояний между местом удара молнии и шинами подстанции (длины подхода), для которых определяются КОВ (табл. П33.9); число расчетных точек КОВ, время окончания расчета перенапряжений и начальная амплитуда импульса молнии (табл. П33.10). Для удобства ориентации в списке базы данных в табл. П33.1 предусмотрена позиция "Краткое описание варианта расчета" (табл. П33.1). В процессе расчета одного варианта накапливаются параметры кривых опасных волн, сведенные в табл. П33.12. Окончательные результаты расчета одного варианта - показатели грозоупорности $N_{н.в}$ и $T_{н.в}$ для трансформатора в узле 3 от грозовых волн, набегающих с ВЛ1 от прорывов молнии на провода, при удалении ОПН на 150 м от защищаемого трансформатора – приведены в табл. П33.13. Эти же результаты вошли в итоговую табл. П33.14.

Рекомендуемое значение $T_{н.в}$ для трансформаторов 500 кВ оценивается значением 800–1000 лет. Из табл. П33.14 и П33.16 видно: при расстоянии между ОПН и трансформатором (60–120) м, что соответствует реальной схеме конкретной подстанции, и сопротивлении заземления опор R = 10 Ом, трансформатор будет надежно защищен. При сопротивлении заземления опор ВЛ, равной 20 Ом, расстояние 60 м является уже недопустимым. Длина опасного подхода определяется в ходе каждого конкретного расчета. Например, для варианта, приведенного в табл. П33.14, длина подхода ВЛ, с которой могут прийти опасные для ПС волны, составляет 1000 м.

Время, затраченное на выполнение всей серии расчетов и обработку результатов, составило около трех часов машинного времени на стандартной ПЭВМ.

Таблица П33.1

Вариант расчета

Класс напряжения	500 кВ	Дата расчета	20.10.98
Номер варианта	44		
Краткое описание варианта расчета	РУ: ВЛ1, Т.3,. пр., $l_{\text{г-опн}}$ = 150 м, R = 10 -- $T_{\text{гр}}$ = 940		

Таблица П33.2

Схема подстанции

Количество узлов (до 100)	14	Высота подвеса ошиновки,. м	11,0
. Количество участков ошиновки (до 100)	14	Число составляющих проводов	3
Количество подходящих ВЛ (до 10)	2	Радиус составляющего провода, мм	13,80
Количество разрядников и ОПН (до 10)	2	Радиус расщепления, м	0,230
Сопротивление заземления контура подстанции, Ом	0,5	Удельное сопротивление грунта, Ом·м	200

Таблица П33.3

Топология схемы

Номер линии	Длина, м	Номера соединяемых узлов	
1	34,0	1	5
2	34,0	2	6
3	150,0	3	11
4	60,0	4	12
5	121,0	5	7
6	121,0	6	8
7	40,0	7	9
8	287,0	7	10
9	40,0	8	9
10	111,0	9	10
11	132,0	9	11
12	222,0	10	12
13	10,0	11	13
14	10,0	12	14

Таблица П33.4

Емкости в узлах схемы

Номер узла	Емкость, пФ
1	0,0
2	0,0
3	4200,0
4	4200,0
5	5315,0
6	5315,0
7	2925,0
8	2300,0
9	1885,0
10	960,0
11	910,0
12	990,0
13	0,0
14	0,0

Таблица П33.5

Вольт-амперные характеристики разрядников и ОПН

Номер разрядника или ОПН	1-я точка ВАХ		2-я точка ВАХ		3-я точка ВАХ	
	I, кА	*U*, кВ	*I*, кА	*U*, кВ	*I*, кА	*U*, кВ
1	1,0	780	5,0	860	10,0	920
2	1,0	780	5,0	860	10,0	920

Таблица П33.6

Вольт-секундные характеристики разрядников

Номер разрядника или ОПН	1-я точка ВСХ		2-я точка ВСХ		3-я точка ВСХ		Начальное напряжение
	t, мкс	*U*, кВ	*t*, мкс	*U*, кВ	*t*, мкс	*U*, кВ	кВ
1	0,01	0,0	1,0	0,0	10,0	0,0	0,0
2	0,01	0,0	1,0	0,0	10,0	0,0	0,0

Таблица П33.7

Параметры проводов ВЛ

Номер ВЛ	Высота подвеса проводов, м	Количество расщепленных составляющих	Радиус составляющего провода, мм	Радиус расщепления провода, м
1	15,7	3	13,8	0,23
2	15,7	3	13,8	0,23

Таблица 33.8

Параметры пораженной ВЛ

Номер ВЛ, по которой приходит воздействие (пораженной ВЛ)					1
Расчетное число проводов в пораженной ВЛ					2
Номер провода	Средняя высота подвеса провода, м	Расстояние по горизонтали от оси опоры до провода, м	Количество составляющих проводов	Радиус составляющего провода, мм	Радиус расщепления, м
1	15,70	0,00	3	13,80	0,230
2	26,80	4,50	1	5,50	1,0
Вольт-секундная характеристика изоляции ВЛ				A_0, МВ B_0, мкс	2,244 1,942
Расстояние до первой опоры, м					200,0
Длина пролета, м					450,0
Сопротивление заземления опоры, Ом					10,0
Индуктивность опоры, мкГн					16,0
Взаимная индуктивность молнии и опоры, мкГн					6,40

Таблица П33.9

Параметры расчета

Учет прорывов молнии через тросовую защиту			да*)
Учет обратных перекрытий с опоры на провод			нет *)
Расчет кривых опасных волн (КОВ)			да
Волновое сопротивление канала молнии, Ом			1000,0
Шаг расчета по длине, м			5,00
Погрешность определения первой точки КОВ, о.е.			0,001
Погрешность определения прочих точек КОВ, о.е.			0,005
Число вариантов длин подхода (до 10)			9
Номер варианта	Длина, м	Номер варианта	Длина, м
1	0,0	6	300,0
2	20,0	7	500,0
3	50,0	8	700,0
4	100,0	9	1000,0
5	200,0	10	0,0

*) "да" и "нет" – ключи, показывающие используемый в данной серии расчетов вариант ("да") задания исходных воздействий

Таблица П33.10

Параметры расчета КОВ

Число расчетных точек на КОВ (до 10)	5
Номер узла, для которого рассчитывается КОВ	3
Время окончания каждого расчета перенапряжений, мкс	50,0
Начальная амплитуда импульса напряжения молнии, МВ	2,0
Максимальная амплитуда импульса молнии, МВ	100,0
Коэффициент уменьшения импульса $U(t_{кв})/U_m$	0,010
к заданному моменту времени $t_{кв}$, мкс	200,0

Массив огибающих допустимых напряжений на обследуемом аппарате		
N (до 10)	U, МВ	t, мкс
1	1,430	0,0
2	1,430	1,0
3	1,430	100,0
4	1,430	200,0

Таблица П33.11

Исходные данные для расчета надежности грозозащиты

Количество грозовых часов	40,0
Показатель экспоненты для функции распределения крутизны	12,5
Показатель экспоненты для функции распределения амплитуды	25,0
Число ударов молнии на 100 км, 100 грозовых часов	94,10
Угол тросовой защиты, град.	22,7
Высота подвеса троса, м	32,0

Таблица П33.12

Результаты расчета кривых опасных волн

Длина подхода 0,0 м				Длина подхода 20,0 м			
Нижняя КОВ		Верхняя КОВ		Нижняя КОВ		Верхняя КОВ	
t, мкс	U, МВ	t, мкс	U, МВ	t, мкс	U, МВ	t, мкс	U, МВ
0,769	7,66	–	–	0,769	7,7	–	–
1,54	8,08	–	–	1,54	8,12	–	–
2,31	8,98	–	–	2,31	9,02	–	–
3,07	10,4	–	–	3,07	10,5	–	–
3,84	12,4	–	–	3,84	12,4	–	–

Длина подхода 50 м				Длина подхода 100 м			
Нижняя КОВ		Верхняя КОВ		Нижняя КОВ		Верхняя КОВ	
t, мкс	U, МВ	t, мкс	U, МВ	t, мкс	U, МВ	t, мкс	U, МВ
0,768	7,81	–	–	0,768	7,96	–	–
1,54	8,25	–	–	1,54	8,43	–	–
2,3	9,19	–	–	2,3	9,41	–	–
3,07	10,8	–	–	3,07	11,0	–	–
3,84	12,7	–	–	3,84	13,1	–	–

Длина подхода 200,00 м				Длина подхода 300,00 м			
Нижняя КОВ		Верхняя КОВ		Нижняя КОВ		Верхняя КОВ	
t, мкс	*U*, МВ	*t*, мкс	*U*, МВ	*t*, мкс	*U*, МВ	*t*, мкс	*U*, МВ
0,386	8,31	–	–	0,385	8,49	–	–
0,771	8,31	–		0,771	8,65	–	
1,16	8,51	–	–	1,16	8,90	–	–
1,54	8,80	–	–	1,54	9,28	–	–
1,93	9,25	–	–	1,93	9,79	–	–

Длина подхода 500,00 м				Длина подхода 700,00 м			
Нижняя КОВ		Верхняя КОВ		Нижняя КОВ		Верхняя КОВ	
t, мкс	*U*, МВ	*t*, мкс	*U*, МВ	*t*, мкс	*U*, МВ	*t*, мкс	*U*, МВ
0,193	8,75	–	–	0,193	9,13	–	–
0,386	8,96	–	–	0,386	9,45	–	–
0,578	8,96	–	–	0,578	9,45	–	–
0,771	9,28	–	–	0,771	9,69	–	–
0,964	9,28	–	–	0,963	9,97	–	–

Длина подхода 1000,00 м				Длина подхода м			
Нижняя КОВ		Верхняя КОВ		Нижняя КОВ		Верхняя КОВ	
t, мкс	*U*, МВ	*t*, мкс	*U*, МВ	*t*, мкс	*U*, МВ	*t*, мкс	*U*, МВ
0,0963	10,2	0,0962	11,6	–	–	–	–
0,193	10,2	0,192	11,4	–	–	–	–
0,289	10,2	0,289	11,3	–	–	–	–
0,385	10,5	0,385	11,3	–	–	–	
0,481	10,5	0,481	11,1		–	–	

Таблица П33.13

Результаты расчета надежности грозозащиты**

Показатель грозоупорности, $N_{н.в}$	0,000576
Число лет безаварийной работы, $T_{н.в}$	1740

Примечания:

** Приведенные в табл. П33.13 показатели грозоупорности $N_{н.в}$ и $T_{н.в}$ получены для трансформатора (узел 3) при прорывах молнии мимо тросовой защиты ВЛ1 (узел 1). Расстояние между трансформатором и защитным аппаратом – ОПН (узлами 3 и 13 и узлами 4 и 14) – составляет 150 м. Сопротивление заземления опор – 10 Ом. Исходные данные приведены в таблицах П33.1–П33.11, промежуточные результаты в виде серий кривых опасных волн – в табл. П33.12.

Таблица П33.14

Результаты расчета надежности грозозащиты трансформатора в узле 3 подстанции 500 кВ при варьировании расстояний между трансформатором и защитным аппаратом (узел 13). ($R_з$ = 10 Ом)

$l_{т\text{-}опн}$, м	Прорывы мимо тросовой защиты						Обратные перекрытия						Сумма	
	Удары в ВЛ1		Удары в ВЛ2		Сумма		Удары в ВЛ1		Удары в ВЛ2		Сумма			
	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет
60	0,000026	37500	0,000067	14900	0,000094	10600	0,000340	2940	0,000001	1547000	0,000341	2940	0,000435	2290
85	0,000051	19200	0,000041	24000	0,000094	10600	0,000098	10200	0,000001	2218000	0,000099	10100	0,000193	5180
120	0,000139	7190	0,000078	12800	0,000218	4580	0,000612	1630	0,000267	3730	0,000880	1140	0,001098	910
150	0,000575	1740	0,000532	1880	0,001108	910	0,000407	2460	0,000358	2790	0,000765	1310	0,001874	540
230	0,000500	2000	0,000790	1260	0,001292	780	0,001751	570	0,001475	680	0,003225	310	0,004511	220

Таблица П33.15

Результаты расчета надежности грозозащиты трансформатора в узле 3 подстанции 500 кВ при варьировании расстояний между трансформатором и защитным аппаратом (узел 13). ($R_з$ = 20 Ом)

$l_{т\text{-}опн}$, м	Прорывы мимо тросовой защиты						Обратные перекрытия						Сумма	
	Удары в ВЛ1		Удары в ВЛ2		Сумма		Удары в ВЛ1		Удары в ВЛ2		Сумма			
	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет	$N_{н.в}$, 1/год	$T_{н.в}$, лет
60	0,000030	33800	0,000140	7130	0,000170	5900	0,003047	330	0,000001	1547000	0,003040	330	0,003209	314
85	0,000064	15700	0,000042	24030	0,000105	9500	0,003678	280	0,003644	280	0,007335	140	0,007416	135
120	0,000388	2590	0,000087	11460	0,000475	2110	0,004723	200	0,004527	220	0,009213	110	0,009644	104
150	0,000140	7170	0,000267	3730	0,000406	24600	0,008053	120	0,004469	220	0,012546	80	0,012988	78
230	0,000593	1680	0,000590	0	0,001183	850	0,011649	85	0,010947	90	0,022802	44	0,023726	43

Таблица П33.16

Результаты расчета надежности грозозащиты трансформатора в узле 4 подстанции 500 кВ при варьировании расстояний между трансформатором и защитным аппаратом (узел 14). (R_i = 10 Ом)

$l_{т\text{-}опн}$, м	Прорывы мимо тросовой защиты						Обратные перекрытия						Сумма	
	Удары в ВЛ1		Удары в ВЛ2		Сумма		Удары в ВЛ1		Удары в ВЛ2		Сумма			
	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет
60	0,000023	43070	0,000066	15160	0,000089	11220	0,000001	1375000	0,000001	1675000	0,000013	756000	0,000092	10900
85	0,000051	19410	0,000152	6580	0,000203	4920	0,000001	2902000	0,000001	2311000	0,000001	1283000	0,000204	4900
120	0,000170	5880	0,000084	11890	0,000254	3940	0,000231	4320	0,000242	4140	0,000473	2110	0,000727	1370
150	0,000531	1880	0,000524	1900	0,001054	940	0,000298	3360	0,000304	3290	0,000602	1660	0,001657	610
230	0,000788	1270	0,000789	1270	0,001576	630	0,001513	665	0,001386	720	0,002895	350	0,001577	630

Таблица П33.17

Результаты расчета надежности грозозащиты трансформатора в узле 4 подстанции 500 кВ при варьировании расстояний между трансформатором и защитным аппаратом (узел 14). (R_i = 20 Ом)

$l_{т\text{-}опн}$, м	Прорывы мимо тросовой защиты						Обратные перекрытия						Сумма	
	Удары в ВЛ1		Удары в ВЛ2		Сумма		Удары в ВЛ1		Удары в ВЛ2		Сумма			
	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет	$N_{нв}$, 1/год	$T_{нв}$, лет
60	0,000035	28500	0,000066	15160	0,000101	9890	0,003396	300	0,001428	700	0,004830	200	0,004931	200
85	0,000066	15140	0,000038	26400	0,000104	9610	0,004424	220	0,003452	300	0,007880	130	0,007945	126
120	0,000094	10610	0,000070	14200	0,000164	6080	0,000275	3620	0,004298	240	0,004569	220	0,004749	200
150	0,000270	3700	0,000095	10500	0,000365	2740	0,004673	220	0,004690	204	0,009368	110	0,009693	104
230	0,000183	5470	0,000183	5490	0,000365	2740	0,007837	130	0,009732	100	0,017501	57	0,017817	55

ПЕРЕЧЕНЬ ПРОГРАММ ДЛЯ ПЭВМ ПО РАСЧЕТУ ГРОЗОУПОРНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

1. *Название программы.* Расчет числа грозовых отключений ВЛ 110 кВ и выше с тросом и без троса (расчетные случаи: удар в опору; удар в трос в пролете, прорыв на провод).

Разработчик – НИИПТ.

Язык программирования – СИ.

Характеристика алгоритма. Соответствует методике расчета грозоупорности ВЛ, использованной в "Руководстве по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений" РД 34.35.125-93 (1-ая редакция).

Основу алгоритма составляет расчет перенапряжений на линейной изоляции с учетом электромагнитного поля канала молнии и (определение вероятности перекрытия изоляции через интегрирование области опасных параметров (амплитуды и крутизны тока молнии).

Предусмотрен учет влияния искрообразования в грунте при стекании импульсного тока на изменение сопротивления заземления опор (при наличии данных о конструкции заземлителя и удельном сопротивлении грунта).

Конечные результаты расчета. Удельные показатели на 100 км и 100 грозовых часов и абсолютные для фактической длины и продолжительности гроз в часах по следующим параметрам:

- число ударов молнии в опоры, трос, провода и общее в линию в год;
- число грозовых отключений ВЛ при перекрытии изоляции общее и от ударов в опоры, трос, провода в год;
- распределение числа перекрытий изоляции от ударов в опору и трос по проводам.

Сервисная обработка расчета:

а) предусмотрен контроль правильности ввода исходных данных;

б) вывод сообщения об ошибках при выполнении математических функций;

в) оформление выдачи таблиц с исходными данными и результатами расчета.

Апробация программы. Программа внедрена в энергосистемах: Донбассэнерго, Ленэнерго, Татэнерго и Пермьэнерго. Учтены пожелания пользователей этих энергосистем по оформлению процесса расчета.

Программа использовалась при разработке справочных кривых Приложения 23.

2. *Название программы.* Расчет числа грозовых отключений одновременно двух цепей ВЛ на двухцепных опорах (расчетные случаи: удар в опору, удар в трос в пролете, прорыв на провод).

Разработчик – НИИПТ.

Язык программирования – СИ.

Характеристика алгоритма. Программа разработана на базе алгоритма программы № 1, дополненного расчетом вероятности второго перекрытия на том же воздействующем импульсе. Для этого с момента первого перекрытия изоляции одного из проводов производится изменение схемы для расчета распределения импульсного тока между тросами и опорой, в которой увеличивается число тросов (провод с перекрытой изоляцией начинает выполнять функцию троса), пересчитываются коэффициенты связи и индуктивность тросов. При расчете вероят-

ности второго перекрытия принимается, что импульсная прочность линейной изоляции при воздействии импульса со срезом увеличивается.

Алгоритм программ позволяет рассчитать число первых и вторых перекрытий при различии конструктивных параметров цепей; например: разная фазировка проводов по цепям; неодинаковая импульсная прочность линейной изоляции по цепям и проводам каждой цепи; подвеска на общих опорах ВЛ разного класса номинального напряжения и пр.

Конечные результаты расчета. Дополнительно к информации, выводимой в программе № 1, выводится число грозовых отключений одновременно обеих цепей и общее число грозовых отключений от первых перекрытий изоляции цепи и отключений от вторых перекрытий в результате развития перекрытия изоляции соседней цепи.

Сервисная обработка расчета.

Аналогична программе № 1.

Апробация программы. Программа использовалась при разработке справочных кривых Приложения 23.

3. *Название программы.* Расчет числа грозовых отключений от обратных перекрытий при ударе молнии в опоры ВЛ, проходящих в районах с высоким удельным сопротивлением грунта.

Разработчик – Институт физико- технических проблем энергетики Севера Кольского научного центра РАН.

Язык программирования – Фортран.

Характеристика алгоритма. Методика расчета грозоупорности ВЛ "Руководства по защите электрических сетей 6–1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений" РД 34.35.125-93 дополнена учетом волновых процессов в ближайших к месту удара молнии пролетах ВЛ и в протяженных заземлителях.

Конечные результаты расчета. Объем выводимой информации аналогичен программе № 1.

Сервисная обработка расчета. Аналогична программе № 1.

Апробация программы. Использовалась при расчете грозоупорности ВЛ Колэнерго.

4. *Название программы.*[*)] Расчет дополнительного числа грозовых отключений от волн, набегающих на опоры с ослабленной изоляцией, установленные на трассе ВЛ с деревянными опорами.

Разработчик. – НИИПТ.

Язык программирования – ПЛ-1.

Характеристика алгоритма. Вероятность перекрытия на опоре с ослабленной изоляцией от грозовых волн, набегающих с прилегающих участков ВЛ, рассчитывается с учетом распределения точки удара молнии и деформации волн при распространении по проводам за счет потерь энергии на импульсную корону.

Конечные результаты расчета. Число дополнительных грозовых отключений от волн, набегающих на опоры с ослабленной изоляцией:

- при длине прилегающего участка, равного длине "опасной зоны", при пробеге которой волна с амплитудой, критической для нормального уровня изоляции (на деревянной опоре) затухает до амплитуды, безопасной для ослабленной изоляции;

[*)] Программа реализована на ЭВМ типа ЕС, может быть переведена на ПЭВМ по договору с Заказчиком.

• при фактических длинах прилегающих участков, в том числе меньших длины "опасной зоны" и равных половине расстояния между двумя соседними опорами с ослабленной изоляцией.

Сервисная обработка расчета. Специально не проводилась, может быть выполнена в соответствии с пожеланиями Заказчика при переводе программы на ПЭВМ.

Апробация программы. Методика расчета использовалась при анализе опыта эксплуатации ВЛ 110 кВ на деревянных опорах в Якутскэнерго.

5. *Название программы.* Оценка эффективности тросовой защиты при прорывах молнии на провода с учетом влияния рабочего напряжения на вероятность прорыва.

Разработчик. Существуют отдельные программы ЭНИН, МЭИ, НИИПТ, ВНИИЭ.

Язык программирования – Фортран.

Характеристика алгоритма. Расчет ведется на основе анализа параметров электромагнитного поля в промежутке лидер молнии - заземленный объект и с учетом статистических характеристик разброса разрядных напряжений в системе параллельных промежутков.

Вероятность прорыва может быть рассчитана для произвольного взаимного расположения проводов и тросов, в том числе и при отрицательных углах защиты тросов.

Конечные результаты расчета (версия НИИПТ).

• Число ударов молнии, поражающих:

линию (в сумме тросы и провода);

тросы;

каждый из проводов: общее число прорывов и число прорывов, опасных для изоляции ВЛ.

• Распределение волн грозовых напряжений, возникающих на проводах при прорывах, по амплитуде.

Сервисная обработка программы. Минимально необходимая для разработчиков.

Апробация программы. Программа корректировалась с использованием опыта эксплуатации ВЛ 750 кВ, и апробировалась путем сопоставления эксплуатационных и расчетных показателей грозоупорности зарубежных (США и Канада) ВЛ 750 кВ различного конструктивного исполнения.

Программа использовалась для оценки показателей грозоупорности построенных ВЛ 1150 кВ и для выбора средств грозозащиты ВЛ 1150 кВ повышенной надежности.

6. *Название программы.* Оценка показателей надежности грозозащиты ПС с использованием метода статистических испытаний Монте-Карло.

Разработчик – ВНИИЭ.

Язык программирования – Фортран.

Характеристика алгоритма. С использованием датчика случайных чисел формируются параметры расчетных импульсов: удаленность точки удара молнии от ПС; амплитуда, крутизна и длительность импульса. Необходимое число статистических испытаний определяется значением ожидаемой повторяемости опасных перенапряжений в расчетных точках ПС, которые определяются с использо-

ванием метода бегущих волн и с учетом деформации набегающих волн за счет потерь энергии на импульсную корону.

Конечные результаты расчета. Повторяемость опасных перенапряжений в расчетных точках ПС, включая наиболее ответственное оборудование (трансформаторы и реакторы).

Сервисная обработка программы. Минимальная необходимая для разработчиков.

Апробация программы. Анализ надежности грозозащиты ПС 750 кВ и 1150 кВ.

7. *Название программы.* Статистический метод анализа грозозащиты ПС совместно с ВЛ.

Разработчик - СПбГТУ.

Язык программирования – Фортран.

Характеристика алгоритма. Повторяемость опасных перенапряжений в расчетных точках ПС определяется путем интегрирования трехмерных объемов опасных волн по параметрам: удаленность точки удара молнии, амплитуда и крутизна импульса тока молнии в точке удара. Объемы опасных волн рассчитываются для двух типов поражения ВЛ: ударов в опору с обратным перекрытием линейной изоляции и для прорывов молнии на провода. Перенапряжения на ПС определяются путем расчета переходного процесса в системе ВЛ-ПС, в том числе с учетом отражений волн от каждой опоры по ходу движения волны и от шин ПС. В схему замещения ВЛ вводится динамическая емкость для коронирующего провода и в процессе решения системы нелинейных дифференциальных уравнений многопроводной ВЛ учитывается влияние отраженных волн на величину этой емкости.

Конечные результаты расчета. Повторяемость опасных для изоляции оборудования перенапряжений в расчетных точках ПС от волн, возникающих в результате обратных перекрытий линейной изоляции и от прорывов молнии на провода на ВЛ, примыкающих к шинам ПС.

Сервисная обработка программы. Представление в таблицах полной информации об исходных данных расчета: схеме ПС, ее топологии и схеме замещения, характеристикам защитных аппаратов, конструкции ВЛ на подходе, грозовой деятельности; промежуточных и конечных результатов расчета (см. табл. П33.1–П33.17 Приложения 33).

Апробация программы. Программа использовалась для выбора схем грозозащиты проектируемых ПС в институтах "Энергосетьпроект" (г. Москва) и в "Севзапэнергосетьпроект" (г. Санкт - Петербург).

Оглавление

ЧАСТЬ 1

ЗАЩИТА ОТ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 110–1150 кВ

РАЗДЕЛ 1. Общая характеристика внутренних перенапряжений в электрических сетях 110–1150 кВ

1.1. Введение. Основные определения ... 7

1.2. Резонансные перенапряжения ... 8

1.3. Коммутационные перенапряжения ... 11

1.4. Статистическая природа резонансных и коммутационных перенапряжений ... 12

1.5. Учет статистических распределений внутренних перенапряжений при защите изоляции сетей напряжением 110–1150 кВ ... 13

РАЗДЕЛ 2. Резонансные перенапряжения

2.1. Исходные положения ... 14

2.2. Параметры схем замещения и количественные оценки основных факторов, влияющих на резонансные перенапряжения ... 15

2.3. Вынужденное напряжение переходного процесса перенапряжений частоты 50Гц в симметричном режиме ... 17

2.4. Вынужденное напряжение частоты 50 Гц в несимметричном режиме при однополюсном к.з. ... 18

2.5. Вынужденное напряжение частоты 50 Гц в несимметричном режиме при успешном ОАПВ ... 18

2.6. Защита от перенапряжений в паузе успешного ОАПВ на электропередачах 500 кВ, 750 кВ, 1150 кВ ... 18

2.7. Перенапряжения на частоте 50 Гц в неполнофазных режимах ... 20

2.8. Параметрическое самовозбуждение генераторов, работающих на ненагруженную линию ... 20

2.9. Перенапряжения на четных, частоты $2k\omega$, и нечетных, частоты $(2k+1)\omega$, ультрагармониках при явлениях переходного феррорезонанса ... 22

2.10. Защита от феррорезонансных перенапряжений на частоте 50 Гц, возникающих в электропередачах 220–500 кВ после включения холостых шин с электромагнитными трансфоматорами напряжения ... 24

2.11. Автопараметрическое самовозбуждение ультрагармоник четной кратности частоты 100 Гц и 200 Гц ... 26

РАЗДЕЛ 3. Защита подстанций 110–750 кв с элегазовыми комплектными распределительными устройствами от резонансных, высоко- и низкочастотных коммутационных и грозовых перенапряжений

3.1. Основные подходы 27

3.2. Возможное снижение электрической прочности элегазовой изоляции КРУЭ в процессе его эксплуатации 31

3.3. Технические средства для защиты изоляции КРУЭ и оборудования ПС от перенапряжений 31

3.4. Защита КРУЭ от резонансных перенапряжений 32

3.5. Защита КРУЭ от низкочастотных коммутационных перенапряжений 33

3.6. Грозозащита оборудования ПС и КРУЭ 33

3.7. Защита КРУЭ от высокочастотных коммутационных перенапряжений 34

РАЗДЕЛ 4. Защита продольно- и поперечнокомпенсированных электропередач от коммутационных и грозовых перенапряжений

4.1. Исходные положения 35

4.2. Особенности коммутационных и резонансных при делении частоты, перенапряжений в продольно- и поперечнокомпенсированных электропередачах ... 35

4.3. Защита продольно- и поперечнокомпенсированных электропередач от коммутационных и резонансных перенапряжений 38

ПРИЛОЖЕНИЯ К ЧАСТИ I

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. **Оценка числа воздействий коммутационных перенапряжений на изоляцию электропередачи и токовых нагрузок на резисторы ОПН за год** 42

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. **Методика расчета величины резонансных перенапряжений и оценки эффективности мер защиты от них** 45

2.1. Вынужденное напряжение переходного процесса перенапряжений частоты 50 Гц в симметричном режиме 45

2.2. Вынужденное напряжение частоты 50Гц в несимметричном режиме однополюсного к.з. 50

2.3. Вынужденное напряжение частоты 50 Гц в несимметричном режиме при успешном ОАПВ 52

2.4. Защита от перенапряжений, возникающих в неполнофазных режимах 56

2.5. Методы оценки предельной величины перенапряжений при явлениях переходного феррорезонанса и способы защиты от них 61

2.6. Автопараметрическое самовозбуждение ультрагармоник четной кратности частоты 100 и 200 Гц 63

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. **Номограмма для определения наименьшей из частот собственных колебаний коммутируемой электропередачи** 65

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. **Основные характеристики ОПН, выпускаемых НПО «ЭЛЕКТРОКЕРАМИКА» (табл. П4.1.1 – П4.1.4), «АВВ – УЭТМ» (табл. П4.2.1 – П4.2.5), «ФЕНИКС – 88» (табл. П4.3.1 – П4.3.3), «ТАВРИДА – ЭЛЕКТРИК» (табл. П4.1)** 66

4.1. Электрические характеристики ОПН, выпускаемых НПО «ЭЛЕКТРОКЕРАМИКА» в фарфоровых покрышках 66

4.2. Электрические характеристики ОПН 110-750 кВ, выпускаемых «АВВ-УЭТМ» в фарфоровых покрышках 71

4.3. Электрические характеристики ОПН 110-500 кВ, выпускаемых фирмой «ФЕНИКС-88» в полимерных покрышках 78

4.4. Электрические характеристики ограничителей серии ОПН-У 110-220 кВ, выпускаемых фирмой «ТАВРИДА – ЭЛЕКТРИК» в полимерных покрышках ... 81

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. **Наименьшие допустимые расстояния в свету от токопроводящих частей до различных элементов ОРУ 110–750 кВ и ЗРУ 110–330 кВ, защищенных ОПН с защитным уровнем фаза-земля 1,8** 83

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. **Методика расчета ожидаемого срока службы ОПН 110–1150 кВ** 86

6.1. Исходные положения 86

6.2. Статистические распределения неограниченных перенапряжений в точке установки ОПН 88

6.3. Расчет статистического распределения ресурса, расходуемого резистором ОПН в течение одного года 93

6.4. Определение ожидаемого срока службы ОПН 94

6.5. Программа расчета ожидаемого срока службы ограничителей 110–1150 кВ ... 95

ПРИЛОЖЕНИЕ 7. **Пример выбора системы грозозащиты изоляции питающих КРУЭ блочных трансформаторов (автотрансформаторов)** ... 96

ПРИЛОЖЕНИЕ 8. **Пример расчета ожидаемого срока службы ОПН** 100

8.1. Расчет вынужденного напряжения переходного процесса перенапряжений частоты 50 Гц 100

8.1.1. Исходные данные: 100

8.1.2. Расчет вынужденного напряжения переходного процесса в симметричном режиме 101

8.1.3. Расчет вынужденного напряжения переходного процесса в несимметричном режиме 102

8.1.4. Расчет вынужденного напряжения частоты 50 Гц в несимметричном режиме при успешном ОАПВ 103

8.2. Расчет ожидаемого срока службы ОПН 750 кВ 104

8.2.1. Расчет статистического распределения амплитуд неограниченных перенапряжений в точке установки ограничителя 104

8.2.2. Расчет статистического распределения ресурса, расходуемого резистором ОПН в течение одного года 106

ПРИЛОЖЕНИЕ 9. **Рекомендуемые МЭК испытательные напряжения элегазовых КРУ и встраиваемого в них оборудования** 108

ЧАСТЬ 2

ЗАЩИТА ОТ ВНУТРЕННИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 6–35 кВ

РАЗДЕЛ 5. Защита от внутренних перенапряжений сетей 6–35 кВ

5.1. Исходные положения 110

5.2. Компенсация емкостного тока на землю 112

5.3. Защита от дуговых перенапряжений в сетях 6–35 кВ 112

5.4. Система защиты от однофазных замыканий и перенапряжений в сети собственных нужд с резистивным заземлением нейтрали и двумя типами ОПН 113

5.5. Защита от повреждений трансформаторов напряжения 6–35 кВ контроля изоляции 115

5.6. Защита от перенапряжений установок с вакуумными выключателями ... 115

5.7. Защита неиспользуемых обмоток трансформаторов 117

ПРИЛОЖЕНИЯ К ЧАСТИ 2

ПРИЛОЖЕНИЕ 10. **Допустимые кратности внутренних перенапряжений** ... 120

ПРИЛОЖЕНИЕ 11. **Антирезонансные трансформаторы напряжения** 121

ПРИЛОЖЕНИЕ 12. **Пример выбора параметров *RC*-цепочки** 122

ЧАСТЬ 3

ГРОЗОЗАЩИТА ЛИНИЙ И ПОДСТАНЦИЙ 6–1150 кВ

Раздел 6. Основные характеристики разряда молнии в расчетах грозозащиты

6.1. Краткие сведения о механизме разряда молнии 131

6.2. Количественные характеристики разряда молнии 133

6.3. Интенсивность грозовой деятельности 139

6.4. Грозопоражаемость воздушных линий 144

Раздел 7. Показатели грозоупорности и средства грозозащиты воздушных линий

7.1. Влияние конструктивных параметров ВЛ на показатели ее грозоупорности . 145

7.2. Влияние природно-климатических условий и особенностей трассы на показатели грозоупорности ВЛ 147

7.3. Эксплуатационные показатели грозоупорности ВЛ 110–750 кВ 148

7.4. Средства грозозащиты воздушных линий 148

Раздел 8. Выбор средств грозозащиты вл 110 кв и выше

8.1. Оценка грозоупорности ВЛ 110–750 кВ по справочным кривым 151

8.2. Критерии выбора средств грозозащиты ВЛ 110 кВ и выше 154
8.3. Допустимое число грозовых отключений ВЛ и выбор средств грозозащиты по критерию коммутационного ресурса линейных выключателей 155
8.4. Определение области рационального использования унифицированных и типовых опор для ВЛ 110-330 кВ различных категорий по грозозащите.... 157

Раздел 9. Защита станций и подстанций 6-1150 кВ от грозовых перенапряжений

9.1. Общие положения 159
9.2. Защита станций и подстанций от прямых ударов молнии 159
9.3. Защита станций и подстанций от набегающих грозовых волн 162
9.4. Средства защиты РУ от набегающих грозовых волн 163
9.5. Координация импульсной прочности изоляции подстанционного оборудования с защитными характеристиками ОПН 164
9.6. Определение максимальной длины защитного подхода (опасной зоны).. 167
9.7. Показатели надежности грозозащиты РУ станций и подстанций от набегающих волн 168

ПРИЛОЖЕНИЯ К ЧАСТИ 3

ПРИЛОЖЕНИЕ 13. **Исходные данные для расчета грозоупорности ВЛ 110 кВ и выше** 171
ПРИЛОЖЕНИЕ 14. **Разрядные характеристики линейной изоляции** 174
ПРИЛОЖЕНИЕ 15. **Расчет стационарного и импульсного сопротивления заземления опор ВЛ** 177
15.1. Электрофизические характеристики грунта 177
15.2. Определение эквивалентного удельного сопротивления неоднородного грунта 179
15.3. Стационарное сопротивление заземления одиночных искусственных заземлителей в однородном грунте 180
15.4. Расчет сопротивления заземления различных конструкций заземляющих устройств опор ВЛ 183
15.5. Расчет импульсного сопротивления заземления опор ВЛ 186
15.6. Справочные данные для расчета сопротивления заземления (R_- и $R_и$) типовых заземляющих устройств унифицированных опор ВЛ 110–500 кВ 189
ПРИЛОЖЕНИЕ 16. **Расчетные параметры воздушной линии** 195
ПРИЛОЖЕНИЕ 17. **Расчет числа грозовых отключений ВЛ 110 кВ и более высокого напряжения с тросом** 202
ПРИЛОЖЕНИЕ 18. **Расчет числа грозовых отключений линий без троса на металлических и железобетонных опорах** 211
ПРИЛОЖЕНИЕ 19. **Расчет числа грозовых отключений воздушной линии без троса на деревянных опорах** 212
ПРИЛОЖЕНИЕ 20. **Грозозащита больших переходов** 217

ПРИЛОЖЕНИЕ 21. Расчет числа грозовых отключений воздушных линий, проходящих по трассе с высоким удельным сопротивлением грунта 222
ПРИЛОЖЕНИЕ 22. Грозозащита воздушных линий 6–35 кВ 224
22.1. Методика расчета числа грозовых отключений ВЛ 6–35 кВ 224
22.2. Мероприятия по повышению грозоупорности ВЛ 6–35 кВ 228
ПРИЛОЖЕНИЕ 23. Справочные кривые по ожидаемому удельному числу грозовых отключений ВЛ 110-750 кВ на унифицированных и типовых опорах 230
ПРИЛОЖЕНИЕ 24. Анализ показателей грозоупорности и средств грозозащиты ВЛ 110–750 кВ различного конструктивного исполнения 263
ПРИЛОЖЕНИЕ 25. Влияние искрообразования в грунте при стекании тока молнии на показатели грозоупорности ВЛ 110-330 кВ ... 273
ПРИЛОЖЕНИЕ 26. Справочные таблицы: допустимое число грозовых отключений ВЛ 110–330 кВ и предельное значение сопротивления заземления опор (по критерию коммутационного ресурса линейных выключателей) 277
ПРИЛОЖЕНИЕ 27. Справочные таблицы: области рационального использования унифицированных и типовых опор для ВЛ 110-330 кВ категорий А и Б по грозозащите 286
ПРИЛОЖЕНИЕ 28. Учет реальных условий эксплуатации при оценке допустимого по коммутационному ресурсу выключателя числа отключений тока короткого замыкания 296
ПРИЛОЖЕНИЕ 29. Зоны защиты молниеотводов 303
ПРИЛОЖЕНИЕ 30. Методика и примеры составления схем замещения для расчета грозозащиты ПС 110-1150 кВ 309
ПРИЛОЖЕНИЕ 31. Деформация грозовых импульсов при распространении по проводам на подходах к РУ 322
ПРИЛОЖЕНИЕ 32. Оценка показателей надежности грозозащиты ПС с использованием метода статистических испытаний Монте-Карло 324
32.1. Исходные положения 324
32.2. Оценка импульсной прочности изоляции при реальных грозовых воздействиях 324
32.3. Алгоритм программы расчета 325
32.4. Пример расчета грозозащиты ПС 327
ПРИЛОЖЕНИЕ 33. Статистический метод анализа грозозащиты ПС совместно с ВЛ 330
33.1. Исходные положения 330
33.2. Алгоритм программы расчета 331
33.3. Пример расчета грозозащиты подстанции 336
[illegible] Перечень программ для ПЭВМ по расчету грозоупорности воздушных линий и подстанций 344

gost.e-ecolog.ru

Отпечатано в типографии «САВОЖ». Тираж 4000 экз.