

Д.т.н., профессор
Ф.Х.Халилов

**Классификация перенапряжений.
Внутренние перенапряжения**

Санкт-Петербург
2013

Халилов Ф.Х. Классификация перенапряжений. Внутренние перенапряжения. Учебное пособие. Издание НОУ “Центр подготовки кадров энергетики”, Санкт-Петербург, 2012.

В настоящем учебном пособии классифицированы внешние и внутренние перенапряжения. Подробно изложены вопросы квазистационарных и коммутационных перенапряжений.

Учебное пособие предназначено для слушателей групп повышения квалификации по курсу “Перенапряжения в электроэнергетике и координация изоляции”, а также для студентов электроэнергетических специальностей ВУЗов.

Учебное пособие рассмотрено и одобрено на заседании кафедры “Оперативно-диспетчерское управление энергосистемами”.

Научный редактор д.т.н., профессор Меркурьев Г.В.

Оглавление

	стр
Введение	4
1. Классификация и нормативная база перенапряжений	5
1.1. Классификация перенапряжений.....	5
1.2. Задачи координации изоляции.....	7
1.3. Нормативная база при анализе перенапряжений.....	12
2. Внешние перенапряжения	17
2.1. Классификация внешних перенапряжений.....	17
2.2. Характеристики параметров молнии.....	18
2.3. Перенапряжения при магнитных бурях.....	21
2.4. Перенапряжения при ядерных взрывах.....	21
3. Внутренние перенапряжения	23
3.1. Стационарные перенапряжения.....	23
3.2. Квазистационарные перенапряжения.....	23
3.3. Коммутационные перенапряжения.....	25
4. Квазистационарные перенапряжения	27
4.1. Перенапряжения вследствие емкостного эффекта линий электропередач.....	27
4.2. Резонансное смещение нейтрали в сетях 3-35 кВ.....	33
4.3. Феррорезонансные перенапряжения.....	33
5. Коммутационные перенапряжения	44
5.1. Перенапряжения при плановых включениях линии.....	44
5.2. Перенапряжения при отключении ненагруженных линий....	53
5.3. Особенности перенапряжений при коммутации линии в блоке с трансформатором.....	56
5.4. Автоматическое повторное включение линий.....	57
5.5. Перенапряжения при отключении линий с коротким замыканием.....	60
5.6. Перенапряжения при отключениях реакторов, трансформаторов и электрических машин.....	62
5.7. Перенапряжения при срезе тока в дугогасящем реакторе....	70
5.8. Перенапряжения при коммутациях высоковольтных электродвигателей.....	72
5.9. Дуговые перенапряжения в сетях 3-35 кВ.....	73
5.10. Статистические характеристики коммутационных перенапряжений.....	78

Введение

При эксплуатации на изоляцию электрооборудования и линий влияет ряд факторов: длительное рабочее напряжение, кратковременные перенапряжения, температура и температурные колебания, воздействие влаги и механических усилий и др. Перенапряжения, возникающие в электрических системах, являются одним из факторов, существенно влияющих на надежность электроустановок. Несмотря на кратковременность воздействия, перенапряжения характеризуются высокой кратностью по отношению к длительному рабочему напряжению, воздействием на все электрически связанные элементы системы независимо от места возникновения, существенным усилением процессов возникновения и развития дефектов, не связанных с перенапряжениями, ускорением старения конструктивных узлов.

Важнейшим элементом любого электрооборудования и любой линии является изоляция, которая во многом определяет безопасность эксплуатации, подходы к организации защиты от перенапряжений. Последние годы в изоляционных конструкциях и электроустановках в целом появилось много инновационных изменений. В классе напряжения до 1000 В при разработках и проектировании все больше ставятся не только проблемы безопасности и электромагнитной совместимости, но и задачи повышения эффективности, что приводит к снижению запасов электрической прочности и необходимости принять дополнительные меры для защиты от перенапряжений и обеспечения безопасности. В сетях до 35 кВ в качестве коммутационных аппаратов применяются вакуумные выключатели. Специфические свойства вакуума как дугогасящей среды вносят свои особенности в переходные процессы, требующие научного осмысления. В классе напряжения 110 кВ и выше неуклонно занимают позиции электрические аппараты и распределительные устройства элегазового исполнения, когда координация изоляции с эксплуатационными воздействиями, защита от перенапряжений должны учитывать, кроме основных изоляционных конструкций относительно земли еще, и особенности межконтактной изоляции коммутационных аппаратов, влияние соседних фаз. Новые решения в изоляции трансформаторов, генераторов, двигателей, синхронных компенсаторов, шунтирующих, дугогасящих, фильтрующих, токоограничивающих реакторов требуют учета перенапряжений, воздействующих на изоляцию между витками, слоями и катушками одной фазы. Переосмысление и более точное понимание процессов, совершенствование технических средств позволяют с более высокой эффективностью организовать защиту от перенапряжений.

Перечисленные проблемы недостаточно освещены в ранее изданных монографиях и учебных пособиях. Настоящая брошюра посвящена анализу как традиционных, так и новых проблем анализа и обоснования технологий защиты от перенапряжений.

1. Классификация и нормативная база перенапряжений

1.1. Классификация перенапряжений.

Как отмечалось выше, при эксплуатации на изоляцию линий, подстанций и высоковольтных электрических машин, наряду с длительным рабочим напряжением воздействуют кратковременные перенапряжения. Всякое превышение мгновенным значением напряжения амплитуды наибольшего рабочего напряжения будем называть перенапряжением.

При проектировании электрической сети и управлении режимами ее работы стремятся удержать колебания напряжения в границах, определенных действующими нормами. ГОСТ 1516.3-96 устанавливает величину наибольшего напряжения электрооборудования, совпадающую с верхним пределом длительно допустимого напряжения в электрической сети. Величины наибольших рабочих напряжений для сети с разным номинальным напряжением $U_{ном}$ приведены в табл.1.1.

Таблица 1.1.

Номинальные и наибольшие рабочие напряжения электрических сетей

Номинальное напряжение сети, $U_{ном}$ кВ	3	6	10	20	35	110	150	220	330	500	750	1150
Наибольшее линейное напряжение сети, кВ	1,2 $U_{ном}$				1,15 $U_{ном}$				1,1 $U_{ном}$	1,05 $U_{ном}$		
	3,6	7,2	12	24	40,5	126	172	252	363	525	787	1200
Наибольшее фазное напряжение сети, кВ	2,1 (3,6)	4,2 (7,2)	7 (12)	14 (24)	23,4 (40,5)	72,8	100	146	210	304	455	695
Нейтраль	Изолированная или заземленная через дугогасящий реактор					Заземленная						

Примечание: В скобках приведено допустимое в течение ограниченного времени фазное напряжение при однофазных замыканиях на землю.

Нежелательные эффекты могут возникать также в других системах, находящихся в зоне действия электромагнитных полей сетей высокого напряжения в установившихся и переходных режимах. Совокупность этих эффектов составляет экологическое влияние на биосферу (людей, фауну, флору), а также мешающее и опасное влияние на техносферу (устройства проводной и радиосвязи, телемеханические устройства, счетно-решающую электронную технику, низковольтные сети электроснабжения и т.п.). Именно эти влияния определяют условия электромагнитной совместимости функционирования электрических сетей и других систем. И, наконец, к той же проблеме электромагнитной совместимости относится совместимость подсистем самой электроэнергетики. Возникновение перенапряжений в сети и системе может привести к нарушению электромагнитной совместимости между объектами высокого и низкого напряжения. Последние, обычно “обслуживают” объекты высокого напряжения.

Основными характеристиками перенапряжений являются кратность, повторяемость, форма кривой и ширина охвата сети.

Кратность – отношение максимального значения напряжения U_{\max} к амплитуде наибольшего рабочего напряжения на данной изоляционной конструкции $\sqrt{2} U_{\text{н.р}}$ (рис.1.1): $K = U_{\max} / \sqrt{2} U_{\text{н.р}}$. Однако, при измерениях или расчетах для определения кратности U_{\max} обычно относят не к величине $\sqrt{2} U_{\text{н.р}}$, а к фактической амплитуде рабочего напряжения, имеющего место непосредственно перед появлением перенапряжения или установившегося после него. Такое определение K не противоречит данному выше определению, поскольку предполагается, что величина U_{\max} пропорционально рабочему напряжению, и при повышении напряжения до наибольшего рабочего напряжения величина кратности не изменяется.

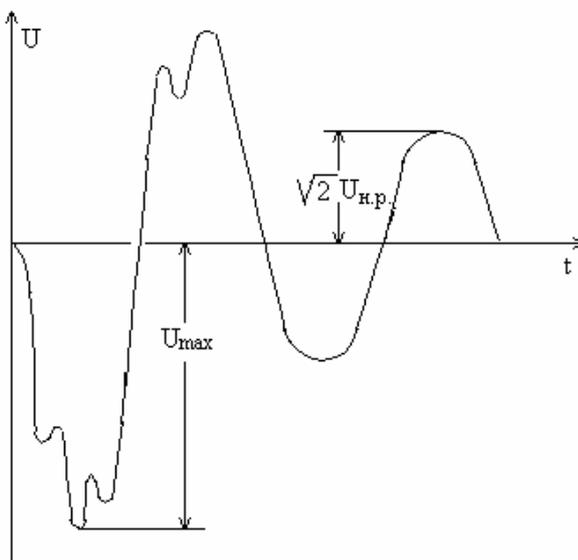


Рис.1.1. Осциллограмма перенапряжений.

Повторяемость определяется ожидаемым числом случаев возникновения перенапряжений за данный промежуток времени, например, в год.

Форма кривой перенапряжения обуславливается длиной фронта, длительностью, числом импульсов и временем существования данного перенапряжения.

Ширина охвата сети – число изоляционных конструкций, на которое одновременно воздействует данное перенапряжение.

Все перечисленные параметры перенапряжений, как правило, случайны и обладают статистическими характеристиками.

В зависимости от места приложения можно выделить различные виды перенапряжений: фазные, междуфазные, внутрифазные, между контактами.

Наиболее практическое значение имеют фазные перенапряжения. Они действуют на изоляцию токоведущих частей электрооборудования от земли или заземленных конструкций. К этой изоляции нормально приложено фазное напряжение. Однако в сетях с изолированной нейтралью следует

учитывать, что в процессе поиска места замыкания на землю (длительностью от минут до нескольких часов) к фазной изоляции может быть приложено линейное напряжение.

Междуфазные перенапряжения рассматриваются при выборе междуфазной изоляции, например, расстояний между проводами разных фаз на линиях и подстанциях, обмотками различных фаз трансформаторов, машин, реакторов. Рабочим напряжением для этих видов изоляции является линейное напряжение.

Внутрифазные перенапряжения возникают между различными токоведущими элементами одной и той же фазы, например, между соседними витками или катушками обмотки трансформатора, а также между нейтралью и землей.

Перенапряжения между контактами коммутирующих аппаратов возникают в процессе отключения участка сети или при несинхронной работе двух участков сети.

В зависимости от причины “генерирования” различают две группы перенапряжений: внешние, которые возникают при ударах молнии и воздействиях других, внешних по отношению к рассматриваемой сети источников энергии, и внутренние, которые развиваются за счет энергии подключенных к сети генераторов или реактивных элементов (L, C), а также вследствие различных резонансных процессов, аварий и коммутаций элементов сети, в том числе и повторных зажиганий электрической дуги.

1.2. Задачи координации изоляции.

Под термином “Координация изоляции любого электрооборудования и линий” понимается согласование характеристик изоляции, электрических (рабочего напряжения, грозовых и внутренних перенапряжений) и неэлектрических воздействий (температуры, влажности, загрязнения, давления, механических нагрузок и др.), защитных аппаратов, таким образом, чтобы приведенные годовые затраты были минимальными.

При координации изоляции должны быть обеспечены:

- требуемые электрические параметры оборудования;
- требуемый ресурс (срок службы) при рабочем напряжении;
- достаточная электрическая прочность при воздействии грозовых и внутренних перенапряжений;
- достаточная механическая прочность при всех возможных рабочих и аварийных нагрузках;
- требуемая надежность;
- минимальная стоимость;
- в ряде случаев минимальные размеры и масса;
- технологичность изготовления изоляции и всего оборудования в целом;
- простота ремонта (ремонтпригодность);
- безопасность обслуживания;

- экологическая безопасность.

При изготовлении изоляции не следует иметь излишне дорогие и чрезмерно надежные конструкции, которые технически устаревают, не выработав своего ресурса. Не следует стремиться также к чрезмерно дешевым и сравнительно ненадежным изоляционным конструкциям. Это может привести к большой аварийности и серьезным последствиям. Выбор того или иного варианта должен производиться, как отмечалось, технико-экономическими расчетами, включающими капитальные затраты, издержки и ущербы от выхода изоляционной конструкции из строя.

При координации изоляции по перенапряжениям наиболее важное значение имеет правильное определение амплитуды перенапряжений при грозовых воздействиях ($U_{\text{возд. гроз}}$) и внутренних перенапряжениях ($U_{\text{возд. вп}}$).

Из элементов электрических сетей наиболее сложно координировать изоляцию электрооборудования. Если на последнее приходит грозовая волна и оно защищено вентильными разрядниками или нелинейными ограничителями перенапряжений, то напряжение на изоляции электрооборудования будет иметь величину

$$U_{\text{возд.гроз.}} = U_{\text{ост}} + \Delta U,$$

где $U_{\text{ост}}$ – остающееся напряжение на рабочих сопротивлениях (варисторах) защитных аппаратов при токе координации;

ΔU – превышение напряжения на защищаемой изоляции по сравнению с остающимся напряжением защитного аппарата, причем $\Delta U \approx 2a\ell/c \approx \approx K_{\Delta} U_{\text{ост}}$, где a – крутизна набегающей волны; c – скорость света; ℓ – расстояние между защищаемым оборудованием и защитным аппаратом.

Поэтому

$$U_{\text{возд. гроз.}} = U_{\text{ост}} + K_{\Delta} \cdot U_{\text{ост}} = U_{\text{ост}} (1 + K_{\Delta}) = K_{\text{гроз}} \cdot U_{\text{ост}},$$

где $K_{\text{гроз}}$ – коэффициент, учитывающий перепад напряжений между защитным аппаратом и защищаемым объектом.

При координации изоляции в качестве $U_{\text{ост}}$ принимается остающееся напряжение при импульсных токах через защитный аппарат, равных 5 кА – в сетях до 220 кВ, 10 кА – в сетях 330 кВ и выше. Поэтому в первом приближении для коэффициента $K_{\text{гроз}}$ в среднем получается величина $K_{\text{гроз}} = 1,2$ для силовых трансформаторов (защитные аппараты максимально приближаются к силовым трансформаторам) и $K_{\text{гроз}} = 1,3 \div 1,4$ для остального электрооборудования. При этом считается, что крутизна a набегающих волн надлежащим образом ограничена на подходе ВЛ к подстанциям.

Характеристики внутренних перенапряжений зависят от вида коммутации, характеристик коммутационных аппаратов, начальной фазы тока или напряжения, мощности питающей сети, количества линий, отходящих от шин питающей подстанции, режима работы нейтрали сети и др. Из-за случайности перечисленных факторов случайны также основные характеристики перенапряжений: их форма и амплитуда.

Для сетей сверхвысокого и ультравысокого классов напряжения

экономически целесообразным является глубокое ограничение внутренних перенапряжений. С этой целью применяются нелинейные ограничители перенапряжений и при координации изоляции применяется термин “Расчетная кратность внутренних перенапряжений $K_{пр}$ ” с ОПН и при их отсутствии (таблица 1.2). При этом расчетное напряжение, воздействующее на изоляцию при коммутационных перенапряжениях, должно определяться по формуле

$$U_{воздком.м} = K_{пр} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{раб.ф.наиб} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}} K_{пр} \cdot U_{ном} \cdot K_p.$$

Координация изоляции устанавливает и поддерживает в эксплуатации необходимое согласование между электрической прочностью изоляции и воздействующими на нее напряжениями. При этом, как отмечалось выше, может быть допущена некоторая достаточно малая с точки зрения практики, экономически оправданная вероятность повреждения изоляции или перерывов в электроснабжении потребителей.

Таблица 1.2
Расчетная кратность внутренних перенапряжений.

$U_{ном}$, кВ	110	150	220	300	500	750	1150
$K_{пр}$ при отсутствии ОПН	3,2	3,0	3,0	2,7	2,5	2,1	1,8
$K_{пр}$ при наличии ОПН	2,3÷2,5	2,2÷2,4	2,2	2,2	2,2	2,0	1,7÷1,8

Различен подход к координации изоляции электрооборудования и изоляции линий. Это вызвано двумя обстоятельствами:

- линии, главным образом имеют самовосстанавливающуюся изоляцию, в то же время электрооборудование подстанций имеет несамовосстанавливающуюся изоляцию;
- технические и экономические последствия от повреждений изоляции подстанций и линий значительно отличаются друг от друга.

Координация изоляции производится при различных электрических воздействиях: при рабочем напряжении, при грозовых и внутренних перенапряжениях.

Координация изоляции линий электропередач.

Выбор линейной изоляции при рабочем напряжении допускает весьма малое среднее число перекрытий внешней изоляции воздушных промежутков и линейных изоляторов в течении допустимого срока службы по условиям пробоя твердого изоляционного материала изолятора (фарфор, стекло, стеклопластик). При этом должны быть учтены загрязнение и увлажнение внешней изоляции, и старение твердой изоляции изоляторов под воздействием электромеханической нагрузки.

Координация изоляции при длительных квазистационарных перенапряжениях предусматривает такое сочетание характеристик изоляции и защитных устройств, при которых обеспечивается достаточно малая

вероятность перекрытия внешней изоляции с учетом влияния загрязнения и увлажнения на ее электрическую прочность.

Координация изоляции при коммутационных перенапряжениях в целом должна выполняться на основании ТЭО. Однако в качестве первого приближения допускают, например, что среднее число перекрытий изоляции линий типовой длины примерно равно 1 раз в течение 10 лет.

При учете статистических характеристик внутренних перенапряжений координация изоляции линий производится следующим образом. Если известны функции распределения кратности перенапряжений $F(K)$ и соответственно амплитуды перенапряжений $F(U_{\max})$ и плотность распределения последней $f(U_{\max})$, то среднее число перекрытий $N_{\text{пер}}$ в течение года при воздействии N_n перенапряжений в год равно

$$N_{\text{пер}} = N_n \int_{U_{\text{раб.наиб.}}}^{\infty} f(U_{\max}) \cdot P_{\text{и.к.}}(U_{\max}) \cdot dU_{\max}, \quad (1.1)$$

где $P_{\text{и.к.}}(U_{\max})$ – вероятность пробоя (перекрытия) изоляционной конструкции при воздействии напряжения с амплитудой U_{\max} .

Средний срок, в течение которого следует ожидать одно перекрытие или один пробой изоляционной конструкции линии

$$T \approx 1/N_{\text{пер}}.$$

На рис. 1.2 приведена вероятность пробоя изоляционной конструкции $P_{\text{и.к.}}$ в зависимости от $(U-U_{0,5;1})/\sigma_1$, где $U_{0,5;1}$ – 50% -ное пробивное разрядное напряжение для единичного изоляционного элемента; σ_1 – среднеквадратичное отклонение пробивного разрядного напряжения для единичного элемента. Как видно из этого рисунка, для внешней изоляции при большом числе m элементов среднеквадратичное отклонение разрядных напряжений составляет менее 3÷5% от $U_{0,5;m}$. Поэтому в (2.1) $P_{\text{и.к.}}(U_{\max})$ можно заменить скачкообразной функцией вида

$$P_{\text{и.к.}}(U_{\max}) \approx \begin{cases} 0 & \text{при } U_{\max} < U_{0,5;m} \\ 1 & \text{при } U_{\max} \geq U_{0,5;m} \end{cases}$$

и (1.1) приобретает вид

$$N_{\text{пер}} = N_n \int_{U_{0,5;m}}^{\infty} f(U_{\max}) dU_{\max}. \quad (1.2)$$

Таким образом, ожидаемое число перекрытий изоляции линии из m элементов равно среднему за год числу перенапряжений с амплитудой $U_{\max} \geq U_{0,5;m}$.

Если известна плотность распределения кратности (амплитуды) перенапряжений, приняв по (1.2), например, $T=10$ лет, можно из (1.2), соответствующее этому условию значение $U_{0,5;m}$ из кривых рис. 1.2 найти – 50%-ное разрядное напряжение одиночного элемента изоляционной конструкции $U_{0,5;1}$, необходимое для обеспечения заданной надежности изоляции линии.

Координация изоляции подстанций

Методика координации внешней изоляции (воздушных промежутков, подвесных и опорных изоляторов) подстанций при рабочем напряжении и перенапряжениях такая же, что и для линий. Так как здесь возможные перекрытия могут привести к более тяжелым последствиям, показатель надежности должен быть значительно выше, чем показатель для линий (например, 1 отказ в 50÷100 лет).

При координации изоляции подстанций реализация статистического технико-экономического подхода затруднена в связи отсутствия надежных данных об электрической прочности *несамовосстанавливающейся* изоляции, непрерывно стареющей в эксплуатации.

Координация внутренней изоляции электрооборудования при рабочем напряжении предполагает такой выбор напряженностей, при котором обеспечивается срок ее службы с учетом старения изоляции в эксплуатации.

Координация изоляции электрооборудования при внутренних перенапряжениях в настоящее время заключается в выборе обоснованных значений одноминутного испытательного напряжения промышленной частоты $U_{50\text{Гц},1\text{мин.}}$, испытательного напряжения коммутационным импульсом $U_{\text{исп.комм.}}$. Для внешней изоляции, кроме того, необходимо выбрать выдерживаемое при плавном подъеме напряжение в сухом состоянии $U_{\text{выд. с}}$ и под дождем $U_{\text{выд. м.}}$.

Использование активных аппаратных средств принудительного ограничения коммутационных перенапряжений может привести к тому, что значение $U_{50\text{Гц},1\text{мин.}}$ может оказаться слишком низким, не обеспечивающим надежной работы внутренней изоляции при рабочем напряжении. По этой причине, для некоторых типов оборудования предусматривается испытание повышенным напряжением (1,3÷1,6) $U_{\text{ф.ном}}$ в течение 30÷60 минут с измерением характеристик частичных разрядов в процессе испытания.

Одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты определяется в основном величиной $U_{\text{возд. комм}}$

$$U_{50\text{ Гц},1\text{ мин.}} = \frac{U_{\text{возд.комм.}}}{\sqrt{2} K_{\text{и.к}} \cdot K_{\text{к}}},$$

где $K_{\text{и.к}}$ – коэффициент импульса при воздействии коммутационных перенапряжений ($K_{\text{и.к}} \approx 1,35$);

$K_{\text{к}}$ – коэффициент, учитывающий кумулятивный эффект и старение изоляции в процессе эксплуатации ($K_{\text{к}} \approx 0,85\div 0,9$).

Испытательное напряжение коммутационным импульсом определяется также, исходя из расчетных значений коммутационных воздействий

$$U_{\text{исп.комм.}} = \frac{U_{\text{возд.комм.}}}{K_{\text{к}}}.$$

Координация изоляции электрооборудования при грозовых перенапряжениях заключается в выборе импульсных испытательных напряжений изоляции с учетом характеристик защитных аппаратов (ЗА), расстояния между ЗА и оборудованием, длины защищенного подхода ВЛ к подстанции.

Импульсное испытательное напряжений полным грозовым импульсом 1,2/50 мкс определяется расчетными значениями $U_{\text{возд. гроз.}}$ по формуле

$$U_{\text{исп. гроз.}} = U_{\text{возд. гроз.}} / K_k.$$

При импульсных испытаниях трансформаторов необходимо учитывать их возбуждение (нахождение под напряжением). Если испытания проводятся без возбуждения рабочего напряжения, то $U_{\text{исп. гроз.}}$ равно

$$U_{\text{исп.гроз.}} = \frac{U_{\text{возд.гроз.}}}{K_k} + \frac{U_{\text{ном.}}}{2},$$

где $U_{\text{ном.}} / 2$ – поправка, учитывающая рабочее напряжение трансформатора при противоположных полярностях грозового импульса и рабочего напряжения.

Испытательное напряжение срезанным импульсом (при времени среза 2÷3 мкс) принимается на 10÷25 % больше амплитуды полного импульса

$$U_{\text{исп. с. и}} = (1,1 \div 1,25) U_{\text{исп. гроз.}}$$

В рекомендациях МЭК приводятся значения $U_{\text{исп. гроз.}}$, несколько отличающиеся от наших значений. Так, по данным первой $U_{\text{доп. гроз.}} = (1,1 \div 1,25) U_{\text{ост.}}$

$$U_{\text{исп. гроз.}} = 1,2 \cdot U_{\text{доп. гроз.}}$$

Уровень изоляции при коммутационных перенапряжениях по МЭК определяется по $U_{\text{доп. гроз.}}$ с коэффициентом приведения $U_{\text{пр}} = 0,8$.

Приблизительно в семидесятые годы XX века в работах НИИПТ был введен термин “приведение изоляции к норме”. Было показано, что целесообразной является координация изоляции, предусматривающая такие меры ограничения внутренних и грозовых перенапряжений, при которых основные габаритные данные изоляции, выбранные по условию надежной работы при рабочем напряжении, будут также обеспечивать надежную работу при воздействии перенапряжений.

1.3. Нормативная база при анализе перенапряжений.

Основной нормативной базой при анализе перенапряжений служат:

- Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей;
- Правила устройства электроустановок;
- Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений.

Кроме того, при анализе перенапряжений руководствуются рядом норм по требованиям к электрической прочности изоляции, на вентильные разрядники и трубчатые разрядники, и международных стандартов, например, стандарт на ограничители перенапряжений.

По требованиям перечисленных директивных документов на электростанциях, линиях, подстанциях и электрических сетях промышленных предприятий должны быть схемы, меры и средства защиты от перенапряжений. Кроме того, должны быть сведения о наиболее поражаемых молнией участках воздушных линий, об участках с плохо

проводящими грунтами, о загрязняемой изоляции, о пересечениях линий электропередачи между собой, с линиями связи, радиотрансляции и автоблокировочными линиями железных дорог.

Требования к защитным средствам формируются на основании соответствующих национальных и международных стандартов. В ряде случаев на стадии разработки для организации грозозащиты и защиты от внутренних перенапряжений ориентируются на технические условия заводов-изготовителей, утвержденные соответствующими министерствами и ведомствами.

Основные требования к заземляющим устройствам определяются ПУЭ.

Заземление является одним из основных средств, обеспечивающих электромагнитную совместимость электроэнергетики с техносферой и биосферой. Оно должно удовлетворять требованиям обеспечения безопасности людей и животных, защиты силовых и слаботочных электроустановок, а также обеспечения эксплуатационных режимов работы и грозозащиты.

По своему назначению заземления условно можно подразделить три основных типа (рис.1.3).

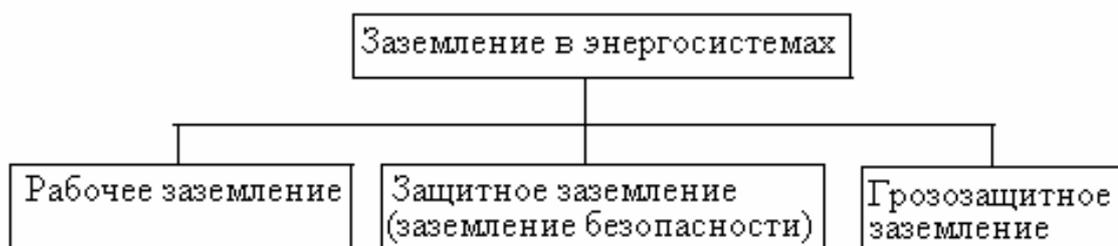


Рис. 1.3

Рабочее заземление обеспечивает необходимое для работы электроустановки распределение напряжений и токов в нормальных и аварийных режимах работы сети. К такому заземлению относятся заземления нейтралей силовых трансформаторов, автотрансформаторов и генераторов, заземления шунтирующих и дугогасящих реакторов, измерительных трансформаторов напряжения. В системе *два проводника-земля* (ДПЗ), питающих в отдельных случаях потребители небольшой мощности, применяют заземление одной из фаз.

Металлические и другие проводящие части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, могут оказаться кратковременно или длительно под напряжением вследствие нарушения изоляции. Прикосновение человека к таким частям может привести к поражению его электрическим током. Опасность поражения человека электрическим током может быть обусловлена также стеканием электрического тока, с какой-либо части электроустановки в землю и протеканием электрического тока в земле при повреждении изоляции. Одной из мер защиты от поражения человека электрическим током является *защитное заземление (заземление безопасности)*, то есть преднамеренное

соединение частей электроустановки, нормально не находящихся под напряжением, с *заземляющим устройством*.

В установках связи, телевидения и телеуправления защитное заземление снижает опасные и мешающие влияния электромагнитных полей линий электропередачи на слаботочные цепи.

Грозозащитные заземления предназначены для защиты от внешних перенапряжений и влияний. Заземление трубчатых и вентильных разрядников, нелинейных ограничителей перенапряжений, молниеотводов, грозозащитных тросов на опорах линии электропередач уменьшает грозовые перенапряжения и опасные влияния и способствует уменьшению вероятности перекрытия изоляции при грозовых разрядах.

При строительстве линий электропередач и электроустановок различного назначения функции рабочего заземления, заземления безопасности и грозозащитного заземления зачастую возлагают на общее заземляющее устройство.

Уменьшение сопротивления заземления достигается увеличением количества горизонтальных и вертикальных металлических элементов, закладываемых в грунт, причем целесообразно располагать эти элементы со стороны ячейки в виде порядка нескольких метров, что улучшает распределение потенциала точек на поверхности земли и снижает э.д.с. прикосновения и шага $E_{пр}$ и $E_{ш}$. Для снижения вероятности поражения персонала электрическим током обеспечивает также укладка в местах установки оборудования выравнивающих проводников в виде частой сетки, присоединенной к основному контуру заземления электроустановки. Кроме того, в местах установки электрооборудования следует посыпать площадку плохо проводящим покрытием (слой щебня, щебня с асфальтом и т.д.) что способствует увеличению эквивалентного поверхностного сопротивления ρ_3 и уменьшению тока через тело человека.

Заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением требований либо к их сопротивлению, либо к напряжению прикосновения, а также с соблюдением требований к конструктивному выполнению и к ограничению напряжения на заземляющем устройстве.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока заземления на землю не должно превышать 10 кВ. Напряжение выше 10 кВ допускается на заземляющих устройствах, с которых исключен вынос потенциалов за пределы зданий и внешних ограждений электроустановки. При напряжениях на заземляющем устройстве более 5 кВ и до 10 кВ должны быть предусмотрены меры по защите изоляции отходящих кабелей связи и телемеханики и по предотвращению выноса опасных потенциалов за пределы электроустановки.

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом, включая сопротивление естественных заземлителей.

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и соединять их между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования. Допускается увеличение расстояний от фундаментов или оснований оборудования до 1,5 м с прокладкой одного заземлителя для двух рядов оборудования, если стороны обслуживания обращены одна к другой, а расстояние между фундаментами или основаниями двух рядов не превышает 3,0 м.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояния между ними рекомендуется принимать увеличивающимися от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,0; 16,0 и 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов и короткозамыкателей к заземляющему устройству, не должны превышать $6 \times 6 \text{ м}^2$.

По требованиям ГОСТа и ПУЭ сопротивление заземляющего устройства независимо от сезона года должно быть не более значений, приведенных в таблице 1.3.

Таблица 1.3

Допустимое сопротивление R_3 (Ом) при протекании тока промышленной частоты.

Объект	Величина ρ_3 (Ом·м)				
	До 100	100-500	500-1000	1000-5000	Более 5000
Подстанции 110кВ	0,5	1,5-0,75	0,75-1,1	1,1-3,7	0,5 ($0,87 + \rho_3 / 770$)
Подстанции 3-35 кВ	$250/I_3$, но не более 10 Ом	$250/I_3 - 375/I_3$	$250/I_3 - 550/I_3$	$250/I_3 - 1850/I_3$	$250/I_3$ ($0,87 + \rho_3 / 770$)
Опоры линии	≤ 10	≤ 15	≤ 20	≤ 30	$\leq 6 \cdot 10^{-3} \rho_3$
Отдельно стоящие молниеотводы	10-15				
Стержневые молниеотводы, установленные на порталах	4-5				

Примечания: 1. I_3 - наибольший ток, протекающий через заземляющее устройство; 2. Если имеется связь с ЗУ установки напряжением до 1000 В, то R_3 уменьшается в 2 раза.

В заключении отметим, что при обеспечении допустимого напряжения

прикосновения и тока через тело человека в качестве расчетного времени воздействия принимается сумма времени действия релейной защиты и полного времени отключения выключателя, автомата или других коммутационных аппаратов (см. табл. 1.4)

Для контроля заземляющего устройства должно проводиться измерение его сопротивления и не реже, чем 1 раз в 10 лет, выборочная проверка с вскрытием грунта для осмотра элементов заземления, проверка наличия и состояния цепей между заземлителями и заземляемыми элементами, соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством.

Таблица 1.4

Допустимые токи через тело человека $I_{\text{ч}}$ и напряжения прикосновения $U_{\text{пр}}$ в зависимости от длительности воздействия

Вид оборудования	Вид воздействия	Единица измерения	Продолжительность воздействия, с											
			0,01-0,08	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,0
Производственные установки с $U_{\text{раб}} < 1000$ В, а также с $U_{\text{раб}} \geq 1000$ В в сети с изолированной нейтралью	50 Гц	$U_{\text{пр}}, \text{В}$	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	36
		$I_{\text{ч}}, \text{мА}$	650	500	250	165	125	100	85	70	65	55	50	6
	50 Гц	$U_{\text{пр}}, \text{В}$	650	500	500	330	250	200	170	140	130	110	100	36
		$I_{\text{ч}}, \text{мА}$	650	500	500	330	250	200	170	140	130	110	100	8
	50 Гц	$U_{\text{пр}}, \text{В}$	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	40
		$I_{\text{ч}}, \text{мА}$	650	500	400	350	300	250	240	230	220	210	200	15
Производственные установки с $U_{\text{раб}} < 1000$ В, сети с заземленной нейтралью	50 Гц	$U_{\text{пр}}, \text{В}$	-	500	400	-	-	200	-	130	-	-	100	-
Бытовые электроустановки	50 Гц	$U_{\text{пр}}, \text{В}$	220	200	100	70	55	50	40	35	30	27	25	12
		$I_{\text{ч}}, \text{мА}$	220	200	100	70	55	50	40	35	30	27	25	12

Измерение сопротивления заземляющих устройств должно проводиться:

- после монтажа, переустройства и капитального ремонта этих устройств электростанций, подстанций и линий электропередачи;
- при обнаружении на тросовых опорах ВЛ 110 кВ и выше следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой;
- на подстанциях 35 кВ и ниже открытого типа - не реже 1 раз в 10 лет;
- в сетях 35 кВ и ниже у опор с разрядниками, ИП и разъединителями - не реже 1 раз в 5 лет;
- выборочно у 2% железобетонных и металлических опор в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами - не реже, чем 1 раз в 10 лет.

Все перечисленные измерения должны проводиться в периоды наибольшего просыхания грунта.

2. Внешние перенапряжения.

2.1. Классификация внешних перенапряжений

Главным источником внешних перенапряжений в высоковольтных электрических сетях являются грозовые разряды. Возможно, также появление внешних перенапряжений от электромагнитных бурь и ядерных взрывов (рис.2.1). (*Электромагнитный импульс – ЭМИ*)



Рис.2.1. Классификация внешних перенапряжений.

Наиболее опасные грозовые перенапряжения возникают при *прямом ударе молнии* (ПУМ) в токоведущие элементы электрической сети. Ток молнии может превышать 100 кА. Молния с таким током приводит к возникновению в точке удара импульса напряжения до десятков мегавольт, достаточного для перекрытия изоляции любого, вплоть до наиболее высокого, класса напряжения. Поэтому желательно обеспечить надежную защиту проводов линии и оборудования подстанций от прямых ударов молнии с помощью стержневых и тросовых молниеотводов.

Удар молнии в заземленные элементы конструкции приводит к возникновению на них кратковременных перенапряжений, которые могут вызвать *обратные перекрытия* с заземленных элементов на токоведущие. Для защиты от обратных перекрытий необходимо обеспечить малое сопротивление заземления опор, корпусов электрооборудования и молниеотводов на линиях и подстанциях.

Индуктированные перенапряжения – результат взаимной магнитной (индуктивной) и электрической (емкостной) связи канала молнии с токоведущими и заземленными элементами электрической сети. Они имеют значительно умеренную величину по сравнению с перенапряжениями при ударах в токоведущие и заземленные части электроустановки. Индуктированные перенапряжения представляют главную опасность для

изоляции сетей низких и средних классов напряжения. Электрооборудование 110 кВ и выше имеет более высокую импульсную прочность изоляции, и удары молнии в стороне от линии опасности для него, как правило, не представляют. Однако при ПУМ индуктивная и емкостная связь молнии с линией способствует дополнительному увеличению грозового перенапряжения. Это необходимо учитывать при анализе надежности грозозащиты линий всех классов напряжения.

Импульсы перенапряжений могут также оказывать влияние на изоляцию подстанций, расположенных на значительном удалении от места удара на линии, так как они распространяются по линии на значительные расстояния с малым затуханием. Эти перенапряжения называются *набегающими волнами*. Они могут представлять опасность для электрооборудования подстанций, которое имеет меньшие запасы электрической прочности с линейной изоляцией. Кроме того, возникающие на подстанции перенапряжения, как правило, превышают напряжение набегающей волны за счет волновых процессов на ошиновке и в электрооборудовании. Распределяясь по обмоткам машин и трансформаторов, волны могут воздействовать на их главную и витковую изоляцию, а проходя через трансформатор на изоляцию электрооборудования, подключенного к другим их обмоткам.

2.2. Характеристики параметров молнии

Типичная форма импульса тока в пораженном молнией объекте представлена на рис.2.2. С точки зрения грозозащиты главным параметром импульса тока молнии $i_m = i_m(t)$ является его амплитуда I_m , которую для краткости будем называть просто током молнии. Другим параметром, влияющим на величину перенапряжений в пораженном объекте, является крутизна тока молнии, т.е. скорость нарастания на фронте импульса di_m/dt . Поскольку мгновенные значения скорости нарастания тока в разных точках фронта различны, обычно под крутизной тока молнии понимают ее среднее значение $i'_m = I_m/\tau_\phi$. Длительность фронта импульса τ_ϕ принято определять следующим образом. На графике импульса тока отмечают точки фронта, соответствующие значениям тока $0,1I_m$ и $0,9I_m$. Через эти точки проводят прямую до пересечения с нулевым уровнем тока (осью абсцисс) и с уровнем амплитуды тока; интервал времени τ_ϕ (рис.2.2) называется длительностью фронта.

После достижения амплитуды импульс тока молнии относительно медленно спадает к нулевому уровню. Длину волны, или длительность импульса тока молнии, принято оценивать временем полуспада τ_b (см.рис. 2.2), т.е. интервалом времени от условного импульса до того момента, когда прошедшая через максимум кривая импульса снизится до значения тока, равного половине амплитуды.

Вслед за первым импульсом тока молнии могут последовать повторные импульсы. В приближенных расчетах используются усредненные распределения I_M и I'_M без учета их различия при первом и последующих импульсах. В этом случае статистические распределения можно аппроксимировать экспоненциальными функциями вида

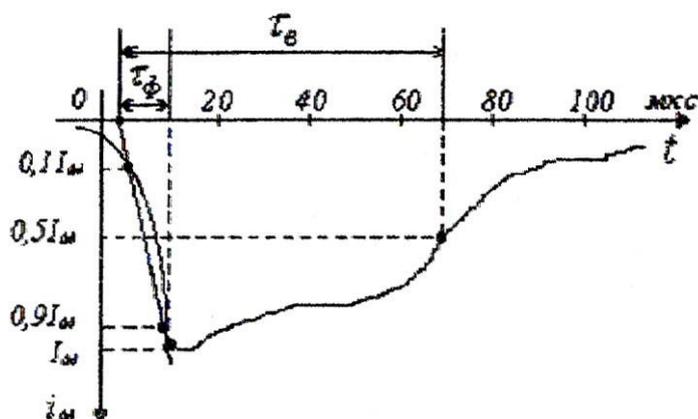


Рис.2.2. Осциллограмма тока молнии.

$$P(I_M) = \exp(-0,04 I_M), \quad P(I'_M) = \exp(-0,08 I'_M), \quad (2.1)$$

где $P(I_M)$ и $P(I'_M)$ – вероятности того, что амплитуда (или крутизна) при одном ударе молнии превысит заданное значение. Между амплитудой и крутизной тока молнии наблюдается слабая положительная корреляционная связь, т.е. большим амплитудам тока соответствуют и большие крутизны, и наоборот. Однако, имеющихся в настоящее время данных недостаточно для получения надежной количественной оценки этой связи. Ввиду относительно слабой статистической связи между I_M и I'_M в расчетах часто полагают амплитуду и крутизну тока молнии статистически независимыми случайными величинами.

Длина фронта τ_ϕ и длина волны τ_w грозового разряда являются случайными величинами, причем их статистические распределения также существенно различаются при первом и повторных разрядах. Первые разряды характеризуются относительно большими длинами фронта и большими длинами волны по сравнению с повторными разрядами.

Длина фронта для первого разряда молнии колеблется в пределах 2-10 мкс при средней величине 5 мкс. Для повторных разрядов она существенно меньше – в среднем 0,6 мкс.

Длина волны у первого импульса молнии составляет 20-200 мкс при средней величине 75 мкс. У повторных разрядов они приблизительно вдвое меньше: в среднем 32 мкс. Однократные молнии наблюдаются в 20 % случаев, а в остальных ударах число разрядов молнии колеблется от 2 до 10. В отдельных случаях отмечались молнии с числом разрядов свыше 20.

Общая продолжительность многократного разряда молнии может достигать одной секунды, но такие затяжные удары являются редким

явлением. Большая часть ударов имеет длительность не более 0,3 с. Интервалы времени между повторными разрядами изменяются в пределах от 0,01 до 0,5 с, в среднем они составляют 0,06 с.

Для расчетов перенапряжений в объектах, пораженных молнией, необходимо принять эквивалентную схему замещения канала молнии со стекающим в объект током. Эквивалентное сопротивление молнии зависит от величины тока

$$Z_M = 140(1+240/I_M),$$

где Z_M выражено в Омах, а I_M - в килоамперах, причем $5 \leq I_M \leq 300$ кА.

Наиболее объективным показателем интенсивности грозовой деятельности является число ударов молнии на 1 км^2 земной поверхности за один грозовой сезон. Если известно число грозовых часов в год, то за 1 грозовой час в среднем происходит 0,06-0,1 удара молнии на 1 км^2 земной поверхности, а средняя продолжительность грозы в течение грозового дня составляет 1,5-2 грозовых часа. При этом приближенно среднее число ударов на 1 км^2 в течение года может быть оценено по формуле:

$$n = (0,06...0,1)T_{\text{ч}} \text{ или } n = (0,09...0,15)T_{\text{д}}, \quad (2.2)$$

где $T_{\text{ч}}$ и $T_{\text{д}}$ - соответственно среднегодовое число грозовых часов и дней.

Число ПУМ в наземные объекты можно оценить по формуле

$$N_{\text{ПУМ}} = nS_p,$$

где S_p - расчетная площадь той земной поверхности, с которой удары молнии «стягиваются» на объект.

Для одиночного сосредоточенного объекта высотой h среднегодовое число прямых ударов молний может быть оценено следующим образом:

$$N_{\text{ПУМ}} = \pi \cdot nr_{\text{экв}}^2, \quad (2.3)$$

где $r_{\text{экв}} \cong (3...3.5) h$ — эквивалентный радиус площади, с которой разряды «стягиваются» на объект. Эта формула приблизительно описывает наблюдаемую зависимость числа поражений объекта молнией от его высоты при $h \leq 150$ м. При больших высотах рост числа поражений объекта отрицательными нисходящими молниями замедляется, зато быстро увеличивается число поражений молниями с восходящими лидерами, имеющими другие характеристики.

Для открытых распределительных устройств высоковольтных подстанций и других наземных объектов расчетное число ударов молнии в течение года, в соответствии с Руководящими указаниями по защите электростанций и подстанций 3-750 кВ от прямых ударов молнии, вычисляется по формуле

$$N_{\text{ПУМ}} = nS_p = n(\ell + 7h)(b + 7h) \cdot 10^{-6},$$

где h - высота молниеотводов (или объекта, если молниеотводы отсутствуют); ℓ и b - длина и ширина территории подстанции, м.

Для протяженных объектов (линий электропередачи) принято оценивать удельное число прямых ударов молнии на 100 км длины и на 100 грозовых часов $N_{\text{ПУМ}}^*$. Используя формулу (2.2) и принимая ширину полосы,

с которой молнии «стягиваются» на возвышающиеся части линий, равной $7h_{cp}$ (h_{cp} - средняя высота линии в метрах), получим

$$N_{ПУМ}^* = (4 \div 6)h_{cp}, \quad h_{cp} = h_{оп} - 2/3f, \quad (2.4)$$

где $h_{оп}$ - высота подвеса тросов или верхних проводов на опоре, м; f — стрела провеса, м.

Для линий с высокими опорами ($h > 30$ м) можно применять формулу, учитывающую более быстрое, по сравнению с линейной зависимостью увеличение числа ударов молнии с ростом высоты линии h_{cp}

$$N_{ПУМ}^* = 5h_{cp} + \frac{h_{cp}^2}{30} + b, \quad (2.5)$$

где b - расстояние между тросами или верхними фазными проводами (при отсутствии тросов), м.

2.3. Перенапряжения при магнитных бурях

Солнце, наряду с инфракрасным (тепловым), световым и ультрафиолетовым излучением, особенно в годы «активного» солнца приблизительно одиннадцатилетнего периода, выбрасывает огромное количество электронов, протонов, нейтронов и альфа-частиц. Пролетая мимо Земного шара и взаимодействуя с магнитным полем вращающейся земли, они индуцируют в земной поверхности электродвижущие силы, медленно меняющиеся во времени (порядка секунд и более). Величина э.д.с. даже в периоды наиболее интенсивных электромагнитных бурь колеблется от долей до единиц вольт на километр и в северном полушарии ориентирована на меридиональное направление.

В протяженных линиях электропередач возникают медленно меняющиеся уравнивающие токи, которые могут достигать десятков и даже сотен ампер. Протекая через обмотки трансформаторов, они вызывают насыщение магнитопроводов и многократное увеличение тока намагничивания. Кроме того, выход на нелинейный участок кривой намагничивания трансформатора сопровождается протеканием по линии, кроме вышеуказанного уравнивающего тока нулевой последовательности, также и токов четных и нечетных гармонических. Это может вызвать ложные отключения дальних линий электропередачи вследствие неверной работы релейной защиты, росту перетока мощности по параллельным линиям и их перегрузке с последующим отключением, т.е. к системной аварии, сопровождающейся нарушением электроснабжения потребителей на большой территории и большим ущербом. Эти обстоятельства необходимо учитывать при разработке релейной защиты дальних электропередач.

2.4. Перенапряжения при ядерных взрывах

Электромагнитный импульс ядерного взрыва возникает за счет электронов, разлетающихся с большими скоростями от места взрыва, и их

взаимодействия с электромагнитным полем Земли.

При космическом ядерном взрыве гамма-излучение беспрепятственно распространяется в разные стороны, достигает верхних слоев атмосферы на большом пространстве над поверхностью земли и ионизирует нейтральные молекулы. Возникающие при этом свободные электроны летят с большими скоростями, и взаимодействуя с магнитным полем Земли создают импульсное электромагнитное поле высокой напряженности с весьма крутым фронтом (десятки наносекунд) и длительностью, достигающей десятков микросекунд.

В случае наземного ядерного взрыва (рис.2.3) образуются диполи зарядов $+q$ и $-e$ и система токов i_{σ} , замыкающихся частично как токи проводимости (в земле), токи смещения i_{ε} (в воздухе) и токи конфекции i_{κ} (в области разлета электронов).

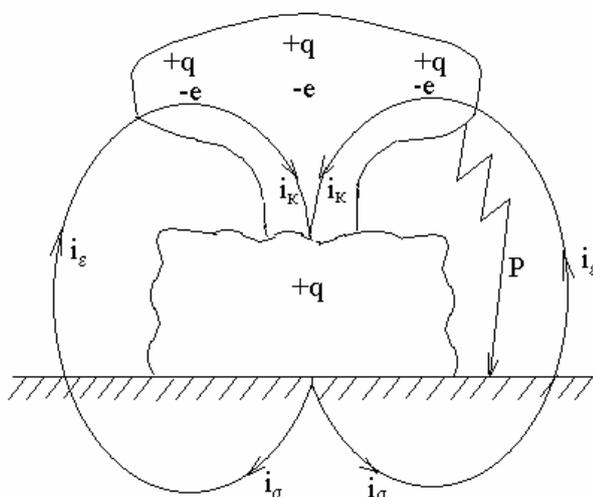


Рис.2.3. Токи при возникновении наземного ядерного взрыва.

Возникающие на периферии ядерного взрыва избыточные электроны создают высокие напряженности электрического поля и могут привести к образованию разрядов в землю (P), подобных молнии. Электромагнитные импульсы наземного взрыва могут иметь весьма значительную интенсивность и длительность, достигающую долей секунды.

3. Внутренние перенапряжения.

Внутренние перенапряжения в зависимости от длительности воздействия на изоляцию подразделяются на стационарные, квазистационарные и коммутационные.

3.1. Стационарные перенапряжения

Под *стационарными перенапряжениями* следует понимать длительные повышения напряжения, превышающие наибольшие фазные напряжения сети.

Стационарные перенапряжения могут существовать в разных режимах работы сети и поддерживаться в случае необходимости для обеспечения требуемых уровней напряжения в других точках при максимальной или минимальной нагрузке. Они могут длительно наблюдаться у потребителей в режиме минимальной нагрузки при недостаточной пропускной способности сети, а на стороне питания – в режиме передачи максимальной мощности.

3.2. Квазистационарные перенапряжения

Квазистационарные перенапряжения возникают при неблагоприятных сочетаниях параметров сети и продолжаются до тех пор, пока такое сочетание существует. В самом деле, длительность этих перенапряжений (секунда – десятки минут) ограничивается временем действия релейной защиты или оперативным персоналом. Наиболее часто они возникают в несимметричных режимах: при однофазных или двухфазных коротких замыканиях на землю, разбросе действия или отказе фаз выключателя. Для некоторых видов электрооборудования 110 кВ и выше (номинальное напряжение сетей 110 кВ и выше соответствует классу напряжения) установлены допустимые уровни стационарных и квазистационарных перенапряжений в зависимости от их длительности (таблица 3.1).

Квазистационарные перенапряжения делят на режимные, резонансные и феррорезонансные (рис.3.1).

Режимные перенапряжения наблюдаются при неблагоприятных сочетаниях, действующих в сети электродвижущих сил. Так, например, к режимным можно отнести перенапряжения, действующие в течение времени замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью, а также перенапряжения при возбуждении и разгоне генератора, которые возникают в случае внезапного сброса нагрузки.

При подключении к сети новых или вышедших из ремонта силовых трансформаторов в отдельных случаях по вине персонала возможна ошибочная фазировка.

Кратковременное повышение напряжения в сети наблюдается при *внезапном сбросе нагрузки*, что связано с уменьшением падения напряжения на линии и инерционностью регуляторов возбуждения синхронных

компенсаторов и генераторов. Эти повышения обычно безопасны для изоляции.

Таблица 3.1

Допустимая кратность перенапряжений в зависимости от их длительности

Вид оборудования	Допустимая кратность повышения напряжения при длительности				
	1 с	20 с	10 мин.	20 мин.	60 мин.
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы 330 и 500 кВ	2,0	1,3	1,2	1,15	1,1
Шунтирующие реакторы 500 кВ	2,0	1,4	1,25	1,2	1,15
Трансформаторы напряжения электромагнитные	2,1	1,6	1,35	1,3	1,25
Трансформаторы тока, конденсаторы связи, вводы и другие аппараты	2,1	1,7	1,55	1,45	1,35
Нелинейные ограничители перенапряжений 110...750 кВ*	1,6	1,5	-	1,3	-

Примечание. Для ОПН-500 и ОПН-750 при времени не более 0,15с допускается также кратность 1,7.

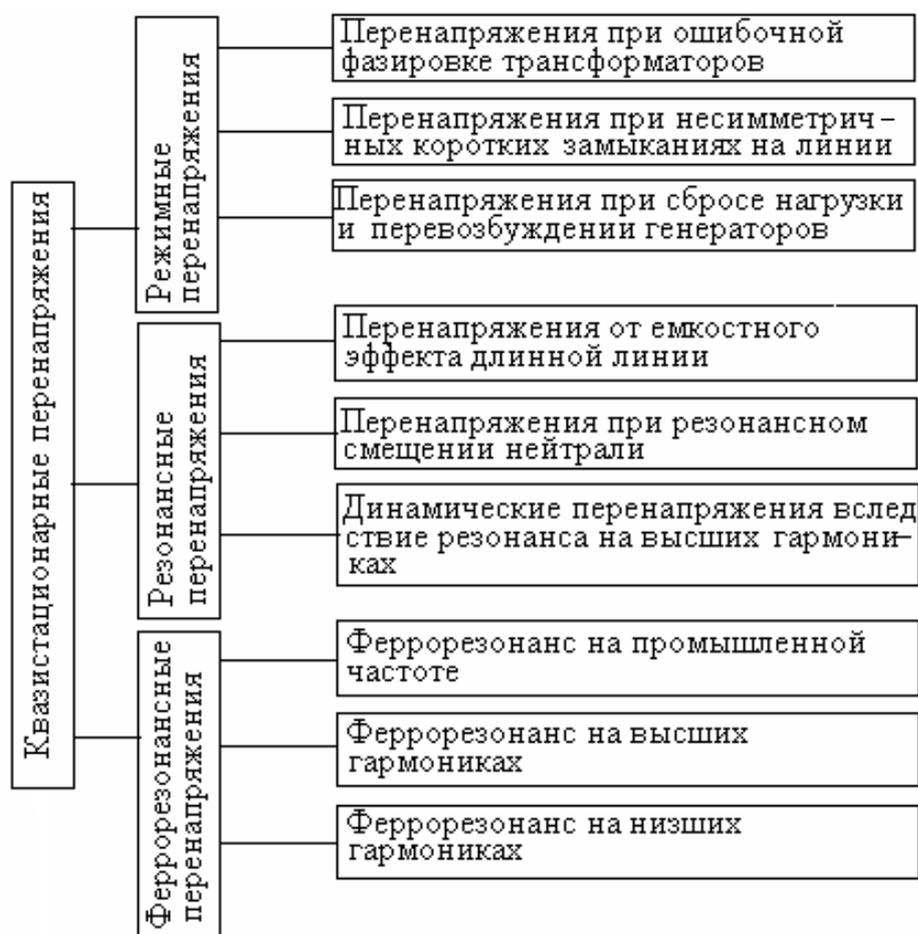


Рис.3.1. Классификация квазистационарных перенапряжений.

К режимным относятся также перенапряжения при *несимметричных коротких замыканиях на землю*.

Резонансные перенапряжения имеют место при приближении одной из частот собственных колебаний отдельных участков сети к частоте вынужденной э.д.с. Например, линия электропередачи, подключенная к источнику э.д.с, имеет ряд собственных колебаний. При приближении какой-либо из этих частот к частоте источника э.д.с напряжение на линии поднимается вследствие “емкостного эффекта”.

В неполнофазных режимах линии с присоединенным к ней реактором или трансформатором с заземленной нейтралью резонансный контур может образовать емкость между фазами линии с индуктивностью реактора или трансформатора.

При несимметричных коротких замыканиях на линии генератор без демпферных обмоток создает значительные э.д.с высших гармоник. Они могут возбудить динамические перенапряжения в сети вследствие резонанса на одной из этих гармоник.

Феррорезонансные перенапряжения могут развиваться в контурах, содержащих емкость и индуктивность с насыщенным магнитопроводом (трансформатор, электрическая машина, реактор), на частоте 50 Гц, на высших и низших гармониках. В несимметричной схеме (неполнофазный режим, обрыв провода) *феррорезонанс на промышленной частоте* может возникнуть в контуре из последовательно соединенных трансформатора с насыщенным магнитопроводом и емкости проводов.

Ток намагничивания насыщенного трансформатора содержит высшие четные и нечетные гармоники в момент включения и нечетные гармоники в установившемся режиме. При малых нагрузках эти токи могут вызвать *феррорезонанс на высших гармониках* в контурах с соответствующими частотами собственных колебаний.

3.3. Коммутационные перенапряжения

Коммутационные перенапряжения (рис.3.2) возникают при всевозможных быстрых изменениях режимов работы сети. Они происходят вследствие работы коммутационных аппаратов (включение и отключение элементов сети), пробоях изоляции (в том числе при повторных зажиганиях дуги), а также при резком изменении параметров нелинейных элементов.

Перенапряжения при отключении линий возникают вследствие переходного процесса от предшествующего нормального или аварийного режима к квазистационарному режиму односторонне включенной линии, а также при отключении последней выключателем, допускающим повторные зажигания дуги. Каждое зажигание сопровождается колебательным процессом перезаряда емкости линии.

Перенапряжения наблюдаются и на поврежденной фазе *при отключении короткого замыкания* в сети. Опасные, но сравнительно редкие перенапряжения возможны *при разрывах передачи*, когда линия отключается во время асинхронного хода энергосистем. Наличие устройств продольной

компенсации приводит к дополнительному повышению этих перенапряжений.

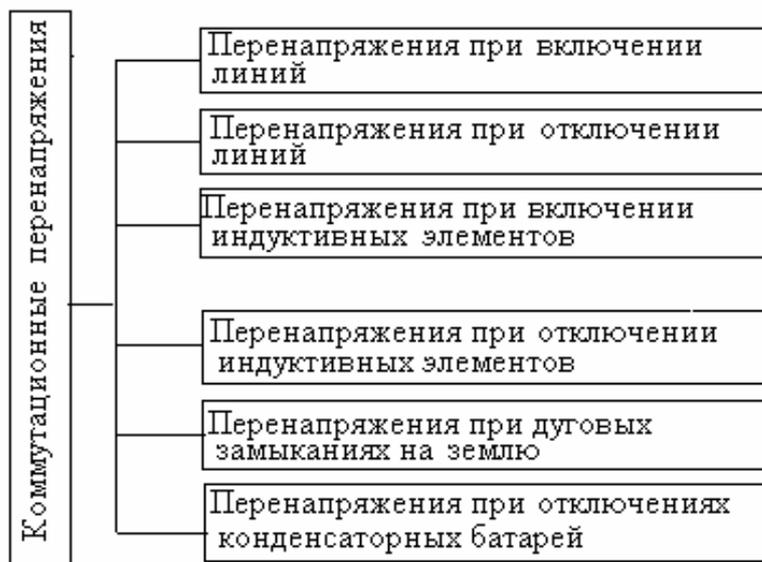


Рис.3.2. Классификация коммутационных перенапряжений.

Перенапряжения при отключении конденсаторных батарей появляются вследствие повторных зажиганий дуги в выключателе. Они аналогичны перенапряжениям, возникающим при отключении линий.

Перенапряжения при включении индуктивных элементов сети (электрических машин, ненагруженных трансформаторов, реакторов) возникают вследствие колебательного заряда емкостей обмоток и других элементов (например, кабелей). Разброс моментов включения разных фаз и наличие обмотки, включенной треугольником, способствуют увеличению перенапряжений вследствие ненулевых начальных условий при включении второй и третьей фаз.

Перенапряжения при отключении индуктивных элементов сети наблюдаются при быстром принудительном уменьшении («обрыве») тока дуги в выключателе. Энергия магнитного поля индуктивности переходит в энергию электрического поля емкости отключенной обмотки. Возникающие при этом перенапряжения зависят от мгновенного значения и скорости изменения тока в выключателе в момент его обрыва, параметров схемы и характеристики намагничивания индуктивного элемента.

Перенапряжения при дуговых замыканиях на землю имеют место вследствие неустойчивого горения (погасания и повторного зажигания) дуги однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью. Наибольшие перенапряжения отмечаются на здоровых фазах. Перенапряжения зависят от моментов повторного зажигания и погасания дуги.

4. Квазистационарные перенапряжения

4.1. Перенапряжения вследствие емкостного эффекта линий электропередачи

Квазистационарные перенапряжения редко достигают значений, приводящих к пробое изоляции, поскольку уже при проектировании сетей электроснабжения стремятся не допустить условий, при которых возможны такие ситуации. Однако с ростом вынужденной составляющей напряжения пропорционально ей увеличиваются и возможные амплитуды коммутационных перенапряжений, а также затрудняется работа защитных разрядников и ОПН. Поэтому квазистационарные перенапряжения сохраняют важное значение при решении вопросов координации изоляции.

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

Напряжение в разных точках вдоль линии (рис.4.1а) и на шинах питающей подстанции может существенно различаться. В большинстве случаев на приемном конце напряжение оказывается ниже, чем на питающем. В холостом режиме и при малой нагрузке, наоборот, возникает подъем напряжения в конце линии. Качественную сторону этого эффекта рассмотрим на примере симметричного режима трехфазной многократно транспонированной линии. На рис. 4.1б линия замещена эквивалентной П-схемой.

Если длина линии не превышает 300-400 км и утечка мала, то параметры R_ℓ , L_ℓ , G_ℓ и C_ℓ с погрешностью не более 3% можно определить по формулам:

$$R_\ell \approx R^* \ell; L_\ell \approx X^* \ell / \omega; G_\ell \approx 0; C_\ell \approx B^* \ell / \omega,$$

где X^* , B^* , R^* - погонные (на единицу длины) индуктивное сопротивление, емкостная проводимость и активное сопротивление линии при промышленной частоте для токов прямой последовательности. На рис. 4.1б обозначены также: L_H и R_H - эквивалентные параметры генератора в начале линии; P - мощность нагрузки приемного конца линии, U_H и U_K - напряжение в начале и в конце линии.

На рис. 4.1в и г приведены векторные диаграммы токов и напряжений в схеме рис. 4.1б для двух режимов работы: передачи большой мощности и одностороннего питания линии ($P = 0$). В первом случае (см. рис. 4.1в) ток нагрузки $I_{нагр}$, имеющий активно-индуктивный характер, создает на индуктивностях L_H и L_ℓ , падения напряжения, вследствие чего напряжение в конце линии U_K оказывается ниже, чем в начале U_H , а напряжение в начале линии U_H - меньше э.д.с. системы E . Во втором случае (см. рис. 4.1г) ток

нагрузки $I_{нагр}$, имеющий активно-емкостный характер, создает на индуктивностях, L_n и L_l , такие падения напряжения, что напряжение в конце линии U_K оказывается по модулю больше U_n , а U_n - больше E . Такое увеличение напряжения на линии можно рассматривать как приближение к резонансным условиям. Чем ближе низшая частота собственных колебаний схемы ω' к частоте вынуждающей э.д.с., тем больше будет повышаться напряжение на линии. Это явление называют емкостным эффектом, или эффектом Ферранти.

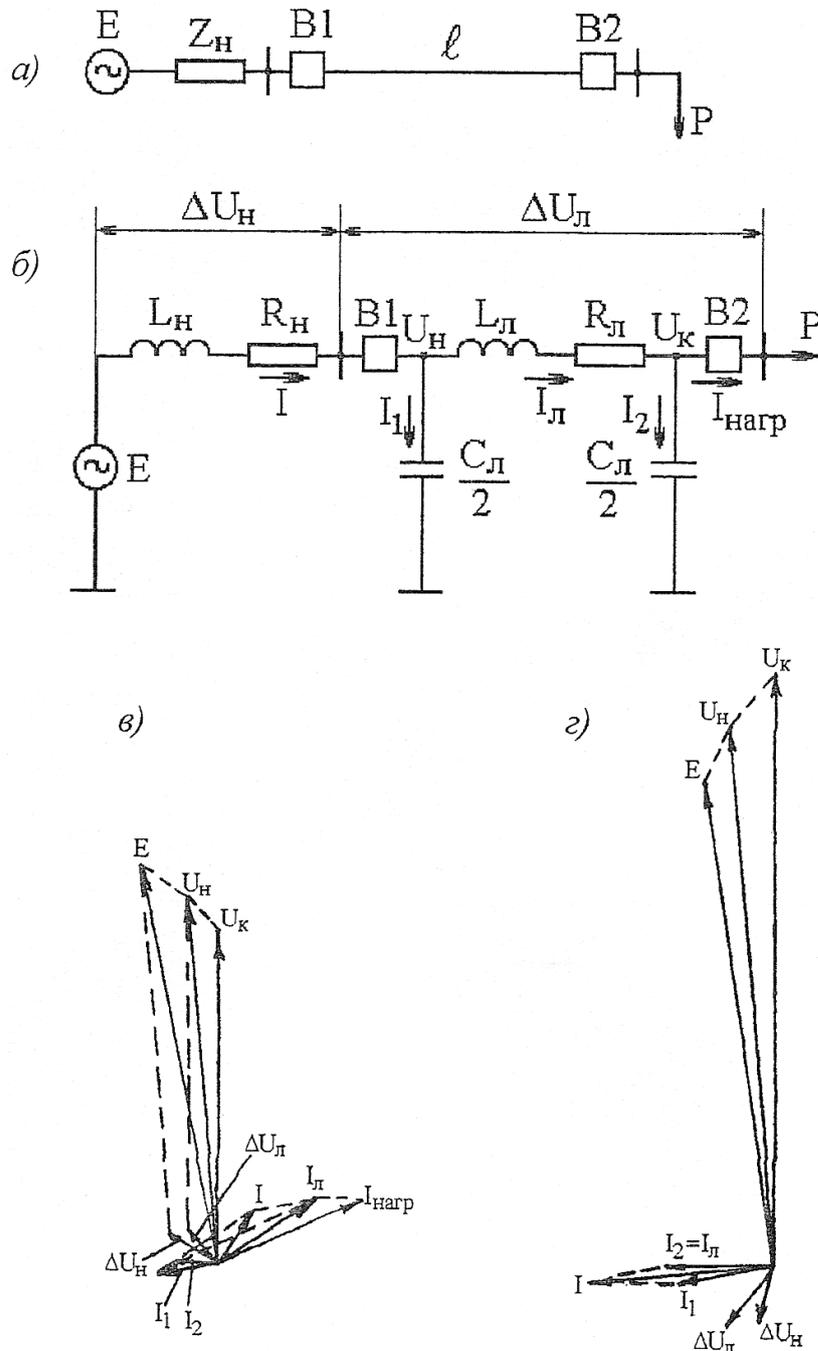


Рис.4.1. Принципиальная (а) и эквивалентная (б) схемы электропередачи и векторные диаграммы токов и напряжений в режиме нормальной работы линии (в) и одностороннего питания (г).

Схема одностороннего питания линии возникает практически в процессе каждого ее включения и отключения, поскольку моменты коммутации выключателей на разных концах линии не совпадают. Длительность работы линий в режиме одностороннего питания при определенных включениях и отключениях по данным опыта эксплуатации достигает 20 минут в случае неавтоматической синхронизации. Во время АПВ или при других автоматических коммутациях линий длительность этих интервалов обычно значительно меньше - порядка секунды.

Количественная оценка перенапряжений емкостного эффекта ненагруженной линии в симметричном режиме ее работы может быть получена из рассмотрения эквивалентной схемы рис. 4.2. Питающая система здесь замещена по методу эквивалентного генератора источником э.д.с. E с последовательно включенным сопротивлением Z_H .

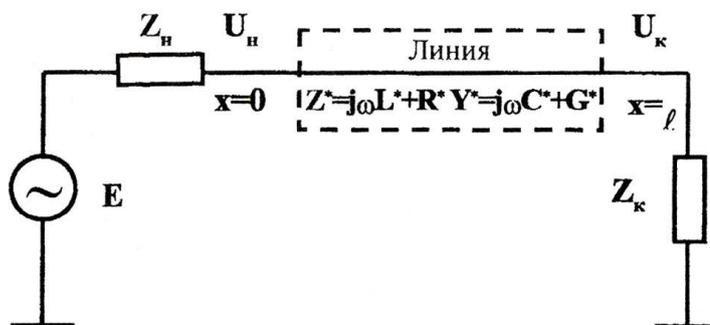


Рис. 4.2. Эквивалентная схема для анализа перенапряжений вследствие емкостного эффекта длинной линии

Величина E принимается равной напряжению на питающих шинах, когда линия отключена. Сопротивление Z_H равно входному сопротивлению питающей системы относительно начала линии. В конце линии включено сопротивление Z_K , равное входному сопротивлению приемной системы относительно конца линии. Установившийся режим описывается линейными дифференциальными уравнениями

$$-dU/dx = Z^* I, \quad -dI/dx = Y^* U, \quad (4.1)$$

где $U(x)$ и $I(x)$ - комплексное напряжение и ток в точке x линии; Z^* и Y^* - комплексное продольное сопротивление и поперечная проводимость на единицу длины линии, определяемые в симметричном режиме работы как параметры прямой последовательности.

Согласно опыту эксплуатации энергосистем, перенапряжения, возникающие на односторонне питаемых линиях 110-750 кВ вследствие емкостного эффекта, весьма ограничены. В частности, на питающем конце разных классов напряжения они, как правило, не превышают $1,1U_\phi$, а на разомкнутом - $1,25U_\phi$. Относительно малые повышения напряжения обусловлены небольшой длиной линий, а также применением ряда мер защиты от таких перенапряжений (использование шунтирующих реакторов, программированная последовательность коммутаций выключателей на

линии, применение однофазного автоматического повторного включения линии). Следует отметить, что, несмотря на малую величину перенапряжений, не представляющих непосредственной опасности для изоляции, необходимо принимать все меры по их снижению, поскольку это обуславливает заметное уменьшение коммутационных перенапряжений при включении и отключении линии. В этих коммутациях напряжение, возникающее на линии вследствие емкостного эффекта, часто представляет собой начальный или установившейся режим коммутации.

В отдельных случаях эти перенапряжения могут превышать $1,25U_{\phi}$. Это возникает, как правило, при выходе из строя или нарушении работы оборудования в пусковом режиме электропередачи, а также связано с ошибками оперативного персонала (неправильная очередность коммутаций выключателей на электропередачах, ошибочное отключение шунтирующего реактора перед коммутацией линии и т. д.). Длительность воздействия таких перенапряжений на изоляцию определяется временем работы релейной защиты и изменяется от десятых долей секунды до единиц секунд.

Повышение напряжения на линии, связанное с емкостным эффектом, возможно также в режиме передачи малой мощности при двустороннем питании линии. Это повышение оказывается для большей части встречающихся схем незначительным из-за небольшой длины участка линии. Однако в тех случаях, когда линия имеет большую длину или связана с шинами подстанции ограниченной мощности, перенапряжения на ней вследствие емкостного эффекта могут достигать значительной величины. При этом для принудительного снижения перенапряжений используются, как и при одностороннем питании линии, шунтирующие реакторы.

На линиях передачи иногда возникают несимметричные режимы работы, при однофазных или двухфазных замыканиях на землю. Кроме того, возможны кратковременные режимы работы по одной или двум фазам линии в случае отказа двух или одной фазы выключателей или неодновременности их действия (разброс срабатывания фаз выключателей). Такие режимы носят название неполнофазных (одно-или двухфазных).

Опыт эксплуатации сетей с эффективным заземлением нейтрали показывает, что подавляющая часть (91...94%) коротких замыканий в этих сетях являются однофазными, 4...6% - двухфазными на землю и двухфазными, 2...3% - трехфазными. Вероятность отказа одной фазы выключателя 110-500 кВ составляет около 3%, а одновременно двух фаз - около 0,1%. Большинство воздушных выключателей в эксплуатации имеет разброс фаз в пределах до четырех периодов промышленной частоты, а многообъемные масляные - до 15 периодов.

При несимметричных коротких замыканиях и неполнофазных режимах в различных точках сети возникает повышение напряжения по сравнению с работой линии в симметричном режиме. Оно зависит от соотношения сопротивлений сети по прямой ($Z_1=R_1+jX_1$), обратной ($Z_2=R_2+jX_2$) и нулевой ($Z_0=R_0+jX_0$) последовательностям, вычисленных относительно точки несимметрии.

При отключении несимметричных коротких замыканий из-за неодновременного срабатывания выключателей по концам линии возникают режимы одностороннего питания. В таких режимах происходит наложение напряжения, вызванного несимметрией схемы, на рост напряжения вследствие емкостного эффекта.

Повышение напряжения на линии из-за несимметрии системы также может возникать, как уже отмечалось, и при неполнофазных коммутациях выключателей. В этом случае на невключившейся фазе появляется напряжение, обусловленное электромагнитной связью между фазами. Если на линии отсутствуют силовые трансформаторы или шунтирующие реакторы, напряжение на невключившейся фазе обычно не превышает напряжения на ней в симметричном режиме. При одностороннем питании (выключатели В2 в схеме рис. 4.3а отключены) по линии протекает малый по величине ток заряда линии и преобладает электрическая связь между фазами, которая учитывается включением в схему междуфазных емкостей $C_{мф}$ (L_n — индуктивность питающей системы, $C_{ф}$ — емкость фазных проводов на землю). Такая замена линии сосредоточенными емкостями дает возможность найти приблизительное значение напряжения на невключившихся фазах без учета его распределения вдоль длины линии. Схема при запаздывании включения одной фазы А выключателя В1 (двухфазный режим работы линии) представлена на рис. 4.3б, двух (В и С) фаз (режим однофазного включения) — на рис. 4.3г. Соответствующие расчетные схемы приведены на рис. 4.3в,д.

Таким образом, приближенные оценки показывают, что на невключившихся фазах при неполнофазных коммутациях выключателей на линии и на "здоровых" фазах при несимметричных коротких замыканиях появляются напряжения, которые могут существенно превышать фазное напряжение линии.

Квазистационарные перенапряжения, возникающие на односторонне питаемых линиях при наличии несимметричного короткого замыкания или при неполнофазных коммутациях, могут заметно превышать напряжения на них по сравнению с симметричным режимом. Длительная автоматическая регистрация перенапряжений на 11 линиях 500 кВ и 6 линиях 220 кВ показала, что при соблюдении правил эксплуатации повышение напряжения на здоровых фазах при несимметричных коротких замыканиях не превосходит величины $1,1U_{ф}$. Существенно большее повышение напряжений возникает при неполнофазных коммутациях. Об этом свидетельствует, например, автоматическая регистрация внутренних перенапряжений на линии 220 кВ длиной 390 км с трансформатором мощностью 30 МВА, подключенным на расстоянии 20 км от начала линии. Максимальные перенапряжения, полученные за время регистрации, отмечены при включении одной фазы, причем повышение напряжения по сравнению с ее трехфазными включениями достигало в некоторых случаях трехкратных величин.

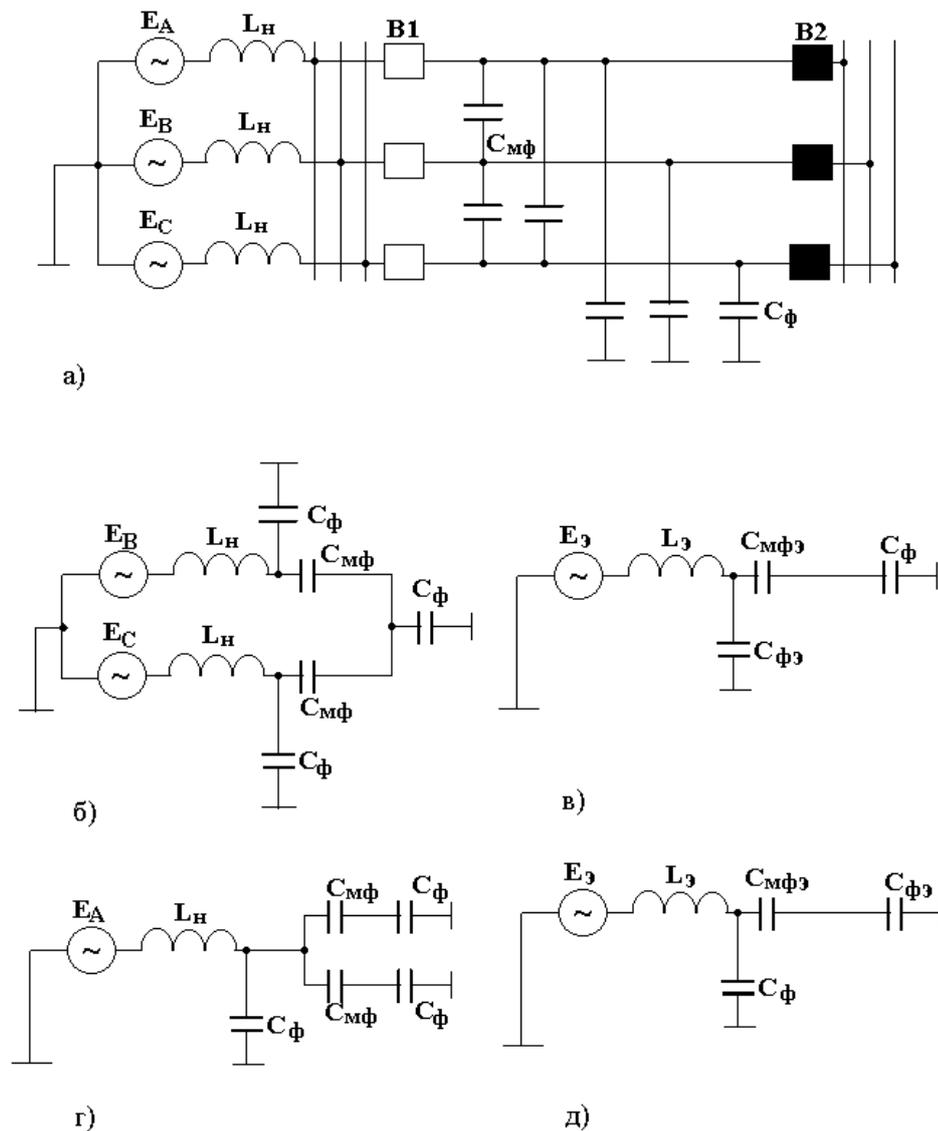


Рис. 4.3. Схема передачи при одностороннем питании в полнофазном (а), двухфазном (б, в) и однофазном (г, д) режимах работы.

Эффективной мерой борьбы с такими перенапряжениями является предотвращение неполнофазных коммутаций. Этому способствует использование трехфазных выключателей в сетях 3-35 кВ, тщательная настройка и своевременная профилактика выключателей, особенно управляемых пофазно.

В сетях сверхвысокого напряжения эффективной мерой снижения перенапряжений неполнофазных режимов является установка "четырёхлучевых" реакторов, т. е. трехфазных реакторов, нейтраль которых присоединяется к земле не непосредственно, а через дополнительное индуктивно-емкостное сопротивление. Индуктивная составляющая этого "земляного" сопротивления подбирается так, чтобы скомпенсировать емкость сети для тока нулевой последовательности, а активная составляющая помогает погасить резонанс за счет снижения добротности контура нулевой

последовательности. Такие реакторы помогают также снять с линии остаточный заряд при ее отключении в режиме АПВ.

4.2. Резонансное смещение нейтрали в сетях 3-35 кВ

В сетях с резонансно-заземленной нейтралью установка дугогасящих реакторов дает возможность существенно уменьшить ток в месте замыкания на землю. Вследствие этого дуга гаснет, и работа сети восстанавливается без отключения и нарушения нормальной работы потребителя. Однако при отсутствии замыкания на землю подключение дугогасящего реактора может вызвать резонансное смещение нейтрали, что обычно сопровождается квазистационарными перенапряжениями.

4.3. Феррорезонансные перенапряжения

В сетях различного назначения и разных классов напряжения практически всегда есть элементы, содержащие ферромагнитные сердечники. Поэтому в любой схеме имеется принципиальная возможность появления феррорезонансных процессов на промышленной частоте, на высших или низших гармониках. Для возникновения этих процессов необходимо наличие двух условий: токи должны быть достаточны для перехода кривых намагничивания за колено насыщения, а входное сопротивление сети, подключенной к зажимам обмотки, должно иметь емкостный характер. Активные составляющие входных сопротивлений, как подключенной сети, так и самой обмотки демпфируют феррорезонансные колебания. Поэтому наиболее опасными в отношении феррорезонансных перенапряжений являются режимы холостого хода или преобладания реактивной нагрузки.

В симметричных трехфазных режимах сети, имеющиеся в схеме емкостные элементы (участки воздушных и кабельных линий, батареи конденсаторов для улучшения $\cos \varphi$, собственная входная емкость обмоток относительно земли) обычно оказываются зашунтированными низкоомным входным сопротивлением питающей сети, которое всегда имеет индуктивный характер. Поэтому в нормальных режимах феррорезонанс маловероятен. Большие возможности для развития феррорезонанса возникают в несимметричных режимах, особенно - при неполнофазных включениях участков сети. Наиболее часто возникает феррорезонанс при неполнофазных режимах сети с изолированной нейтралью, когда емкость сети относительно земли оказывается соединенной последовательно с обмотками силового трансформатора или электромагнитного трансформатора напряжения. Поэтому в дальнейшем ограничимся рассмотрением трех наиболее частых случаев возникновения феррорезонансных перенапряжений в электроэнергетических сетях: однофазного включения участка линии с холостым трансформатором, имеющим незаземленную нейтраль; двухфазного включения такой же линии, а также сложной аварии в сети с изолированной нейтралью - разрыва одной

фазы с падением оборванного провода на землю со стороны источника питания. На рис.4.4 приведены исходные схемы для расчета перенапряжений в этих случаях. Индуктивность L учитывает предвключенную индуктивность питающей сети и индуктивность линии; емкости C_ϕ и $C_{м\phi}$ соответствуют емкостям фаз сети относительно земли и междуфазным емкостям; активные сопротивления R вводятся для учета всех видов активных потерь в схеме (потерь в земле, в проводах линии, в меди и в стали трансформатора). Индуктивности L_μ соответствуют шунтам намагничивания трансформаторов. Если в трансформаторе имеются обмотки, соединенные в треугольник, необходимо учесть их шунтирующее действие в соответствии со схемой рис. 4.5. Аналогично можно учесть и нагрузку, присоединенную к вторичной обмотке трансформатора.

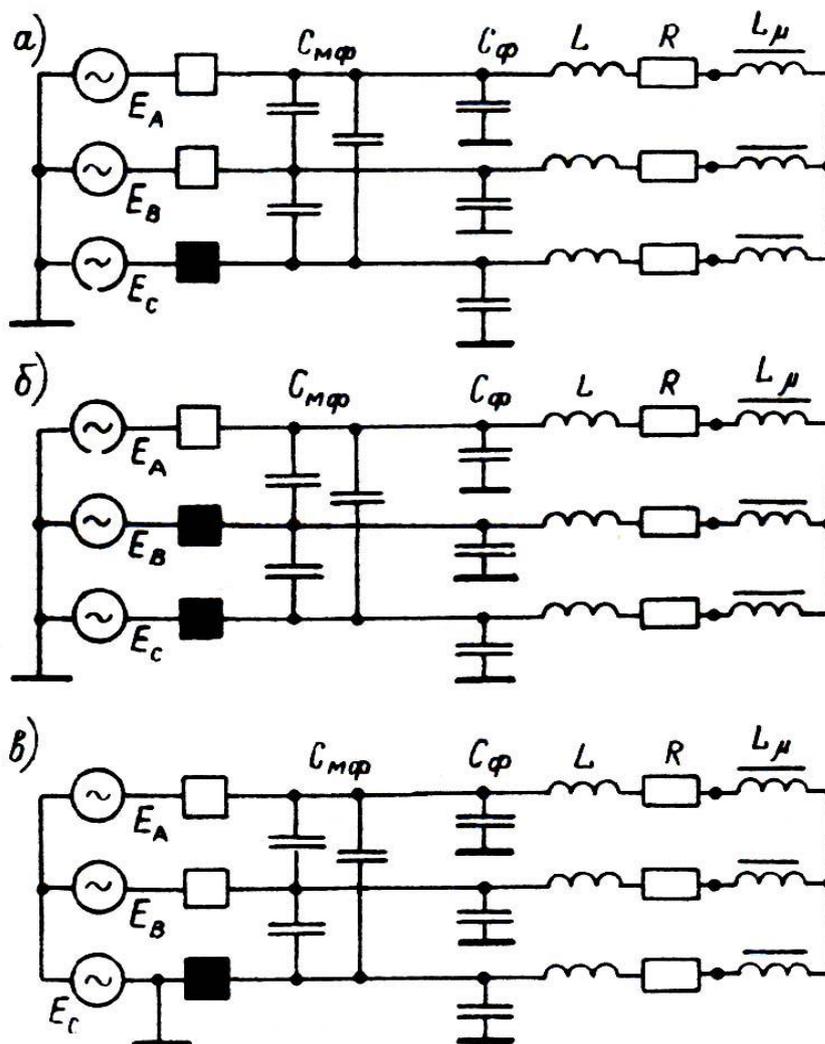


Рис. 4.4. Варианты схем, в которых возможно развитие феррорезонансных перенапряжений

Объединяя в параллель две фазы, которые находятся в одинаковых условиях относительно точки несимметрии (фазы B и C на рис. 4.4 б; фазы B и A на рис, 4.4, а, в), можно все три схемы свести к одному и тому же виду рис. 5.6) со значениями параметров, приведенными в табл. 4.1. При этом величина

эквивалентной э.д.с E_3 , определяется для наиболее тяжелых случаев: в схемах рис. 4.4 предполагается, что нейтраль сети со стороны питания остается под потенциалом, близким к нулю, за счет больших значений фазных емкостей питающего конца $C_{ш}$. В схеме рис. 4.4, в нейтраль питающей сети предполагается изолированной.

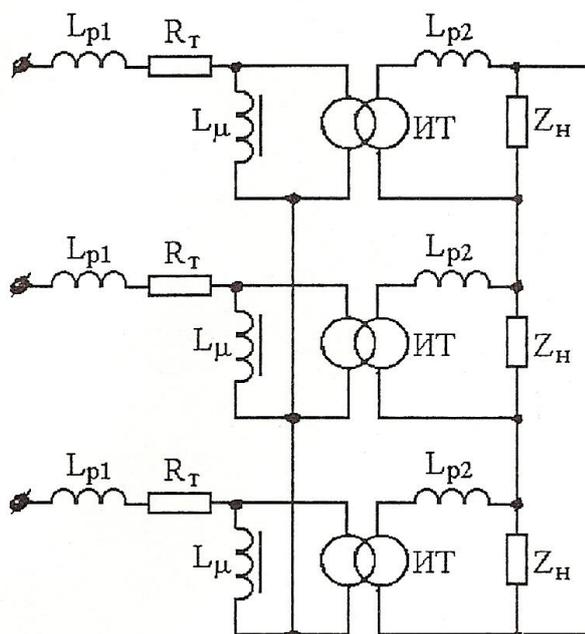


Рис. 4.5. Эквивалентная схема трехфазного трансформатора: с вторичными обмотками, включенными по схеме треугольника. L_{p1} и L_{p2} — индуктивности рассеивания первичной и вторичной обмоток; R_T — сопротивление, учитывающее потери в трансформаторе; L_M — шунты намагничивания; Z_H — сопротивление нагрузки; ИТ — идеальные трансформаторы

Таблица 4.1
Расчетные значения параметров схемы рис. 4.6

Вид несимметричного режима	Параметры		
	C_1	C_2	E_3
Включена только одна фаза	$2C_{мф}$	$2C_ф$	E
Включены две фазы	$2C_{мф}$	$C_ф$	$0,5E$
Одна фаза отключена и заземлена со стороны источника питания	$2C_{мф}$	$C_ф$	$1,5E$

При определении параметров эквивалентной нелинейной индуктивности $L_{μэ}$ в схеме рис. 4.6 учитывается, что кривая намагничивания силового трансформатора, как и другие его характеристики, получена в симметричном трехфазном режиме.

Намагниченность магнитопровода трансформатора в момент максимума магнитного потока определяется при этом следующим

распределением намагничивающих токов: амплитуде тока намагничивания в первой фазе соответствуют в два раза меньшие мгновенные значения токов в других фазах, причем, если ток первой фазы течет от ввода к нейтрали, то в двух других он направлен от нейтрали к вводам. Во всех рассматриваемых вариантах схемы рис. 4.5 имеет место аналогичное распределение намагничивающих токов по фазам.

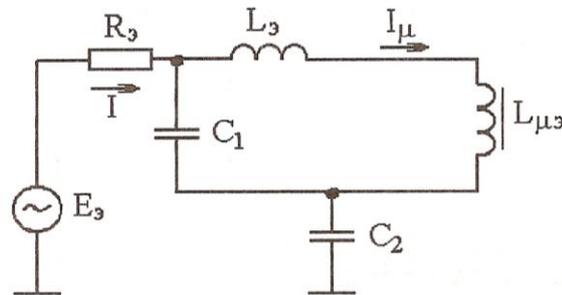


Рис. 4.6. Простейшая эквивалентная схема сети для расчета феррорезонансных перенапряжений

Если сердечник трансформатора имеет трехстержневую конструкцию, то магнитный поток первой фазы всегда равен сумме магнитных потоков двух других фаз, объединяемых параллельно. Поэтому для эквивалентного элемента $L_{\mu\epsilon}$ схемы рис.4.6 кривая намагничивания в первом приближении будет иметь тот же вид, что и для трехфазного трехстержневого трансформатора, только значения потокосцепления ψ возрастут в полтора раза.

Для группы из трех однофазных трансформаторов величину суммарного потокосцепления эквивалентной индуктивности $L_{\mu\epsilon}$ при каждом значении I_{μ} можно получить путем суммирования значения ψ , соответствующего заданному I_{μ} на кривой намагничивания для симметричного режима, со значением ψ для тока $0,5 I_{\mu}$.

Трансформаторы с сердечником броневого типа будут иметь кривую намагничивания $L_{\mu\epsilon}$, занимающую промежуточное положение между кривыми для трехстержневого и для группы однофазных трансформаторов, поскольку магнитные потоки фаз броневого трансформатора частично замыкаются через стержни соседних фаз, а частично - через стержни, свободные от обмоток.

При экспериментальном построении кривой намагничивания определяемая для каждого значения тока величина потокосцепления автоматически включает в себя потокосцепление рассеивания первичной обмотки, поэтому дополнительного его учета в расчете феррорезонанса не требуется. Индуктивность линии может быть также присоединена к нелинейной индуктивности шунта намагничивания трансформатора. Кривая намагничивания такой объединенной индуктивности может быть построена путем графического сложения ординат кривых $\psi(I_{\mu})$ трансформатора и $LI_{\mu} = f(I_{\mu})$ индуктивности линии. В случае, когда параллельно шунту

намагничивания трансформатора присоединена другая индуктивность L_2 (например, индуктивность нагрузки или утроенная индуктивность рассеивания вторичной обмотки, соединенной в треугольник), эквивалентную им кривую намагничивания можно построить, сложив на графике абсциссы кривых $\psi(I_\mu)$ и $I_\mu L_2(I_\mu)$. Тогда в расчетной схеме остается лишь одна индуктивность эквивалентной кривой намагничивания.

Если индуктивность с насыщающимся сердечником является единственным нелинейным элементом схемы, то анализ феррорезонансных перенапряжений для одной гармонической тока напряжения (например, для составляющих тока и напряжений промышленной частоты) можно провести, преобразовав внешнюю по отношению к зажимам индуктивности схему к последовательному соединению источника э.д.с., сопротивления и емкости, т.е. рассмотреть это явление в простейшей схеме колебательного контура. Второй закон Кирхгофа дает для действующих значений первой гармоники тока и напряжения следующее соотношение:

$$\pm \sqrt{E^2 - (IR)^2} = U_L - U_C, \quad (4.2)$$

причем зависимость $U_L = f_1(I)$ в определенных масштабах повторяет кривую намагничивания, а функция $U_C = f_2(I)$ изображается прямой линией (рис.4.7). Величина тока I , удовлетворяющая уравнению (4.2), определяется графически как абсцисса точки пересечения кривой $U_C - U_L$ с кривой $\pm \sqrt{E^2 - (IR)^2} = f_3(I)$. Последняя представляет собой эллипс, пересекающий оси в точках с координатами $(E,0)$; $(-E,0)$; $(0,E/R)$ и $(0,-E/R)$. По найденному таким способом значению тока I на графике рис.4.8 можно определить также и величины U_C и U_L .

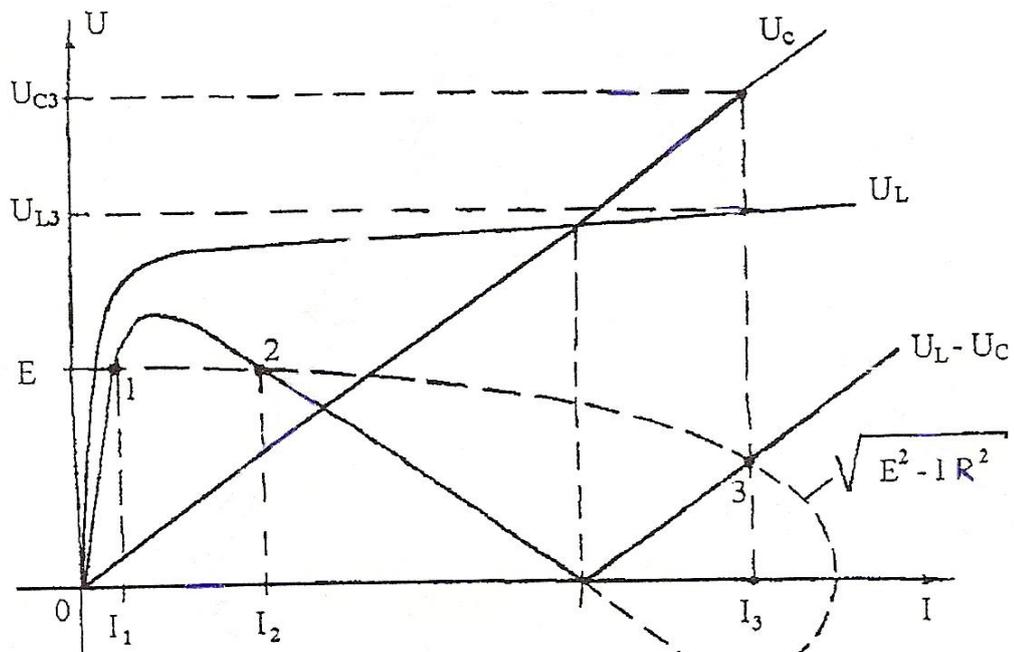


Рис.4.7. Графическое построение напряжений и тока при феррорезонансе

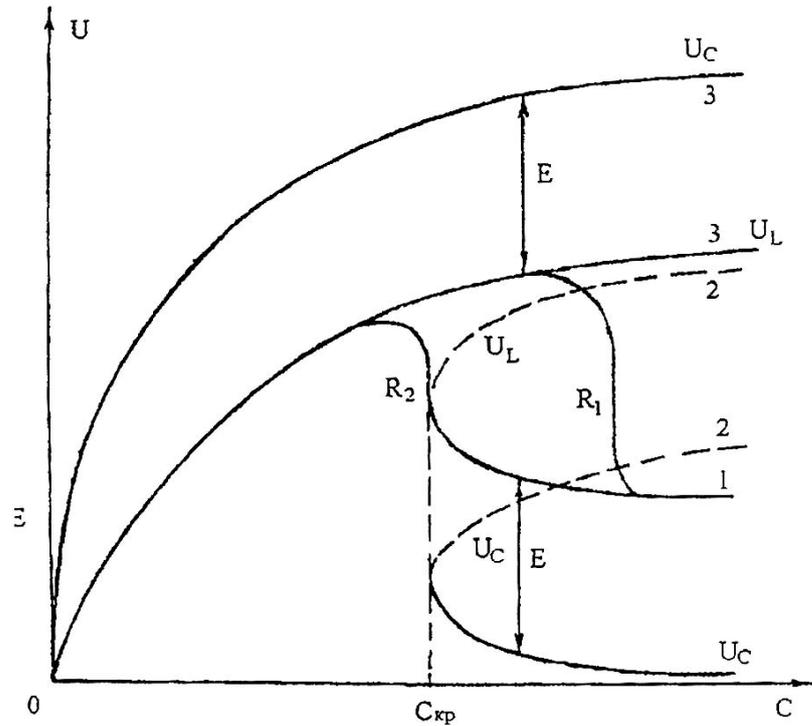


Рис.4.8. Зависимость напряжения на индуктивности (при разных значениях R) и на емкости (при $R=0$) от емкости схемы C

Построение, выполненное на рис.4.7, дает три точки (1,2 и 3) пересечения кривой $U = \pm\sqrt{E^2 - (IR)^2}$ с кривой $U=U_L-U_C$. Следовательно, при заданных параметрах существуют три различных установившихся режима, удовлетворяющих закону Киргофа. Один из них, соответствующий точке 2, является неустойчивым, поскольку вблизи нее малое отклонение тока ΔI в сторону увеличения или уменьшения вызывает изменение суммы падений напряжения ΔU в противоположную сторону, что приводит к дальнейшему росту отклонения ΔI . Два других режима, соответствующих точке 1 (при токе I_1) и точке 3 (при токе I_3), устойчивы. Какой из них фактически наступит после включения э.д.с. E в контур, зависит от предшествующего переходного процесса при включении: для установления феррорезонансного режима, соответствующего точке 3, необходимо, чтобы хотя бы кратковременно величина магнитного потока индуктивности превзошла значение, соответствующее амплитудному значению тока I_2 . Для феррорезонансного режима характерно повышенное значение тока в контуре (I_3 вместо I_1 в нормальном, нерезонансном режиме), изменение знака сопротивления контура Z_{ex} (емкостное при токе I_3 вместо индуктивного при токе I_1), а также повышенные значения напряжения на индуктивности (U_{L3}) и емкости (U_{C3}). Как видно из рис. 4.8 возможность установления либо только феррорезонансного режима, либо и того и другого зависит от величины приложенного напряжения E и сопротивления R . При малом сопротивлении R нормальный режим возможен лишь в случае, когда величина приложенной э.д.с. E не превышает величины максимума кривой $U=U_L-U_C$, в противном

случае неизбежен феррорезонанс. Увеличивая R , а, следовательно, приближая к началу координатных осей точку пересечения кривой $\sqrt{E^2 - (IR)^2}$ с осью тока I , можно практически при любом значении E исключить пересечение этой кривой с кривой U_L-U_C за точкой ее максимума, т.е. подавить феррорезонансные явления; однако, чем больше величина E , тем большее сопротивление необходимо ввести в контур для этой цели.

На рис. 4.7 показано влияние активного сопротивления R на зависимости напряжений U_L и U_C от величины емкости C . Индексы соответствуют режимам: 1 - дорезонансному, 2 - неустойчивому, 3 - резонансному. Если значения R ниже критического $R_{кр}$, при котором кривая $\sqrt{E^2 - (IR)^2}$ касается ниспадающего участка кривой U_L-U_C , то при плавном увеличении емкости напряжение U_L сначала возрастает, затем резко уменьшается. При уменьшении емкости также наблюдается скачкообразное изменение U_L в сторону больших значений. Если $R > R_{кр}$, скачков в зависимости $U_L(C)$ не наблюдается и становится возможным только один, устойчивый режим.

Графический способ определения токов и напряжений в схеме с насыщающейся индуктивностью можно распространить на схему, показанную на рис. 4.6. Необходимые для этого построения зависимости показаны на рис.4.9, где графики $U_{c1}(I_{c1})$ и $U_{c2}(I_{c2})$ - вольтамперные характеристики емкостей C_1 и C_2 .

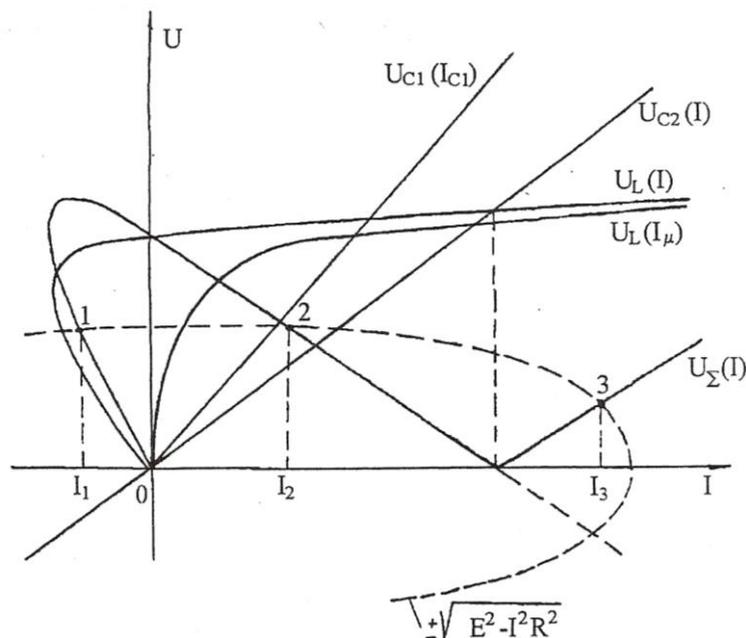


Рис.4.9 Графическое определение напряжений и токов

Вольтамперную характеристику элемента, представляющего собой параллельное соединение C_1 и индуктивности схемы $L = L_{\sigma} + L_{\mu\sigma}$, получим, если вычтем абсциссы кривой U_{c1} из абсцисс кривой $U_L(L_{\mu})$ в соответствии с имеющим место равенством: $I = I_{\mu} - I_{c1}$.

Если разность отрицательна, значит, суммарный ток I имеет емкостный

характер, если положительна - индуктивный. Зная вольтамперную характеристику параллельного соединения индуктивности и емкости C_1 , можно построить вольтамперную характеристику последовательного соединения этого элемента с емкостью C_2 . Для этого ординаты кривой $U_L(I)$ следует сложить с ординатами кривой $U_{C_2}(I)$, т. е. $U_\Sigma = U_L + U_{C_2}$. Согласно второму уравнению Кирхгофа для рассматриваемой цепи должно выполняться равенство: $U_\Sigma = \pm \sqrt{E^2 - (IR)^2}$. Токи, при которых выполняется это условие, можно найти графически по точкам пересечения кривых $U_\Sigma(I)$ и $\pm \sqrt{E^2 - (IR)^2}$.

Описанные графические построения помогают найти лишь установившиеся значения токов и напряжений промышленной частоты. Однако, нелинейность кривой намагничивания неизбежно вызывает появление высших гармоник в кривой тока.

В сетях высокого напряжения феррорезонансные перенапряжения могут возникать не только на основной частоте, но и на высших и низших гармониках. Индуктивность с насыщенным сердечником является для внешней цепи источником высших гармонических. Расчеты режимов в цепях, содержащих нелинейные индуктивности, с учетом всего спектра возникающих гармоник представляют известные трудности, поскольку они связаны с решением нелинейных дифференциальных уравнений. Наиболее точный вид переходного процесса может быть найден численным решением (методом "шаг за шагом") с помощью вычислительной техники. Для расчета установившихся режимов применяются приближенные методы.

Рассмотрим колебательный контур R-L_н-C с нелинейной индуктивностью, в котором действует источник гармонической э.д.с. с частотой ω . Предположим, что в момент предшествующего включения в контуре возникли свободные колебания, основная частота которых равна ω' . Таким образом, в токе возникнут колебания с частотами ω и ω' . Соответственно индуктивность контура будет изменяться с частотами, кратными 2ω и $2\omega'$. В результате в контуре возникнут колебания, частоты которых являются линейными комбинациями частот изменения тока и индуктивности. Например, в результате периодического изменения индуктивности с частотой $m\omega$ в контуре с собственной частотой ω' появятся гармоники $\omega' \pm m\omega$, где m - целое число.

Возникновение колебаний с частотами, кратными ω' , совместно с гармоникой, имеющей частоту ω , обусловит появление колебаний с комбинационными частотами $\omega' \pm n\omega$, где n - также целое число. Таким образом, в результате периодических изменений индуктивности, обусловленных как свободной, так и вынужденной составляющими колебания тока, в контуре могут наблюдаться колебания тока и напряжения с частотами $\omega' \pm m\omega$. В контуре с постоянными параметрами при наличии потерь свободные колебания со временем затухают. В рассматриваемом контуре с нелинейной индуктивностью может происходить обмен энергией

между колебаниями различных частот, из-за чего колебания с частотами, находящимися в определенном соотношении с ω и ω' , могут удерживаться неограниченное время, несмотря на затухание переходного процесса. Расчеты показывают, что таким образом могут существовать лишь гармоники с частотами 2ω , 3ω , а также $m\omega/n$ где m и n - целые числа. Этот результат, в частности, свидетельствует о возможности устойчивого существования в феррорезонансной сети колебаний с частотой, меньшей частоты приложенной э.д.с: $\omega/2$; $\omega/3$; $2\omega/3$ и т.д. Эти гармоники называют субгармоническими колебаниями.

Принципиальная возможность существования указанных гармоник в стационарном режиме еще не означает, что они фактически возникнут. Как показывает анализ устойчивости решения уравнения такой цепи, для существования данной гармоники в установившемся режиме необходимо выполнение следующих условий.

1. Цепь с нелинейной индуктивностью должна образовывать колебательный контур, резонансный для данной гармоники, т. е. входное сопротивление внешней по отношению к индуктивности цепи должно иметь емкостный характер и быть соизмеримым с некоторым средним значением индуктивного сопротивления нелинейного элемента на этой же частоте. Для иллюстрации возможности выполнения этого условия в схеме электропередачи (рис. 4.10,а), содержащей в конце линии неотключаемый трансформатор, на рис. 4.10,б приведены зависимости входных сопротивлений схемы второй и пятой гармонической тока прямой последовательности относительно точки подключения трансформатора. Величина предвключенного сопротивления питающего конца линии на промышленной частоте принята равной $X_1=0,19Z_g$, где Z_g - волновое сопротивление линии, $X_{mp2} = X_{mp1} = -X_1$.

2. Активные потери в рассматриваемом контуре должны быть достаточно малыми, чтобы имеющийся прирост энергии резонансной гармоники превышал расход энергии на покрытие потерь.

3. Для резонансной гармоники должны быть выполнены условия возбуждения. Здесь возможны два случая: "мягкое" и "жесткое" возбуждение. Если у гармоники "мягкое" возбуждение, для ее появления требуется, лишь достаточная глубина модуляции индуктивности, обеспечивающая необходимое приращение энергии. При реальных параметрах сетей это условие выполняется тем труднее, чем выше номер гармоник, поэтому кривые напряжения при феррорезонансе практически содержат небольшое число гармоник, преимущественно с небольшими порядковыми номерами.

Для гармоник с "жестким" возбуждением необходим, кроме того, сильный начальный толчок, например, резкое насыщение сердечника индуктивного элемента при включении в неблагоприятную фазу э.д.с. При иной фазе включения эта гармоника может остаться невозбужденной. "Жесткое" возбуждение, в частности, наблюдается у субгармонических колебаний.

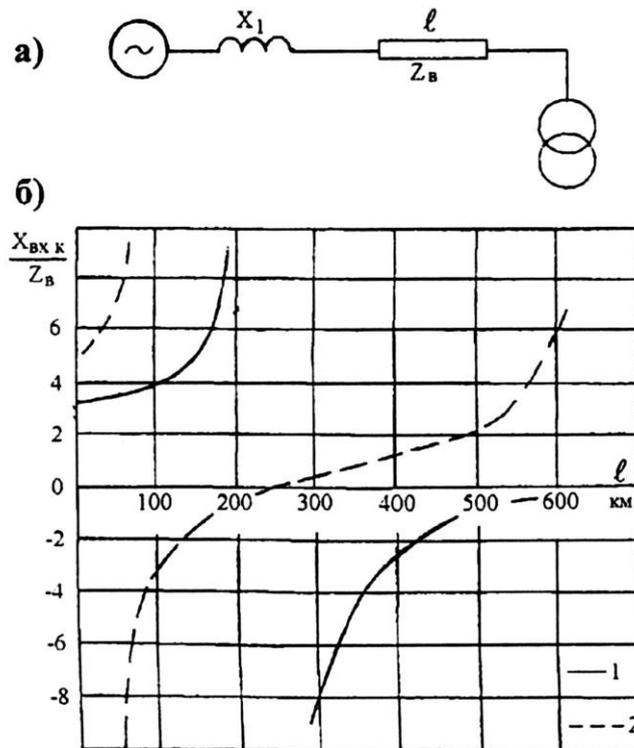


Рис. 4.10. Зависимость емкостных входных сопротивлений прямой последовательности схемы электропередачи относительно ее дальнего конца от длины линии при $X_1 = 0,19 Z_u$ для второй(1) и пятой(2) гармоник

Особым образом устанавливается феррорезонанс гармоник с четными порядковыми номерами. Для их существования необходимо наличие постоянной составляющей в кривой изменения потока, что возможно лишь в случае сохранения остаточной намагниченности сердечника, либо наличия постоянной составляющей тока в индуктивности контура. В схемах промышленной частоты обычно ток не имеет постоянной составляющей, однако при включении цепи под напряжение в шунте намагничивания трансформатора может появиться аperiodическая переходная составляющая тока, длительность затухания которой может достигать нескольких десятков периодов промышленной частоты. Эта составляющая тока нарушает симметрию изменения потока в положительный и отрицательный полупериоды промышленной частоты, что и создает возможность возбуждения гармонических колебаний с четными порядковыми номерами. По мере затухания аperiodического тока условия существования этих колебаний изменяются, и их амплитуда снижается до нуля, однако в первые полупериоды, накладываясь на коммутационный переходный процесс, эти колебания могут существенно повысить величину перенапряжений на включаемом оборудовании.

Как видно из графиков рис. 4.10, длина линии, при которой возникает опасность возбуждения второй гармонической в случае включения линии в блоке с трансформатором, составляет не менее 200...300 км. Для линии

меньшей длины этот вид перенапряжения маловероятен. Более высокие гармоники могут создавать переходный резонанс и при меньших длинах линии, однако их амплитуда оказывается меньше, и большой опасности для изоляции они не представляют.

Для развития феррорезонанса благоприятными условиями являются:
а) режим холостого хода сети или малая величина активной нагрузки; б) небольшое номинальное напряжение сети, при котором потери на корону оказываются незначительными; в) несимметрия трехфазной сети, в частности, возникновение несимметричного короткого замыкания при изолированной нейтрали сети или неполнофазного включения.

Для защиты оборудования от повреждений, связанных с феррорезонансом, можно рекомендовать:

1. Тщательный контроль за симметрией параметров нагрузки и самой сети; применение выключателей с трехфазным приводом, обеспечивающих малую вероятность неполнофазных включений и отключений.

2. Введение в схему дополнительных элементов, обеспечивающих достаточное увеличение активных потерь. Например, для снижения феррорезонансных перенапряжений на измерительных трансформаторах напряжения рекомендуется одну из его вторичных обмоток замкнуть на активное сопротивление величиной несколько десятков Ом.

3. Возможное уменьшение нелинейности кривой намагничивания индуктивного элемента сети. С этой целью, в частности, сердечники реакторов поперечной компенсации снабжают воздушным зазором, увеличивающим их магнитное сопротивление и уменьшающим рабочую индукцию магнитного поля в стали сердечника.

5. Коммутационные перенапряжения.

5.1. Перенапряжения при плановых включениях линии

В процессе работы энергосистемы часто приходится изменять ее схему путем включения или отключения отдельных линий.

Практически каждая коммутация линии сопровождается возникновением переходных процессов, могущих привести к перенапряжениям.

В первом приближении переходный процесс при включении линии может быть рассмотрен с помощью эквивалентной схемы рис. 5.1, где C_3 - суммарная емкость включаемой фазы линии относительно земли, L_3 - индуктивность включаемой фазы и питающей сети. Активное сопротивление R вводится в схему для учета потерь энергии в рассматриваемой линии.

Характер изменения напряжения на емкости включаемой фазы линии C_3 , показан на рис. 5.2. Из этого рисунка видно, что главной причиной перенапряжений при включении линий является перезаряд в колебательном режиме емкости C_3 , линии через индуктивность L_3 от начального значения напряжения $U_{co}=const$ до устанавливающегося напряжения, зависящего от мгновенного напряжения источника э.д.с. e_3 в момент включения. Частота колебаний переходного процесса при небольших длинах линий и мощной питающей сети оказывается во много раз больше частоты источника питания.

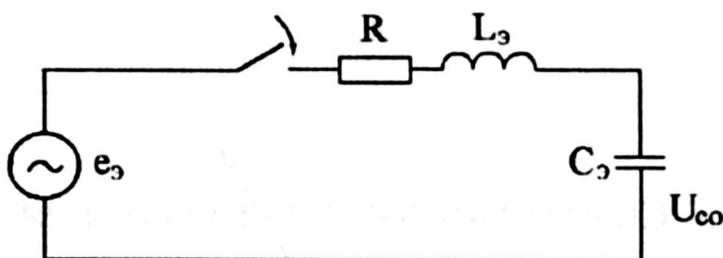


Рис.5.1. Эквивалентный R - L_3 - C_3 контур линии под напряжением

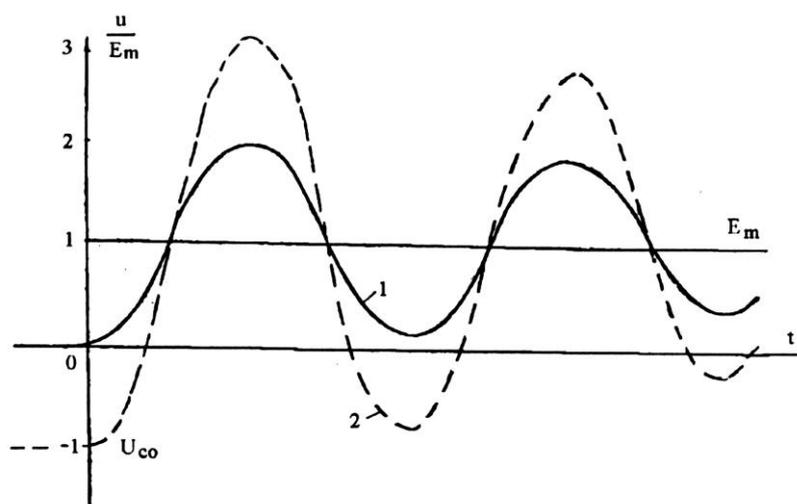


Рис. 5.2. Напряжение на емкости при включении КДС контура:
1 - при $U_{co}=0$; 2 - при $U_{co} = -U_m$

В первом приближении напряжение на емкости

$$u_{cn}(t) \cong E_m - (E_m - U_{co}) \frac{\omega_0}{\omega_1} e^{-\delta t} \cos\left(\omega' t - \arctg \frac{\delta}{\omega'}\right), \quad (5.1)$$

где $\delta = R/2L_s$; $\omega_0 = 1/\sqrt{L_s C_s}$; $\omega' = \sqrt{\omega_0^2 - \delta^2}$; E_m - амплитудное значение э.д.с.; U_{co} - начальное напряжение на линии.

Амплитуда напряжения на линии может быть определена по формуле:

$$U_{\max} = U_{нач} + (U_{уст} - U_{нач}) k_{уд}, \quad (5.2)$$

где $U_{уст}$ - величина включаемой э.д.с, равная мгновенному значению э.д.с. источника в момент включения, $U_{нач} = U_{co}$ - начальное напряжение на емкости при включении, $k_{уд} = 1 + \exp(-\delta\pi/\omega')$ - при включении ударный коэффициент, величина которого при малых значениях R близка к 2.

Условие $\omega' \gg \omega$, при котором применима формула (5.2), выполняется для большинства существующих схем, имеющих сравнительно небольшие длины включаемой линии (не более 166...200 км) и достаточно мощные источники питания.

Наиболее высокие напряжения возникают, если от предшествующего режима работы на линии осталось напряжение противоположной полярности $U_{co} = -U_m$, а включение происходит в момент положительного максимума э.д.с $U_{уст} = U_m$. Согласно (5.2) величина перенапряжения в этом случае составит:

$$U_{\max} = -E_m + (E_m + E_m) \cdot 2 = 3E_m.$$

Если обеспечить $U_{нач} = 0$, то перенапряжения не превзойдут $2E_m$. Стилизованные осциллограммы напряжения на емкости схемы рис. 5.1 для этих двух случаев приведены на рис. 5.2. Перенапряжения будут отсутствовать, если в момент включения разность напряжений на контактах выключателя и ток в индуктивности равны нулю.

В схемах, где собственная частота колебаний имеет один порядок с ω , нельзя пренебрегать изменением э.д.с. источника питания. Наибольшая величина напряжения на емкости контура рис. 5.1 может при этом оказаться не во время первого, а во время второго или последующих максимумов свободных колебаний контура. С приближением ω' к ω установившаяся составляющая напряжения на емкости C_s , представляющая собой синусоидальные колебания с частотой ω , возрастает по амплитуде за счет приближения к резонансу (рис. 5.3). В таких схемах перенапряжения при включении формируются как результат наложения переходной составляющей на вынужденную составляющую, представляющую собой синусоиду промышленной частоты. Амплитуда вынужденной составляющей напряжения на емкости C_l обычно оказывается выше амплитуды э.д.с. источника питания. Кратность перенапряжений на емкости линии представляют в этом случае в виде произведения двух множителей:

$$k_n = \chi \cdot V, \quad (5.3)$$

где $V = U_{уст} / E_m$ - кратность квазистационарной составляющей перенапряжения на холостой линии, равная отношению амплитуды напряжения установившегося режима $U_{уст}$ к амплитуде э.д.с. источника питания E_m ; $\chi = U_{max} / U_{уст}$ - коэффициент коммутационных перенапряжений, равный отношению амплитуды перенапряжения U_{max} к амплитуде напряжения установившейся составляющей.

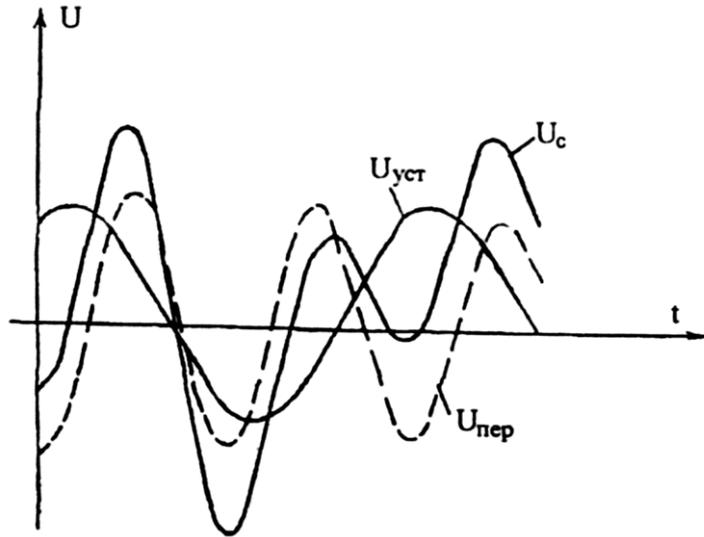


Рис. 5.3. Напряжение на емкости при включении R-L-C контура на источник гармонического напряжения при $\omega' \approx \omega$

Смысл представления кратности перенапряжений в виде (5.3) заключается в том, что каждый из коэффициентов χ и V отражает влияние на величину перенапряжений различных параметров процесса. Множитель V не зависит ни от начальных условий, ни от вида коммутации; а определяется практически лишь отношением ω' / ω , т. е. параметрами схемы сети. Коэффициент χ при $\omega' > 1,5\omega$ определяется в основном начальными условиями коммутации: углом включения ψ_e , и напряжением на линии U_0 .

Более точное решение переходного процесса при включении линии (рис.5.4) получается путем решения системы дифференциальных уравнений, описывающих изменения тока и напряжения в различных точках линии как в элементе с распределенными параметрами. В общем виде для однопроводной линии без учета активных потерь это решение имеет вид:

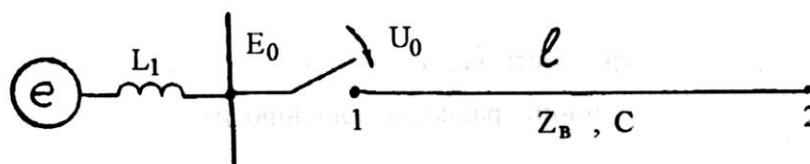


Рис.5.4. Эквивалентная схема включения длинной линии электропередачи

$$U(p) = Ae^{-\gamma x} + Be^{\gamma x}; I(p) = \frac{A}{Z_B} e^{-\gamma x} - \frac{B}{Z_B} e^{\gamma x}, \quad (5.4)$$

где $U(p)$ и $I(p)$ - операторные изображения напряжения и тока в точке линии, отстоящей от начала на расстоянии X ; $Z_B = \sqrt{L/C}$ - волновое сопротивление линии (L и C - индуктивность и емкость линии на единицу длины), $\gamma = \pm p\sqrt{LC}$ - коэффициент распространения; A и B - постоянные интегрирования, определяемые напряжениями и токами на концах линии.

Для упрощения уравнений целесообразно, применительно к решению для схемы рис.5.4 ввести новые параметры: $\tau = l\sqrt{LC}$ - время пробега электромагнитной волны вдоль линии длиной l и $T = L_1/Z_B$ постоянную времени изменения тока в предвключенной индуктивности L_1 .

Для случая включения гармонической э.д.с:

$$e = E_m \cos(\omega t + \psi_e)$$

на незаряженную линию решение для напряжения на холостом конце пинии $u_2(t)$ получается в виде:

$$u_2(t) = E_m \frac{\cos(\omega t + \psi_k)}{\cos \omega t - \omega T \sin \omega t} + \sum_{k=1}^{\infty} U_{km} \cos(\omega_k t + \psi_k), \quad (5.5)$$

где $U_{km} = \frac{2E_m}{(\omega^2 - \omega_k'^2)} \frac{\sqrt{\cos^2 \psi_e + \frac{\omega^2}{\omega_k'^2} \sin^2 \psi_e}}{T\tau \cos \omega_k' + \frac{1}{\omega_k'} (T + \tau) \sin \omega_k' \tau}$ - амплитуда k - й

гармонической свободных колебаний в конце разомкнутой линии, ω_k' - частота k - й гармонической, определяется решением трансцендентного уравнения:

$$\operatorname{ch} \omega_k' \tau + \omega_k' T \operatorname{sh} \omega_k' \tau = 0$$

$$\psi_k = \operatorname{arctg} \left(\frac{\omega}{\omega_k'} \operatorname{tg} \psi_e \right) - \text{начальная фаза } k \text{ - й гармонической.}$$

Частоты k -х гармонических свободных колебаний могут быть приближенно (с погрешностью не более 5%) вычислены по формуле:

$$\omega_k' \cong k\pi \frac{1}{\tau} + \frac{1}{\tau} \frac{1}{\sqrt{\frac{a}{b+1} + \frac{(b+2)^2}{(b+1)^2 \pi^2} + a^2 k^2 \pi^2}},$$

где $a = \frac{L_1 L_2}{L_n (L_1 + L_2)}$; $b = \frac{L_n}{L_1 + L_2}$; $L_n = lL$, L_1 - индуктивность, подключенная к началу линии, L_2 - индуктивность, подключенная к концу линии.

Анализ выражения (5.5) показывает, что с ростом порядкового номера гармоники k , ее амплитуда уменьшается. При расчетах величины перенапряжений оказывается достаточным учесть лишь два-три члена суммы гармоник переходной составляющей в выражении (5.5). В реальных условиях слагаемые переходной составляющей затухают со временем за счет наличия активных потерь.

Установившаяся составляющая перенапряжения в конце линии зависит от величины эквивалентной э.д.с. питающей сети, от индуктивности L_1 и от длины линии. Эквивалентная э.д.с. питающей сети равна напряжению на шинах подстанции при отключенной коммутируемой линии и определяется режимом работы энергосистемы.

В условиях эксплуатации величины E_m , ψ_e , L_1 , даже для одной линии, являются случайными, а значения τ и T могут быть разными для различных линий, поэтому кратность перенапряжений, определенная исходя из формулы (5.4), также оказывается случайной величиной.

Рассмотрим подробно причины статистической вариации параметров, от которых зависит величина перенапряжений.

Выключатели, не оснащенные специальными устройствами для выбора момента включения, получают командный импульс на срабатывание механизма включения в произвольный момент времени. При этом распределение начальной фазы электрического включения, т.е. зажигания электрической дуги между сближающимися контактами выключателя, оказываются зависящими от скорости снижения электрической прочности межконтактного промежутка выключателя в процессе его включения. Это показывает рис.5.5, где сопоставлены графики изменения пробивного напряжения межконтактного промежутка выключателя (1) и напряжения сети (2) при различных скоростях сближения контактов. В случае малой скорости (рис. 5.5а) становится невозможным включение линии при малых мгновенных значениях напряжения, поскольку пересечение кривых 1 и 2, независимо от того, в какой момент начинается сближение контактов выключателя, происходит лишь вблизи максимумов напряжения источника питания. При больших скоростях (рис. 5.5,б) статистическое распределение ψ_e приближается к равномерному на интервале от $\psi_{e\min} = 0$ до $\psi_{e\max} = 360^\circ$. Учитывая, что замыкание вблизи положительного или отрицательного максимумов напряжения источника обычно приводит к наиболее высоким перенапряжениям, можно прийти к заключению, что коммутация включения линии выключателем с медленно сходящимися контактами должна чаще давать высокие перенапряжения по сравнению с коммутацией быстродействующими выключателями. Исследования показали, что все современные типы выключателей высокого напряжения можно отнести к разряду быстродействующих, т. е. способных произвести электрическое замыкание контактов практически в любую фазу включаемого напряжения. Поэтому перенапряжения при плановых включениях линии слабо зависят от типа выключателя, если его конструкция не предусматривает специальных мер для борьбы с коммутационными перенапряжениями (например, шунтирующие сопротивления или специальное устройство для выбора оптимальной фазы включения ψ_e).

Помимо физических параметров сети, влияющих на развитие переходных процессов и входящих в формулы расчета величины перенапряжений, на распределение величины коэффициента перенапряжений влияют такие

факторы, как условия эксплуатации высоковольтных сетей, изменение параметров сетей по мере их развития и т.п. Наряду с оценками величины коэффициентов перенапряжений, полученными расчетным путем, широко используются данные о величине и повторяемости перенапряжений, полученные при прямых измерениях их величины в реальных высоковольтных сетях.

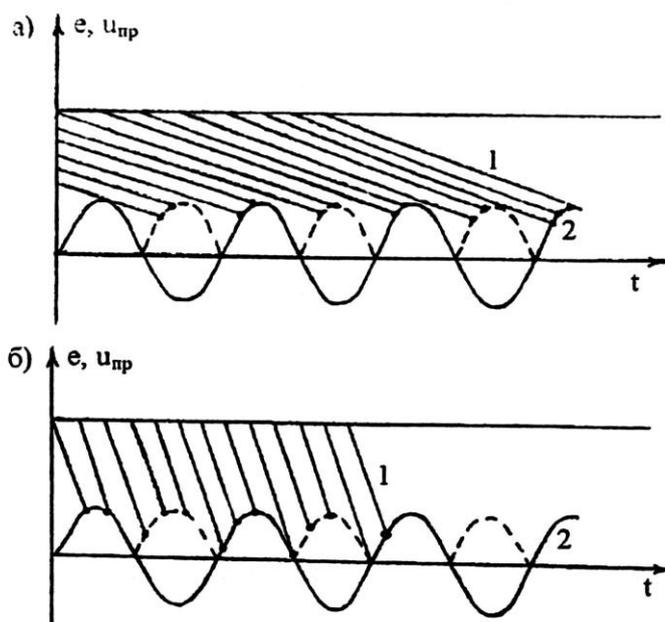


Рис. 5.5. К определению вероятности включения линии при различных фазах питающего напряжения e : а - малая скорость изменения пробивного напряжения $u_{пр}$ межконтактного промежутка; б - большая скорость изменения $u_{пр}$

Установлено, что для большинства обследованных схем параметры закона распределения χ оказываются практически независимыми от структуры и параметров питающей сети, а также от параметров самой включаемой линии.

Это дает возможность усреднить результаты измерений, проведенных в разных схемах и на разных линиях, и объединить эти данные в единую кривую закона распределения χ при плановых включениях линии. Исключение составляют лишь схемы с весьма маломощными источниками питания и с большими длинами линии, для которых выполняется условие

$$\omega_1 \leq 1.6\omega$$

Статистический анализ показал, что экспериментально полученная кривая закона распределения случайной величины χ для коммутаций планового включения линии удовлетворительно аппроксимируется функцией нормального закона распределения:

$$P(\chi) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{\chi}^{\infty} e^{-\frac{(\chi-\bar{\chi})^2}{2\sigma^2}} d\chi, \quad (5.6)$$

где $\bar{\chi} = 1.64$ среднее значение коэффициента перенапряжений при данном виде коммутации, $\sigma = 0.183$ - его стандартное отклонение, $P(\chi)$ - вероятность того события, что при одной коммутации (одной из фаз линии) величина χ превысит значение, указанное в скобках как аргумент функции Q .

Вынужденное напряжение V на питающем конце в большинстве случаев имеет невысокое значение ($\bar{V} = 1,04$; $\sigma_v = 0,01$). На разомкнутом конце исследованных линий V изменяется в основном в пределах $V = 1,05 \div 1,15$ ($\bar{V} = 1,1$; $\sigma_v = 0,015$). В редких случаях (при аварийных режимах, при питании длинной линии от маломощной сети, при отключении от сети устройств для снижения вынужденной составляющей и т. п.) возможны повышения коэффициента вынужденной составляющей до $V = 1,6 \dots 2,0$. В таких случаях требуется немедленное отключение линии независимо от наличия или отсутствия коммутационной составляющей перенапряжений.

Если рассматривать закон распределения кратности перенапряжений K для какой-либо одной конкретной линии, то можно пренебречь статистической вариацией величины V и считать ее величиной постоянной. В этом случае выражение для вероятности $P(K)$ приводится к нормальному закону распределения кратности перенапряжений K :

$$P(K) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \int_{\frac{K}{V}}^{\infty} e^{-\frac{(\chi - \bar{\chi})^2}{2\sigma^2}} d\chi . \quad (5.7)$$

Существует ряд мер, направленных на снижение вероятности появления высших кратностей перенапряжений при включениях линий. Как и меры снижения других видов коммутационных перенапряжений, их можно подразделить на три группы.

1. Меры ограничения вынужденной составляющей V коммутационных перенапряжений. К ним относятся: деление дальних линий электропередачи на участки длиной не более 250...300 км с подключенными к промежуточным точкам устройствами поддержания нормального уровня напряжения; применение трансформаторов с регулирующимся коэффициентом трансформации, шунтирующих реакторов и синхронных компенсаторов; выбор такой последовательности включения концов линии, при которой сначала линия подключается к шинам наиболее мощной подстанции, а затем - к шинам менее мощной подстанции.

2. Меры, направленные на ослабление переходной составляющей коммутационного процесса при включении линий. Сюда относятся установка шунтирующих сопротивлений в выключателях и "синхронное включение" выключателей с выбором такого момента включения, при котором обеспечиваются невысокие значения χ . Ослабление интенсивности переходного процесса при включении линии можно достичь также путем введения на время коммутации активных сопротивлений в цепь тока, протекающего по шунтирующим реакторам, например, включения резистора в нейтраль обмоток группы трехфазных реакторов.

3. Использование вентильных разрядников и нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН). Эти устройства поглощают в своих рабочих резисторах значительную часть энергии перенапряжений, что приводит к снижению их амплитуды.

Рассмотрим более подробно перечисленные выше меры борьбы с переходной составляющей перенапряжений при плановых включениях линии. Шунтирующее сопротивление в выключателе показано на рис.5.6. Оно шунтирует часть последовательных разрывов выключателя и способно выдерживать полное напряжение, прикладываемое к контактам выключателя. Включение линии начинается с замыкания контактов 1. Ток перезаряда емкости линии протекает при этом через резистор $R_{ш}$, благодаря которому переходный процесс на линии демпфируется, не создавая больших перенапряжений. Через 10...20 мс включаются контакты 2, выводящие шунтирующее сопротивление из силовой цепи. На этом этапе также возможен переходный процесс, но при правильно выбранной величине $R_{ш}$ и он не вызывает больших перенапряжений. Оптимальное значение величины $R_{ш}$ составляет приблизительно $2Z_0$, т. е. 600... 1200 Ом. С учетом возможности включения выключателя на короткозамкнутую линию, необходимо обеспечить, помимо электрической прочности, достаточно высокую термическую стойкость шунтирующего сопротивления.

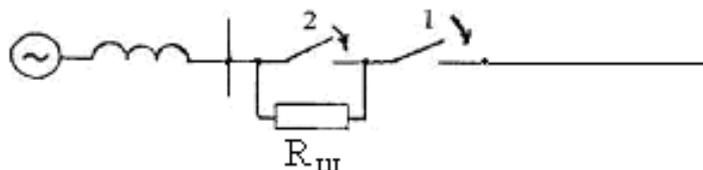


Рис. 5.6. Выключатель с шунтирующими сопротивлениями

Расчеты показывают, что с помощью шунтирующих сопротивлений, возможно, ограничить расчетный коэффициент перенапряжений при плановых включениях линий до величины $\chi = 1,6$. Более глубокое ограничение перенапряжений возможно путем применения в одном выключателе нескольких шунтирующих сопротивлений, включаемых в цепь питания линии последовательно во времени.

"Синхронное включение" линии может осуществляться выключателем, снабженным устройством для выбора момента включения с определенной фазой напряжения источника питания. Это может быть электронная или микропроцессорная схема, следящая за напряжением питающей сети и подающая импульс, опережающий выбранный момент включения на время срабатывания привода и схождения контактов выключателя. Синхронное включение позволяет выбирать такую фазу питающей э.д.с. ψ_e , при которой коэффициент перенапряжений имеет минимальное значение (рис. 5.7). Эффективность синхронного включения, как меры ограничения перенапряжений, зависит в первую очередь, от стабильности времени срабатывания привода выключателя. При разбросе

этого времени, не превышающем ± 1 мс, возможно снижение коэффициента перенапряжений до $\chi=1,4$.

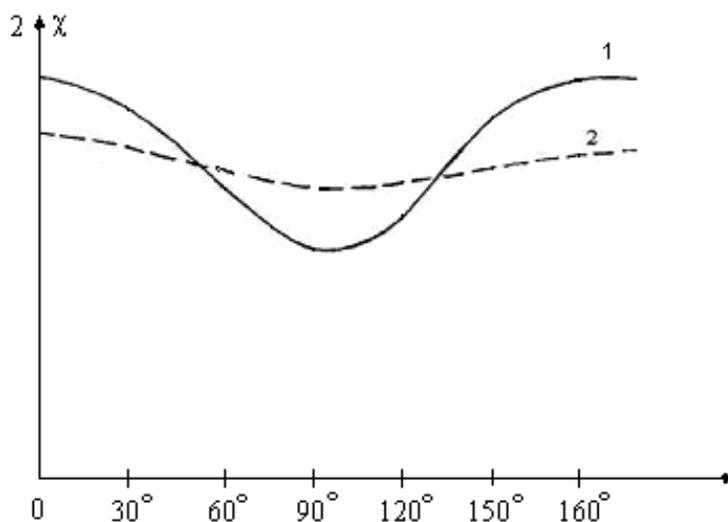


Рис.5.7. Зависимость коэффициента перенапряжений χ от фазы включения линии ψ_e при $U_0=0$, $\delta=R_{\omega}/(2L)=30$ 1/с: 1- $\omega'=7\omega$; 2- $\omega'=1,5\omega$

Комбинированные вентильные разрядники существующих конструкций позволяют ограничивать кратность коммутационных перенапряжений до уровня $k_n=2,2...2,5$. Дальнейшее снижение этого уровня требует усиления дугогасящей способности искровых промежутков разрядников и связано с риском повреждения разрядников при длительных квазистационарных перенапряжениях.

ОПН позволяют снизить коммутационные перенапряжения до $k_n=1,6$, однако требования к снижению вынужденной составляющей в сети при использовании ОПН возрастают.

Наилучшим образом задача ограничения перенапряжений при включении линий решается путем комплексного использования перечисленных мероприятий. В энергосистемах России признано необходимым, ограничивать перенапряжения при плановых включениях линий в сетях СВН. Для этих сетей в комплекс защитных мероприятий входят: секционирование дальних линий на участки длиной до 250...300 км и установка шунтирующих реакторов на линиях, а также подключение разрядников комбинированного типа, осуществляющих одновременно функции защиты от грозových и от коммутационных перенапряжений. Кроме перечисленных мер, предполагается использовать шунтирующие сопротивления в выключателях и рассматривается возможность синхронного включения линий. Опыт эксплуатации показывает, что такие меры обеспечивают достаточно эффективную защиту от коммутационных перенапряжений при плановых включениях линии. За рубежом более широкое распространение получили выключатели с шунтирующими сопротивлениями (включая сети 110 и 220 кВ), а также синхронное включение линий.

5.2 Перенапряжения при отключении ненагруженных линий

Отключение ненагруженной (разомкнутой на одном конце) линии может привести к значимым перенапряжениям. При прохождении через нуль тока линии восстанавливается электрическая прочность между расходящимися контактами выключателя. Если напряжение, восстанавливающееся между этими контактами, превысит электрическую прочность, то произойдет повторное зажигание дуги, и емкость линии будет перезаряжаться в колебательном процессе. Одна коммутация отключения при медленном расхождении контактов выключателя или разъединителя может сопровождаться несколькими повторными зажиганиями и соответственно - импульсами перенапряжений на изоляции линии.

Рассмотрим механизм развития этих перенапряжений сначала в простейшей эквивалентной схеме, где питающая сеть замещена источником э.д.с, включенным последовательно с индуктивно-активным внутренним сопротивлением, а линия - сосредоточенной емкостью (рис. 5.8,а). Гашение дуги между расходящимися контактами выключателя происходит в момент t_1 (рис. 5.8б), когда ток проходит через нулевое значение и вследствие этого прекращается поступление энергии, поддерживающей высокую температуру в канале дуги.

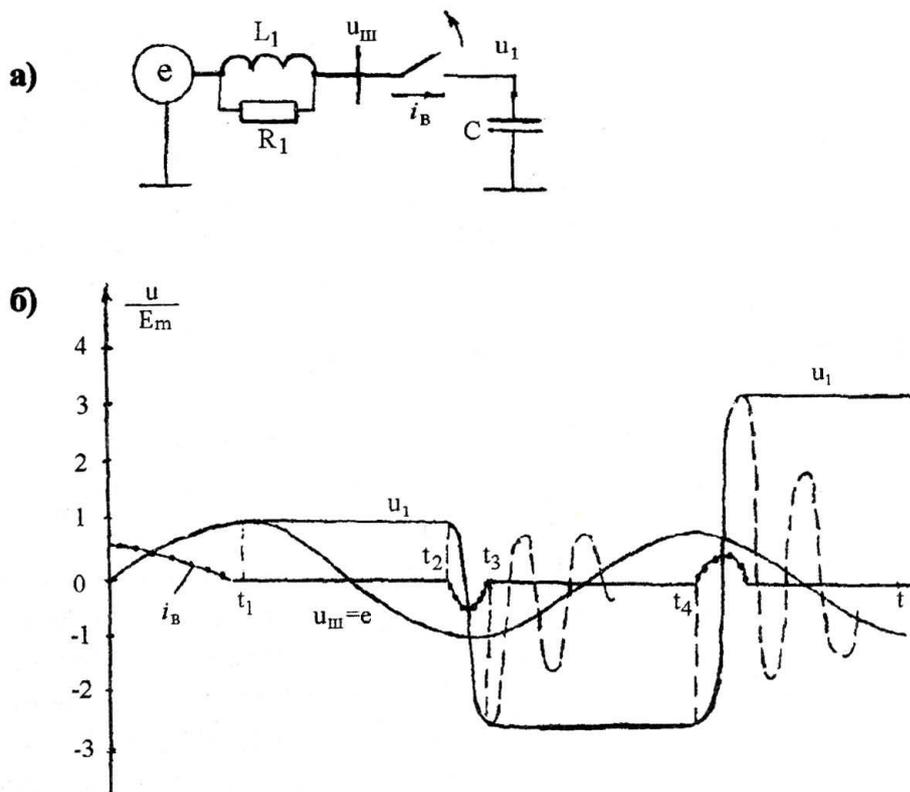


Рис. 5.8. Напряжение на линии при ее отключении с повторными зажиганиями дуги: а - схема сети; б - напряжение на линии при ее замещении эквивалентным R-L-C контуром

Заряд, оставшийся на емкости линии после гашения дуги, медленно стекает на землю через сопротивление утечки изоляции, поскольку постоянная времени разряда имеет порядок десятков секунд; напряжение на емкости линии C остается практически неизменным и близким к амплитуде фазного напряжения. Напряжение на шинах $u_{ш}$ по-прежнему изменяется в соответствии с э.д.с. $e(t)$. Напряжение между контактами выключателя u_{ϵ} определяется разностью напряжений на линии u_1 и на стороне питания $u_{ш}$ (рис. 5.8). Через половину периода промышленной частоты это напряжение $u_{\epsilon} = u_1 - u_{ш}$, как следует из рисунка, возрастает до удвоенного значения амплитуды питающей э.д.с. $2E_m$. Если в худшем случае в этот момент (t_2 на рис.5.8 б) происходит повторное зажигание дуги, то емкость линии начинает перезаряжаться в колебательном режиме от начального значения напряжения $u_1 \approx E_m$ до установившегося напряжения $u_{ш} = e(t)$. Частота свободных колебаний оказывается, как правило, примерно на порядок выше промышленной частоты, и в первом приближении можно пренебречь изменением напряжения источника э.д.с. за время $\Delta t = t_3 - t_2$ достижения амплитуды напряжения на емкости C . При этом максимальное значение напряжения на линии можно рассчитать по формуле (6.2)

$$U_{1\max} = U_{нач} + (U_{вст} - U_{нач})K_{уд} = E_m + (-E_m - E_m) \cdot 1.8 = -2.6E_m,$$

где $K_{уд} \approx 1,8$ - ориентировочное значение ударного коэффициента в эквивалентном контуре с учетом потерь в сопротивлении R_1 .

В момент t_3 ток $i = du_1 / dt = 0$ и дуга гаснет вновь. Емкость линии после этого остается под напряжением, равным $U_{1\max}$.

Спустя примерно половину периода промышленной частоты э.д.с. достигнет амплитудного значения $U_m = E_m$, напряжение между контактами выключателя повысится до $U_{\epsilon} = E_m - U_{1\max} = 3.6E_m$ (момент t_3 на рис. 5.8 б). Одновременно расходятся контакты выключателя и увеличивается электрическая прочность между ними, поэтому повторное зажигание дуги может возникнуть уже не при $2E_m$, а при больших значениях напряжения U_{ϵ} . Наиболее опасно зажигание дуги в момент t_4 . В этом случае начинается перезаряд емкости с линии от начального напряжения $U_{нач} = -2,6E_m$ до установившегося $U_{вст} = +E_m$ и перенапряжения достигают $U_{2\max} = -2,6E_m + (E_m + 2.6E_m)1,8 \approx -3,3E_m$.

Таким образом повторные зажигания дуги в наиболее неблагоприятные моменты времени могут вызвать многократные опасные для изоляции перенапряжения. В реальных выключателях зажигания дуги происходят в случайные моменты времени, и процесс нарастания перенапряжений от одного повторного зажигания к другому не приводит к столь быстрому росту их величины. Тем не менее, большое число повторных зажиганий дуги, достигающее в некоторых типах масляных выключателей 12-15 при каждой

коммутации фазы линии, приводит к опасным перенапряжениям. Остающееся после окончательного гашения дуги напряжение на линии U_0 может достигать до $(1,6...1,8)U_{\phi m}$, что создает предпосылки для высоких перенапряжений при последующем автоматическом повторном включении линии.

В современных выключателях принимают меры для предотвращения повторных зажиганий дуги при отключении линий. В частности, отечественные воздушные выключатели высокого напряжения практически всегда отключают линию без опасных повторных зажиганий, поэтому в сетях, оборудованных такими выключателями, с перенапряжениями при отключениях ненагруженных линий можно не считаться.

Масляные выключатели имеют меньшую скорость расхождения контактов и восстановления электрической прочности (кривая 2 рис. 5.9). Поэтому в них возникают опасные повторные зажигания дуги.

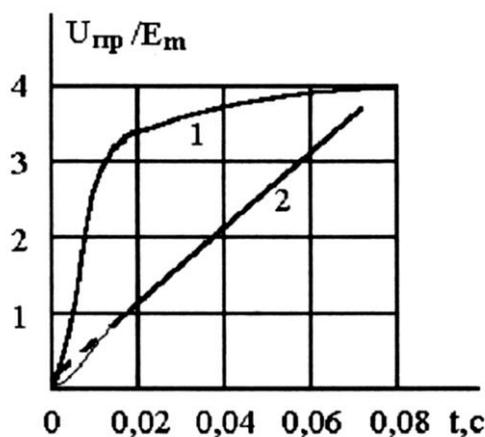


Рис. 5.9. Изменение во времени электрической прочности межконтактного промежутка: 1 - воздушный выключатель; 2 - масляный выключатель.

Оценки статистического распределения коэффициента перенапряжений при отключении ненагруженных линий 110 кВ и выше этими типами выключателей составляют: для математического ожидания коэффициента перенапряжений $\bar{\chi} = 2,0$, для среднеквадратичного отклонения $\sigma = 0,34$. Закон распределения χ при отключении линии с повторными зажиганиями дуги отличается от нормального и может быть аппроксимирован двойным экспоненциальным законом:

$$Q(\chi) = 1 - e^{-e^{-\alpha(\chi - \tilde{\chi})}}, \quad \tilde{\chi} = \bar{\chi} - 0,45\sigma, \quad (5.8)$$

где $\tilde{\chi}$ - модальное значение величины коэффициента перенапряжений;
 $\alpha = \frac{\pi}{\sigma\sqrt{6}}$ - показатель рассеивания случайной величины.

Опасность отключения ненагруженной линии малообъемным масляным выключателем усугубляется также тем, что перекрытие ее изоляции, вызванное этими перенапряжениями, может повлечь разрушение выключателя: малая величина емкостного тока отключаемой линии не создает

достаточного давления в его дугогасительной камере для надежного гашения дуги тока к.з., поэтому, если в ходе отключения линии возникает к.з. и ток резко возрастает, такой выключатель может оказаться неспособным погасить дугу.

Радикальной мерой борьбы с этим видом коммутационных перенапряжений является применение выключателей без опасных повторных зажигания дуги при отключении линии. В противном случае целесообразно оснастить линию средствами снятия остаточного заряда: вынести на линию измерительный электромагнитный трансформатор напряжения или предусмотреть другие пути стекания остаточного заряда с линии. Эффективным оказывается подключение к линии шунтирующего реактора. Приближая форму кривой остающегося на линии напряжения к кривой, воздействующей э.д.с. он замедляет рост напряжения между контактами выключателя и тем самым уменьшает вероятность повторных зажигания дуги.

Ограничение перенапряжений при отключении линий может осуществляться с помощью вентильных разрядников или нелинейных ограничителей перенапряжений. Однако при этом, вследствие многократности зажигания дуги в ходе каждой коммутации, происходит ускоренное расходование ресурса пропускной способности резисторов этих аппаратов.

Таким образом, перенапряжения при коммутации ненагруженных линий электропередачи связаны с включениями или отключениями выключателями емкостных токов. Подобные же процессы возникают при отключениях батарей конденсаторов поперечной компенсации (БК) или сборных шин подстанций.

5.3. Особенности перенапряжений при коммутации линии в блоке с трансформатором

В некоторых схемах коммутации линии производятся совместно с присоединенными к ней силовыми трансформаторами. К таким схемам относятся блочные (рис. 5.10 а), полублочные (рис.5.10 б) схемы, а также линии с присоединенными в промежуточных точках трансформаторами без выключателей (рис.5.10 в).

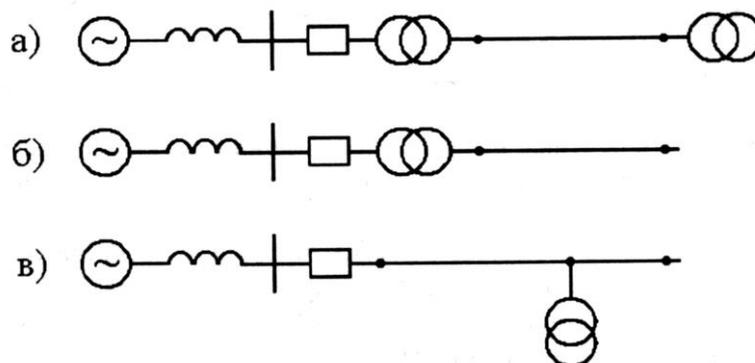


Рис. 5.10 Схемы линий с трансформатором (а, б) и с трансформатором в промежуточной точке линии (в)

В отличие от шунтирующих реакторов силовые трансформаторы на линии при наличии остаточного заряда и при повышении напряжения быстро входят в режим насыщения магнитопровода. При этом возрастают активные потери, на несколько порядков увеличивается ток шунта намагничивания, и начинают проявляться эффекты, связанные с нелинейностью характеристики намагничивания магнитопровода, в частности, становится возможным возбуждение феррорезонанса на высших гармониках промышленной частоты ω . На величину перенапряжений при коммутациях линии наличие трансформатора оказывает двойное влияние. С одной стороны, рост активных потерь и тока, стекающего с линии в землю, способствует снижению вынужденной и переходной составляющих переходного процесса. В коммутациях АПВ и отключения масляными выключателями, когда существенную роль играет скорость стекания остаточного заряда с линии, трансформаторы могут рассматриваться как эффективное средство снижения перенапряжений путем снятия остаточного заряда, что подтверждается характером переходного процесса, возникающего при отключении линий с подключенными к ним силовыми трансформаторами. Однако при неблагоприятных сочетаниях параметров сети, наличие в момент коммутации трансформатора на линии может вызвать развитие переходного феррорезонанса - увеличение амплитуды и длительности перенапряжений при включениях и АПВ линии за счет возбуждения высших гармонических. Расчеты и полевые исследования показывают, что феррорезонансные процессы при трехфазном включении линии с трансформатором имеют место лишь при длине линии не менее 200...300 км.

5.4. Автоматическое повторное включение линий

Коммутации автоматического повторного включения линии происходят реже, чем плановые включения, но могут сопровождаться более высокими перенапряжениями. Главной причиной повышенных перенапряжений является наличие на линии остаточного заряда, не успевающего стечь за время бестоковой паузы АПВ и создающего в момент включения начальное напряжение на линии U_0 . Переходный процесс на дальнем конце линии при АПВ описывается уравнением, аналогичным (5.5). Формула для расчета вынужденной составляющей остается такой же, как и при плановом включении, однако величина эквивалентной э.д.с. E часто оказывается больше, чем при плановом включении за счет того, что питающая энергосистема не успевает перестроиться с режима, предшествовавшего отключению линии на новый режим одностороннего включения линии. Переходная составляющая напряжения в конце линии, с учетом ненулевого начального напряжения u_0 , определяется по формуле:

$$u_{2пер}(t) = \sum_{k=1}^{\infty} U_{km} \cos(\omega'_k t + \psi_k), \quad (5.9)$$

$$\text{где } U_{km} = \frac{2E_m}{(\omega^2 - \omega_k'^2)} \frac{\sqrt{\left(\cos^2 \psi_e + \frac{u_0}{E_m} \frac{(\omega^2 - \omega_k'^2)}{\omega_k'} \right) + \frac{\omega^2}{\omega_k'^2} \sin^2 \psi_e}}{T \tau \cos \omega_k' \tau + \frac{1}{\omega_k'} (T + \tau) \sin \omega_k' \tau},$$

а начальная фаза k - й гармонической

$$\psi_k = \arctg \frac{\frac{\omega}{\omega_k'} \sin \psi_e}{\cos \psi_e + \frac{u_0}{E_m} \frac{(\omega^2 - \omega_k'^2)}{\omega_k'}}.$$

Качественно роль остаточного заряда была проиллюстрирована на рис. 5.2. При совпадении знаков мгновенного значения э.д.с. при включении E и напряжения на линии U_0 амплитуда перенапряжения оказывается тем ниже, чем меньше разность абсолютных значений E и U_0 . Противоположные полярности E и U_0 приводят к увеличению амплитуды переходной составляющей при АПВ линии по сравнению с ее величиной при плановом включении. Средние значения коэффициентов перенапряжений при АПВ линий $\bar{\chi}$ оказываются примерно такими же, как и при плановых включениях. Однако среднеквадратичное отклонение величины χ при АПВ оказывается существенно больше, что и определяет увеличение вероятности появления больших кратностей перенапряжений по сравнению с плановым включением линии.

Результаты опытов, проведенных в высоковольтных сетях, показывают, что закон распределения коэффициента перенапряжений при включениях линии в цикле АПВ близок к нормальному, т. е. удовлетворительно аппроксимируется выражением (5.7). Параметры закона распределения зависят от типа выключателя и от длительности бестоковой паузы АПВ (табл.5.1). В течение бестоковой паузы происходит стекание остаточного заряда с отключенной линии, постоянная времени разряда емкости линии через сопротивление утечки изоляции зависит от погодных условий и имеет порядок нескольких секунд, поэтому при быстродействующем АПВ (БАПВ), имеющим длительность бестоковой паузы не более 0,35 с, имеют место более высокие значения U_0 , и, соответственно - более высокие перенапряжения. Повышенные значения U_0 при отключении линий масляными выключателями объясняются особенностями процесса отключения линий этими выключателями, описанными в § 5.2.

В нижней строке табл. 5.1 приведены расчетные значения 20-летней кратности перенапряжений при включении воздушным выключателем в цикле АПВ с длительностью бестоковой паузы 1 с. Они вычислены по той же методике, что и для плановых включений, только среднее значение вынужденной составляющей согласно опыту эксплуатации принято равным $\bar{V} = 1.25$.

Если на линии во время АПВ подключен шунтирующий реактор, то

Таблица 5.1

Параметры законов распределения величины остаточного заряда на линии U_0 и коэффициентов перенапряжений при трехфазном автоматическом повторном включении линии

Тип выключателя	Воздушный		Масляный	
	Длительность бестоковой паузы АПВ, с	0,35	1,0	0,35
$\overline{U_0}$	0,63	0,56	0,72	0,66
σ_{u0}	0,22	0,2	0,32	0,29
$\overline{\chi}$	1,75	1,64	-	2,0
σ_{χ}	1,31	0,25	-	0,34
k_{τ}	3,12	2,77	-	3,52

создается путь для стекания остаточного заряда с линии на землю. Однако при высокой добротности и $R-L-C$ контура, образованного емкостью линии относительно земли и индуктивностью реактора, процесс разряда линии через реактор имеет колебательный характер. Время затухания колебаний может достигать нескольких секунд, что не обеспечивает отсутствия остаточного заряда к моменту повторного включения линии. Кроме того, из-за наличия электромагнитной связи между фазами и небольшой разницы между частотами колебаний разных фаз возможны биения амплитуд колебаний, приводящие к дополнительному повышению в отдельные моменты времени напряжения U_0 , поэтому статистические характеристики перенапряжений при АПВ линии с реактором оказываются практически такими же, как и линии без реактора, несмотря на наличие пути для стекания остаточного заряда в землю.

Особенно неблагоприятными являются автоматические повторные включения линии на устойчивое короткое замыкание, не устраненное действием АПВ. При этих коммутациях кратность перенапряжений на здоровых фазах увеличивается за счет повышения установившейся составляющей напряжения, вызванного протеканием в сети несимметричного тока короткого замыкания. Однако доля таких неуспешных АПВ в общем количестве автоматических включений линий в сетях 110-500 кВ составляет всего около 20%, поэтому, несмотря на повышенные значения перенапряжений, эти коммутации слабо отражаются на статистических характеристиках суммарного потока перенапряжений, воздействующих на изоляцию линий электропередачи высокого напряжения.

Для защиты от перенапряжений, возникающих при автоматических повторных включениях линий, применяются все средства, перечисленные в предшествующем параграфе: меры ограничения вынужденной составляющей, шунтирующие сопротивления в выключателях, синхронное включение линии, а также разрядники и ОПН. Кроме того,

имеется возможность снизить коэффициент перенапряжения при АПВ линий до уровня, характерного для плановых включений путем снятия остаточного заряда с линии во время бестоковой паузы АПВ. Для этого можно использовать подключение к линии трансформатора напряжения электромагнитного типа или специального реактора с большим активным сопротивлением обмоток. Вынос на линии электромагнитных ТН в сетях 500 кВ позволил исключить из рассмотрения перенапряжения при АПВ линий 500 кВ как самостоятельный вид перенапряжений, практически сравнивая характеристики распределения χ при этих коммутациях с характеристиками при плановых включениях линий. В ряде случаев снижению перенапряжений при ликвидации аварийных режимов линий способствует также переход с трехфазного на однофазное автоматическое повторное включение (ОАПВ).

5.5. Перенапряжения при отключении линий с коротким замыканием

Коммутационные перенапряжения на линиях могут возникать при отключениях коротких замыканий и при разрыве электропередачи в случае потери синхронизма. Анализ этих процессов можно провести методом наложения, рассматривая напряжение на линии как сумму стационарного режима короткого замыкания и переходного процесса включения в точке короткого замыкания эквивалентного генератора тока, равного по величине и направленного навстречу току короткого замыкания. Практика показывает, что в сетях с глухим заземлением нейтрали (110кВ и выше) большинство замыканий (около 95%) представляют собой однофазное замыкание на землю. Наиболее интенсивный переходный процесс возникает на поврежденной фазе, где разница между начальным (до отключения линии) и установившимся значением напряжения линии после отключения имеет наибольшую величину (рис. 5.11).

Приближенную оценку амплитуды перенапряжения можно определить по формуле (5.2). При этом следует учесть, что отключение тока к.з. происходит обычно вблизи максимума синусоиды питающей э.д.с., когда индуктивный ток к.з. переходит через нулевое значение. Амплитуда установившегося режима $U_{уст}$ на конце разомкнутой линии, как отмечалось ранее, в обычных схемах не превосходит 1,3 амплитуды номинального фазного напряжения. Поэтому возможные максимальные кратности перенапряжения, согласно (5.2), не превосходит 2,6 на поврежденной фазе, если короткое замыкание произошло непосредственно вблизи отключающего линию выключателя. Если выключатель расположен в отдалении от места замыкания, перенапряжения, как правило, оказываются меньше.

Особый случай представляют отключения коротких замыканий на линии, снабженной устройством продольной компенсации (рис.5.12). В этой схеме распределение амплитуд установившейся составляющей до и после

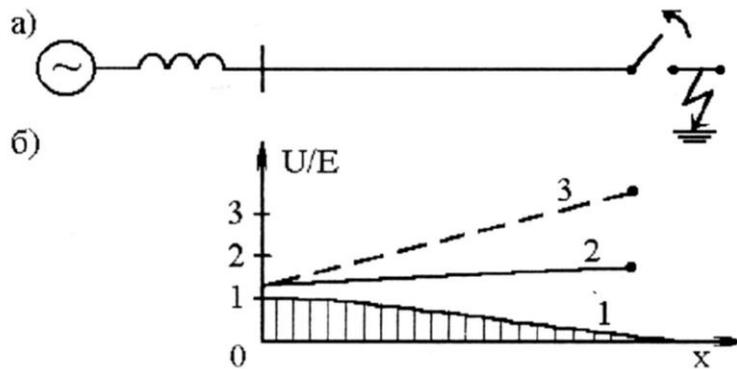


Рис. 5.11. Схема отключения короткого замыкания (а) и распределение напряжения вдоль линии (б): начального (1), установившегося (2) и амплитудного значений перенапряжений (3)

отключения к.з. зависит от соотношения сопротивлений индуктивности линии $X_L = \omega L_\Sigma$ и емкости компенсирующей батареи конденсаторов $X_C = \frac{1}{\omega C_k}$. При $X_L > X_C$ имеем эпюру распределения напряжений, представленную на рис. 5.12, б.

По сравнению с отключением линии без устройств продольной компенсации (УПК) различие между $U_{нач}$ и $U_{уст}$ в этой схеме может достигать больших величин. Соответственно возрастут и перенапряжения при отключении к.з. Например, в случае, если $U_{нач} = 0$ и $U_{уст} = 2,3 U_{фн}$ величина перенапряжений при отключении составит $U_{макс} = 2U_{уст} = 4,6 U_{фн}$.

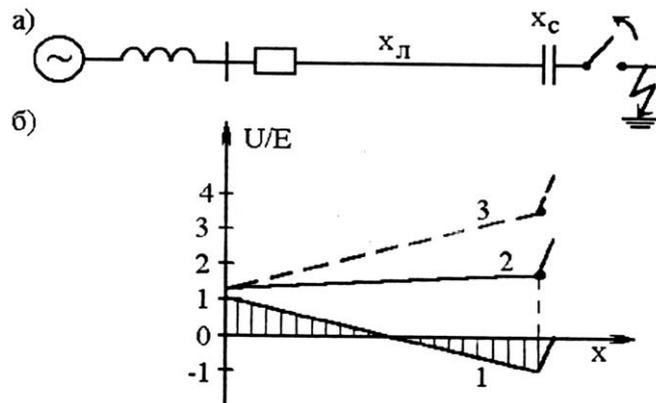


Рис. 5.12. Схема отключения к.з. за устройством продольной компенсации (а) и распределение вдоль линии (б) начального (1), установившегося (2) напряжений и амплитуд перенапряжений (3)

Для предотвращения столь высоких перенапряжений в схемах с УПК применяется автоматическое шунтирование батареи конденсаторов перед коммутацией отключения короткого замыкания.

На рис. 5.13 представлена схема разрыва линии электропередачи и соответствующая эпюра распределения амплитуд напряжения вдоль линии в

том случае, когда векторы напряжений, соединяемых энергосистем вследствие асинхронного хода разошлись на 180° . Такой режим сопровождается протеканием по линии токов, вдвое превышающих ток короткого замыкания при одностороннем питании линии, и требует немедленного отключения. Пунктиром на рис. 5.13 показано распределение амплитуд напряжения после отключения линии с одной стороны. В этом случае повышенная разность напряжений начального и установившегося значения создает повышенные перенапряжения в процессе перезаряда емкости линии от начального до установившегося напряжения. В показанном на рис. 5.13 случае при $U_{нач} = -E_m$ и $U_{уст} = +1,3 E_m$.

$$k_{n\max} = U_{нач} + (U_{уст} - U_{нач})k_{уд} = -1 + (1.3 + 1)2 = 3.6.$$

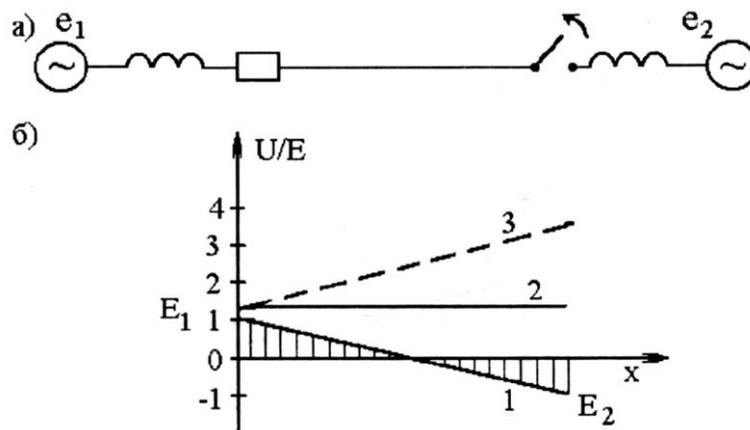


Рис.5.13. Схема отключения асинхронного хода (а) и распределение вдоль линии (б) начального (1), установившегося напряжений (2) и амплитуд перенапряжений (3)

Однако этот вид возникает на практике крайне редко, постольку авария такого рода в развитых энергосистемах маловероятна. Кроме того, автоматическая защита успевает произвести разрыв линии при асинхронном режиме до того, как вектора э.д.с. соединенных энергосистем развернутся на 180° .

5.6. Перенапряжения при отключениях реакторов, трансформаторов и электрических машин

При протекании тока по обмоткам реакторов, трансформаторов, генераторов, двигателей и других электротехнических устройств, в которых используется магнитное поле, образуется запас энергии

$$W_M = \int_0^{\psi_M} i d\psi_M, \quad (5.10)$$

где ψ_M - потокосцепление обмотки.

Разрыв контура, содержащего индуктивность, при значении тока i , отличного от нуля, должен сопровождаться преобразованием этой энергии в другие виды, в частности, в энергию электрического поля. Этим объясняется возникновение перенапряжений на индуктивных элементах сети при их отключении.

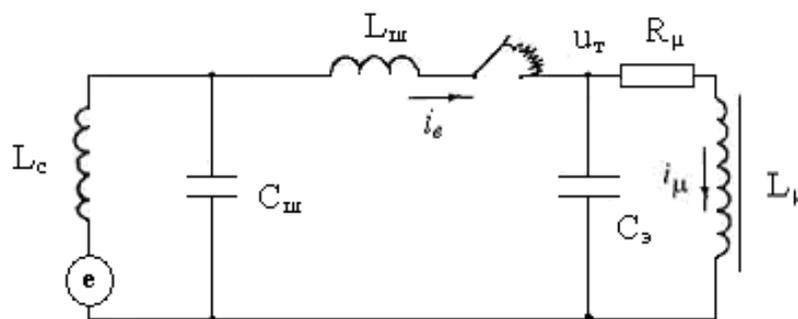


Рис. 5.14. Эквивалентная схема для расчета перенапряжений при отключении ненагруженного трансформатора

Современные выключатели способны прерывать рабочие токи и токи короткого замыкания только вблизи момента перехода кривой тока через нулевое значение. Однако при отключении малых индуктивных токов с амплитудой в десятки ампер и менее в контурах с малыми активными потерями могут создаваться условия для обрыва тока в выключателе до его естественного перехода через ноль. Этот процесс можно рассмотреть на эквивалентной схеме, приведенной на рис. 5.14. Емкость $C_{ш}$ на ней замещает паразитную емкость на землю проводов ошиновки и присоединенного к ней оборудования, а емкость $C_{э}$, входную емкость отключаемого индуктивного элемента сети (например, обмотки трансформатора). Индуктивность $L_{ш}$ эквивалентрует индуктивность контура, по которому замыкается ток перезаряда емкости $C_{ш}$ от емкости $C_{э}$, а $L_{μ}$ представляет собой индуктивность шунта намагничивания отключаемого трансформатора. Индуктивностью $L_c > L_{ш}$, учитывается входное сопротивление питающей цепи. При расхождении контактов выключателя протекание тока $i_э$, между ними продолжается за счет горения дуги. Благодаря действию имеющихся в выключателях средств гашения дуги (обдув, удлинение, охлаждение дуги и т. д.), ее вольтамперная характеристика при небольших значениях тока приобретает "падающий" характер, т.е. увеличению напряжения на дуге $u_э$ соответствует снижение тока $i_э$. При таком режиме горения дуга имеет отрицательное динамическое сопротивление $R_0 = \frac{du_э}{di_э}$, что способствует возбуждению колебаний в контуре $C_{ш}-L_{ш}-R_0-C_{э}$. Высокочастотные колебания тока, суммируясь с током промышленной частоты, могут в определенные моменты времени давать нулевое значение суммарного тока, как показано на рис.5.15. Дуга в этот момент может погаснуть, и протекание тока через выключатель прекращается. Поскольку обычно величина L_c мала (порядка

десятков микрогенри), частота этих колебаний $\omega'_0 = \left(L_c \frac{C_u C_3}{C_u + C_3} \right)^{-0,5}$ оказывается весьма высокой - порядка сотен килогерц, что на один-два порядка выше собственной частоты колебаний обмотки отключаемого трансформатора $\omega_0 = (L\mu C_3)^{-0,5}$.

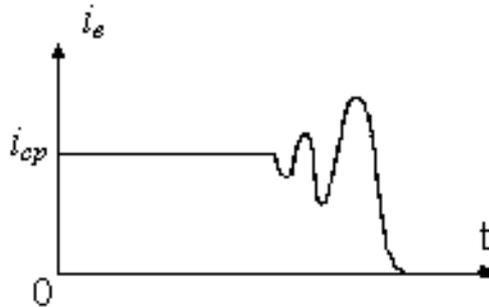


Рис.5.15. Срез в выключателе при отключении ненагруженного трансформатора

Поэтому на осциллограммах i_g , снятых таким образом, чтобы было заметно изменение тока промышленной частоты и свободных колебаний обмотки, нарастание амплитуды колебаний с частотой ω'_0 рассмотреть невозможно, ввиду быстротечности процесса, и весь процесс воспринимается как внезапный обрыв тока i_g , при мгновенном его значении i_{cp} , называемом током среза. Диапазон значений тока среза для различных типов выключателей лежит в пределах от долей ампера до нескольких десятков ампер. При амплитудах тока i_g , больших указанных значений, обрыв тока до естественного перехода через нуль становится невозможным.

Ток, протекающий через замкнутые контакты выключателя, в первом приближении равен току в индуктивности трансформатора или реактора. После обрыва тока i_g , в выключателе ток в индуктивности i_μ , который не может мгновенно измениться, замыкается через эквивалентную емкость C_3 , представляющую собой сумму емкостей трансформатора или реактора и емкости ошиновки между ними и выключателем (с учетом присоединенного к этой ошиновке электрооборудования). Возникает колебательный процесс, частота которого определяется индуктивностью L_μ , емкостью C_3 и потерями в контуре (рис. 5.16). На рисунке моменты времени t_1, t_2, t_3 соответствуют срезам тока в выключателе. Рост напряжения u_m после среза в моменты t_1 и t_2 оказывается выше восстанавливающейся прочности межконтактного промежутка u_{np} , поэтому дуга загорается вновь и ток восстанавливается. Окончательное гашение дуги происходит в момент t_3 , после чего следует максимум перенапряжения U_{max} . В реальных конструкциях выключателей число повторных зажигания дуги при отключении индуктивных токов, до момента окончательного ее гашения, может достигать нескольких сотен.

Амплитуда U_{max} колебаний напряжения на емкости C_3 , с погрешностью в сторону запаса (без учета активных потерь и нелинейности индуктивности

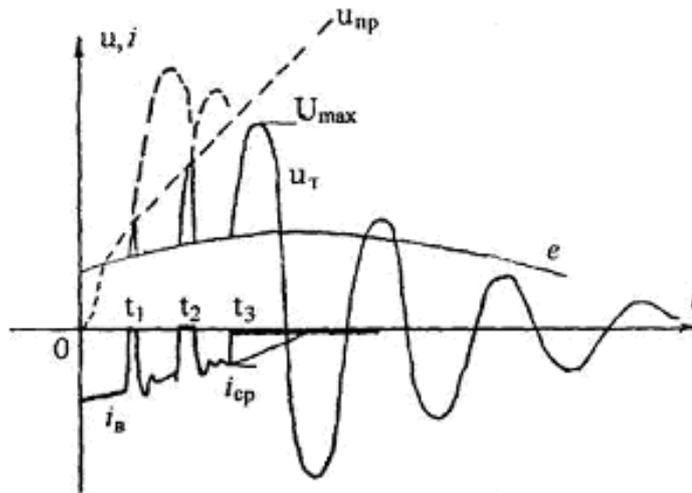


Рис. 5.16. Форма кривой тока в выключателе i_b , электрической прочности межконтактного промежутка u_{np} и напряжения на трансформаторе u_m при отключении ненагруженного трансформатора

шунта намагничивания L_μ) может быть определена, исходя из равенства энергии магнитного поля катушки $W_\mu \cong \frac{i^2 L_\mu}{2}$ и энергии электрического поля

конденсатора C_3 , $W_3 = \frac{U_{max}^2 C_3}{2}$. Приравняв эти два выражения, получим:

$$U_{max} \cong i_{cp} \sqrt{\frac{L_\mu}{C_3}}, \quad (5.11)$$

где

$$L_\mu \cong \frac{U_{ном}^2}{\omega i_{xx}^* S_{ном}}, \quad (5.12)$$

i_{xx}^* - ток холостого хода (в относительных единицах); $U_{ном}$, $S_{ном}$ - номинальное напряжение и трехфазная мощность трансформатора, ω - угловая частота.

При учете нелинейной зависимости величины индуктивности $L_\mu = \frac{\psi_\mu(i_\mu)}{\omega i_{xx}^* S_{ном}}$ от тока i_μ запас магнитной энергии в обмотке трансформатора оказывается существенно меньше, чем дает выражение W_μ , использованное при выводе уравнения (5.11). Соответственно ниже оказываются и значения перенапряжений на отключаемой индуктивности U_{max} .

В расчетах U_{max} кривую намагничивания можно аппроксимировать различными функциями. Вид аппроксимирующей функции влияет на точность и трудоемкость вычислений. В частности, кривая намагничивания силового трансформатора может быть выражена полиномом с нечетными степенями ψ_μ

$$i_\mu = a_1 \psi_\mu + a_3 \psi_\mu^3 + \dots + a_n \psi_\mu^n, \quad (5.13)$$

причем наибольшее значение n для высоковольтных силовых трансформаторов и автотрансформаторов лежит в пределах от 5 до 13. Для приближенной оценки влияния насыщения стали на величину комму-

тационных перенапряжений кривая намагничивания достаточно хорошо воспроизводится равенством при $\Psi_{\mu} \gg \Psi_{\mu \text{ раб}}$

$$i_{\mu} = A \Psi_{\mu}^n. \quad (5.14)$$

При такой аппроксимации энергия, запасенная в индуктивности намагничивания трансформатора равна

$$W_{\text{м}} = \int_0^{\Psi_{\text{макс}}} i_{\mu} d\Psi_{\mu} = \int_0^{\Psi_{\text{макс}}} A \Psi_{\mu}^n d\Psi_{\mu} = \frac{A}{n+1} \Psi_{\mu}^{n+1}. \quad (5.15)$$

Наибольшее значение тока среза $i_{\text{ср}}$ при отключении трансформатора в режиме холостого хода равно амплитуде тока намагничивания $I_{\mu \text{ макс}}$.

Обозначив $\Psi_{\mu \text{ макс}}$ соответствующее этой величине тока потокосцепление, имеем $I_{\mu \text{ макс}} = A \Psi_{\mu \text{ макс}}^n$

$$\text{и} \quad L_{\mu} = \frac{\Psi_{\mu \text{ макс}}}{I_{\mu \text{ макс}}} = \frac{\Psi_{\mu \text{ макс}}}{A \Psi_{\mu \text{ макс}}^n} = \frac{1}{A \Psi_{\mu \text{ макс}}^n}, \quad (5.16)$$

$$A = \frac{1}{(L_{\mu} \Psi_{\mu \text{ макс}}^{n-1})}.$$

Подставив (5.16) в (5.15), получим:

$$W_{\text{м}} = \frac{I_{\mu \text{ макс}}^2 L_{\mu \text{ в}}}{2} = \frac{L_{\mu} I_{\mu \text{ макс}}^2}{n+1}.$$

Зная $W_{\text{м}}$, можно определить эквивалентную индуктивность намагничивания, в которой будет запастись эта энергия

$$L_{\mu \text{ в}} = \frac{2L_{\mu}}{n+1},$$

откуда эквивалентная по энергии индуктивность намагничивания трансформатора с учетом насыщения стали равна $L_{\mu \text{ в}} = 2L_{\mu} / (n+1)$. Поэтому формула (5.11) приобретает вид

$$U_{\text{макс}} = I_{\mu \text{ макс}} \sqrt{\frac{L_{\mu \text{ в}}}{C_{\text{э}}}} = I_{\mu \text{ макс}} \sqrt{\frac{2L_{\mu}}{(n+1)C_{\text{э}}}}. \quad (5.17)$$

Учитывая, что $I_{\mu \text{ макс}} = \frac{\sqrt{2}U_{\text{НОМ}}K_a}{\sqrt{3}\omega L_{\mu}}$, а $I_{\mu} = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{\omega \cdot i_{\text{хх}}^* S_{\text{НОМ}}}$, можно получить

зависимость для распределения кратности перенапряжении, возникающих при отключении ненагруженного силового трансформатора с учетом насыщения его сердечника, но без учета потерь в стали

$$k_{n \text{ макс}} = \frac{\sqrt{3}U_{\text{тНОМ}}}{\sqrt{2}U_{\text{НОМ}}} = \sqrt{\frac{i_{\text{хх}}^* S_{\text{НОМ}} K_a^2}{(n+1)\omega \cdot C_{\text{э}} U_{\text{НОМ}}^2}}, \quad (5.18)$$

где K_a - коэффициент формы кривой тока намагничивания.

Учет влияния активных потерь приводит к некоторому дополнительному снижению перенапряжений при отключении ненагруженного трансформатора. Потерями в меди от тока холостого хода трансформатора можно пренебречь, и R_{μ} (рис. 5.14) определяется активными потерями в стали сердечника и может быть найдено из выражения $R_{\mu} = U_{\text{НОМ}}^2 / P_{\text{хх}}$.

Предполагается, что при обрыве тока в выключателе вся энергия запасена в индуктивности, а начальное напряжение на емкости $U_{co} \approx 0$. Она переходит в энергию электрического поля емкости и частично рассеивается в активном сопротивлении R_μ . Операторное изображение напряжения на трансформаторе $U_p(p)$ имеет вид:

$$U_m(p) = \frac{L_{\mu 3} I_{\mu \max}}{p L_{\mu 3} + \left(\frac{1}{p C_3} \parallel R_\mu\right)} \left(\frac{1}{p C_3} \parallel R_\mu\right) = \frac{I_{\mu \max}}{C_3(p^2 + ap + b^2)}, \quad (5.19)$$

где \parallel - знак параллельного сложения, т. е.

$$\frac{1}{p C_3} \parallel R_\mu = \frac{R_\mu}{1 + p C_3 R_\mu}; \quad a = \frac{1}{C_3 R_\mu}; \quad b = \frac{1}{\sqrt{L_{\mu 3} C_3}}.$$

В СПбГПУ получена приближенная формула максимального значения оригинала для операторного изображения (5.19)

$$\varphi(p) = \frac{1}{p^2 + ap + b^2} = \varphi(t); \quad \varphi_{\max} \cong \frac{1,05}{a + b}.$$

Поэтому максимальное значение перенапряжений при отключении ненагруженного трансформатора с учетом насыщения магнитопровода и потерь в нем определяется из формулы :

$$U_{m \max} \cong \frac{1,05 I_{\mu \max}}{\frac{1}{R_\mu} + \sqrt{\frac{C_3}{L_\mu}}}. \quad (5.20)$$

Существенным фактором, определяющим предельные значения перенапряжений при срезе индуктивных токов в выключателях, является ограниченная скорость роста электрической прочности U_{np} промежутка между расходящимися контактами выключателей. В большинстве типов выключателей, за исключением выключателей вакуумного типа и элегазовых, рост напряжения на контактах после обрыва индуктивного тока происходит быстрее, чем прочность межконтактного промежутка. В момент пересечения этих кривых дуга между контактами возникает вновь (см. рис.6.16) и рост напряжения на этом прекращается. Однако, поскольку сохраняются предпосылки для среза тока дуги, через сравнительно небольшой отрезок времени после ее зажигания она гасится вновь, и процесс повторяется. Такие повторные зажигания дуги при каждом отключении индуктивного тока могут происходить многократно, причем амплитуды напряжения после очередных срезов тока растут в соответствии с ростом прочности увеличивающегося межконтактного промежутка. Обычно наивысшая амплитуда, определяющая величину перенапряжения, возникает при последнем срезе тока, когда кривая возрастающей прочности становится выше кривой роста напряжения. Величина перенапряжений при отключении малых индуктивных токов оказывается при этом существенно меньше указанных расчетных значений и, в основном, зависит от скорости роста прочности между контактами

выключателя, так как такие трансформаторы имеют большую индуктивность шунта намагничивания, а, следовательно, меньший ток холостого хода.

Трансформаторы 110 кВ и выше в большинстве случаев имеют магнитопроводы, изготовленные из холоднокатанной стали. При их отключении не возникает значительных перенапряжений. Однако необходимо учитывать, что в настоящее время в эксплуатации еще находится значительное количество трансформаторов, изготовленных до семидесятых годов с магнитопроводом из горячекатанной стали, коммутация которых сопровождается большими перенапряжениями.

При оценке опасности воздействия на изоляцию перенапряжений при отключении ненагруженных трансформаторов необходимо учитывать, что в некоторых случаях это отключение происходит из неустановившегося режима, связанного с его предшествующим включением. Это может быть связано с операцией ошибочного включения трансформатора на короткое замыкание, неуспешным АПВ, либо условиями работы оборудования промышленных предприятий (например, электрических печей), для которого технологический процесс требует частых коммутаций. В неустановившемся режиме имеют место броски тока намагничивания, превышающие нормальный ток i_{μ} и значительно более высокие перенапряжения.

Существенные перенапряжения могут возникнуть и при отключении шунтирующих реакторов. Их магнитопроводы имеют воздушный зазор, поэтому кривая намагничивания реактора мало отличается от прямой линии и отсутствует влияние насыщения. Кроме того, при коммутациях реакторов срез тока в выключателе происходит, как правило, не на максимуме, а при несколько меньших мгновенных значениях, порядка 45-60 А при отключении реакторов в сетях 500 кВ и 60-70 А – в сетях 750 кВ. Если потерями можно пренебречь, то максимальные перенапряжения при отключении реакторов могут быть определены по формуле

$$U_{\max} = i_{cp} \sqrt{\frac{L_p}{C_3}} = i_{cp} Z_p, \quad (5.21)$$

где Z_p - характеристическое сопротивление контура L_p - C_3 ; $L_p = U_{ном}^2 / (\omega S_p)$ - индуктивность реактора; $U_{ном}$ — номинальное напряжение реактора; S_p - трехфазная мощность реактора.

Таким образом, при отключении ненагруженных трансформаторов и реакторов в ряде случаев возникает переходный процесс с достаточно большой кратностью перенапряжений. Следует, однако, отметить высокую частоту этих колебаний, обладающих малой энергией, запасенной в индуктивности, которая в худшем случае не превышает нескольких килоджоулей. Перенапряжения с такой энергией могут быть ограничены нелинейными ограничителями перенапряжений ОПН, установленными возможно ближе к защищаемому трансформатору или реактору.

В некоторых случаях эффективно могут ограничивать перенапряжения шунтирующие резисторы (с сопротивлением $R_{ш}$) в выключателях. В отличие

от резисторов, устанавливаемых на линейных выключателях, $R_{ли}$ должно быть порядка характеристического сопротивления $Z_p = \sqrt{L_s/C_s}$ (десятки килоом).

Как следует из формул (5.18), (5.20) и (5.21), перенапряжения снижаются с ростом C_s при неизменном токе в момент его среза. С этой точки зрения иногда оказывается целесообразным подключить параллельно обмотке трансформатора конденсатор, например, конденсатор связи.

Максимальные кратности перенапряжений при отключении ненагруженных трансформаторов и шунтирующих реакторов в сетях разных классов напряжения приведены в табл. 5.2

Таблица 5.2

Максимальная кратность перенапряжений при отключении ненагруженных трансформаторов $k_{нтр}$ и шунтирующих реакторов $k_{ни}$

$U_{ном}$, кВ	6-10	110	150	220	330	500
$k_{нтр}$	4,3...6,2	4,1...4,5	2,9...3,5	1,9...2,1	1,9..	1,8...2,1
$k_{ни}$	-	3,1	-	-	-	2,2...2,35

С ростом номинального напряжения, как следует из табл. 5.2, снижаются кратности перенапряжений. Ограничивающее действие разрядников и ОПН на перенапряжения при отключении индуктивных токов проявляется, как правило, на подстанциях высших классов напряжения, где они преимущественно устанавливаются вблизи трансформаторов. В сетях 6-35 кВ разрядники РВС или РВП в основном подключаются к сборным шинам подстанции и не участвуют в ограничении таких перенапряжений.

При сверхвысоких и ультравысоких напряжениях к числу опасных для изоляции трансформаторов и реакторов коммутаций относятся не только их отключения, но и их включения. В процессе включения выключателя происходит пробой промежутка между его сходящимися контактами еще до их металлического замыкания. При этом возникает и распространяется вдоль ошиновки волна напряжения, величина которой определяется мгновенным значением э.д.с. сети в момент пробоя промежутка. Эта волна вызывает на изоляции трансформатора высокочастотные перенапряжения. Как показывают опыты в реальных сетях, частоты переходных процессов при включении трансформаторов 110-330 кВ лежат в пределах от 250 до 600 кГц, а при включении реакторов 500-750 кВ - в пределах от 300 до 400 кГц. Эти колебания накладываются на синусоиду рабочего напряжения. Максимальная величина перенапряжения, как правило, не превышает $(1,6-1,7)U_{\phi}$, где U_{ϕ} - фазное напряжение трансформатора.

Такие значения перенапряжений характерны для включения первой фазы трансформатора или шунтирующего реактора. При включении второй и третьей фаз к моменту их подключения к шинам подстанции на них имеются напряжения из-за электромагнитных связей между фазами. Вследствие

этого перенапряжения на последующих фазах будут иметь несколько большую величину - до $(1,9-2,0)U_{\phi}$.

При включении группы из трех однофазных трансформаторов сверхвысокого напряжения, имеющих вторичные обмотки, соединенные треугольником после включения первой фазы во вторичной обмотке этой фазы наводится э.д.с., вызывающая ток во всех обмотках треугольника. Созданный этим током магнитный поток вызывает во второй и третьей фазах первичной обмотки значительные э.д.с. В этих фазах при включении их выключателей имеются ненулевые начальные условия. Поэтому перенапряжения на запаздывающих фазах могут достигать величины $(2.1 \div 2.3) U_{\phi}$, что может быть опасным для изоляции трансформаторов 500 кВ и выше.

5.7. Перенапряжения при срезе тока в дугогасящем реакторе

Если в сетях 3-35 кВ, имеющих изолированную нейтраль, ток замыкания на землю превосходит некоторую критическую величину, то предусматривается компенсация этого тока путем включения между нейтралью отдельных трансформаторов и землей дугогасящего реактора.

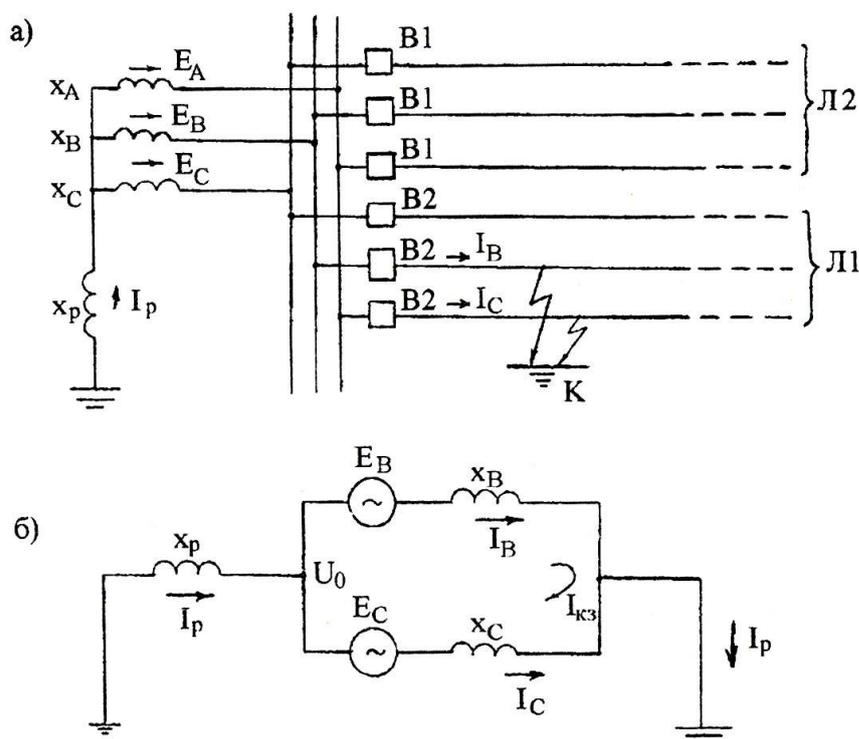


Рис. 5.17. Принципиальная (а) и эквивалентная (б) схемы для расчета перенапряжений при обрыве тока в дугогасящем реакторе.

В нормальном режиме работы сети через реактор X_p (рис. 5.17) протекает небольшой по величине ток небаланса, вызванный несимметрией э.д.с, неравенством емкости фаз, а также наличием высших гармоник в фазных токах. При возникновении двухфазного короткого замыкания на

землю ток через реактор значительно возрастает, что связано с появлением существенной несимметрии сети. Этот ток замыкается в основном через аварийные фазы В и С выключателя В2 и точку короткого замыкания.

В момент отключения поврежденного участка сети с помощью релейной защиты токи через выключатели фаз В и С переходят через нулевое значение практически одновременно (рис. 5.18), а ток реактора I_p близок к максимальному значению. Последний мгновенно измениться не может. Он должен теперь замыкаться через емкости на землю оставшейся в работе части сети. При этом, также как и при отключении ненагруженных силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов, могут иметь место значительные перенапряжения. Величина этих перенапряжений в большой степени зависит от значения тока I_p в момент гашения дуги в фазах В и С выключателя В2.

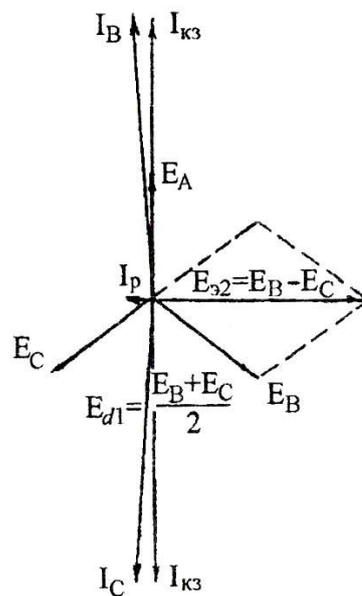


Рис. 5.18. Векторная диаграмма токов и напряжений в схеме рис. 5.17.

Будем считать, что перед коротким замыканием реактор работал в режиме настройки в резонанс с емкостью всей сети C_c , включая емкость линии Л2, то есть $\omega L = \frac{1}{\omega C_c} = \frac{1}{3\omega C_\phi}$ (где C_ϕ емкость одной фазы всей сети).

Подставив в формулу U_{\max} значение тока через реактор $I_p = \frac{U_\phi}{2\omega L_p}$, получим

$$U_{\max} = \frac{U_\phi}{2\omega L_p} = \frac{U_\phi}{2} \sqrt{\frac{C_\phi}{C_{\phi 1}}},$$

где C_ϕ - суммарная емкость всех трех фаз сети до отключения линии Л2;

$C_{\phi 1}$ - емкость одной фазы сети после отключения линии Л2. Соответствующая кратность перенапряжений равна

$$k_{\max} = \frac{U_{\max}}{U_\phi} = 0,5 \sqrt{\frac{C_\phi}{C_{\phi 1}}}. \quad (5.22)$$

Как следует из (5.22), величина перенапряжений при обрыве тока в дугогасящем реакторе зависит от соотношения емкостей C_ϕ и $C_{\phi 1}$, поэтому перенапряжения будут существенно меньше; если установить реактор на подстанции с несколькими отходящими линиями. Так, например, если от подстанции 35 кВ отходят две воздушные линии длиной по $\ell = 50$ км, то отключение двухфазного к.з. на одной из них вызовет перенапряжение с кратностью

$$k_n = 0,5 \sqrt{C_\phi / C_{\phi 1}} = 0,5 \sqrt{2 \cdot 0,4 \cdot 10^{-6} / (0,4 \cdot 10^{-6} + 1500 \cdot 10^{-12})} = 0,7,$$

т. е. перенапряжения практически будут отсутствовать, что подтверждается опытом эксплуатации энергосистем. На тупиковых подстанциях устанавливать дугогасящие реакторы не рекомендуется.

5.8. Перенапряжения при коммутациях высоковольтных электродвигателей

Перенапряжения при отключениях электродвигателей имеют такую же природу, как и при отключениях трансформаторов или реакторов. Эти перенапряжения вызваны обрывом тока в выключателе и обусловлены свободными колебаниями, возникающими в процессе обмена энергией между индуктивностью отключаемого электродвигателя и емкостью питающего кабеля. Они могут возрастать при отключении синхронного электродвигателя в режиме асинхронного хода, а также при двухфазных коротких замыканиях в статорной обмотке машины.

В аварийных режимах работы электродвигателя увеличивается скольжение ротора и возрастает ток в обмотке статора, что также приводит к повышению кратностей перенапряжений. Как показывают специальные измерения, максимальная кратность перенапряжений составляет $3.5 \div 7.0$ – при заторможенном роторе и $3.0 \div 3.5$ – при двойных замыканиях на землю.

Возникающие при отключениях электродвигателей перенапряжения, как правило, представляют собой комбинацию колебательных процессов разной частоты, наложенных на напряжение рабочей частоты 50 Гц. Перенапряжения, которые возникают при срезе тока до его естественного перехода через нуль, представляют собой высокочастотные колебания.

Автоматическая регистрация перенапряжений в действующих сетях 6-10 кВ и специальные опыты показывают, что максимальные кратности перенапряжений при отсутствии мер для их ограничения составляют:

$k_{nmax} = 4,2$ - при нормальных оперативных включениях электродвигателей;

$k_{nmax} = 5,2$ - при включении двигателя в сеть с однофазным замыканием на землю;

$k_{nmax} = 7,2$ - при включении в цикле АПВ.

Такие высокие кратности перенапряжений представляют опасность для изоляции электродвигателей и поэтому требуют применения специальных мер по их снижению.

Ограничение коммутационных перенапряжений может осуществляться путем снижения вероятности возникновения таких аварийных ситуаций, как отключение заторможенных двигателей, их включение и сразу отключение, а также установки вентильных разрядников и нелинейных ограничителей перенапряжений.

5.9. Дуговые перенапряжения в сетях 3-35 кВ

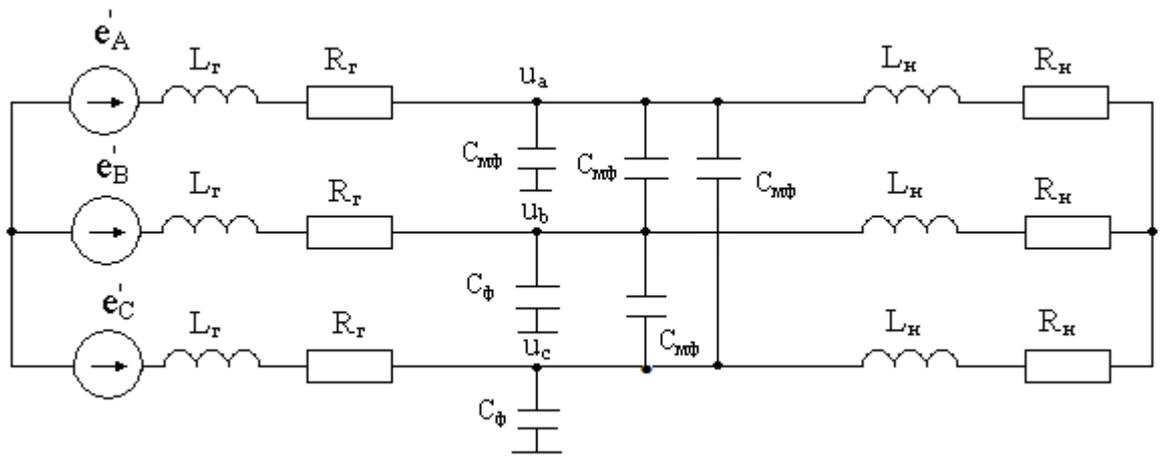
В сетях 6-35 кВ, работающих с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью, причиной внутренних перенапряжений могут быть однофазные замыкания на землю, сопровождающиеся неустойчивым горением дуги.

Для анализа процесса развития перенапряжений представим сеть в виде совокупности из трех фазных емкостей C_{Φ} на землю и трех междуфазовых емкостей $C_{\text{мф}}$ (рис.5.19,а). Питающую сеть заменим эквивалентным источником трехфазной эдс e'_A, e'_B, e'_C с фазными индуктивностями L_{Γ} и активными сопротивлениями R_{Γ} ; трансформатор на приемном конце с присоединенной к нему нагрузкой – индуктивностями $L_{\text{н}}$ и сопротивлениями $R_{\text{н}}$. Токи нагрузки, циркулирующие в контурах, образованных соседними фазами, не оказывают заметного влияния на рассматриваемые процессы, вызванные протеканием токов из фаз в землю. Поэтому допустимо представить трансформаторы питающих и приемных концов линий, включенных параллельно относительно емкостей проводов, в виде одного эквивалентного трансформатора с эдс e_A, e_B, e_C с фазными индуктивностями L_{Φ} и сопротивлениями R_{Φ} (рис.5.19,б).

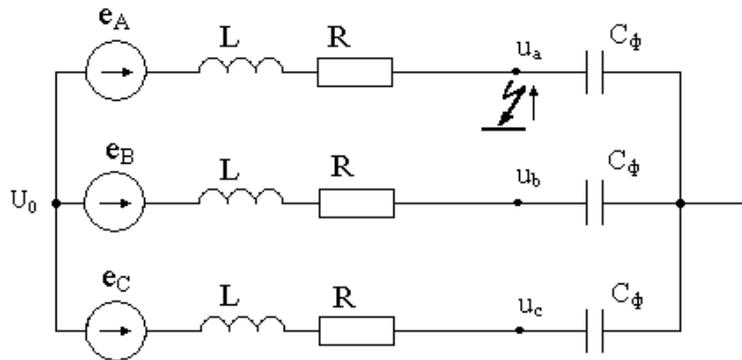
Кроме того, в кабельной сети с отдельной экранировкой фаз можно пренебречь наличием междуфазных емкостей $C_{\text{мф}}$. При этом получается наиболее простая эквивалентная схема сети, представленная на рис.5.19,б.

В схеме рис.5.19,б перенапряжения на емкостях C_A, C_B, C_C складываются из трех составляющих: напряжения промышленной частоты, обусловленного воздействием э.д.с. источников питания, постоянной составляющей напряжения, возникающей в случае наличия на фазных емкостях избыточного суммарного заряда, и составляющей свободных колебаний перезаряда фазной емкости при внезапных изменениях сети, вызванных зажиганием или погасанием дуги. Первое зажигание может возникнуть в любой момент времени, однако наиболее высокие перенапряжения возникают при зажигании дуги в момент максимума напряжения на поврежденной фазе. Гашение тока дуги возможно при переходе суммарного тока через нулевое значение. После гашения дуги напряжение на дуговом промежутке восстанавливается в соответствии с развитием переходного процесса, вызванного гашением дуги. В случае, когда восстанавливаемое напряжение оказывается выше напряжения пробоя дугового промежутка, дуга зажигается вновь.

В общем случае эквивалентные индуктивности и емкости разных фаз могут быть не одинаковыми. Однако, в реальной сети принимаются меры для



а)



б)

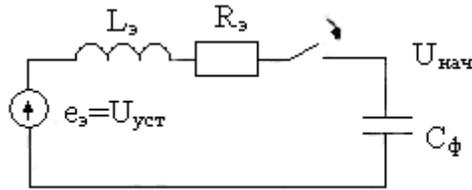
Рис.5.19. Исходная электрическая схема (а) для расчета дуговых перенапряжений и свернутая эквивалентная схема (б)

выравнивания параметров фаз: осуществляется транспозиция фазных проводов на воздушных линиях, производится уравнивание нагрузки на фазах и т. д. Поэтому в первом приближении можно рассматривать схему сети, где индуктивности фаз L_ϕ и емкости на землю C_ϕ одинаковы для всех фаз. В этом случае переходные процессы на неповрежденных фазах при замыкании и размыкании поврежденной фазы будут иметь одну частоту свободных колебаний $\omega' \approx \frac{1}{\sqrt{3L_\phi C_\phi}}$, одинаковую для обеих поврежденных фаз.

Используя принцип наложения, процесс в цепи после замыкания одной из фаз (например, фазы А) можно представить в виде суммы предшествовавшего установившегося режима и режима, вызванного включением в точке замыкания эквивалентной э.д.с. e_s , равной по величине и противоположной по знаку напряжению u_a . Последний режим рассчитывается при закороченных источниках питающей сети. Из рис.5.20 видно, что при одинаковых параметрах фаз переходная составляющая напряжения на фазах В и С будет одинаковой.

С учетом того, что частота свободных колебаний сети ω' обычно во много раз превосходит частоту питающей сети ω , можно амплитуду перенапряжения на фазах В и С приближенно рассчитать по формуле (5.2).

а)



б)

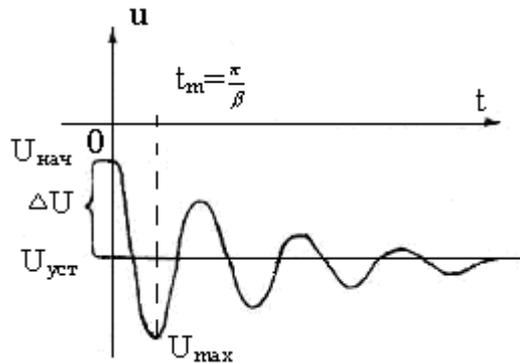


Рис.5.20. К расчету амплитуды перенапряжения при зажигании и гашении дуги однофазного замыкания на землю: а - эквивалентная схема контура перезаряда фазной емкости; б - вид кривой напряжения переходного процесса

$$U_{max} = U_{уст} + (U_{уст} - U_{нач}) e^{-\frac{\pi\delta}{\omega'}} = U_{уст} + \chi \Delta U, \quad (5.24)$$

где $\chi = e^{-\frac{\pi\delta}{\omega'}}$ - коэффициент затухания колебаний; $\Delta U = U_{нач} - U_{уст}$ - начальная амплитуда колебаний переходной составляющей напряжения на емкости рассматриваемой фазы. В реальных условиях коэффициент затухания χ для напряжения на неповрежденных фазах составляет в воздушных сетях 0,3-0,8. В кабельных сетях, в зависимости от параметров кабеля, места замыкания и сопротивления дуги, χ изменяется от 0 до 0,8.

Начальное значение напряжения на емкости фазы $U_{нач}$ определяется режимом сети, предшествовавшим зажиганию дуги. Установившееся напряжение $U_{уст}$ складывается из первых двух составляющих (постоянного напряжения и напряжения промышленной частоты), принимающих новые значения после зажигания дуги.

Если пренебречь падением напряжения от установившейся составляющей тока на элементах L и R по сравнению с напряжениями на фазных емкостях u_a , u_b , u_c , то для установившихся составляющих напряжений переходного процесса, возникающего при зажигании или гашении дуги замыкания на землю, можно написать следующие соотношения:

$$\begin{aligned} e_a &= u_{a\text{уст}} - u_{0\text{уст}}, \\ e_b &= u_{b\text{уст}} - u_{0\text{уст}}, \\ e_c &= u_{c\text{уст}} - u_{0\text{уст}}, \end{aligned} \quad (5.25)$$

где $u_{0 \text{ уст}}$ – установившаяся составляющая напряжения в нейтрали сети. Величина $u_{0 \text{ уст}}$ в системе уравнений (5.25) без учета междофазовых емкостей приобретает следующие значения:

$$U_{0 \text{ уст}} = \begin{cases} 0 - \text{до первого зажигания дуги;} \\ -e_a - \text{в процессе горения дуги;} \\ \frac{u_{a2}C_a + u_{b2}C_b + u_{c2}C_c}{C_a + C_b + C_c} - \text{сразу после погасания дуги.} \end{cases} \quad (5.26)$$

В соответствии с (5.26), при зажигании и при гашении дуги происходит изменение установившегося значения напряжения в нейтрали $U_{0 \text{ уст}}$ на величину $\Delta U = U_{0 \text{ уст}}(t+0) - U_{0 \text{ уст}}(t-0)$, где t – момент зажигания или гашения дуги. Из соотношений (5.25) следует, что одновременно с этим изменяются на такую же величину и установившиеся составляющие фазных напряжений, поскольку значения e_a , e_b и e_c не зависят от наличия или отсутствия дуги:

$$\Delta U_{a \text{ уст}} = \Delta U_{b \text{ уст}} = \Delta U_{c \text{ уст}} = \Delta U_{0 \text{ уст}}.$$

Внезапные изменения значений установившейся составляющей фазных напряжений на емкостях фаз C_ϕ возбуждают переходные процессы перезаряда этих емкостей через индуктивности фаз L и эквивалентные сопротивления R :

$$\begin{aligned} u_a(t) &= e_a + u_{0 \text{ уст}} - \Delta U_{0 \text{ уст}} e^{-\alpha t} \cos \omega'_a t; \\ u_b(t) &= e_b + u_{0 \text{ уст}} - \Delta U_{0 \text{ уст}} e^{-\alpha t} \cos \omega'_b t; \\ u_c(t) &= e_c + u_{0 \text{ уст}} - \Delta U_{0 \text{ уст}} e^{-\alpha t} \cos \omega'_c t. \end{aligned} \quad (5.27)$$

Соответственно, амплитуды фазных напряжений после коммутации, вызвавшей изменение напряжения в нейтрали на величину $\Delta U_{0 \text{ уст}}$ можно, в соответствии с (5.24), рассчитать по формулам:

$$\begin{aligned} U_{b \text{ max}} &= e_b + U_{0 \text{ уст}} + \chi \Delta U_{0 \text{ уст}}; \\ U_{c \text{ max}} &= e_c + U_{0 \text{ уст}} + \chi \Delta U_{0 \text{ уст}}, \end{aligned} \quad (5.28)$$

где e_b и e_c – мгновенные значения э.д.с. фаз b и c в момент коммутации.

Гашение дуги может осуществляться при каждом переходе тока через нуль, однако в случае, когда электрическая прочность дугового промежутка растет медленнее восстанавливающегося напряжения, горение дуги возобновляется.

Вопросу об условиях горения дуги замыкания на землю в реальных сетях посвящено большое число работ. В России наиболее обширные экспериментальные исследования были проведены Ч. М. Джуварлы (Академия наук Азербайджанской ССР) и Н. Н. Беяковым (Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики). На основе анализа около десяти тысяч осциллограмм горения дуги в сетях 3-10 кВ, Беяков выдвинул теорию развития перенапряжений. По его наблюдениям, дуга замыкания на землю, горящая в открытом воздухе или в узкой щели поврежденной

изоляции, где не возникают факторы интенсивной деионизации ствола дуги, пытается погаснуть при каждом переходе через нуль суммарного тока, включающего ток переходной составляющей, вызванной зажиганием дуги, и ток промышленной частоты. Однако возникающий при этом пик гашения в напряжении на дуговом промежутке оказывается способным привести к возобновлению горения дуги через полпериода свободных колебаний напряжения. Наиболее существенным моментом является установление критерия возможности гашения дуги на длительное время - не менее полупериода промышленной частоты, необходимое для существенного нарастания величины Δu_0 . Предполагается, что гашение дуги без ее возобновления через полпериода свободных колебаний возможно лишь в случае, если величина пика гашения не превосходит определенного критического значения: порядка 1800 В в сети 6 кВ, что составляет около 0,4 амплитуды номинального фазного напряжения. В сетях 3 кВ и 10 кВ критическую величину пика гашения также можно считать равной $0,4 U_{ном}$.

Величина пика гашения определяет и величину наибольшего установившегося напряжения смещения нейтрали. Действительно, амплитуда пика гашения

$$U_{nz} = e_0(t_2) + U_{0\ ycm} + \Delta U_{0\ ycm}. \quad (5.29)$$

Скачок напряжения $\Delta U_{0\ ycm}$ при гашении дуги можно выразить следующим образом:

$$\Delta U_{0\ ycm} = U_{0\ ycm} - (-e_a) = U_{0\ ycm} + e_a,$$

$$\text{откуда видно, что } U_{nz} = 2[e_a(t_2) + U_{0\ ycm}] \quad (5.30)$$

$$\text{или: } U_{0\ ycm} = 0,5 U_{nz} - e_a(t_2).$$

Если величина U_{nz} не будет превосходить 0,4, то абсолютная величина $U_{0\ ycm}$ ни при каких обстоятельствах не сможет стать выше 1,2. Следовательно, по теории Белякова наибольшая возможная величина установившейся составляющей смещения нейтрали равна 1,2, а наибольшие перенапряжения, согласно (5.24), равны $U_{b\ max} = U_{c\ max} \approx 3,8 U_\phi$. Учет потерь в сети и междуфазных емкостей снижает расчетные кратности перенапряжений до 3,2...3,5. Выводы теории Белякова в общем подтверждаются результатами полевых исследований в сетях. В воздушных сетях с изолированной нейтралью предельные величины зарегистрированных перенапряжений при дуговых замыканиях на землю находятся на уровне $3,5 U_\phi$, а в кабельных - на уровне $3,2...3,3 U_\phi$. Подключение к нейтрали сети дугогасящего реактора, индуктивность

которого L_p выбирается из условия $\omega L_p \approx \frac{1}{3\omega C_\phi}$, замедляет рост напряжения

на дуговом промежутке и существенно снижает вероятность повторных зажиганий дуги. Перенапряжения при однофазном замыкании в этом случае ограничиваются значениями, характерными для первого зажигания дуги, однако при наличии дугогасящего реактора возможны повышения напряжения в нейтрали на промышленной частоте за счет резонанса.

5.10. Статистические характеристики коммутационных перенапряжений

В большинстве случаев вероятность кратности перенапряжений больше заданной определяется по формуле (5.7). Для ряда объектов, например, для подстанций, целесообразно воспользоваться формулой

$$P(k_n) = a\{1 - \exp[-\exp(-b(k_n - c))]\}, \quad (5.31)$$

где a, b и c - постоянные коэффициенты.

В области больших кратностей эта формула асимптотически стремится к экспоненте

$$P(k_n) = a \exp(-b(k_n - c)). \quad (5.32)$$

Число перенапряжений в год N_{kn} , имеющих кратность k_n или более, можно определить с помощью выражения

$$N_{kn} = N_n \cdot P(k_n), \quad (5.33)$$

где N_n - общее число перенапряжений в год.

Число перенапряжений с кратностью более k_n за τ лет равно

$$N_{kn\tau} = a N_n \tau \exp(b(k_n - c)), \quad (5.34)$$

откуда, приравняв $N_{kn\tau} = 1$, можно определить кратность k_n , превышаемую в среднем 1 раз за τ лет

$$k_{n\tau} = C + \frac{1}{b} \ln(aN_n\tau). \quad (5.35)$$

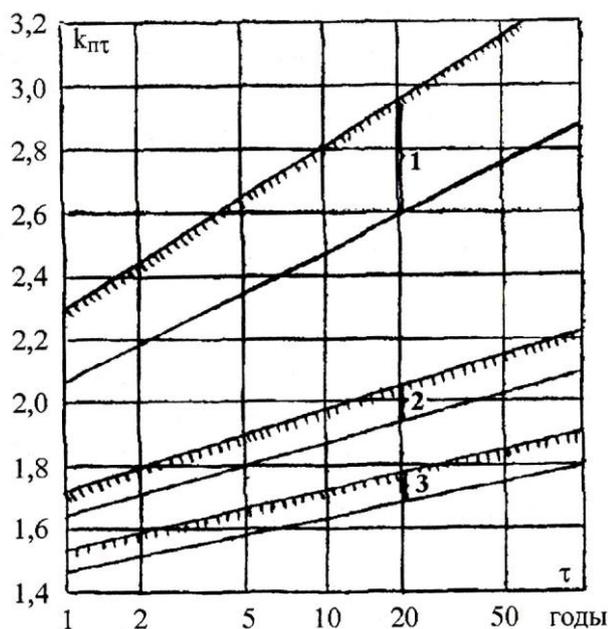


Рис. 5.21. Кратности перенапряжений $k_{n\tau}$ на шинах подстанций 110-500 кВ превышаемые в среднем 1 раз за τ лет: 1- подстанции с числом отходящих линий от 2 до 4, без специальных средств ограничения внутренних перенапряжений, имеющие выключатели с повторными зажиганиями дуги; 2- то же, но с быстродействующими выключателями; 3- мощные подстанции с числом отходящих линий больше 4, ——— - усредненная кривая; / / / / / - верхние границы 95 %-го доверительного интервала.

На рис. 5.21 и 5.22 для примера приведены зависимости (5.35) для подстанций и линий.

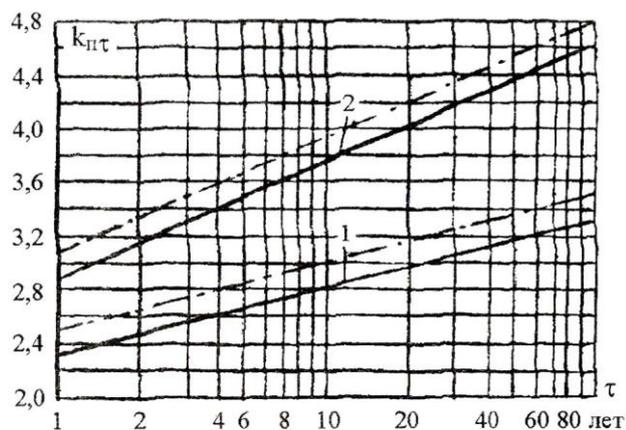


Рис. 5.22. Кратности перенапряжений, превышаемые в среднем 1 раз за τ лет на разомкнутом конце линий 500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и с выключателями с повторными зажиганиями дуги: 1 - при плановых включениях и успешных АПВ; 2 — при плановых отключениях к.з.; — - усредненная кривая; ----- - верхние границы 95 %-го доверительного интервала.

Халилов Фирудин Халилович

**Классификация перенапряжений.
Внутренние перенапряжения**

Учебное пособие

Издание Центра подготовки кадров энергетики,
194223, Санкт-Петербург, а/я 44.

Тираж 500 экз. 2013 г.