В. В. ТИТКОВ,
Ф. Х. ХАЛИЛОВ

ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТА

Издание второе, стереотипное

РЕКОМЕНДОВАНО
УМО по университетскому политехническому образованию
в качестве учебного пособия для студентов вузов, обучающихся
по направлению подготовки магистров «Техническая физика»

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ • МОСКВА • КРАСНОДАР
2016

ББК 31.27-01я73
Т 45

Титков В. В., Халилов Ф. Х.

Т 45 Перенапряжения и молниезащита: Учебное пособие. — 2-е изд., стер. — СПб.: Издательство «Лань», 2016. — 224 с. — (Учебники для вузов. Специальная литература).

ISBN 978-5-8114-2286-9

Дано понятие об электрических перенапряжениях. Рассмотрены основные характеристики перенапряжений: величина (кратность), форма, повторяемость и широта охвата сети. Проанализированы основные источники перенапряжений в сетях низкого (до 1 кВ), среднего (6–35 кВ), высокого (110 кВ и выше) напряжений. Проведена классификация внешних и внутренних перенапряжений. Даны технологии защиты от перенапряжений с помощью схемных и организационных мероприятий. Рассмотрены вопросы координации изоляции при воздействии на нее перенапряжений, электромагнитной совместимости между электроэнергетикой, техносферой и биосферой.

Предназначено для студентов вузов, обучающихся по магистерской программе «Высоковольтная электротехника в системах электроснабжения» по направлению подготовки магистров «Техническая физика». Может быть также полезно для студентов, обучающихся по другим направлениям подготовки.

ББК 31.27-01я73

Рецензенты:
Н. В. КОРОВКИН — доктор технических наук, профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета;
С. В. СМОЛОВИК — доктор технических наук, профессор Санкт-Петербургского государственного политехнического университета, зам. зав. отделом ОАО «НИИПТ».

Книга издана при реализации совместного проекта
издательства «Лань» и издательства
Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого

Обложка
Е. А. ВЛАСОВА

© Издательство «Лань», 2016
© В. В. Титков, Ф. Х. Халилов, 2016
© Издательство «Лань»,
художественное оформление, 2016

ОГЛАВЛЕНИЕ

Список принятых сокращений…… 5
Введение……..... 7
1. Характеристика электрических систем, оборудования и изоляции…… 8
1.1. Общие вопросы функционирования электроустановок и изоляции……..…… 8
1.2. Электрические сети до 35 кВ……...…. 9
1.3. Электрические сети 110 кВ и выше…….. 19
1.4. Схемы замещения элементов сетей…….. 21
2. Классификация и нормативная база перенапряжений……... 27
2.1. Классификация перенапряжений и задачи координации изоляции…… 27
2.2. Нормативная база при анализе перенапряжений…… 39
3. Внешние перенапряжения……..... 46
3.1. Классификация внешних перенапряжений и характеристики параметров молнии……..… 46
3.2. Перенапряжения при магнитных бурях и при ядерных взрывах…….…….. 52
4. Внутренние перенапряжения……..... 54
4.1. Стационарные и квазистационарные перенапряжения.. 54
4.2. Коммутационные перенапряжения……...…… 57
5. Квазистационарные перенапряжения……..… 59
5.1. Перенапряжения вследствие емкостного эффекта линий электропередач……... 59
5.2. Резонансное смещение нейтрали в сетях 3–35 кВ. Феррорезонансные перенапряжения…….. 67
6. Коммутационные перенапряжения……..… 81
6.1. Перенапряжения при плановых включениях линии...… 81
6.2. Перенапряжения при отключении ненагруженных линий, в том числе линий в блоке с трансформатороматором. 93
6.3. Автоматическое повторное включение линий…… 99

6.4. Перенапряжения при отключении линий с коротким замыканием……..... 103
6.5. Перенапряжения при отключениях реакторов, трансформаторов, электрических машин и при срезе тока в дугогасящем реакторе……... 106
6.6. Перенапряжения при коммутациях высоковольтных электродвигателей……..... 119
6.7. Дуговые перенапряжения в сетях 3-35 кВ и статистические характеристики коммутационных перенапряжений 120
7. Характеристика средств защиты от перенапряжений…… 129
8. Молниезащита линий……..... 144
9. Молниезащита подстанций и электрических машин высокого напряжения…… 165
9.1. Задачи и критерии молниезащиты подстанций и организация защиты подстанций различных классов напряжений …...…….. 165
9.2. Молниезащита электрических машин…….. 173
10. Воздействия перенапряжений на изоляцию электроустановок…… 176
10.1. Воздействие импульсных перенапряжений на газовую изоляцию электрических аппаратов……..... 177
10.2. Воздействие перенапряжений на комбинированную и полимерную изоляции……... 188
11. Проблемы электромагнитной совместимости в электроэнергетике…… 195
11.1. Экологические и биологические проблемы электромагнитной совместимости……..... 196
11.2. Электромагнитная совместимость электроэнергетики с протяженными металлическими сооружениями техносферы и с электроносферой……...……... 208
11.3. Внутренняя электромагнитная совместимость между подсистемами электроэнергетики……...……..... 218
Библиографический список……..… 221

СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИИ

АПВ – автоматическое повторное включение;

БАПВ – быстродействующее автоматическое повторное включение;

ВЛ – воздушная линия;

ВН – высокое напряжение;

ВТ – влажный триинг;

ВЧ – высокая частота;

ДПЗ – два провода земля;

ЗА – защитный аппарат;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

ЗУ – заземляющее устройство;

ИП – искровой промежуток;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплексное распределительное устройство;

КРУН – комплексное распределительное устройство наружной установки;

КТП – комплексная трансформаторная подстанция;

ЛС – линия связи;

ЛЭП – линия электропередачи;

НН – низкое напряжение;

НС – нелинейное сопротивление;

НУП – неуправляемые усилительные пункты;

ОАПВ – однофазное автоматическое повторное включение;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

ПУМ – прямые удары молний;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РВ – вентильный разрядник;

РВМ – разрядник вентильный с магнитным гашением дуги;

РВМГ – разрядник вентильный с магнитным гашением дуги, грозозащитный;

РВО – разрядник вентильный облегченный;

РВП – разрядник вентильный подстанционный;

РВС – разрядник вентильный станционный;

РВТ – разрядник вентильный узкощелевой;

РТ – трубчатый разрядник;

РУ – распределительное устройство;

СВН – сверхвысокое напряжение;

СИП – самонесущие изолированные провода;

СН – среднее напряжение;

ТЭО – технико-экономическое обоснование;

УВН – ультравысокое напряжение;

УПК – устройство продольной компенсации;

ЭДС – электродвижущая сила;

ЭМИ – электромагнитный импульс;

ЭМО – электромагнитная обстановка;

ЭМС – электромагнитная совместимость;

ЭТ – электрический триинг.

ВВЕДЕНИЕ

При эксплуатации на изоляцию электрооборудования и линий влияет ряд факторов: длительное рабочее напряжение, кратковременные перенапряжения, температура и температурные колебания, влага и механические усилия 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.

Однако новые решения в изоляции трансформаторов, генераторов, двигателей, синхронных компенсаторов, шунтирующих, дугогасящих, фильтрующих, токоограничивающих реакторов, внедрение элегазовых подстанций и выключателей и др. требуют учета новых видов 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 с обеспечением координации изоляции.

Перечисленные проблемы недостаточно освещены в ранее изданных учебных пособиях. Настоящее учебное пособие посвящено анализу как традиционных, так и новых проблем анализа и обоснования технологий защиты от перенапряжений. Ряд вопросов, изложенных далее, опираются на научные исследования, проведенные в Санкт-Петербургском государственном политехническом университете, и лекционные материалы.

Разделы пособия, посвященные отдельным вопросам перенапряжений и молниезащиты, могут быть использованы студентами при

выполнении курсовых и дипломных работ. Разделы снабжены вопросами для самоконтроля.

Данное пособие является одним из основных при изучении дисциплин «Перенапряжения и координация изоляции» и «Молниезащита».

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ, ОБОРУДОВАНИЯ И ИЗОЛЯЦИИ

1.1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК И ИЗОЛЯЦИИ

Анализ физической природы и характеристик перенапряжений целесообразно связать с классом напряжения, режимом заземления нейтрали, свойствами изоляции. Разделения на классы напряжения в разных странах отличаются друг от друга, тем не менее, опираясь на принятые ступени и структуру электрических сетей и систем, целесообразно описание оборудования и последующее изложение материала сгруппировать по принадлежности к следующим системам:

– системы электроснабжения до 35 кВ включительно;

– электрические сети и межсистемные связи 110 кВ и выше.

Такое разделение вызвано рядом причин, основными из которых являются качественное отличие процессов в сетях и системах в целом, неодинаковые подходы к проблемам координации изоляции, различные цели, задачи и их решения при организации защиты от перенапряжений. Определенные особенности причин возникновения перенапряжений и защиты от них связаны со свойствами изоляции.

Выделим две категории изоляции: внешнюю и внутреннюю. Внешняя изоляция использует изоляционные свойства воздуха, находясь в непосредственном контакте с ним. Условия воздействия существенно зависят от того, находится электрооборудование на открытом воздухе, например, в открытом распределительном устройстве (ОРУ), в закрытом помещении, например, в закрытом распределительном устройстве (ЗРУ) или комплектном распределительном устройстве

(КРУ). Электроустановки, расположенные в ЗРУ, функционируют в гораздо более легких условиях, в то время как в ОРУ они подвергаются колебаниям температуры, воздействию влаги, ветровым нагрузкам, ударам молнии и др.

Внутренняя изоляция размещается в специальных корпусах, в силу чего не имеет непосредственного контакта с атмосферным воздухом. Особое место занимают комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН), которые более подвержены атмосферным воздействиям, чем КРУ в зданиях. Однако существуют технические решения, которые позволяют создавать микроклимат в КРУН, не уступающий ЗРУ.

Изоляционные конструкции могут быть выполнены на основе различных диэлектриков: газов, жидкостей, твердых материалов и их комбинаций. При этом целесообразно выделить самовосстанавливающуюся и несамовосстанавливающуюся изоляцию. После пробоя самовосстанавливающейся изоляции и отключения тока короткого замыкания ее изоляционные свойства восстанавливаются полностью. Несамовосстанавливающаяся изоляция теряет свои свойства полностью или частично.

1.2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ ДО 35 кВ

Системы электроснабжения условно подразделяются на системы до 1000 В и свыше 1000 В. Такая условность вызвана рядом факторов: режимом заземления нейтрали и пограничными классами напряжения, например, 1140 В (последнее применяется в шахтных сетях).

Системы электроснабжения до 1000 В

Режим заземления сетей до 1000 В определяется требованиями безопасности, электромагнитной совместимости и надежности эксплуатации.

Сети до 1000 В переменного тока выполняются с заземленной или изолированной нейтралью. Сети с однофазными источниками тока имеют один заземленный или оба изолированных провода. Сети

постоянного тока могут выполняться с заземленной или изолированной средней точкой. В четырехпроводных сетях трехфазного тока заземление нейтрали, а в трехпроводных сетях постоянного тока заземление средней точки источников тока является обязательным.

В электроустановках сетей с заземлением должно быть выполнено зануление, при этом не допускается заземление корпусов электроприемников без зануления. Электроустановки переменного тока с изолированной нейтралью и изолированным выводом источника однофазного тока, а также изолированной средней точкой в сетях постоянного тока должны иметь заземленный корпус в сочетании с автоматическим контролем изоляции или защитным отключением.

Обеспечение электромагнитной совместимости для защиты информационно-технологического оборудования осуществляется применением радиального соединения защитных проводников или местной системы уравнивания потенциалов. Для обеспечения общего уравнивания потенциалов электроустановок, расположенных на разных этажах зданий, кроме поэтажных горизонтальных предусматривают вертикальные уравнивающие связи.

Кроме того, имеют место объекты, к которым предъявляют особые требования. Например, во взрывоопасных помещениях должны быть заземлены (занулены) электроустановки как переменного, так и постоянного тока.

Основное число электроустановок до 1000 В располагается в зданиях и сооружениях промышленного и жилищно-коммунального назначения, где анализ перенапряжений, защита от них электроустановок и конструктивных элементов зданий и сооружений осуществляется совместно. Часть элементов может располагаться за пределами зданий. Например, в условиях взрывоопасных производств комплектная трансформаторная подстанция (КТП) устанавливается за пределами здания. Как правило, КТП состоит из следующих основных узлов:

– распределительного устройства (РУ) высшего напряжения (как правило, 3–10 кВ), содержащего сборные и соединительные шины, аппараты присоединения и защиты;

– силовых трансформаторов;

– РУ низшего напряжения.

В трансформаторных КТП применяют изоляцию в виде масла или маслопропитанного диэлектрика из целлюлозы. Используются также КТП с сухими трансформаторами или трансформаторами с негорючим жидким диэлектриком. Установка КТП или трансформаторов за пределами здания сопряжена с большей вероятностью перенапряжений из-за ударов молний.

В сетях до 1000 В применяются как воздушные линии электропередачи (ЛЭП), так и кабельные. Кабели составляют подавляющее большинство из общей длины ЛЭП и выполняются с различной изоляцией. Все более широкое распространение в воздушных сетях получают ЛЭП с самонесущими изолированными проводами. Характерной особенностью таких проводов и кабелей с полимерной изоляцией является существенное влияние на процессы возникновения, развития дефектов и их старения при коммутационных перенапряжениях. Наиболее подверженными внешним перенапряжениям являются электроустановки, размещенные на открытом воздухе и, прежде всего, воздушные ЛЭП, причем для ЛЭП с самонесущими изолированными проводами защита от перенапряжений должна отличаться от ЛЭП с голыми проводами.

В качестве коммутационных аппаратов в сети до 1000 В применяются предохранители, выключатели, автоматические выключатели, контакторы, тепловые реле. Чувствительным элементом предохранителей являются плавкие вставки, которые подразделяются на безинерционные (малая тепловая инерция) и инерционные (большая тепловая инерция). Безинерционные применяются для быстродействующей защиты от токов КЗ и к перегрузкам не чувствительны. Инерционные ориентированы на защиту от перегрузки и не обеспечивают

быстродействия. Обычные выключатели с ручным приводом получили применение в сетях жилищно-коммунального хозяйства для коммутации бытовых потребителей. Реже такие аппараты применяются на присоединениях промышленного назначения. Гораздо чаще в сетях промышленного назначения применяются автоматические выключатели и контакторы. Основным назначением автоматических выключателей является отключение токов при КЗ, при перегрузках и при недопустимых снижениях напряжения. В качестве аппарата, осуществляющего оперативные включения и отключения, автоматический выключатель применяется редко. Для этих целей, как правило, используются контакторы. Наибольший интерес представляют контакторы, использующие в качестве дугогасительного устройства вакуумную камеру. Особенностью автоматических выключателей и контакторов является возникновение повторных пробоев межконтактного промежутка, что провоцирует коммутационные перенапряжения. Тепловые реле обеспечивают защиту от токов перегрузки и, как правило, встраиваются в магнитный пускатель.

Широкое применение в сетях до 1000 В получили асинхронные двигатели и двигатели постоянного тока. Режим работы асинхронного двигателя зависит от величины и знака скольжения. Асинхронные двигатели выполняются двух типов — двигатели с фазным ротором и с короткозамкнутым ротором. Область их применения и конструктивные особенности зависят от требований к показателям пуска, разгона, регулирования частоты вращения и др. Целесообразно отметить особенности переходных процессов в присоединении, состоящем из питающего кабеля и двигателя, когда после отключения от питающей сети в результате обмена энергией между емкостью кабеля и индуктивностью двигателя возникают колебания, что в сочетании со свойствами дугогасительной системы может привести к недопустимым перенапряжениям.

Приведенные примеры характеристик основных электроустановок не дают исчерпывающей картины, однако позволяют определить

ключевые особенности сетей до 1000 В по причинам и условиям возникновения и развития перенапряжений.

Как правило, изоляция и изоляционные конструкции в сетях до 1000 В, конструктивное исполнение электроустановок обеспечивают невысокие напряженности. Тем не менее, значимость сетей до 1000 В с точки зрения перенапряжений является высокой в силу того, что человек имеет непосредственный контакт с электроустановками, а сети имеют наибольшую протяженность и число электроустановок. Поэтому выполнение изоляции электроустановок, выравнивание напряжений, организация систем электроснабжения подчинены решению задач электробезопасности и электромагнитной совместимости.

Сети до 1000 В менее подвержены внешним перенапряжениям, так как, во-первых, электроустановки, размещенные в закрытых помещениях и пространствах, защищены от прямого попадания молнии, во-вторых, электроустановки, находящиеся на открытом воздухе, как правило по высоте меньше окружающих зданий, сооружений, ЛЭП более высокого класса напряжения, деревьев, что значительно снижает вероятность атмосферных перенапряжений. Однако полностью исключить возможность внешних перенапряжений невозможно. Чаще в сетях до 1000 В возникают внутренние перенапряжения.

Системы электроснабжения и электрические сети 1,0–35 кВ

Основным назначением сетей этого класса является электроснабжение промышленных предприятий, предприятий нефти, газа и угля, транспортных предприятий, городов и населенных пунктов, сельскохозяйственных объектов. К этому же классу напряжения относятся распределительные сети. Согласно административно-организационному укладу, сложившемуся в современных условиях в электроэнергетике Российской Федерации, сети этого класса относятся к районным электрическим сетям. Особую категорию составляют системы электроснабжения генераторного напряжения, в том числе и блоков генератор-трансформатор, собственных нужд электрических станций и подстанций. Объединяющей особенностью рассматривае-

мых систем является то, что, как правило, они имеют изолированную или резонансно-заземленную нейтраль.

На рис. 1.1 приведена схема замещения сетей 1,0–35 кВ. Здесь E_A, E_B, E_C — ЭДС эквивалентных источников фаз А, В и С, L_{1A}, L_{1B}, L_{1C} — эквивалентные индуктивности со стороны источника; R_{1A}, R_{1B}, R_{1C} — эквивалентные активные сопротивления со стороны источника; L_{2A}, L_{2B}, L_{2C} — индуктивности нагрузки; R_{2A}, R_{2B}, R_{2C} — активные сопротивления нагрузки; $\dot{Y}_{AB}, \dot{Y}_{AC}, \dot{Y}_{BC}$ — междуфазные проводимости линий и нагрузок; $\dot{Y}_A, \dot{Y}_B, \dot{Y}_C$ — проводимости фаз относительно земли кабелей, воздушных линий и других элементов сети.

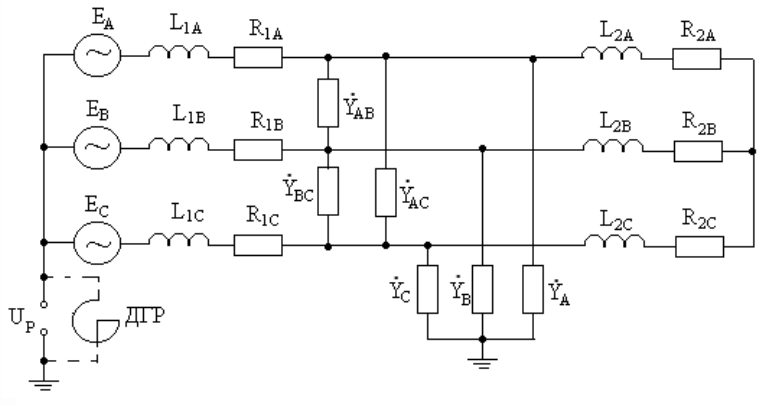


Рис. 1.1. Схема замещения сетей с изолированной нейтралью

Характерной особенностью сетей до 35 кВ является то, что одним из объектов воздействия перенапряжений являются электрические машины, в том числе генераторы электрических станций.

Схему, приведенную на рис. 1.1, после преобразований легко привести к свернутой эквивалентной схеме (рис. 1.2, *а*), которая после следующего упрощения приобретает вид, показанный на рис. 1.2, *б*. В последней схеме не учитываются продольные активные и индуктивные сопротивления генераторов, трансформаторов (из-за относительно малых падений напряжений в расчетных режимах), воздушных и кабельных линий (из-за малой длины), междуфазные проводимости

(линий и нагрузок), которые включены на источники неизменных линейных напряжений и не влияют на напряжения относительно земли, а также вещественные части проводимостей $\dot{Y}_A, \dot{Y}_B, \dot{Y}_C$.

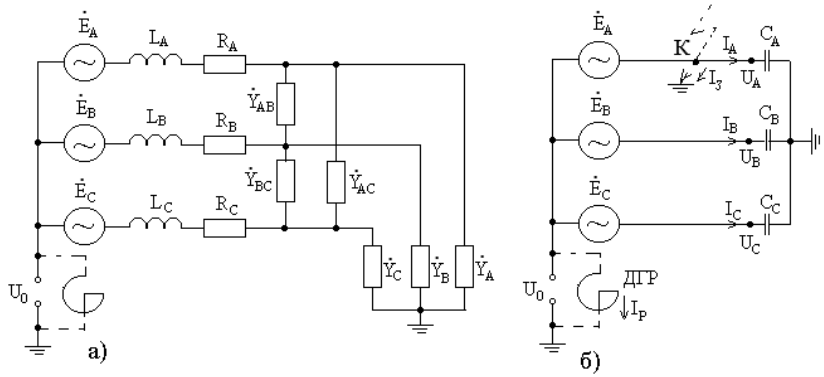


Рис. 1.2. Упрощенная электрическая схема сетей с изолированной нейтралью

Для схемы, показанной на рис. 1.2, *б*, можно составить следующую систему уравнений

$$\dot{E}_A = \dot{U}_A - \dot{U}_0; \dot{E}_B = \dot{U}_B - \dot{U}_0; \dot{E}_C = \dot{U}_C - \dot{U}_0, \qquad (1.1)$$

а также

$$\dot{I}_A = \dot{Y}_A \cdot \dot{U}_A; \dot{I}_B = \dot{Y}_B \cdot \dot{U}_B; \dot{I}_C = \dot{Y}_C \cdot \dot{U}_C. \qquad (1.2)$$

При изолированной нейтрали выполняется равенство

$$\dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C = 0. \qquad (1.3)$$

Если уравнения (1.1) и (1.2) подставить в (1.3) и решить относительно $\dot{U}_0$, получим

$$\dot{U}_0 = -\frac{\dot{Y}_A \cdot \dot{E}_A + \dot{Y}_B \cdot \dot{E}_B + \dot{Y}_C \cdot \dot{E}_C}{\dot{Y}_A + \dot{Y}_B + \dot{Y}_C}. \qquad (1.4)$$

Если $\dot{Y}_A \neq \dot{Y}_B \neq \dot{Y}_C$, то даже при уравновешенной системе ЭДС ($\dot{E}_A + \dot{E}_B + \dot{E}_C = 0$) получим ненулевое напряжение на нейтрали $\dot{U}_0 \neq 0$, а следовательно, повышение напряжений относительно земли $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$. Если $\dot{Y}_A, \dot{Y}_B, \dot{Y}_C$, то $\dot{U}_A = \dot{E}_A, \dot{U}_B = \dot{E}_B$ и $\dot{U}_C = \dot{E}_C$ Векторные диаграммы для токов и напряжений в этом режиме приведены на рис. 1.3.

Допустим, что на одной из фаз, например, в точке К на фазе А произошло замыкание на землю. Из граничного условия $\dot{U}_A = 0$ имеем $\dot{U}_0 = -\dot{E}_A$, а из условия $\dot{E}_A + \dot{E}_B + \dot{E}_C = 0$ следует $\dot{E}_B + \dot{E}_C = -\dot{E}_A$, то есть $U_B = U_C = \left|\dot{E}_B + \dot{U}_0\right| = \left|\dot{E}_C + \dot{U}_0\right| = \sqrt{3}\dot{E}_\text{ф}$ (см. векторную диаграмму на рис. 1.4). Кроме того, вместо уравнения (1.3) при $\dot{I}_A = 0$ имеем $\dot{I}_B + \dot{I}_C + \dot{I}_3 = 0$, то есть $\dot{I}_3 = -(\dot{I}_B + \dot{I}_C)$;

$$\left|\dot{I}_3\right| = I_3 = \left|\dot{I}_B + \dot{I}_C\right| = 2 \cdot \sqrt{3}E_\text{ф} \cdot \omega C_\text{ф} \cos 30° = 3\omega C_\text{ф} E_\text{ф}. \quad (1.5)$$

Таким образом, при замыкании одной фазы на землю напряжение смещения нейтрали $\dot{U}_0 = -\dot{E}_A$, то есть по модулю равно фазной ЭДС, а напряжения на неповрежденных фазах $U_B = U_C = \sqrt{3}E_\text{ф}$ превышает фазную ЭДС в $\sqrt{3}$ раз. Ток замыкания на землю равен утроенному фазному току, носит емкостной характер и опережает ЭДС своей фазы на 90°.

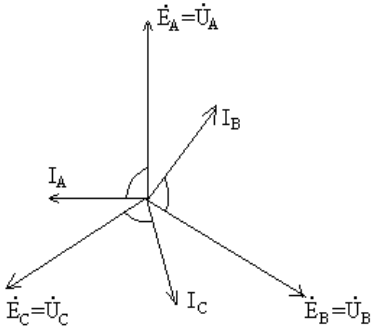


Рис. 1.3. Векторные диаграммы токов и напряжений в симметричном режиме сети с изолированной нейтралью

При превышении тока замыкания на землю больше определенного значения осуществляется компенсация с помощью дугогасящих реакторов (ДГР).

Если пренебречь активным сопротивлением дугогасящего реактора, то согласно схеме на рис. 1.2, *б* при замыкании фазы А на землю ($\dot{I}_A = 0$) вместо (1.3) имеем

$$\dot{I}_B + \dot{I}_C = \dot{I}_3 + \dot{I}_\text{р} = 0, \quad (1.6)$$

где $\dot{I}_\text{р}$ — ток через реактор при замыкании одной фазы (фазы А) на землю

$$\dot{I}_\text{р} = \frac{\dot{U}_0}{jX_\text{р}} = \frac{\dot{U}_0}{j\omega L_\text{р}}.$$

Подставив в (1.6) значения токов $\dot{I}_B$, $\dot{I}_C$ и $\dot{I}_\text{р}$, получим

$$\dot{I}_3 = j3\omega C_\phi E_\phi (1 - K), \qquad (1.7)$$

где $K = 1/(3\omega^2 2L_\text{р}\text{C}_\phi)$ — коэффициент компенсации емкостного тока.

Как видно из (1.7), ток замыкания на землю $\dot{I}_3$ определяется действием ЭДС E_A в цепи, состоящей из параллельно соединенных емкостей всех фаз относительно земли $3C_\phi$ и индуктивности дугогасящего реактора (при $R_\text{р} = 0$). При $K = 1$ и $R_\text{р} = 0$ имеем полную компенсацию емкостного тока $\dot{I}_\text{з} = 0$ (резонанс токов), при $K < 1$ — недокомпенсацию (емкостной ток замыкания), при $K>1$ — перекомпенсацию (индуктивный ток).

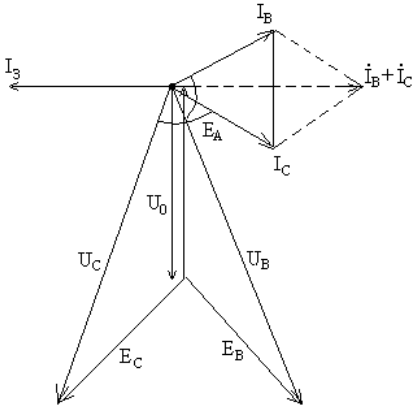


Рис. 1.4. Векторные диаграммы токов и напряжений при замыкании одной фазы (фаза А) на землю

В сетях 6–35 кВ с компенсацией емкостного тока замыкания на землю, кроме существенного уменьшения тока через место замыкания на землю, сильно снижается также скорость восстановления напряжения на изоляции после прохождения остаточного тока через нуль. В результате электрическая прочность изоляции восстанавливается быстрее, чем приложенное к ней напряжение, и, как правило, дуга гаснет.

В сетях до 35 кВ в ряде случаев применяют заземление нейтрали через резистор, например, его включением в нейтраль специального трансформатора.

Эквивалентная схема для этого случая приведена на рис. 1.5, где $X_\text{т}$ — индуктивное сопротивление нулевой последовательности заземляющего трансформатора. В этой схеме ток через резистор равен $\dot{I}_0 = \dot{U}_0/(R_0 + jX_\text{т})$, поэтому получим выражение для определения тока замыкания

$$\dot{I}_з = \dot{E}_A \left(3j\omega C_ф + \frac{3}{3R_0 + jX_т}\right).$$

При высокоомном заземлении нейтрали $R_0 \gg X_т$ и ток замыкания

$$\dot{I}_з \approx \dot{E}_A \left(\frac{1}{R_0} + 3j\omega C_ф\right)$$

или

$$|I_з| = U_ф \sqrt{\left(\frac{1}{R_0}\right)^2 + \left(3\omega C_ф\right)^2}.$$

Этому выражению соответствует схема замещения рис. 1.5 при $L_р = 0$ и $R_р = R_0$.

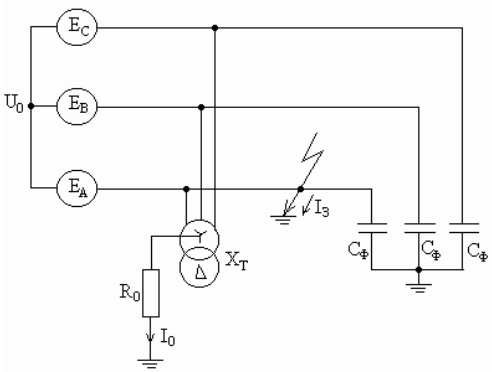


Рис. 1.5. Схема сети для расчета тока однофазного замыкания при нейтрали сети, заземленной через резистор

Видно, что включение резистора в нейтраль системы приводит к появлению в месте повреждения активной составляющей тока наряду с емкостной. Включение параллельно емкости нулевой последовательности сети $C_ф$ активного сопротивления R_0 играет большую роль в снижении перенапряжений и увеличении надежности работы изоляции оборудования сети.

1.3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ 110 кВ И ВЫШЕ

Характерной особенностью электрических сетей 110 кВ и выше является эффективное заземление нейтрали. Целесообразно выделить системы 110–220 кВ, которые последние годы все больше применяются как распределительные, а режим заземления нейтрали имеет комбинированный характер, когда нейтрали не всех трансформаторов заземлены.

При глухом заземлении нейтралей токи в месте короткого замыкания достигают десятков килоампер. Действующее значение периодической составляющей токов КЗ в начальный момент зависит от вида КЗ и определяется по формулам:

– при трехфазном КЗ в одной точке

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = E_{\text{э}}/Z_{1\text{э}};$$

– при двухфазном КЗ без земли

$$I_{\text{кз}}^{(2)} = \sqrt{3}E_{\text{э}}/(Z_{1\text{э}} + Z_{2\text{э}});$$

– при двухфазном КЗ на землю в одной точке

$$I_{\text{кз}}^{(1,1)} = \sqrt{3}E_{\text{э}}/[(Z_{1\text{э}} + Z_{2\text{э}}) \cdot Z_{1\text{э}}/(Z_{2\text{э}} + Z_{0\text{э}}];$$

– при однофазном КЗ

$$I_{\text{кз}}^{(1)} = 3 \cdot E_{\text{э}}/(Z_{1\text{э}} + Z_{2\text{э}} + Z_{0\text{э}}),$$

где $E_{\text{э}}$ — ЭДС прямой последовательности эквивалентного генератора, полученная после преобразования схемы сети к простейшей эквивалентной схеме; $Z_{1\text{э}}$, $Z_{2\text{э}}$, $Z_{0\text{э}}$ — эквивалентные сверхпереходные сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности сети относительно точки КЗ.

В большинстве случаев $Z_{2\text{э}} \approx Z_{1\text{э}}$, и в соответствии с формулами, приведенными выше, токи двухфазного КЗ оказываются меньше, чем трехфазного. Желательно, чтобы $Z_{0\text{э}}$ превышало $Z_{1\text{э}}$ и $I_{\text{кз}}^{(1)} < I_{\text{кз}}^{(3)}$. Для этого на мощных подстанциях в ряде случаев часть нейтралей трансформаторов не заземлено, и остается один трансформатор с глухозаземленной нейтралью. При этом расчетным случаем для выбора оборудования является трехфазное КЗ. Тем не менее, для выбора зазем-

ляющих устройств и определения влияния ЛЭП на линии связи расчетным является случай однофазного КЗ. Поэтому необходимо обеспечить отключение всех видов КЗ в течение долей секунды, максимум — нескольких секунд. Большие трудности возникают при отключении таких токов быстродействующими выключателями. Выключатели оказываются громоздкими, дорогостоящими и недолговечными. Глухое заземление нейтрали дает возможность разработать достаточно простые и надежные устройства для определения места однофазного короткого замыкания и его быстрого отключения.

Однако увеличение $Z_{0э}$ приводит к дополнительному повышению напряжения на здоровых фазах и в изолированной нейтрали трансформаторов при несимметричных КЗ. Напряжения на неповрежденных фазах при однофазном КЗ равны

$$\dot{U}_{1ф} = -\frac{3Z_{0э} \pm j\sqrt{3}(Z_{0э} + 2Z_{2э})}{2(Z_{1э} + Z_{2э} + Z_{0э})} E_э.$$

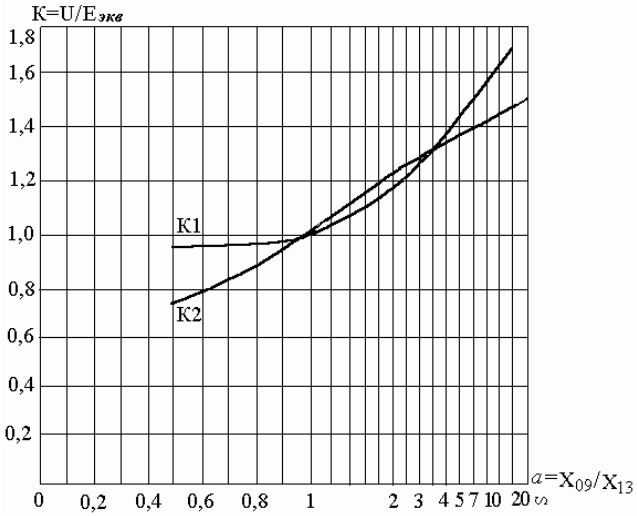


Рис. 1.6. Зависимости кратности повышения напряжения на здоровых фазах от коэффициента *a*

В сетях высокого напряжения при расчете $U_{1ф}$ пренебрегают активными потерями. При этом $Z_{1э} \approx X_{1э}$; $Z_{2э} \approx X_{2э}$; $Z_{0э} \approx X_{0э}$[1]. Кроме того, $X_{1э} \approx X_{2э}$ и $X_{0э} = aX_{1э}$. При этих условиях

$$\dot{U}_{1ф} = -\frac{3a \pm j\sqrt{3}(a+2)}{2(2+a)} E_э,$$

и коэффициент замыкания на землю при однофазном КЗ

$$K_1 = \frac{|U_{1ф}|}{E_э} = \frac{\sqrt{3(a^2+a+1)}}{2+a}.$$

Зависимость $K_1(a)$ приведена на рис. 1.6. Как видно из этого рисунка, при изменении a от 0 до ∞ K_1 изменяется от $\frac{\sqrt{3}}{2}$ до $\sqrt{3}$.

В случае двухфазного КЗ на землю путем аналогичных преобразований получим соответствующий коэффициент замыканий на землю

$$K_2 = 3a/(1+2a).$$

Зависимость $K_2 = f(a)$ также приведена на рис. 1.6, из которого видно, что при изменении a от 0 до ∞ K_2 изменяется от 0 до 1,5.

1.4. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ СЕТЕЙ

При расчете внутренних перенапряжений важное значение имеют схемы замещения элементов сети (линий, трансформаторов, электрических машин, шунтирующих, токоограничивающих и дугогасящих реакторов, трансформаторов напряжения, электродвигателей, генераторов и др.), требуемая точность расчетов, параметры схем замещения элементов сети, правильный учет характеристик нелинейных элементов (трансформаторов с насыщенным магнитопроводом, характеристик изоляции линий и электрооборудования, контуров заземления опор и подстанций, вентильных разрядников и ограничителей перенапряжений, короны на проводах ВЛ и подстанций), учет за-

[1] В сетях 0,4–20 кВ при расчетах необходимо учитывать активные потери, которые могут привести к дополнительному росту напряжения на здоровых фазах.

висимости параметров схем замещения от частоты и тока, частотный диапазон переходных процессов и др.

Так, например, при расчете установившегося режима силовой трансформатор может быть замещен индуктивностью, при расчете коммутационных перенапряжений, связанных с его отключением в режиме холостого хода — линейной и нелинейной индуктивностями, емкостями со стороны отключаемой и отключенной обмоток, активными сопротивлениями в меди и стали, при расчете импульсных (грозовых) перенапряжений — входной емкостью.

При расчете внутренних перенапряжений генераторы замещаются переходным и сверхпереходным индуктивными сопротивлениями, а при расчете грозовых перенапряжений — входной емкостью или волновым сопротивлением.

При расчете установившегося режима воздушную линию можно замещать различными схемами, включающими сосредоточенные емкости и индуктивности.

В случае анализа переходных процессов замещение линии одной эквивалентной схемой с сосредоточенными параметрами может приводить к существенным погрешностям в оценке величины и формы перенапряжений. Поэтому в расчетах коммутационных перенапряжений линию замещают несколькими последовательно соединенными (цепными) звеньями, стремясь удовлетворить условие, чтобы собственная частота колебаний одного звена намного превышала первую частоту колебаний переходного процесса. В расчетах грозовых перенапряжений, имеющих широкий спектр частот, уже необходимо замещать эквивалентными звеньями каждый участок линии длиной 15–30 м или рассматривать линию как элемент цепи с распределенными параметрами.

Рассмотрим эквивалентные схемы замещения элементов сетей.

Электрические машины, воздушные и кабельные линии характеризуются распределенными параметрами. Однако из-за существенного затухания высокочастотных составляющих переходного процес-

са в цепях со сталью такие элементы сети, как генераторы, синхронные компенсаторы и электродвигатели целесообразно моделировать в виде схем с сосредоточенными параметрами при ограничении воспроизводимого этими схемами частотного диапазона процессов. Из-за наличия продольных емкостей процессы в трансформаторах не описываются волновыми процессами, хотя они, строго говоря, представляют собой элементы с распределенными параметрами. Однако если пренебречь процессами в самих трансформаторах, последние могут быть замещены, как элементы с сосредоточенными параметрами.

Длинные линии, как правило, моделируют как элементы с распределенными параметрами, процессы в которых описываются волновыми уравнениями. Сравнительно короткие линии могут быть замещены элементами с сосредоточенными параметрами, однако в этом случае параметры зависят от режима нагрузки линии: в режиме холостого хода или передачи небольшой мощности линия обычно моделируется либо П-звеном, либо сосредоточенной емкостью; в режиме короткого замыкания либо Т-звеном, либо индуктивностью. Для симметричных П-схем (см. рис. 1.7, *а*, когда $C_1 = C_2$ и рис. 1.7, *б*, когда $L_1 = L_2$) значения параметров с учетом 10-процентной погрешности при расчете переходного процесса по времени и амплитуде (при суммарной емкости в схеме замещения, равной емкости линии) сведены в табл. 1.1.

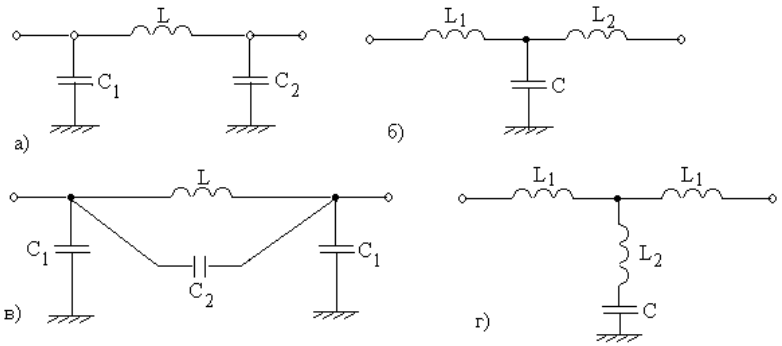


Рис. 1.7. Схемы замещения элементов с распределенными параметрами

Для увеличения диапазона частот, в которых входные параметры схемы замещения соответствуют параметрам моделируемой линии, не нарушая симметрии четырехполюсника, вводят дополнительный параметр C_2 (рис. 1.7, *в*) или поперечный параметр L_2 (рис. 1.7, *г*).

В ряде случаев, когда оборудование, входное сопротивление которого существенно больше волнового сопротивления питающей линии, например, кабеля ($Z_н \to \infty$), в качестве схемы замещения можно использовать несимметричное П-звено (рис. 1.7, *а*; $C_1 \neq C_2$), а если $Z_н$, пренебрежимо мало ($Z_н \to 0$), можно использовать несимметричное Т-звено (рис. 1.7, *б*; $L_1 \neq L_2$).

Таблица 1.1

Величины параметров схем замещения и диапазон частот, при котором обеспечивается не более 10-процентная погрешность

Схема замещения	Параметры,				Диапазон
	C_1	C_2	L_1	L_2	
Сосредоточенная емкость	$\boldsymbol{c}'/$	-	-	-	$0 \leq f \leq 0{,}4 f_1$
Сосредоточенная индуктивность	-	-	Ll	-	$0 \leq f \leq 0{,}4 f_1$
П-звено; рис. 1.7, *а*; $C_1 = C_2$	$0{,}5Cl$	$0{,}5Cl$	$0{,}8Ll$	-	$0 \leq f \leq 0{,}4 f_1$
Т-звено; рис. 1.7, *б*; $L_1 = L_2$	$0{,}5Cl$	-	$0{,}4Ll$	$0{,}4ll$	$0 \leq f \leq 0{,}4 f_1$
П-звено: рис. 1.7, *в*	$0{,}5Cl$	$0{,}5Cl/3$	$1{,}2Ll$	-	$0 \leq f \leq 0{,}4 f_1$
Т-звено: рис. 1.7, *г*	Cl	-	$0{,}6Ll$	$0{,}2Ll$	$0 \leq f \leq 0{,}4 f_1$
П-звено; рис. 1.7, *а*; $C_1 = C_2$	$0{,}25Cl$	$0{,}75Cl$	$0{,}54Ll$	-	$0 \leq f \leq 0{,}4 f_1$
Т-звено; рис. 1.7, *б;* $L_1 = L_2$	Cl	-	$0{,}14Ll$	$0{,}42\ L*l$	$0 \leq f \leq 0{,}4 f_1$

Примечание: C, L — удельные емкость и индуктивность на единицу длины.

При расчетах электромагнитных переходных процессов важное значение имеет правильное составление схемы замещения силовых трансформаторов, зависящей от группы соединения их обмоток и со-

противления нагрузки. В эксплуатации чаще встречаются повышающие трансформаторы с группой соединения ***треугольник / звезда нейтралью***, значительно реже ***звезда / звезда с заземленной нейтралью***, понижающие трансформаторы с группой соединения ***звезда с заземленной нейтралью / треугольник*** или ***звезда с заземленной нейтралью / звезда***. Схема общего случая нагруженного силового трансформатора приведена на рис. 1.8.

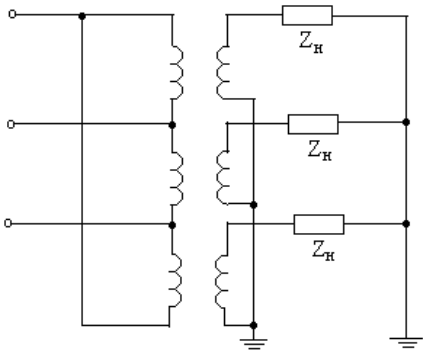


Рис. 1.8. Схема общего случая нагруженного трансформатора

Замещаем фазы трансформатора П-схемой и после ряда упрощений получим схему, приведенную на рис. 1.9, причем в этой схеме токи и напряжения обмотки ВН (индексы 2) приведены к обмотке НН (индексы 1). В схеме, показанной на рис. 1.9, параметры

$$C_{\text{ннэ}} = C_1 - \frac{C_{12}}{2}K_{\text{л}} + C_{12};$$

$$C_{\text{внэ}} = \left(\frac{C_2}{2} + C_{\text{п2}}\right)K_{\text{л}}^2 + \frac{1}{2}C_2K_{\text{л}}^2 - \frac{1}{2}C_{12}K_{\text{л}};$$

$$C_{12m} = \frac{1}{2}C_{12\text{т}} = \frac{1}{2}C_{12}K_{\text{л}},$$

C_1 и C_2 — емкости обмоток низшего и высшего напряжения соответственно; C_{12} — емкость между обмотками НН и ВН; обозначим через $K_{\text{л}} = U_{\text{ном.вн}} \cdot U_{\text{ном.нн}}$.

Рассмотрим режимы холостого хода и короткого замыкания. В первом случае можно пренебречь индуктивностями рассеивания $L_1 = 0$; $L_2' = 0$. Тогда междуобмоточная емкость C_{12} (см. рис. 1.9) будет закорочена, а емкости $C_{\text{ннэ}}$ и $C_{\text{внэ}}$ будут соединены параллельно. Если пренебречь емкостями C_{n1}, получим $C_{\text{тэхх}} = C_{\text{ннэ}} + C_{\text{внэ}} + C_{\text{вх}}$,

где $C_{вх}$ — входная емкость, включенная со стороны обмотки 2 (высокого напряжения), например, емкость ошиновки присоединения трансформатора. С учетом величин емкостей $C_{ннэ}$ и $C_{внэ}$ получим

$$C_{тэхх} = C_1 + C_{12} + \left(\frac{C_2}{2} + C_{п2} + \frac{C_{12}}{2} + C_{вх}\right) K_л^2 - C_{12} K_л \approx$$

$$\approx \left(\frac{C_2}{2} + C_{п2} + \frac{C_{12}}{2} + C_{вх}\right) K_л^2.$$

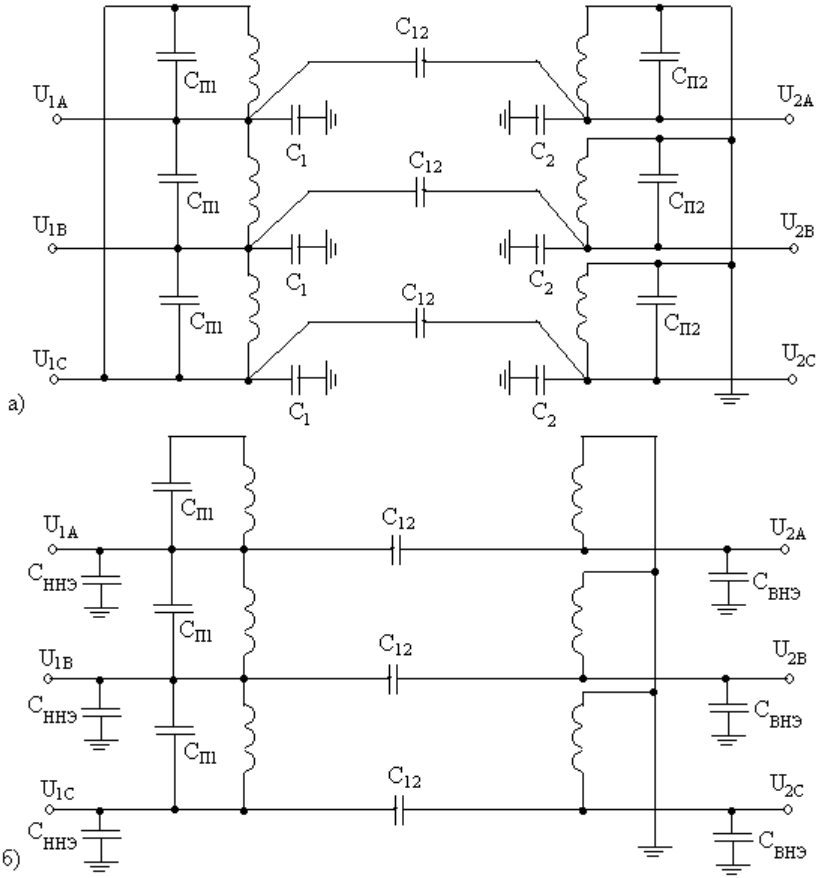


Рис. 1.9. Эквивалентные схемы замещения силового трансформатора

Аналогичным образом моделируются и другие элементы линии, трансформаторы напряжения, электрические машины и др.

Контрольные вопросы

1. Каковы негативные свойства сетей с изолированной нейтралью (6–35 кВ)?

2. Что представляет собой дугогасящий реактор?

3. По какой причине даже при полной компенсации сетей 6–35 кВ через место замыкания одной фазы на землю текут остаточные токи?

4. Каким образом в сетях 110–220 кВ увеличивают индуктивное сопротивление нулевой последовательности?

5. Как ограничивают токи однофазного короткого замыкания в сетях 110–750 кВ?

2. КЛАССИФИКАЦИЯ И НОРМАТИВНАЯ БАЗА ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

2.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ. ЗАДАЧИ КООРДИНАЦИИ ИЗОЛЯЦИИ

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 напряже-

ний для сети с разным номинальным напряжением $U_{ном}$ приведены в табл. 2.1.

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 оказывает 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.

Таблица 2.1

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.

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

Кратность — отношение максимального значения напряжения U_{max} к амплитуде наибольшего рабочего напряжения на данной изоляционной конструкции $\sqrt{2}U_{\text{нр}}$ (рис. 2.1): $K = U_{max}/\sqrt{2}U_{\text{нр}}$. Однако при измерениях или расчетах для определения кратности U_{max} обычно относят не к величине $\sqrt{2}U_{\text{нр}}$, 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} пропорциональна рабочему напряжению, и при повышении напряжения до наибольшего рабочего напряжения величина кратности не изменяется.

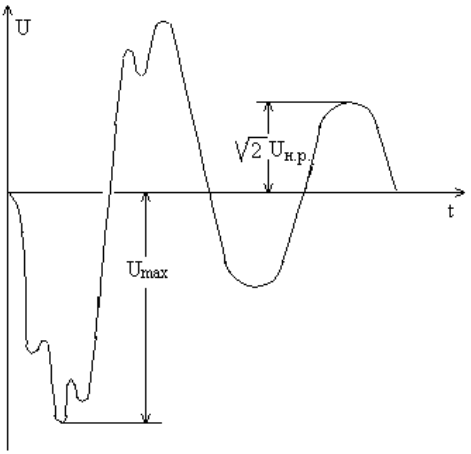


Рис. 2.1. Осциллограмма перенапряжений

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

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

Широта охвата сети — число изоляционных конструкций, на которые 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 воздействий 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.

Задачи координации изоляции

Под термином «координация изоляции любого электрооборудования и линий» понимается согласование характеристик изоляции, электрических (рабочего напряжения, грозовых и внутренних перенапряжений) и неэлектрических (температуры, влажности, загрязнения, давления, механических нагрузок и др.) воздействий, 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 (ремонтопригодность);

– 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 $\Delta U \approx 2al/c \approx K_{\Delta} U_{\text{ост}}$; a — крутизна набегающей волны; c — скорость света; l — расстояние между защищаемым оборудованием и защитным аппаратом.

Поэтому

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

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 $K_{\text{гроз}} = 1{,}3 - 1{,}4$ 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 $K_{\text{пр}}$» с ОПН и при их отсутствии (табл. 2.2). При этом расчетное напряжение, воздействующее на изоляцию при коммутационных перенапряжениях, должно определяться по формуле

$$U_{\text{возд.комм.}} = K_{\text{пр}}\sqrt{2}U_{\text{раб.ф.наиб.}} = \frac{\sqrt{2}}{\sqrt{3}}K_{\text{пр}}U_{\text{ном}}K_{\text{р}}.$$

Таблица 2.2

Расчетная кратность внутренних перенапряжений

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

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.

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 течение допустимого срока службы по условиям пробоя твердого изоляционного материала изолятора (фарфор, стекло, стеклопластик). При этом должны быть учтены загрязнение и увлажнение внешней изоляции, а также 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 $N_{\text{п}}$ перенапряжений в год равно

$$N_{\text{пер}} = N_{\text{п}} \int_{U_{\text{раб.наиб.}}}^{\infty} f(U_{max}) \cdot P_{\text{и.к.}}(U_{max}) \cdot dU_{max}, \qquad (2.1)$$

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 определяется как $T \approx 1/N_{\text{пер}}$.

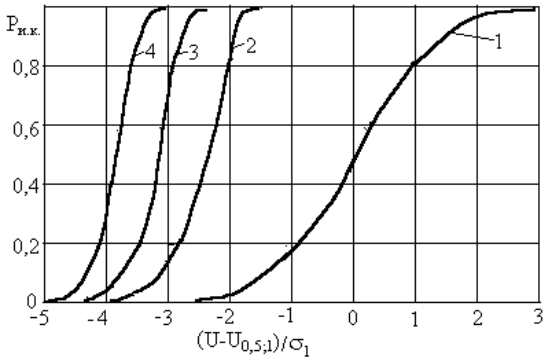


Рис. 2.2. Зависимости вероятности пробоя $P_{\text{и.к.}}$ изоляционной конструкции от $(U - U_{0,5;1})/\sigma_1$ для единичного изоляционного элемента (1), совокупности параллельно включенных изоляционных элементов при $m = 100$ (2), $m = 1000$ (3) и $m = 10000$ (4)

На рис. 2.2 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 отключение 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 (2.1) приобретает вид

$$N_{\text{пер}} = N_{\text{п}} \int_{U_{0,5;m}}^{\infty} f(U_{max})\, dU_{max}. \qquad (2.2)$$

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 (2.2), например, $T = 10$ лет, можно из (2.2), найти соответствующее этому условию значение $U_{0,5;m}$, а из кривых на рис. 2.2 — 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 $U_{50\text{ Гц,1 мин.}}$ 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 $U_{50\text{ Гц,1 мин.}}$ 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 $U_{\text{возд.комм.}}$

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

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 ($K_{\text{к}} \approx 0{,}85 - 0{,}9$).

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

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

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

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

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

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

В рекомендациях МЭК приводятся значения $U_{\text{исп.гроз.}}$, несколько отличающиеся от наших значений. Так, по данным первой, величина $U_{\text{доп.гроз.}} = (1{,}1 - 1{,}25)U_{\text{ост}}$, $U_{\text{исп.гроз.}} = 1{,}2U_{\text{доп.гроз.}}$.

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

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.

2.2. 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 и трубчатые разрядники, и международными стандартами, например, стандартом 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 сильноточных и слаботочных электроустановок, а также обеспечения эксплуатационных режимов работы и грозозащиты.

По своему назначению заземления условно можно подразделить три основных типа (рис. 2.3).

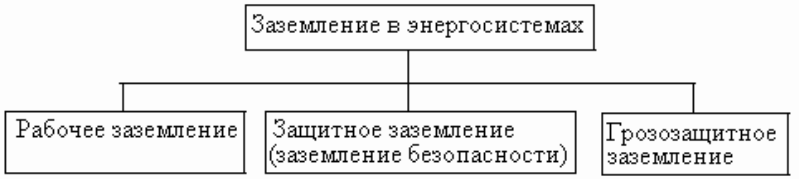


Рис. 2.3. Классификация заземлений

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 провода земля, 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 ЭДС прикосновения и шага $E_{\text{пр}}$ и $E_{\text{ш}}$ Снижение 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 $\rho_{\text{з}}$ и уменьшению тока через тело человека.

Заземляющие устройства электроустановок выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью следует выполнять с соблюдением тре-

бований 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. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и после-

дующие 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 6×6 м^2.

По требованиям ГОСТа и ПУЭ сопротивление заземляющего устройства независимо от сезона года должно быть не более значений, приведенных в табл. 2.3.

Таблица 2.3

Допустимое сопротивление R_3 (Ом) при протекании тока промышленной частоты

Объект	Величина $\rho_з$ (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	$0{,}5(0{,}87 + \rho_з/770)$
Подстанции 3–35 кВ	$250/I_з$, но не более 10 Ом	$250/I_з$–$375/I_з$	$250/I_з$–$550/I_з$	$250/I_з$–$1850/I_з$	$250/I_з - (0{,}87 + \rho_з/770)$
Опоры линии	≤10	≤15	≤0	≤30	$\leq 6 - 10^{-3}\rho_з$
Отдельно стоящие молниеотводы	10–15				
Стержневые молниеотводы, установленные на порталах	4–5				

Примечания: 1. $I_з$ — наибольший ток, протекающий через заземляющее устройство; 2. Если имеется связь с ЗУ установки напряжением до 1000 В, то $R_з$ уменьшается в 2 раза.

В заключение 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. 2.4).

Таблица 2.4

Допустимые токи через тело человека $I_ч$ и напряжения прикосновения $U_{пр}$ в зависимости от длительности воздействия

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

Для контроля заземляющего устройства должно проводиться измерение его сопротивления 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.

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.

Контрольные вопросы

1. Какими параметрами характеризуются перенапряжения независимо от природы их возникновения?

2. Как классифицируются перенапряжения в зависимости от места воздействия их на изоляцию?

3. Что такое градиентные перенапряжения?

4. Какие Вы знаете режимные и резонансные перенапряжения?

5. Что такое индуктированное перенапряжение?

6. Какая нормативная база перенапряжений?

3. ВНЕШНИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

3.1. КЛАССИФИКАЦИЯ ВНЕШНИХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ И ХАРАКТЕРИСТИКИ ПАРАМЕТРОВ МОЛНИИ

Классификация внешних перенапряжений

Главным источником внешних перенапряжений в высоковольтных электрических сетях являются грозовые разряды. Возможно также появление внешних перенапряжений от электромагнитных бурь (электромагнитный импульс) и ядерных взрывов (рис. 3.1).

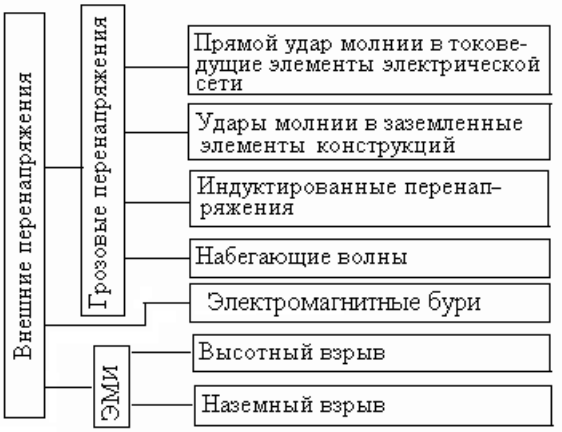


Рис. 3.1. Классификация внешних перенапряжений

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 вит-

ковую изоляцию, а проходя через трансформатор — на изоляцию электрооборудования, подключенного к другим его обмоткам.

Характеристики параметров молнии

Типичная форма импульса тока в пораженном молнией объекте представлена на рис. 3.2. С точки зрения грозозащиты главным параметром импульса тока молнии $i_м = i_м(t)$ является его амплитуда $I_м$, которую для кратности 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 $di_м/dt$. Поскольку мгновенные значения скорости нарастания тока в разных точках фронта различны, обычно под крутизной тока молнии понимают ее среднее значение $I'_м = I_м/\tau_ф$. Длительность фронта импульса $\tau_ф$ принято определять следующим образом. На графике импульса тока отмечают точки фронта, соответствующие значениям тока $0{,}1I_м$ и $0{,}9I_м$. Через эти точки проводят прямую до пересечения с нулевым уровнем тока (осью абсцисс) и с уровнем амплитуды тока; интервал времени $\tau_ф$ (рис. 3.2) называется длительностью фронта.

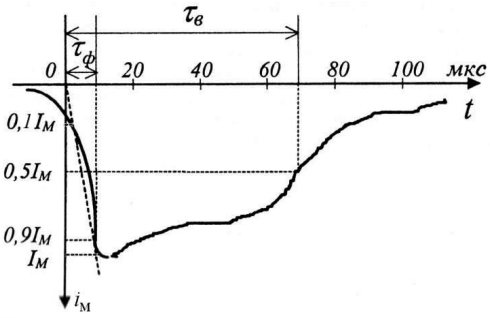


Рис. 3.2. Осциллограмма тока молнии

После достижения амплитуды импульс тока молнии относительно медленно спадает к нулевому уровню. Длину волны, или длительность импульса тока молнии принято оценивать временем полуспада $\tau_в$ (см. рис. 3.2), 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 $I_м$ и $I'_м$ без учета их различия при первом и последующих импульсах. В этом случае статистические распределения можно аппроксимировать экспоненциальными функциями вида

$$P(I_м) = \exp(-0{,}04I_м)\,, P(I'_м) = \exp(-0{,}08I'_м) \qquad (3.1)$$

где $P(I_м)$ и $P(I'_м)$ — 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 $I_м$ и $I'_м$ в расчетах часто полагают амплитуду и крутизну тока молнии статистически независимыми случайными величинами.

Длина фронта $\tau_ф$ и длина волны $\tau_в$ 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

$$Z_{\text{м}} = 140(1 + 240/I_{\text{м}}),$$

где $Z_{\text{м}}$ выражено в Омах, а $I_{\text{м}}$ — в килоамперах, причем $5 \leq I_{\text{м}} \leq 300$ 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 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:

$$n = (0{,}06\text{–}0{,}1)T_{\text{ч}} \text{ или } n = (0{,}09\text{–}0{,}15)T_{\text{д}}, \qquad (3.2)$$

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

Число ПУМ в наземные объекты можно оценить по формуле

$$N_{\text{ПУМ}} = nS_{\text{р}},$$

где $S_{\text{р}}$ — 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:

$$N_{\text{ПУМ}} = \pi \cdot nr_{\text{экв}}^2, \qquad (3.3)$$

где $r_{\text{экв}} \cong (3\text{–}3{,}5)h$ — 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

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

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 (3.2) и принимая ширину полосы, с которой молнии «стягиваются» на возвышающиеся части линий, равной $7h_{\text{ср}}$ ($h_{\text{ср}}$ — средняя высота линии в метрах), получим

$$N^*_{\text{ПУМ}} = (4 - 6)h_{\text{ср}}, h_{\text{ср}} = h_{\text{оп}} - 2/3f, \quad (3.4)$$

где $h_{\text{оп}}$ — 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 $h_{\text{ср}}$

$$N^*_{\text{ПУМ}} = 5h_{\text{ср}} + \frac{h^2_{\text{ср}}}{30} + b, \quad (3.5)$$

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

3.2. ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ПРИ МАГНИТНЫХ БУРЯХ И ПРИ ЯДЕРНЫХ ВЗРЫВАХ

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 индуктируют в земной поверхности электродвижущие силы, медленно меняющиеся во времени (порядка секунд и более). Величина ЭДС 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 уравнительные 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 уравнительного тока нулевой последовательности, также и токов четных и нечетных гармонических. Это может вызвать ложные отключения дальних линий электропередачи вследствие неверной работы релейной защиты, рост перетока мощности по параллельным линиям и их перегрузку с последующим отключением, т. е. системную аварию, сопровождающуюся нарушением электроснабжения потребителей на большой территории и большим ущербом. Эти обстоятельства необходимо учитывать при разработке релейной защиты дальних электропередач.

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.

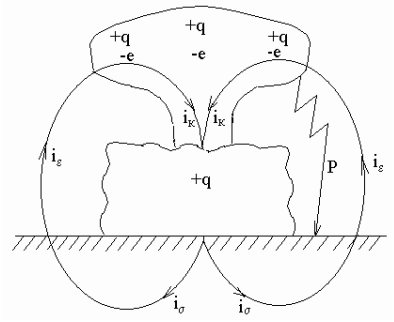


Рис. 3.3. Токи при возникновении наземного ядерного взрыва

В случае наземного ядерного взрыва (рис. 3.3) 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 $i_к$ (в области разлета электронов).

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

Контрольные вопросы

1. По каким причинам возникают внешние перенапряжения?
2. Что такое линейная молния?
3. Что такое шаровая молния?
4. Каковы негативные проявления ударов молнии на наземные объекты?
5. Объясните физические процессы при возникновении электромагнитных импульсов.

4. ВНУТРЕННИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

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

4.1. СТАЦИОНАРНЫЕ И КВАЗИСТАЦИОНАРНЫЕ 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.

Квазистационарные перенапряжения возникают при неблагоприятных сочетаниях параметров сети и продолжаются до тех пор, пока такие сочетания существуют. 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 [17,18] допустимые уровни стационарных и квазистационарных перенапряжений в зависимости от их длительности (табл. 4.1). Квазистационарные перенапряжения делят на режимные, резонансные и феррорезонансные (рис. 4.1).

Таблица 4.1

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 0,15 с допускается также кратность 1,7.

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.

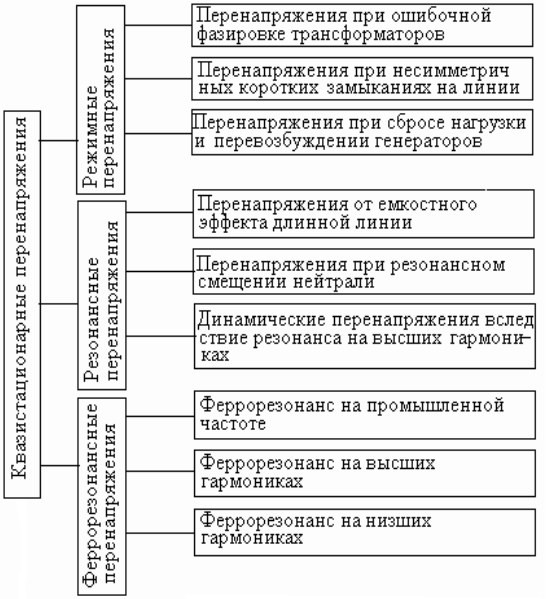


Рис. 4.1. Классификация квазистационарных перенапряжений

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 ЭДС Например, линия электропередачи, подключенная к источнику ЭДС, имеет ряд собственных колебаний. При приближении какой-либо из этих частот к частоте источника ЭДС 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 ЭДС высших гармо-

ник. 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.

4.2. КОММУТАЦИОННЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

Коммутационные перенапряжения (рис. 4.2) 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.

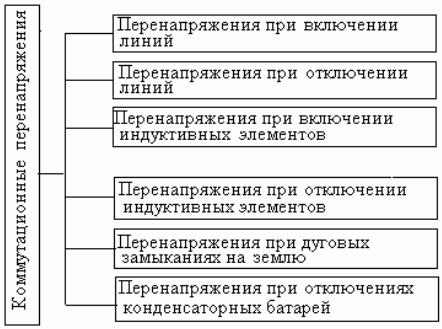


Рис. 4.2. Классификация коммутационных перенапряжений

Перенапряжения при отключении линий возникают вследствие переходного процесса от предшествующего нормального или аварийного режима к квазистационарному режиму односторонне вклю-

ченной 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.

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 здо-

ровых фазах. Перенапряжения зависят от моментов повторного зажигания и погасания дуги.

Контрольные вопросы

1. Какова физическая природа возникновения внутренних перенапряжений?

2. К какой группе относятся дуговые перенапряжения?

3. В каких целях возникают феррорезонансные перенапряжения?

4. Приведите примеры резонансных перенапряжений.

5. КВАЗИСТАЦИОНАРНЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

5.1. ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ВСЛЕДСТВИЕ ЕМКОСТНОГО ЭФФЕКТА ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Квазистационарные перенапряжения редко достигают значений, приводящих к пробою 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 КЗ на землю, разбросе действия или отказе фаз выключателя.

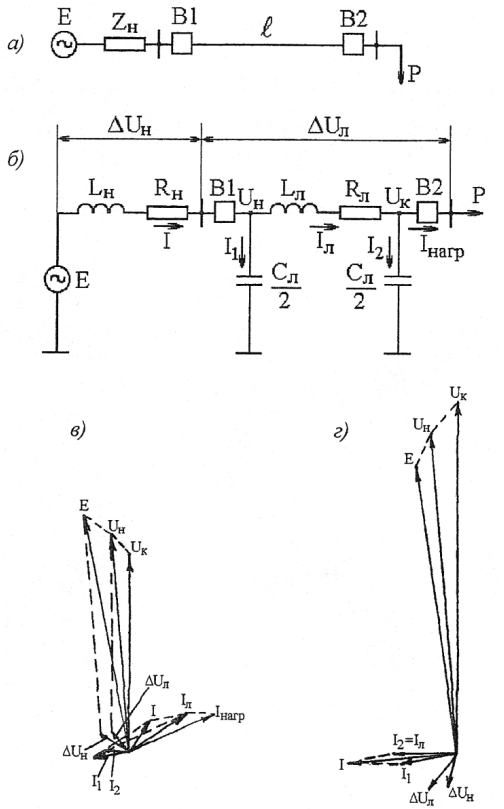


Рис. 5.1. Принципиальная (*а*) и эквивалентная (б) схемы электропередачи и векторные диаграммы токов и напряжений в режиме нормальной работы линии (*в*) и одностороннего питания (*г*)

Напряжения в разных точках вдоль линии (рис. 5.1, *а*) и на шинах питающей подстанции могут 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. 5.1, *б* линия замещена эквивалентной П-схемой.

Если длина линии не превышает 300–400 км, и утечка мала, то параметры $R_л$, $L_л$, $G_л$ и $C_л$ с погрешностью не более 3% можно определить по формулам:

$$R_л \approx R^* l;\ L_л \approx X^* l/\omega;\ G_л \approx 0;\ C_л \approx B^* l/\omega,$$

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. 5.1, *б* обозначены также: $L_Н$ и $R_Н$ — эквивалентные параметры генератора в начале линии; P — мощность нагрузки приемного конца линии, $U_Н$ и U_K — напряжение в начале и в конце линии.

На рис. 5.1, *в* и *г* приведены векторные диаграммы токов и напряжений в схеме, показанной на рис. 5.1, *б*, для двух режимов работы: передачи большой мощности и одностороннего питания линии ($P = 0$). В первом случае (см. рис. 5.1, *в)* ток нагрузки $I_{нагр}$, имеющий активно-индуктивный характер, создает на индуктивностях $L_Н$ и $L_Л$, падения напряжения, вследствие чего напряжение в конце линии U_K оказывается ниже, чем в начале $U_Н$, а напряжение в начале линии $U_Н$ — меньше ЭДС системы *E.* Во втором случае (см. рис. 5.1, *г*) ток нагрузки $I_{нагр}$, имеющий активно-емкостный характер, создает на индуктивностях $L_Н$ и $L_Л$ такие падения напряжения, что напряжение в конце линии U_K оказывается по модулю больше $U_Н$, а $U_Н$ — 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 ЭДС, тем больше будет повышаться напряжение на линии. Это явление называют емкостным эффектом или эффектом Ферранти.

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 (см. рис. 5.2). Питающая система здесь замещена по методу эквивалентного генератора источником ЭДС E с последовательно включенным сопротивлением $Z_{\text{Н}}$.

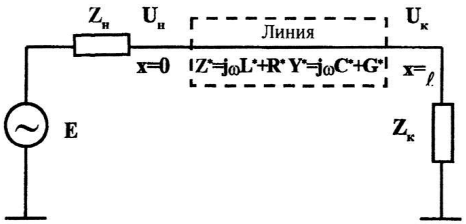


Рис. 5.2. Эквивалентная схема для анализа перенапряжений вследствие емкостного эффекта длинной линии

Величина E принимается равной напряжению на питающих шинах, когда линия отключена. Сопротивление $Z_{\text{Н}}$ равно входному сопротивлению питающей системы относительно начала линии. В конце линии включено сопротивление $Z_{\text{К}}$, равное входному сопротивлению приемной системы относительно конца линии. Установившийся режим описывается линейными дифференциальными уравнениями

$$-dU/dx = Z^*I, -dI/dx = Y^*U, \qquad (5.1)$$

где $U(x)$ и $I(\text{x})$ — 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 питаю-

щем конце разных классов напряжения они, как правило, не превышают $1{,}1U_{\text{ф}}$, а на разомкнутом — $1{,}25U_{\text{ф}}$. 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 обусловливает 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 $1{,}25U_{\text{ф}}$. 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.

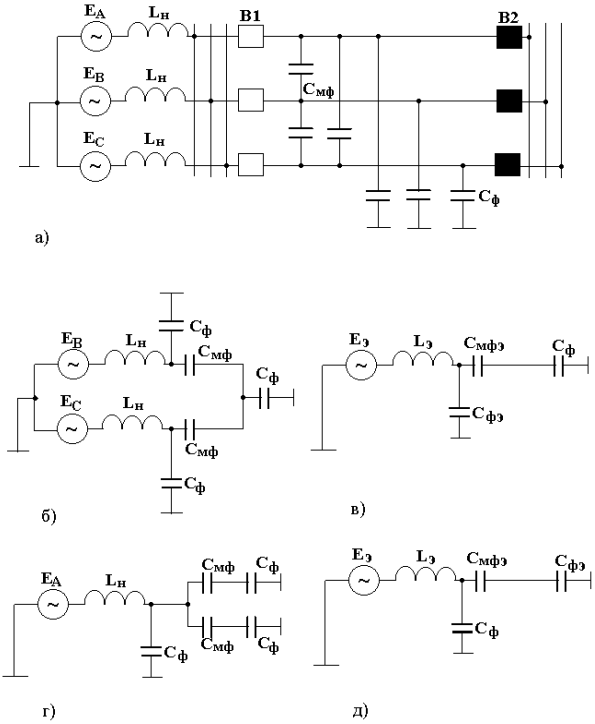


Рис. 5.3. Схема передачи при одностороннем питании в полнофазном (*а*), двухфазном (*б*, *в*) и однофазном (*г*, *д*) режимах работы

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. 5.3, *а* отключены) по линии протекает малый по величине ток заряда линии и преобладает электрическая связь между фазами, которая учитывается

включением в схему междуфазных емкостей $C_{\text{мф}}$ ($L_{\text{Н}}$ — индуктивность питающей системы, $C_{\text{ф}}$ — 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. 5.3, *б*, двух (В и С) фаз (режим однофазного включения) — на рис. 5.3, *г*. Соответствующие расчетные схемы приведены на рис. 5.3, *в*, *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 $1{,}1U_{\text{ф}}$. 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.

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 «четырехлучевых» 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.

5.2. РЕЗОНАНСНОЕ СМЕЩЕНИЕ НЕЙТРАЛИ В СЕТЯХ 3–35 кВ. ФЕРРОРЕЗОНАНСНЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

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.

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 дос-

таточны 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. 5.4 приведены исходные схемы для расчета перенапряжений в этих случаях. Индуктивность L учитывает предвключенную индуктивность питающей сети и индуктивность линии; емкости $C_{\text{ф}}$ и $C_{\text{мф}}$ 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, приведенной на рис. 5.5. Аналогично можно учесть и нагрузку, присоединенную к вторичной обмотке трансформатора.

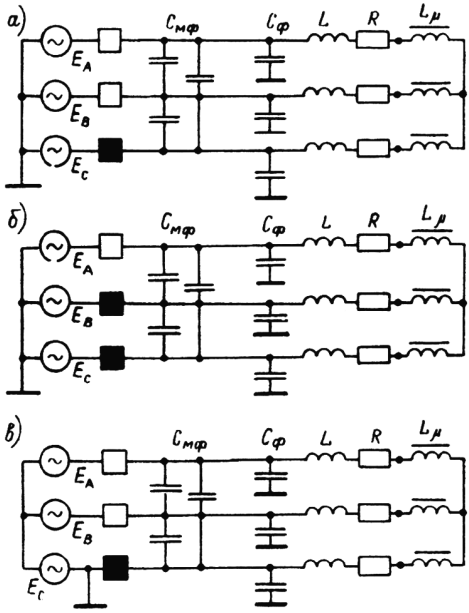


Рис. 5.4. Варианты схем, в которых возможно развитие феррорезонансных перенапряжений

Объединяя в параллель две фазы, которые находятся в одинаковых условиях относительно точки несимметрии (фазы B и C на рис. 5.4, *б*; фазы B и A на рис. 5.4, *а*, *в*), можно все три схемы свести к одному и тому же виду (рис. 5.6) со значениями параметров, приведенными в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Расчетные значения параметров схемы рис. 5.6

Вид несимметричного режима	Параметры		
	C_1	C_2	$E_э$
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	$2C_{мф}$	$C_ф$	$1{,}5E$

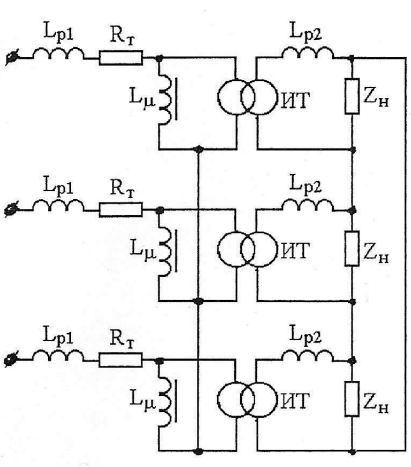


Рис. 5.5. Эквивалентная схема трехфазного трансформатора с вторичными обмотками, включенными по схеме треугольника. $L_{р1}$ и $L_{р2}$ — индуктивности рассеивания первичной и вторичной обмоток; $R_т$ — сопротивление, учитывающее потери в трансформаторе; $L_м$ — шунты намагничивания; $Z_Н$ — сопротивление нагрузки; ИТ — идеальные трансформаторы

При этом величина эквивалентной ЭДС $E_э$ определяется для наиболее тяжелых случаев: в схемах, приведенных на рис. 5.4, предполагается, что нейтраль сети со стороны питания остается под по-

тенциалом, близким к нулю, за счет больших значений фазных емкостей питающего конца $C_{ш}$. В схеме, показанной на рис. 5.4, *в*, нейтраль питающей сети предполагается изолированной.

При определении параметров эквивалентной нелинейной индуктивности $L_{\mu э}$ в схеме, показанной на рис. 5.6, 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 на рис. 5.5 имеет место аналогичное распределение намагничивающих токов по фазам.

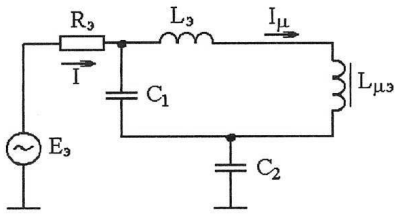


Рис. 5.6. Простейшая эквивалентная схема сети для расчета феррорезонансных перенапряжений

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 $L_{\mu э}$ схемы, показанной на рис. 5.6, 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 $L_{\mu э}$ 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 $0{,}5I_\mu$.

Трансформаторы с сердечником броневого типа будут иметь кривую намагничивания $L_{\mu э}$, 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 составляющей (например, для тока и напряжений промышленной частоты) можно провести, преобразовав внешнюю по отношению к зажимам индуктивности схему к последовательному соединению источника ЭДС, сопротивления и емкости, т. е. рассмотрев это явление в простейшей

схеме колебательного контура. Второй закон Кирхгофа дает для действующих значений первой гармоники тока и напряжения следующее соотношение:

$$\pm\sqrt{E^2 - (IR)^2} = U_L - U_C, \qquad (5.2)$$

причем зависимость $U_L = f_1(I)$ в определенных масштабах повторяет кривую намагничивания, а функция $U_C = f_2(I)$ изображается прямой линией (рис. 5.7).

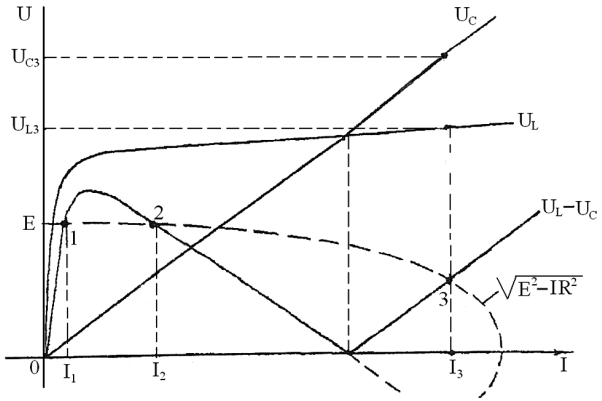


Рис. 5.7. Графическое построение напряжений и тока при феррорезонансе

Величина тока I, удовлетворяющая уравнению (5.2), определяется графически как абсцисса точки пересечения кривой разности $U_C(I) - U_L(I)$ 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. 5.8) можно определить также и величины U_C и $U_L(I)$.

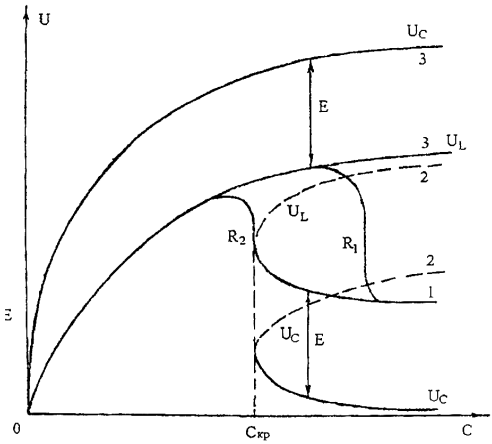


Рис. 5.8. Зависимость напряжения на индуктивности (при разных значениях R) и на емкости (при R=0) от емкости схемы C

Построение, выполненное на рис. 5.7, 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 ЭДС 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), измене-

ние 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. 5.8, 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 ЭДС 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. 5.7 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 $R_{\text{Кр}}$, 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 $R > R_{\text{Кр}}$, 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. 5.6. Необходимые для этого построения зависимости показаны на рис. 5.9, где графики $U_{C1}(I_{C1})$ и $U_{C2}(I_{C2})$ — вольтамперные характеристики емкостей C_1 и C_2.

Вольтамперную характеристику элемента, представляющего собой параллельное соединение C_1 и индуктивности схемы $L = L_э + L_{\mu э}$, получим, если вычтем абсциссы кривой U_{C1} из абсцисс кривой $U_L(L_\mu)$ в соответствии с имеющим место равенством: $I = I_\mu - I_{C1}$.

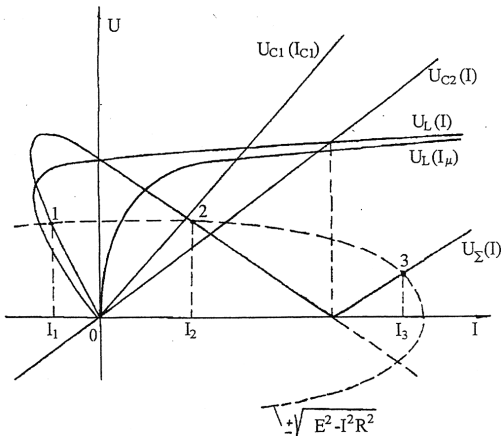


Рис. 5.9. Графическое определение напряжений и токов

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 ординары кривой $U_L(I)$ следует сложить с ординатами кривой $U_{C2}(I)$, т. е. $U_\Sigma = U_L + U_{C2}$ Согласно второму уравнению Кирхгофа для рассматриваемой цепи должно выполняться равенство: $U_\Sigma = \sqrt{E^2 - (IR)^2}$. 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 яв-

ляется для внешней цепи источником высших гармонических токов. 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 $R - L_{\mu} - C$ с нелинейной индуктивностью, в котором действует источник гармонической ЭДС 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 ЭДС: $\omega/2$; $\omega/3$; $2\omega/3$ 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. 5.10, *а*), содержащей в конце линии неотключаемый трансформатор, на рис. 5.10, *б* приведены зависимости входных сопротивлений схемы второй и пятой гармонической составляющей тока прямой последовательности относительно точки подключения трансформатора. Величина предвключенного сопротивления питающего конца линии на промышленной частоте принята равной $X_1 = 0{,}19Z_{\text{в}}$, где $Z_{\text{в}}$ — волновое сопротивление линии, $X_{m\text{p}2} = X_{m\text{p}1} = -X_1$.

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.

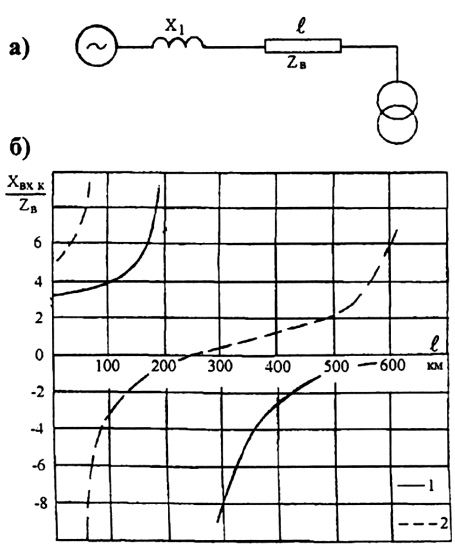


Рис. 5.10. Зависимость емкостных входных сопротивлений прямой последовательности схемы электропередачи относительно ее дальнего конца от длины линии при $X_1 = 0{,}19 Z_u$ для второй (*1*) и пятой (*2*) гармоник

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

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 при наличии постоянной составляющей тока в индуктивности контура. В схемах промышленной частоты обычно ток не имеет постоянной составляющей, однако при включении цепи под напряжение в шунте намагничивания трансформатора может появиться апериодическая переходная составляющая тока, длительность затухания которой может 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 апериодического 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 на рис. 5.10, длина линии, при которой возникает опасность возбуждения второй гармонической составляющей 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.

Контрольные вопросы

1. Классифицируйте квазистационарные перенапряжения.
2. К какой группе относятся перенапряжения при сборе нагрузки?
3. Что такое перенапряжения при «восходе солнца»?
4. Какова природа емкостного эффекта длинных линий?
5. К какой группе относятся динамические перенапряжения?

6. КОММУТАЦИОННЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

6.1. 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, которые могут привести к перенапряжениям.

В первом приближении переходный процесс при включении линии может быть рассмотрен с помощью эквивалентной схемы, приведенной на рис. 6.1, где $C_э$ — суммарная емкость включаемой фазы линии относительно земли, $L_э$ — индуктивность включаемой фазы и питающей сети. Активное сопротивление R вводится в схему для учета потерь энергии в рассматриваемой линии.

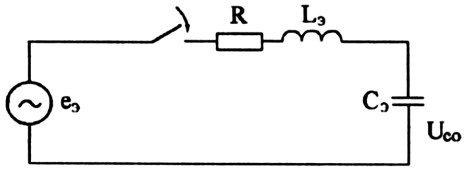


Рис. 6.1. Эквивалентный R–$L_э$–$C_э$ контур линии под напряжением

Характер изменения напряжения на емкости включаемой фазы линии $C_э$ показан на рис. 6.2. Из этого рисунка видно, что главной причиной перенапряжений при включении линий является перезаряд в колебательном режиме емкости $C_э$, линии через индуктивность $L_э$ от начального значения напряжения $U_{co} = const$ до устанавливающегося напряжения, зависящего от мгновенного напряжения источника ЭДС $e_э$ в момент включения. Частота колебаний переходного процесса при небольших длинах линий и мощной питающей сети оказывается во много раз больше частоты источника питания.

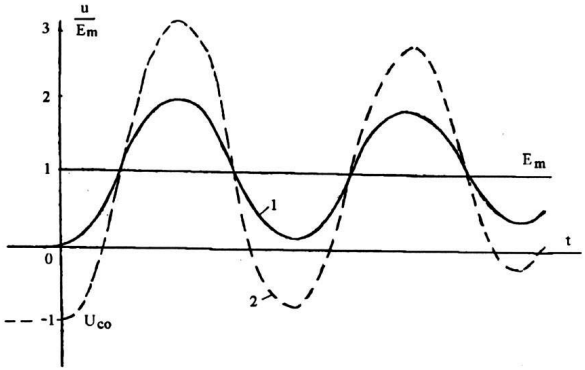


Рис. 6.2. Напряжение на емкости при включении КДС контура: 1 – при $U_{co} = 0$; 2 – при $U_{co} = -U_m$

В первом приближении напряжение на емкости

$$u_{cn}(t) \cong E_m - (E_m - U_{co})\frac{\omega_0}{\omega_1}e^{-\delta t}\cos\left(\omega' t - arctg\frac{\delta}{\omega'}\right), \qquad (6.1)$$

где $\delta = R/2L_э$; $\omega_0 = 1/\sqrt{L_э C_э}$; $\omega' = \sqrt{\omega_0^2 - \delta^2}$; E_m — амплитудное значение ЭДС; U_{co} — начальное напряжение на линии.

Амплитуда напряжения на линии может быть определена по формуле:

$$U_{max} = U_{нач} + (U_{уст} - U_{нач})k_{уд}, \qquad (6.2)$$

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

Условие $\omega' \gg \omega$, при котором применима формула (6.2), 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 ЭДС $U_{уст} = -U_m$. Согласно (6.2) 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. 6.1 для этих двух случаев приведены на рис. 6.2. 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 ЭДС источника питания. Наибольшая величина напряжения на емкости контура (см. рис. 6.1) 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 $C_э$, представляющая собой синусоидальные колебания с частотой ω, возрастает по амплитуде за счет приближения к резонансу (рис. 6.3). 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 $C_л$ обычно оказывается выше амплитуды ЭДС источника питания. Кратность перенапряжений на емкости линии представляют в этом случае в виде произведения двух сомножителей:

$$k_n = \chi \cdot V, \tag{6.3}$$

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

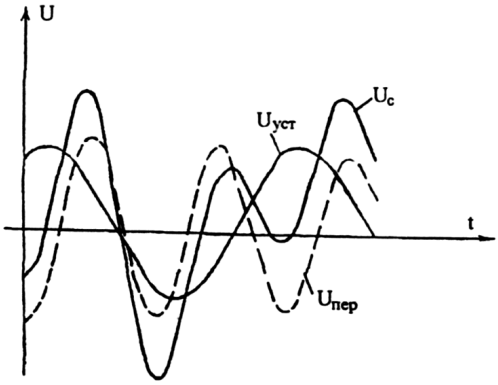


Рис. 6.3. Напряжение на емкости при включении R–L–C контура на источник гармонического напряжения при $\omega' \approx \omega$.

Смысл представления кратности перенапряжений в виде (6.3) 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. 6.4) 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:

$$U(p) = Ae^{-\gamma x} + Be^{\gamma x}; I(p) = \frac{A}{Z_B}e^{-\gamma x} - \frac{B}{Z_B}e^{\gamma x}, \qquad (6.4)$$

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

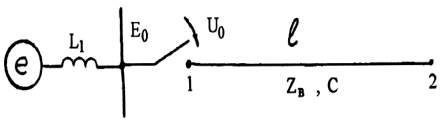


Рис. 6.4. Эквивалентная схема включения длинной линии электропередачи

Для упрощения уравнений целесообразно применительно к решению для схемы, показанной на рис. 6.4, ввести новые параметры: $\tau = l\sqrt{L/C}$ — время пробега электромагнитной волны вдоль линии

длиной l, а величина $T = L_1/Z_B$ — постоянную времени изменения тока в предвключенной индуктивности L_1.

Для случая включения гармонической ЭДС:

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

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

$$u_2(t) = E_m \frac{\cos(\omega t + \psi_e)}{\cos \omega t - \omega T \sin \omega t} + \sum_{k=1}^{\infty} U_{km} \cos(\omega_k t + \psi_k), \qquad (6.5)$$

где $U_{km} = \frac{2E_m \sqrt{\cos^2 \psi_e + \frac{\omega^2}{\omega_k'^2} \sin^2 \psi_e}}{(\omega^2 - \omega_k'^2) T\tau \cos \omega_k' + \frac{1}{\omega_k'}(T+\tau) \sin \omega_k' \tau}$ — амплитуда k-й гармоники свободных колебаний в конце разомкнутой линии, ω_k' — частота k-й гармоники, определяемая решением трансцендентного уравнения:

$$ch\omega_k'\tau + \omega_k' T sh\omega_k'\tau = 0,$$

$\psi_k = arctg\left(\frac{\omega}{\omega'} tg\psi_e\right)$ — начальная фаза k-й гармоники.

Частоты k-х гармоник 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 $a = \frac{L_1 L_2}{L_л(L_1+L_2)}$; $b = \frac{L_л}{L_1+L_2}$; $L_л = lL$, L_2 — индуктивность, подключенная к концу линии.

Анализ выражения (6.5) 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 (6.5). В реальных условиях слагаемые переходной составляющей затухают со временем за счет наличия активных потерь.

Установившаяся составляющая перенапряжения в конце линии зависит от величины эквивалентной ЭДС питающей сети, от индук-

тивности L_1 и от длины линии. Эквивалентная ЭДС 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 (6.4), также оказывается случайной величиной.

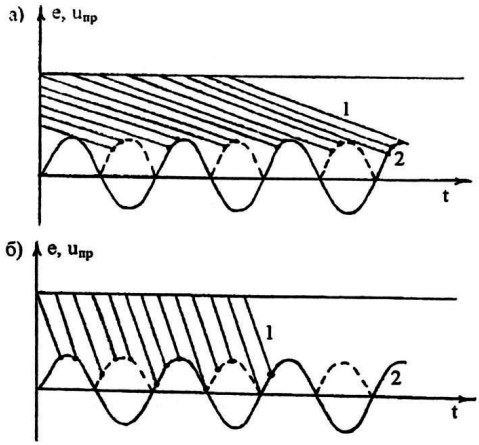


Рис. 6.5. К определению вероятности включения линии при различных фазах питающего напряжения *е*: *а* — малая скорость изменения пробивного напряжения $u_{\text{пр}}$ межконтактного промежутка; *б* — большая скорость изменения $u_{\text{пр}}$

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. 6.5, где сопоставлены графики изменения пробивного напряжения межконтак-тного промежутка выключателя (1) и напряжения сети (2) при различных скоростях сбли-

жения контактов. В случае малой скорости (рис. 6.5, *а)* 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. 6.5, *б*) статистическое распределение ψ_e приближается к равномерному на интервале от $\psi_{e\,min} = 0$ до $\psi_{e\,max} = 360°$. 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.

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:

$$Q(\chi_1) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{\chi_1}^{\infty} e^{-\frac{(\chi-\bar{\chi})^2}{2\sigma^2}} d\chi, \qquad (6.6)$$

где $\bar{\chi} = 1{,}64$ — среднее значение коэффициента перенапряжений при данном виде коммутации, $\sigma = 0{,}183$ — его стандартное отклонение, $Q(\chi)$ — 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 $V = 1{,}05 - 1{,}15$ ($\bar{V} = 1{,}1$; $\sigma_V = 0{,}015$). 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 $V = 1{,}6 - 2{,}0$. В таких случаях требуется не-

медленное отключение линии независимо от наличия или отсутствия коммутационной составляющей перенапряжений.

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

$$Q(k_n) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{\frac{k_n}{V}}^{\infty} e^{-\frac{(\chi-\bar{\chi})^2}{2\sigma^2}} d\chi. \qquad (6.7)$$

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 регулируемым 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. Ослабления интенсивности переходного процесса при включении линии можно достичь также путем введения на время коммутации активных сопротивлений в цепь тока, протекающего по шунтирующим реакто-

рам, например, включением 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. 6.6. 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 $2Z_{в}$, т. е. 600–1200 Ом. С учетом возможности включения выключателя на короткозамкнутую линию необходимо обеспечить, помимо электрической прочности, достаточно высокую термическую стойкость шунтирующего сопротивления.

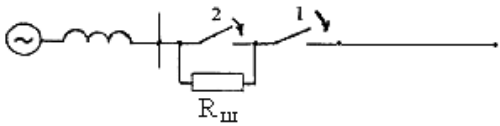


Рис. 6.6. Выключатель с шунтирующими сопротивлениями

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 од-

ном выключателе нескольких шунтирующих сопротивлений, включаемых в цепь питания линии последовательно во времени.

«Синхронное включение» линии может осуществляться включателем, 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 ЭДС ψ_e, при которой коэффициент перенапряжений имеет минимальное значение (рис. 6.7). 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 $\chi = 1{,}4$.

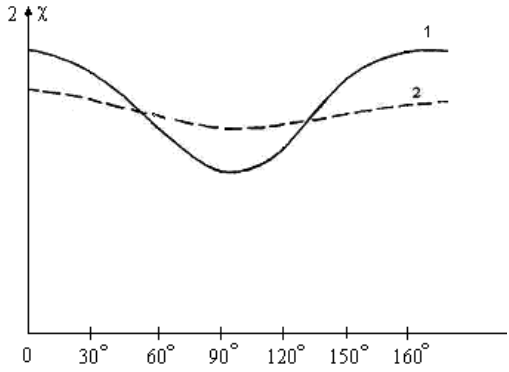


Рис. 6.7. Зависимость коэффициента перенапряжений χ от фазы включения линии ψ_e при $U_0 = 0$, $\delta = R_{щ}/(2L) = 30$ 1/с: 1 — $\omega' = 7\omega$; 2 — $\omega' = 1{,}5\omega$

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 СВЧ. 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 грозовых 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.

6.2. ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ НЕНАГРУЖЕННЫХ ЛИНИЙ, В ТОМ ЧИСЛЕ ЛИНИЙ В БЛОКЕ С ТРАНСФОРМАТОРОМ

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 ЭДС, включенным последовательно с индуктивно-активным внутренним сопротивлением, а линия — сосредоточенной емкостью (рис. 6.8, *а*). Гашение дуги между расходящимися контактами выключателя происходит в момент t_1 (рис. 6.8, *б*), когда ток проходит через нулевое значение, и вследствие этого прекращается поступление энергии, поддерживающей высокую температуру в канале дуги.

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 $u_{\text{ш}}$ по-прежнему изменяется в соответствии с ЭДС $e(t)$. Напряжение между контактами выключателя $u_{\text{в}}$ определяется разностью напряжений на линии u_1 и на стороне питания $u_{\text{ш}}$ (рис. 6.8).

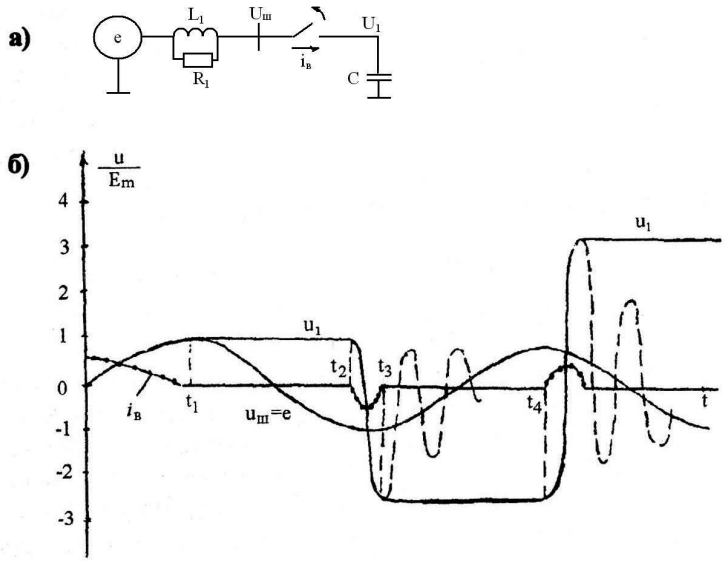


Рис. 6.8. Напряжение на линии при ее отключении с повторными зажиганиями дуги: *а* — схема сети; *б* — напряжение на линии при ее замещении эквивалентным R–L–C контуром

Через половину периода промышленной частоты это напряжение $u_в = u_1 - u_ш$, как следует из рисунка, возрастает до удвоенного значения амплитуды питающей ЭДС $2E_m$. Если в худшем случае в этот момент (t_2 на рис. 6.8, *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 ЭДС 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):

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

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_{1max}.

Спустя примерно половину периода промышленной частоты ЭДС достигнет амплитудного значения $U_m = E_m$ напряжение между контактами выключателя повысится до $U_в = E_m - U_{1max} = 3{,}6E_m$ (момент t_4 на рис. 6.8, *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 $U_в$. 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 $U_{уст} = +E_m$ и перенапряжения достигают $U_{2max} = -2{,}6E_m + +(E_m + 2{,}6E_m)1{,}8 \approx -3{,}3E_m$.

Продолжая рассуждения аналогичным образом, можно придти к заключению, что 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 доходить до $(1{,}6–1{,}8)U_{фm}$, 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 зажи-

ганий, 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* на рис. 6.9). Поэтому в них возникают опасные повторные зажигания дуги.

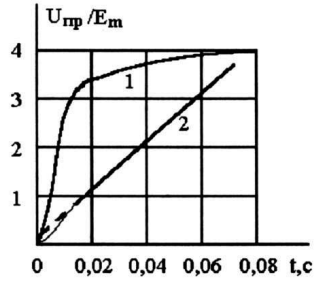


Рис. 6.9. Изменение во времени электрической прочности межконтактного промежутка: 1 — воздушный выключатель; 2 — масляный выключатель

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 отключения — $\sigma = 0{,}34$. Закон распределения χ при отключении линии с повторными зажиганиями дуги отличается от нормального и может быть аппроксимирован двойным экспоненциальным законом:

$$Q(\chi) = 1 - e^{-e^{-\alpha(\chi - \tilde{\chi})}}, \tilde{\chi} = \bar{\chi} - 0{,}45\sigma, \qquad (6.8)$$

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 КЗ, поэтому если в ходе отключения линии возникает КЗ, и ток резко возрастает, такой выключатель может оказаться неспособным погасить дугу.

Радикальной мерой борьбы с этим видом коммутационных перенапряжений является применение выключателей без опасных повтор-

ных зажиганий 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 ЭДС, он замедляет рост напряжения между контактами выключателя и тем самым уменьшает вероятность повторных зажиганий дуги.

Ограничение перенапряжений при отключении линий может осуществляться с помощью вентильных разрядников или нелинейных ограничителей перенапряжений. Однако при этом, вследствие многократности зажиганий 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.

Особенности перенапряжений при коммутации линии в блоке с трансформатором

В некоторых схемах коммутации линии производятся совместно с присоединенными к ней скорыми трансформаторами. К таким схемам относятся блочные (рис. 6.10, *а*), полублочные (рис. 6.10, *б*) схемы, а также линии с присоединенными в промежуточных точках трансформаторами без выключателей (рис. 6.10, *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 двоякое 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 отключении 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 гармоник. 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.

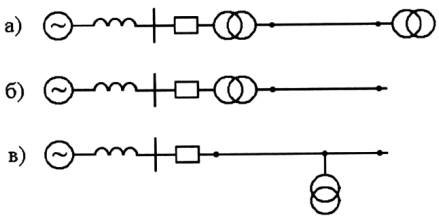


Рис. 6.10. Схемы линий с трансформатором (*а*, *б*) и с трансформатором в промежуточной точке линии (*в*)

6.3. 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 (6.5). Формула для расчета вынужденной составляющей остается такой же, как и при плановом включении, однако величина эквивалентной ЭДС 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:

$$u_{2\text{пер}}(t) = \sum_{k=1}^{\infty} U_{km} \cos(\omega'_k t + \psi_k), \qquad (6.9)$$

где $U_{km} = \frac{2E_m}{(\omega^2 - \omega_k'^2)} \frac{\sqrt{\left(\cos^2\psi_e + \frac{u_0}{E_m}\frac{(\omega^2-\omega_k'^2)}{\omega'_k}\right) + \frac{\omega^2}{\omega'^2}\sin^2\psi_e}}{T\tau\cos\omega'_k\tau + \frac{1}{\omega'_k}(T+\tau)\sin\omega'_k\tau}$, а начальная фаза k-й гармоники $\psi_k = arctg\frac{\frac{\omega}{\omega'_k}\sin\psi_e}{\cos\psi_e + \frac{u_0}{E_m}\frac{(\omega^2-\omega_k'^2)}{\omega'_k}}$.

Качественно роль остаточного заряда была проиллюстрирована на рис. 6.2. При совпадении знаков мгновенного значения ЭДС 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 (6.7). Параметры закона распределения зависят от типа выключателя и от длительности бестоковой паузы АПВ (табл. 6.1). 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 разделе 6.2.

Таблица 6.1

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	1,0
$\overline{U}_0$	0,63	0,56	0,72	0,66
σ_{u0}	0,22	0,2	0,32	0,29
$\bar{\chi}$	1,75	1,64	–	2,0
σ_χ	1,31	0,25	–	0,34
k_τ	3,12	2,77	–	3,52

В нижней строке табл. 6.1 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 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 времени напряжения U_0 в отдельные моменты, 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 статистически 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 разделе: меры ограничения вынуж-

денной 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 сравняв 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).

6.4. 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 (110 кВ и выше) большинство замыканий (около 98 %) 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. 6.11).

Приближенную оценку амплитуды перенапряжения можно определить по формуле (6.2). При этом следует учесть, что отключение тока КЗ происходит обычно вблизи максимума синусоиды питающей ЭДС, когда индуктивный ток КЗ 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 (6.2), 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.

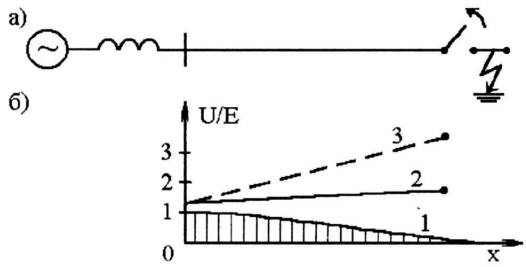


Рис. 6.11. Схема отключения короткого замыкания (*а*) и распределение напряжения вдоль линии (*б*): начального (1), установившегося (2) и амплитудного значений перенапряжений (3)

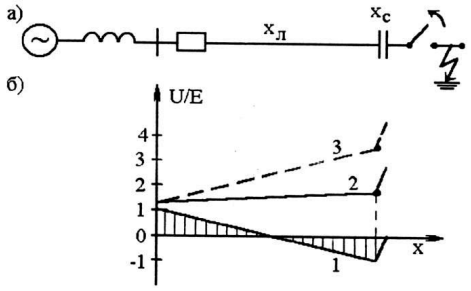


Рис. 6.12. Схема отключения КЗ за устройством продольной компенсации (*а*) и распределение вдоль линии (*б*) начального (1), установившегося (2) напряжений и амплитуд перенапряжений (3)

Особый случай представляют отключения коротких замыканий на линии, снабженной устройством продольной компенсации (рис. 6.12). В этой схеме распределение амплитуд установившейся со-

ставляющей до и после отключения КЗ зависит от соотношения сопротивлений индуктивности линии $X_л = \omega L_З$ и емкости компенсирующей батареи конденсаторов $X_C = \frac{1}{\omega C_k}$. При $X_л > X_C$ имеем эпюру распределения напряжений, представленную на рис. 6.12, *б*.

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

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

На рис. 6.13 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. 6.13 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

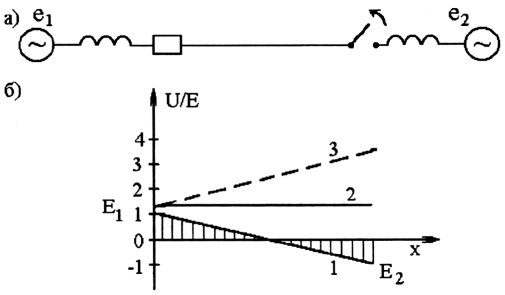


Рис. 6.13. Схема отключения асинхронного хода (*а*) и распределение вдоль линии (*б*) начального (1), установившегося напряжений (2) и амплитуд перенапряжений (3)

перезаряда емкости линии от начального до установившегося напряжения. В показанном на рис. 6.13 случае при $U_{\text{нач}} = -E_m$ и $U_{\text{уст}} = +1{,}3E_m$.

$$k_{n\,max} = U_{\text{нач}} + \left(U_{\text{уст}} - U_{\text{нач}}\right)k_{\text{уд}} = -1 + (1{,}3 + 1)2 = 3{,}6.$$

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 ЭДС соединенных энергосистем развернутся на 180°.

6.5. ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИЯХ РЕАКТОРОВ, ТРАНСФОРМАТОРОВ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН И ПРИ СРЕЗЕ ТОКА В ДУГОГАСЯЩЕМ РЕАКТОРЕ

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

$$W_{\text{м}} = \int_0^{\psi_{\text{м}}} i d\psi_{\text{м}}, \qquad (6.10)$$

где $\psi_{\text{м}}$ — 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.

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. 6.14. Емкость $C_{\text{Ш}}$ на ней замещает паразитную емкость на землю проводов ошиновки и присоединенного к ней оборудования, а емкость C — входную емкость отключаемого индуктивного элемента сети (например, обмотки трансформатора). Индуктивность $L_{\text{Ш}}$ эквивалентирует индуктивность контура, по которому замыкается ток перезаряда емкости $C_{\text{Ш}}$ от емкости $C_{\text{э}}$, а L_{μ} представляет собой индуктивность шунта намагничивания отключаемого трансформатора. Индуктивностью $L_c > L_{\text{Ш}}$ учитывается входное сопротивление питающей цепи. При расхождений контактов выключателя протекание тока $i_{\text{в}}$ 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 $u_{\text{в}}$ соответствует снижение тока $i_{\text{в}}$. При таком режиме горения дуга имеет отрицательное динамическое сопротивление $R_{\text{д}} = \frac{du_{\text{в}}}{di_{\text{в}}}$, что способствует возбуждению колебаний в контуре $C_{\text{Ш}} - L_{\text{Ш}} - R_{\text{д}} - C_{\text{э}}$. Высокочастотные колебания тока, суммируясь с током промышленной частоты, могут в определенные моменты времени давать нулевое значение суммарного тока, как показано на рис. 6.15. Дуга в этот момент может погаснуть, и протекание тока через выключатель прекращается. Поскольку обычно величина L_c мала (порядка десятков микрогенри),

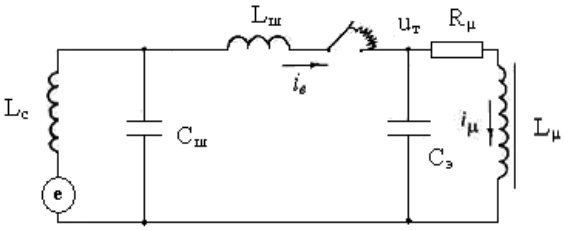


Рис. 6.14. Эквивалентная схема для расчета перенапряжений при отключении ненагруженного трансформатора

частота этих колебаний $\omega_0' = \left(L_c \frac{C_ш C_э}{C_ш + C_э}\right)^{-0,5}$ оказывается весьма высокой — порядка сотен килогерц, что на один–два порядка выше собственной частоты колебаний обмотки отключаемого трансформатора $\omega_0 = \left(L_\mu C_э\right)^{-0,5}$.

Поэтому на осциллограммах $i_в$, 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 $i_в$ при мгновенном его значении $i_{ср}$, называемом током среза. Диапазон значений тока среза для различных типов выключателей лежит в пределах от долей ампера до нескольких десятков ампер. При амплитудах тока $i_в$, больших указанных значений, обрыв тока до естественного перехода через нуль становится невозможным.

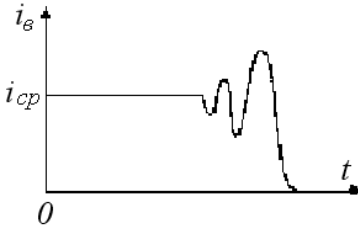


Рис. 6.15. Срез в выключателе при отключении ненагруженного трансформатора

Ток, протекающий через замкнутые контакты выключателя, в первом приближении равен току в индуктивности трансформатора или реактора. После обрыва тока $i_в$ в выключателе, ток в индуктивности i_μ, который не может мгновенно измениться, замыкается через эквивалентную емкость $C_э$, 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 $C_э$ и потерями в контуре (рис. 6.16). 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 $u_{\text{пр}}$, 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 зажиганий дуги при отключении индуктивных токов до момента окончательного ее гашения может достигать нескольких сотен.

Амплитуда U_{max} колебаний напряжения на емкости $C_э$, с погрешностью в сторону запаса (без учета активных потерь и нелинейности индуктивности шунта намагничивания L_μ) может быть определена, исходя из равенства энергии магнитного поля, запасаемой в катушке $W_\mu \cong \frac{i^2 L_\mu}{2}$ и энергии электрического поля конденсатора $C_э$ — $W_э \cong \frac{U_{max}^2 C_э}{2}$.

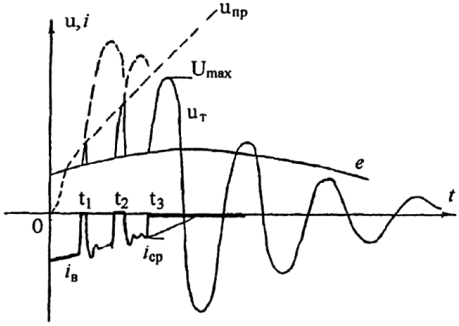


Рис. 6.16. Форма кривой тока в выключателе $i_в$, электрической прочности межконтактного промежутка $u_{\text{пр}}$ и напряжения на трансформаторе u_m при отключении ненагруженного трансформатора

Приравняв эти два выражения, получим

$$U_{max} \cong i_{\text{ср}} \sqrt{\frac{L_\mu}{C_э}}, \tag{6.11}$$

где

$$L_\mu \cong \frac{U_{\text{ном}}^2}{\omega i_{\text{хх}}^* S_{\text{ном}}}, \tag{6.12}$$

$i_{\text{хх}}^*$ — ток холостого хода (в относительных единицах); $U_{\text{ном}}$, $S_{\text{ном}}$ — 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 (6.11). 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

$$i_\mu = a_1\psi_\mu + a_3\psi_\mu^3 + \cdots + a_n\psi_\mu^n, \qquad (6.13)$$

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 коммутационных перенапряжений кривая намагничивания при $\psi_\mu \gg \psi_{\mu\,раб}$ достаточно хорошо воспроизводится равенством

$$i_\mu = A\psi_\mu^n. \qquad (6.14)$$

При такой аппроксимации энергия, запасенная в индуктивности намагничивания трансформатора, равна

$$W_\mu = \int_0^{\psi_{max}} i_\mu d\psi_\mu = \int_0^{\psi_{max}} A\psi_\mu^n d\psi_\mu = \frac{A}{n+1}\psi_\mu^{n+1}. \qquad (6.15)$$

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

Обозначив $\psi_{\mu\,max}$ соответствующее этой величине тока потокосцепление, имеем

$$I_{\mu\,max} = A\psi_{\mu\,max}^n \text{ и } L_\mu = \frac{\psi_{\mu\,max}}{I_{\mu\,max}} = \frac{\psi_{\mu\,max}}{A\psi_{\mu\,max}^n} = \frac{1}{A\psi_{\mu\,max}^{n-1}}, \qquad (6.16)$$

$$A = \frac{1}{L_\mu \psi_{\mu\, max}^{n-1}}.$$

Подставив (6.16) в (6.15), получим:

$$W_\mu = \frac{I_{\mu\, max}^2 L_{\mu э}}{2} = \frac{L_\mu I_{\mu\, max}^2}{n+1}.$$

Зная W_μ, можно определить эквивалентную индуктивность намагничивания, в которой будет запасаться эта энергия

$$L_{\mu э} = \frac{2L_\mu}{n+1},$$

откуда эквивалентная по энергии индуктивность намагничивания трансформатора с учетом насыщения стали равна $L_{\mu э} = 2L_\mu/(n+l)$. Поэтому формула (6.11) приобретает вид

$$U_{max} = I_{\mu\, max}\sqrt{\frac{L_{\mu\, э}}{C_э}} = I_{\mu\, max}\sqrt{\frac{2L_\mu}{(n+1)C_э}}. \qquad (6.17)$$

Учитывая, что $I_{\mu\, max} = \frac{\sqrt{2}U_{ном}K_a}{\sqrt{3}\omega L_\mu}$, а $I_\mu = \frac{U_{ном}^2}{\omega i_{хх}^* S_{ном}}$, можно получить зависимость для распределения кратности перенапряжений, возникающих при отключении ненагруженного силового трансформатора с учетом насыщения его сердечника, но без учета потерь в стали:

$$k_{\mu\, max} = \frac{\sqrt{3}U_{m\, ном}}{\sqrt{2}U_{ном}} = \sqrt{\frac{i_{хх}^* S_{ном} K_a^2}{(n+1)\omega C_э U_{ном}^2}}, \qquad (6.18)$$

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. 6.14) определяется активными потерями в стали сердечника и может быть найдено из выражения $R_\mu = U_{ном}^2/P_{хх}$.

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 $U_{\text{тр}}(p)$ имеет вид:

$$U_{\text{тр}}(p) = \frac{L_{\mu э} I_{\mu\, max}}{pL_{\mu э} + \left(\frac{1}{pC_э} // R_\mu\right)} = \frac{I_{\mu\, max}}{C_э(p^2 + ap + b^2)}, \qquad (6.19)$$

где $//$ — знак параллельного сложения, т. е.

$$\frac{1}{pC_э} // R_\mu = \frac{R_\mu}{1 + pR_\mu C_э};\ \ a = \frac{1}{R_\mu C_э};\ \ b = \frac{1}{\sqrt{L_{\mu э} C_э}}.$$

В СПбГПУ получена приближенная формула максимального значения оригинала для операторного изображения (6.19)

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

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

$$U_{m\, max} \cong \frac{1{,}05 I_{\mu\, max}}{\frac{1}{R_\mu} + \sqrt{\frac{C_э}{L_\mu}}}. \qquad (6.20)$$

Существенным фактором, определяющим предельные значения перенапряжений при срезах индуктивных токов в выключателях, является ограниченная скорость роста электрической прочности $U_{\text{пр}}$ 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 рост прочности 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 ам-

плитуды 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.

Трансформаторы 110 кВ и выше в большинстве случаев имеют магнитопроводы, изготовленные из холоднокатаной 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 горячекатаной 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

$$U_{max} = i_{\text{ср}} \sqrt{\frac{L_{\text{р}}}{C_{\text{э}}}} = i_{\text{ср}} Z_{\text{р}}, \qquad (6.21)$$

где $Z_{\text{р}}$ — характеристическое сопротивление контура $L_{\text{р}} - C_{\text{э}}$; $L_{\text{р}} = U_{\text{ном}}^2/(\omega S_{\text{р}})$ — индуктивность реактора; $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение реактора; $S_{\text{р}}$ — 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 ограничивать перенапряжения могут шунтирующие резисторы (с сопротивлением $R_{\text{ш}}$) в выключателях. В отличие от резисторов, устанавливаемых на линейных выключателях, $R_{\text{ш}}$ должно быть порядка характеристического сопротивления $Z_{\text{р}} = \sqrt{L_{\text{р}}/C_{\text{э}}}$ (десятки килоом).

Как следует из формул (6.18), (6.20) и (6.21), перенапряжения снижаются с ростом $C_{\text{э}}$ 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. 6.3.

С ростом номинального напряжения, как следует из табл. 6.3, 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.

Таблица 6.3

Максимальная кратность перенапряжений при отключении ненагруженных трансформаторов $k_{\text{п тр}}$ и шунтирующих реакторов $k_{\text{п ш}}$

$U_{\text{ном}}$, B	6–10	110	150	220	330	500
$k_{\text{п тр}}$	4,3–6,2	4,1–4,5	2,9–3,5	1,9–2,1	1,9–2,1	1,8–2,1
$k_{\text{п ш}}$	–	3,1	–	–	–	2,2–2,35

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 ЭДС 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 напряже-

ния. Максимальная величина перенапряжения, как правило, не превышает $(1{,}6-1{,}7)U_{\text{ф}}$, где $U_{\text{ф}}$ — 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 $(1{,}9-2{,}0)U_{\text{ф}}$.

При включении группы из трех однофазных трансформаторов сверхвысокого напряжения, имеющих вторичные обмотки, соединенные треугольником, после включения первой фазы во вторичной обмотке этой фазы наводится ЭДС, вызывающая ток во всех обмотках треугольника. Созданный этим током магнитный поток вызывает во второй и третьей фазах первичной обмотки значительные ЭДС. В этих фазах при включении их выключателей имеются ненулевые начальные условия. Поэтому перенапряжения на запаздывающих фазах могут достигать величины $(2{,}1-2{,}3)U_{\text{ф}}$, что может быть опасным для изоляции трансформаторов 500 кВ и выше.

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.

В нормальном режиме работы сети через реактор $X_{\text{р}}$ (рис. 6.17) протекает небольшой по величине ток небаланса, вызванный несимметрией ЭДС, 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 за-

мыкается в основном через аварийные фазы В и С выключателя В2 и точку короткого замыкания.

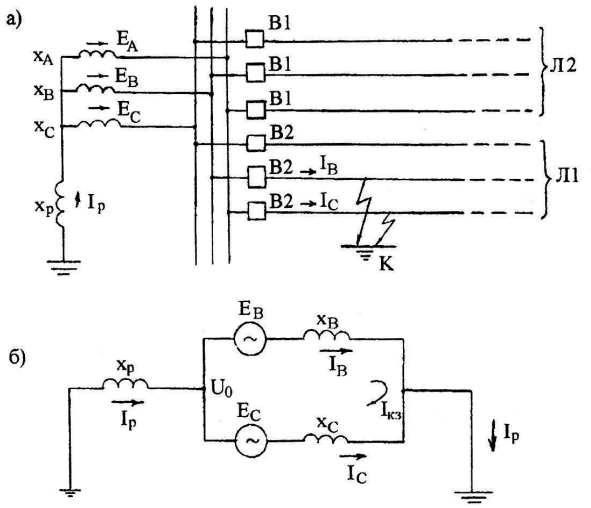


Рис. 6.17. Принципиальная (*а*) и эквивалентная (*б*) схемы для расчета перенапряжений при обрыве тока в дугогасящем реакторе

В момент отключения поврежденного участка сети с помощью релейной защиты токи через выключатели фаз В и С переходят через нулевое значение практически одновременно (рис. 6.18), а ток реактора $I_р$ 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 $I_р$ в момент гашения дуги в фазах В и С выключателя В2.

Будем считать, что перед коротким замыканием реактор работал в режиме настройки в резонанс с емкостью всей сети $C_с$, включая ем-

кость линии Л2, то есть $\omega L = \frac{1}{\omega C_с} = \frac{1}{3\omega C_ф}$ (где $C_ф$ — емкость одной фазы всей сети). Подставив в формулу U_{max} значение тока через реактор $I_р = \frac{U_ф}{2\omega L_р}$, получим $U_{max} = \frac{U_ф}{2\omega L_р} = \frac{U_ф}{2}\sqrt{\frac{C_ф}{C_{ф1}}}$, $C_n = 3C_{ф1}$, где $C_{ф1}$ — емкость одной фазы сети после отключения линии Л2. Соответствующая кратность перенапряжений равна

$$k_{max} = \frac{U_{max}}{U_ф} = 0{,}5\sqrt{\frac{C_ф}{C_{ф1}}}. \qquad (6.22)$$

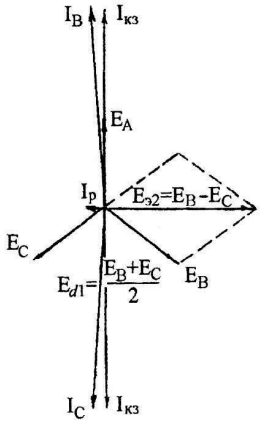


Рис. 6.18. Векторная диаграмма токов и напряжений в схеме рис. 6.17

Как следует из (6.22), величина перенапряжений при обрыве тока в дугогасящем реакторе зависит от соотношения емкостей $C_ф$ и $C_{ф1}$, поэтому перенапряжение 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 $l = 50$ км то отключение двухфазного КЗ на одной из них вызовет перенапряжение с кратностью

$$k_n = 0{,}5\sqrt{C_ф/C_{ф1}} = 0{,}5\sqrt{2 \cdot 0{,}4 \cdot 10^{-6}/(0{,}4 \cdot 10^{-6} + 1500 \cdot 10^{-12})} = 0{,}7,$$

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

6.6. 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 3,5–7,0 — при заторможенном роторе и 3,0–3,5 — 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:

$k_{n\,max} = 4{,}2$ — при нормальных оперативных включениях электродвигателей;

$k_{n\,max} = 5{,}2$ — при включении двигателя в сеть с однофазным замыканием на землю;

$k_{n\,max} = 7{,}2$ — 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 с помощью установки вентильных разрядников и нелинейных ограничителей перенапряжений.

6.7. ДУГОВЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В СЕТЯХ 3-35 кВ И СТАТИСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОММУТАЦИОННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

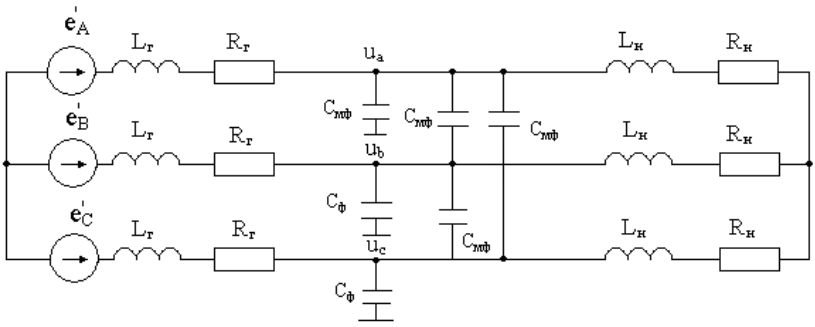
В сетях 6–35 кВ, работающих с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью, причиной внутренних перенапряжений могут быть однофазные замыкания на землю, сопровождающиеся неустойчивым горением дуги.

Для анализа процесса развития перенапряжений представим сеть в виде совокупности из трех фазных емкостей $C_{\text{ф}}$ на землю и трех междуфазовых емкостей $C_{\text{мф}}$ (рис. 6.19, *а*). Питающую сеть заменим эквивалентным источником трехфазной ЭДС e'_A, e'_B, e'_C с фазными индуктивностями $L_{\text{г}}$ и активными сопротивлениями $R_{\text{г}}$; 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 $L_{\text{ф}}$ и сопротивлениями $R_{\text{ф}}$ (рис. 6.19, *б*).

Кроме того, в кабельной сети с раздельной экранировкой фаз можно пренебречь наличием междуфазных емкостей $C_{\text{мф}}$. При этом

получается наиболее простая эквивалентная схема сети, представленная на рис. 6.19, *б*.

а)



б)

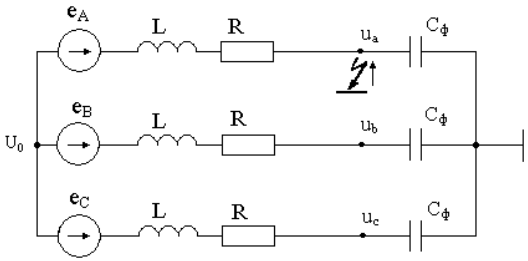


Рис. 6.19. Исходная электрическая схема (*а*) для расчета дуговых перенапряжений и свернутая эквивалентная схема (*б*)

В схеме, показанной на рис. 6.19, *б*, перенапряжения на емкостях C_A, C_B, C_C складываются из трех составляющих: напряжения промышленной частоты, обусловленного воздействием ЭДС 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 вос-

станавливается в соответствии с развитием переходного процесса, вызванного гашением дуги. В случае, когда восстанавливающееся 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 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 $L_{\text{ф}}$ и емкости на землю $C_{\text{ф}}$ одинаковы для всех фаз.

В этом случае переходные процессы на неповрежденных фазах при замыкании и размыкании поврежденной фазы будут иметь одну частоту свободных колебаний $\omega' \approx \frac{1}{\sqrt{3L_{\text{ф}}C_{\text{ф}}}}$, 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 ЭДС $e_{\text{э}}$, равной по величине и противоположной по знаку напряжению u_a. Последний режим рассчитывается при закороченных источниках питающей сети. Из рис. 6.20 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 (6.2):

$$U_{max} = U_{\text{уст}} + \left(U_{\text{уст}} - U_{\text{нач}}\right)e^{-\frac{\pi\delta}{\omega'}} = U_{\text{уст}} + \chi\Delta U, \qquad (6.24)$$

где $\chi = e^{-\frac{\pi\delta}{\omega'}}$ — коэффициент затухания; $\Delta U = U_{\text{уст}} - U_{\text{нач}}$ — 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.

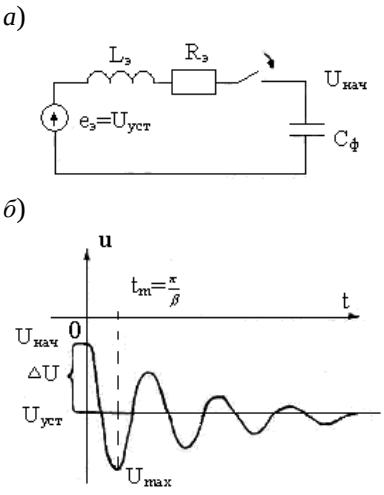


Рис. 6.20. К расчету амплитуды перенапряжения при зажигании и гашении дуги однофазного замыкания на землю: *а* — эквивалентная схема контура перезаряда фазной емкости; *б* — вид кривой напряжения переходного процесса

Начальное значение напряжения на емкости фазы $U_{\text{нач}}$ определяется режимом сети, предшествовавшим зажиганию дуги. Установившееся напряжение $U_{\text{уст}}$ 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:

$$\begin{aligned} e_A &= u_{A\,\text{уст}} - u_{0\,\text{уст}}, \\ e_B &= u_{B\,\text{уст}} - u_{0\,\text{уст}}, \\ e_C &= u_{C\,\text{уст}} - u_{0\,\text{уст}}, \end{aligned} \qquad (6.25)$$

где $u_{0\,\text{уст}}$ — установившаяся составляющая напряжения в нейтрали сети. Величина $u_{0\,\text{уст}}$ в системе уравнений (6.25) без учета междуфазовых емкостей приобретает следующие значения:

$$U_{0\,\text{уст}} = \begin{cases} 0 \text{ – до первого зажигания дуги;} \\ -e_A \text{ – в процессе горения дуги;} \\ \dfrac{u_{A2}C_A + u_{B2}C_B + u_{C2}C_C}{C_A + C_B + C_C} \text{ – сразу после погасания дуги.} \end{cases} \quad (6.26)$$

В соответствии с (6.26), 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 (6.25) следует, что одновременно с этим изменяются на такую же величину и установившиеся составляющие фазных напряжений, поскольку значения $e_{\text{а}}, e_{\text{в}}$ и $e_{\text{с}}$ не зависят от наличия или отсутствия дуги:

$$\Delta U_{\text{а уст}} = \Delta U_{\text{а уст}} = \Delta U_{\text{в уст}} = \Delta U_{\text{с уст}} = \Delta U_{0\,\text{уст}}.$$

Внезапные изменения значений установившейся составляющей фазных напряжений на емкостях фаз $C_{\text{ф}}$ возбуждают переходные процессы перезаряда этих емкостей через индуктивности фаз L и эквивалентные сопротивления R:

$$\begin{aligned} u_A(t) &= e_A + u_{0\,\text{уст}} - \Delta U_{0\,\text{уст}} e^{-\alpha \cdot At} \cos \omega'_A t; \\ u_B(t) &= e_B + u_{0\,\text{уст}} - \Delta U_{0\,\text{уст}} e^{-\alpha \cdot Bt} \cos \omega'_B t; \\ u_C(t) &= e_C + u_{0\,\text{уст}} - \Delta U_{0\,\text{уст}} e^{-\alpha \cdot Ct} \cos \omega'_C t. \end{aligned} \quad (6.27)$$

Соответственно, амплитуды фазных напряжений после коммутации, вызвавшей изменение напряжения в нейтрали на величину $\Delta U_{0\,\text{уст}}$, можно, в соответствии с (6.24), рассчитать по формулам:

$$\begin{aligned} U_{B\,max} &= e_B + U_{0\,\text{уст}} - \chi \Delta U_{0\,\text{уст}}, \\ U_{C\,max} &= e_C + U_{0\,\text{уст}} - \chi \Delta U_{0\,\text{уст}}, \end{aligned} \quad (6.28)$$

где e_B и e_C — мгновенные значения ЭДС фаз В и С 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 об-

ширные экспериментальные исследования были проведены Ч. М. Джуварлы (Академия наук Азербайджанской ССР) и Н. Н. Беляковым (Всесоюзный научно-исследовательский институт электроэнергетики). На основе анализа около десяти тысяч осциллограмм горения дуги в сетях 3–10 кВ, Беляков 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 $0{,}4U_{\text{ном}}$.

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

$$U_{\text{пг}} = e_0(t_{\text{г}}) + U_{0\,\text{уст}} + \Delta U_{0\,\text{уст}}. \qquad (6.29)$$

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

$$\Delta U_{0\,\text{уст}} = U_{0\,\text{уст}} - (-e_A) = U_{0\,\text{уст}} + e_A,$$

откуда видно, что

$$U_{\text{пг}} = 2\left[e_A(t_{\text{г}}) + U_{0\,\text{уст}}\right] \qquad (6.30)$$

или $U_{0\,\text{уст}} = 0{,}5U_{\text{пг}} - e_A(t_{\text{г}})$.

Если величина $U_{\text{пг}}$ не будет превосходить 0,4, то абсолютная величина $U_{0\,\text{уст}}$ 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 $U_{B\,max} = U_{C\,max} \approx 3{,}8U_{\text{ф}}$ (6.24). Учет потерь в сети и междуфазных емкостей снижает расчетные кратности перенапряжений до 3,2–3,5. Выводы теории Белякова в целом подтверждаются результатами полевых исследований в сетях. В воздушных сетях с изолированной нейтралью предельные величины зарегистрированных перенапряжений при дуговых замыканиях на землю находятся на уровне $3{,}5U_{\text{ф}}$, а в кабельных — на уровне $3{,}2-3{,}3U_{\text{ф}}$. Подключение к нейтрали сети дугогасящего реактора, индуктивность которого $L_{\text{р}}$ выбирается из условия $\omega L_{\text{р}} \approx 1/3\omega C_{\text{ф}}$, 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.

Статистические характеристики коммутационных перенапряжений

В большинстве случаев вероятность кратности перенапряжений больше заданной определяется по формуле (6.7). Для ряда объектов, например, для подстанций, целесообразно воспользоваться формулой

$$P(k_n) = a\{1 - exp[-\exp(-b(k_n - c))]\}, \qquad (6.13)$$

где a, b и c — постоянные коэффициенты.

В области больших кратностей эта формула асимптотически стремится к экспоненте:

$$P(k_n) = a \cdot \exp\big(-b(k_n - c)\big). \qquad (6.32)$$

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

$$N_{Kn} = N_n \cdot P(k_n), \tag{6.33}$$

где N_n — общее число перенапряжений в год.

Число перенапряжений с кратностью более k_n за τ лет равно

$$N_{Kn\tau} = a \cdot N_n \cdot \tau \cdot \exp\big(-b(k_n - c)\big), \tag{6.34}$$

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

$$k_{n\tau} = C + \frac{1}{b}\ln(aN_n\tau). \tag{6.35}$$

На рис. 6.21 и 6.22 для примера приведены зависимости, рассчитанные по (6.35), для подстанций и линий.

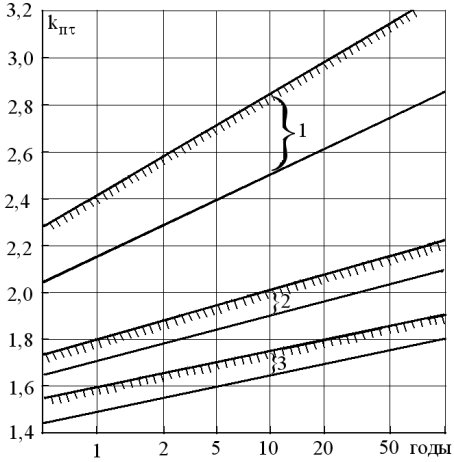


Рис. 6.21. Кратности перенапряжений $k_{n\tau}$ на шинах подстанций 110–500 кВ превышаемые в среднем 1 раз за τ лет: 1 — подстанции с числом отходящих линий от 2 до 4, без специальных средств ограничения внутренних перенапряжений, имеющие выключатели с повторными зажиганиями дуги; 2 — то же, но с быстродействующими выключателями; 3 — мощные подстанции с числом отходящих линий больше 4; ———— — усредненная кривая; ⁄⁄⁄⁄⁄⁄⁄⁄ — верхние границы 95 %-го доверительного интервала

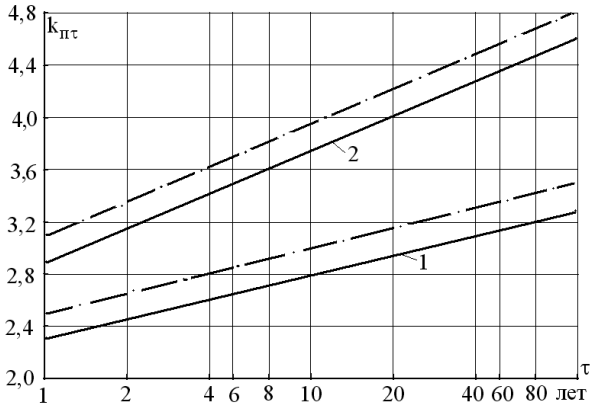


Рис. 6.22. Кратности перенапряжений, превышаемые в среднем 1раз за τ лет на разомкнутом конце линий 500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и с выключателями с повторными зажиганиями дуги: 1 — при плановых включениях и успешных АПВ; 2 — при плановых отключениях КЗ; —— — усредненная кривая; ------ — верхние границы 95 %-го доверительного интервала

Контрольные вопросы

1. Объясните, по какой причине возникают перенапряжения при отключениях конденсаторных батарей.

2. От каких факторов зависят перенапряжения при автоматическом повторном включении линий?

3. Объясните физическую природу перенапряжений при отключениях индуктивных токов.

4. Как влияет на величину перенапряжений насыщение стали силовых трансформаторов?

5. Каким образом ограничивают перенапряжения при отключениях шунтирующих реакторов?

7. ХАРАКТЕРИСТИКА СРЕДСТВ ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Общее назначение мер защиты от перенапряжений состоит в том, чтобы при минимальных дополнительных затратах получить максимальный экономический эффект от снижения ущерба, вызванного перенапряжениями и от повышения надежности работы энергосистем.

Превентивные меры защиты оказывают постоянное влияние на сеть. Их назначение — предотвратить возникновение перенапряжений или способствовать ограничению их величины. Благоприятное действие превентивных мер защиты проявляется на протяжении всего переходного процесса. К таким мерам можно отнести, в частности, применение выключателей, работа которых не вызывает появления больших перенапряжений (например, выключателей без опасных повторных зажиганий дуги между контактами и с шунтирующими сопротивлениями), грозозащитных тросов, заземление опор на линии электропередачи, емкостную защиту изоляции обмоток трансформаторов и реакторов, заземление нейтрали трансформаторов через дугогасящие катушки.

Коммутационные средства защиты от перенапряжений, как правило, содержат в себе коммутирующие элементы, например, искровые промежутки. Они срабатывают, когда перенапряжение в точке их установки превысит некоторую критическую величину. К коммутационным средствам защиты относятся вентильные разрядники и ОПН (а в старых сетях — трубчатые разрядники и защитные искровые промежутки), а также шунтирующие реакторы с искровым присоединением. К коммутационным средствам защиты можно отнести также и нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН). В ОПН отсутствуют искровые промежутки, и высоконелинейные резисторы подключены к сети постоянно. Однако при повышении напряжения на ОПН сверх наибольшего рабочего резко уменьшается их сопротивление, что эффективно снижает воздействующие перенапряжения.

Для защиты оборудования от прямых ударов молнии применяют стержневые молниеотводы на подстанциях и грозозащитные тросы на линиях. Уменьшение вероятности опасных грозовых перенапряжений при ударах молнии в молниеотводы и другие заземляющие элементы линий и подстанций достигается соединением их с землей при обеспечении достаточно малого импульсного сопротивления заземления. Защита изоляции от волн, набегающих по линиям электропередачи, осуществляется с помощью вентильных и трубчатых разрядников или нелинейных ограничителей перенапряжений.

В сетях 6–35 кВ уровни изоляции обеспечивают, как правило, достаточно высокую надежность работы сети при воздействии подавляющего большинства внутренних перенапряжений. Главное внимание уделяют мерам грозозащиты. Основным мероприятием, направленным на повышение грозоупорности этих сетей, является режим изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтрали. Резервной мерой, направленной на устранение последствий междуфазных перекрытий и перекрытий нескольких фаз на землю, является АПВ.

Сети 110–220 кВ, согласно ПУЭ, также не требуют установки специальных устройств для защиты от внутренних перенапряжений, за исключением особо неблагоприятных схем. Для грозозащиты применяют: тросы и заземления опор на линиях, молниеотводы, разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН) на подстанциях и усиленную защиту подходов ВЛ к подстанциям. Отдельные точки линии (пересечения, опоры с ослабленной изоляцией и т. п.) защищают разрядниками или ОПН.

Сети 330 кВ и выше имеют меньшие коэффициенты запаса электрической прочности изоляции. В них необходимо применять комплекс мер для защиты как от грозовых, так и от внутренних перенапряжений. В отечественных сетях применяется глухое заземление нейтрали, шунтирующие реакторы на линиях для снижения вынужденной составляющей перенапряжений, электромагнитные трансфор-

маторы напряжения на линии для снятия остаточного заряда во время бестоковой паузы АПВ, вентильные разрядники или ОПН с характеристиками, позволяющими эффективно ограничивать как коммутационные, так и грозовые перенапряжения, молниеотводы и грозозащитное заземление.

Помимо перечисленных мероприятий, в ряде случаев применяют выключатели с шунтирующими сопротивлениями (в том числе, многоступенчатого действия) и автоматический выбор фазы замыкания контактов выключателя (т. н. «синхронное включение»). Для повышения надежности фазозащиты линий ультравысокого напряжения используются тросы с отрицательными углами защиты.

Наиболее старым, простым и дешевым устройством защиты от перенапряжений первоначально являлись искровые промежутки. В сетях 3–35 кВ искровой промежуток обычно выполнялся в виде «рогов». При такой форме электродов электродинамические силы и тепловые потоки воздуха перемещают возникшую после перекрытия дугу вверх по «рогам». Это приводит к ее растягиванию и успешному гашению.

В сетях до 35 кВ защитные промежутки имеют небольшую длину и могут закорачиваться птицами, садящимися на электроды. С целью предотвращения замыканий в заземляющих спусках защитных промежутков создаются дополнительные искровые промежутки.

Искровые промежутки обладают рядом недостатков, которые ограничивают их применение. Пробивное напряжение искровых промежутков имеет большой статистический разброс, что сильно затрудняет координацию пробивных напряжений ИП с характеристиками защищаемой изоляции. Вследствие резкой неоднородности электрического поля между контактами имеет место существенное повышение разрядного напряжения ИП при крутых фронтах волн воздействующих перенапряжений. В области малых предразрядных времен ($t_{\text{кр}} \leq 2$ мкс) вольт-секундная характеристика изоляции (с учетом статистического разброса) может проходить ниже вольт-секундной

характеристики ИП (рис. 7.1), то есть при временах $t \leq t_{кр}$ изоляция остается незащищенной и может быть повреждена.

Любые срабатывания искровых промежутков вызывают образование дуги тока короткого замыкания, которое в сетях с глухим заземлением нейтрали, а в ряде случаев и в сетях с изолированной нейтралью, самопроизвольно погаснуть не может. Каждое такое короткое замыкание вызывает нежелательные электродинамические воздействия в области трансформаторов и генераторов, ускоренный износ и внеочередные ревизии выключателей, допускающих ограниченное количество отключений токов короткого замыкания.

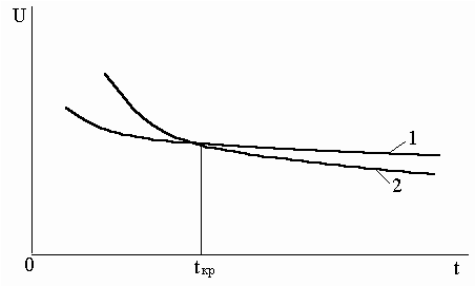


Рис. 7.1. ВСХ изоляции (нижняя огибающая — 1) и ИП (верхняя огибающая — 2)

Срабатывание искровых промежутков, установленных параллельно защищаемой изоляции, вызывает резкий срез напряжения на ней. Это приводит к возникновению переходных процессов и опасных перенапряжений на продольной изоляции между витками и катушками обмоток трансформаторов, реакторов и электрических машин.

В настоящее время открытые искровые промежутки в качестве специальных защитных устройств применяются лишь в сетях с номинальным напряжением не выше 10 кВ. Однако, в сети любого напряжения в роли защитного промежутка может выступать изолятор воздушной линии, если его импульсная прочность окажется ниже амплитуды воздействующего напряжения. Например, при грозовых разрядах амплитуда волны перенапряжения, движущейся от точки удара молнии, будет срезаться за счет перекрытий линейных изоляторов до тех пор, пока она не станет ниже импульсной прочности изоляторов.

Это существенно облегчает решение задачи защиты подстанционного оборудования от воздействия набегающих по линиям грозовых волн.

Некоторое улучшение характеристик может быть получено путем принудительного гашения дуги. Для этого искровые промежутки помещают в трубку из газогенерирующего материала. Такой защитный аппарат называется трубчатым разрядником (рис. 7.2). Разрядник имеет внешний искровой промежуток S_1 и внутренний S_2, размещенный внутри трубки 1 из изолирующего газогенерирующего материала. Дугогашение обеспечивает промежуток S_2, образованный между стержневым 2 и кольцевым 3 электродами. Промежуток S_1 служит для отделения газогенерирующей трубки от сети. Это позволяет избежать разложения материала трубки под влиянием тока утечки при длительном воздействии рабочего напряжения.

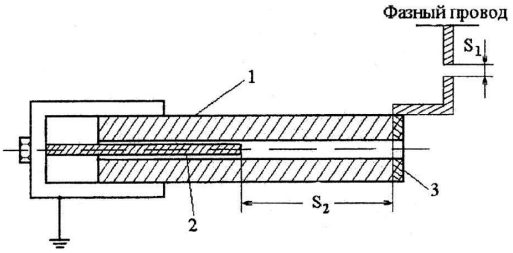


Рис. 7.2. Схема устройства и включения в сеть трубчатого разрядника

Искровые промежутки S_1 и S_2 пробиваются при появлении перенапряжений на фазном проводе. Через них протекает импульсный ток молнии и ток короткого замыкания рабочей частоты. Под действием высокой температуры дуги в трубке происходит интенсивное газовыделение, и давление в ней нарастает до нескольких десятков атмосфер. Газы, выходя через открытый конец трубки, создают продольное дутье, и при первом же прохождении тока через нуль дуга гаснет.

Трубчатые разрядники лишены одного из основных недостатков защитных искровых промежутков — образования длительного корот-

кого замыкания, отключаемого сетевыми выключателями. Однако другие недостатки защитных промежутков (нестабильность вольт-секундных характеристик, наличие срезов напряжения) имеются и у трубчатых разрядников. Эти недостатки, а также наличие зоны выхлопа исключают возможность применения трубчатых разрядников в качестве основного аппарата для защиты подстанционного оборудования.

Учитывая перечисленные недостатки, а также большие эксплуатационные расходы на обслуживание трубчатых разрядников, в настоящее время их установка во вновь сооружаемых сетях не предусматривается.

Широкое распространение в сетях высокого напряжения нашли вентильные разрядники. Они состоят из искровых промежутков и последовательных нелинейных сопротивлений (рис. 7.3, *а*). В большинстве вентильных разрядников параллельно искровым промежуткам присоединяются шунтирующие резисторы или емкости. Они дают возможность управлять распределением напряжения по большому числу последовательно соединенных искровых промежутков вентильных разрядников. Шунтирующие резисторы служат для создания более равномерного распределения напряжения рабочей частоты и внутренних перенапряжений между искровыми промежутками. Шунтирующие емкости могут использоваться как для выравнивания напряжения, так и для принудительного создания более неравномерного его распределения между искровыми промежутками при грозовых перенапряжениях, что позволяет снизить импульсное пробивное напряжение разрядников за счет каскадного пробоя искровых промежутков.

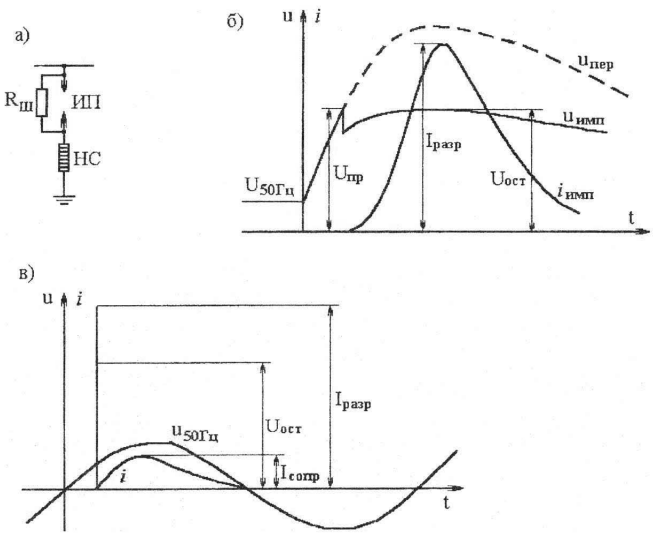


Рис. 7.3. Принципиальная схема вентильного разрядника (*а*), остающееся напряжение и импульсный ток при его срабатывании (*б*), напряжение промышленной частоты и сопровождающий ток (*в*)

При воздействии на вентильный разрядник перенапряжения $U_{\text{пер}}$, превышающего его пробивное напряжение $U_{\text{пр}}$ (рис. 7.3, *б*), происходит пробой искровых промежутков (ИП), и нелинейное последовательное сопротивление (нелинейное сопротивление) присоединяется к сети. После пробоя ИП действующее на изоляцию перенапряжение определяется, в основном, падением напряжения на нелинейное сопротивление (остающимся напряжением $U_{\text{ост}}$ на разряднике) вследствие протекания через него импульсного тока. Напряжение $U_{\text{ост}}$ должно быть на 20–30 % меньше допустимого для защищаемой изоляции. Ток, протекающий через разрядник под действием напряжения промышленной частоты, называется сопровождающим током $I_{\text{сопр}}$ (рис. 7.3, *в*). Он ограничивается нелинейным последовательным сопротивлением разрядника, величина которого резко возрастает при снижении напряжения на разряднике. При переходе тока через нуль

дуга в искровых промежутках гаснет, и разрядник приходит в исходное состояние.

Таким образом, искровые промежутки вентильных разрядников при отсутствии перенапряжений отделяют нелинейные последовательные сопротивления от сети и подключают их в момент появления опасных для изоляции перенапряжений. Искровые промежутки, по возможности, должны иметь горизонтальную вольт-секундную характеристику, т. е. малое изменение пробивного напряжения $U_{\text{пр}}$ в широком диапазоне предразрядных времен — от микросекунд до миллисекунд — и малый разброс $U_{\text{пр}}$. Кроме того, $U_{\text{пр}}$ не должно изменяться после многократного пропускания нормированных импульсных и сопровождающих токов, а также при колебаниях температуры и воздействии тряски, ударов и вибрации. Искровые промежутки должны гасить дугу сопровождающего тока, как правило, при первом переходе его через нуль.

Для выполнения этих требований в вентильных разрядниках применяют многократные искровые промежутки, т. е. соединяют последовательно большое число единичных промежутков с малым зазором. Это позволяет использовать свойства короткой дуги с характерным для нее катодным падением напряжения в каждом промежутке после гашения сопровождающего тока. В вентильных разрядниках при наибольшем допустимом напряжении промышленной частоты на единичный искровой промежуток приходится от 1,0 до 1,7 кВ (действующее значение).

До последнего времени применялись следующие искровые промежутки: с неподвижной дутой сопровождающего тока, которая гасится практически в том же месте, где происходит пробой; с дутой, вращающейся в кольцевом зазоре между электродами под действием магнитного поля; а также с растягивающейся дугой, которая, передвигаясь между электродами под действием магнитного поля, значительно (в десятки и сотни раз) увеличивает свою длину.

Искровые промежутки с неподвижной дугой использовались в разрядниках серий РВС, РВО (РВС — разрядник вентильный станционный, РВО — разрядник вентильный облегченной конструкции). Их недостатком является малая дугогасящая способность (т. е. способность гасить дугу сопровождающего тока при первом переходе его через ноль). Для промежутков типа РВС ток $I_{\text{сопр}}$ не должен превышать 80–100 А.

Увеличение $I_{\text{сопр}}$ может быть допущено при переходе к промежуткам с вращающейся дугой, которые применяются в магнитно-вентильных разрядниках серий РВМГ (разрядник вентильный магнитный грозовой) и РВМ (разрядник вентильный магнитный). Такой промежуток надежно гасит значительно большие сопровождающие токи (до 250 А). Это позволяет уменьшить величину нелинейного последовательного сопротивления, а следовательно, и остающееся напряжение разрядника, что приводит к существенному улучшению защитного коэффициента разрядника

$$k_{\text{з}} = U_{\text{ост}}/\sqrt{2}U_{\text{г}},$$

где $U_{\text{ост}}$ — амплитуда остающегося напряжения на разряднике при протекании через него импульсного тока координации; $U_{\text{г}}$ — напряжение гашения сопровождающего тока разрядника (действующее значение).

Дальнейшее улучшение защитных свойств магнитно-вентильных разрядников было достигнуто при применении в них токоограничивающих искровых промежутков с растягиванием дуги сопровождающего тока и вводом ее в узкую щель, в которой происходит интенсивное охлаждение и деионизация дуги у стенок, в результате чего градиент напряжения на ней значительно увеличивается. Падение напряжения на дуге сопровождающего тока при ширине щели 1 мм составляет около 6 кВ/м. В начальный момент, когда через разрядник протекает импульсный ток, падение напряжения на промежутке пренебрежимо мало по сравнению с напряжением на нелинейном последовательном сопротивлении. Это позволяет применить со-

противление с меньшей нелинейностью, но с более высокой пропускной способностью или уменьшить сопровождающий ток разрядника. Защитные характеристики его улучшаются, повышается пропускная способность, уменьшаются габариты, вес и себестоимость производства разрядников.

Если для разрядников с искровыми промежутками типа РВС защитный коэффициент $k_з$, составляет 2,5–2,7, то для разрядников с магнитным гашением — 2,0, т. е. при одинаковом напряжении гашения остающееся напряжение на 20–26 % ниже (рис. 7.4). Величина $k_з$ для разрядников с токоограничивающими искровыми промежутками уменьшается до 1,6–1,8.

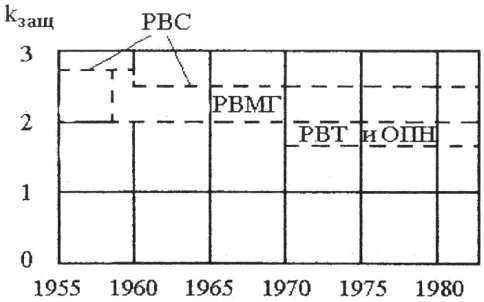


Рис. 7.4. Динамика улучшения защитного коэффициента вентильных разрядников и нелинейных ограничителей перенапряжений

Последовательное сопротивление (нелинейное сопротивление на рис. 7.3, *а*) вентильного разрядника должно обладать нелинейной вольтамперной характеристикой и способностью многократно пропускать импульсные и сопровождающие токи. Оно ограничивает сопровождающий ток до величины, при которой искровые промежутки надежно гасят дугу. Поэтому при напряжении гашения величина нелинейного сопротивления должна быть возможно большей. С другой стороны, при протекании максимального импульсного тока необходимо иметь минимальное НС, для того чтобы остающееся на разряднике импульсное напряжение не превышало допустимого для изоляции.

Отсюда очевидно, что последовательное сопротивление не может быть линейным. Указанным условиям удовлетворяет нелинейное

сопротивление, вольтамперная характеристика которого имеет вид, показанный на рис. 7.5.

При производстве нелинейных сопротивлений используют твердые полупроводниковые материалы, проводимость которых практически мгновенно возрастает при увеличении приложенного напряжения. Нелинейные сопротивления разрядников состоят из электротехнического карбида кремния (карборунда) SiC. Удельное сопротивление зерен карборунда составляет примерно 10^{-2} Ом·м. На их поверхности имеется полупроводящий запорный слой толщиной 100 мкм из окиси кремния. Сопротивление запорного слоя нелинейно зависит от напряженности электрического поля. При малых значениях оно составляет 10^4–10^6 Ом·м, и к нему прикладывается практически все напряжение. При повышении напряженности поля проводимость запорного слоя резко возрастает, и общее сопротивление резистора начинает определяться собственно зернами карборунда.

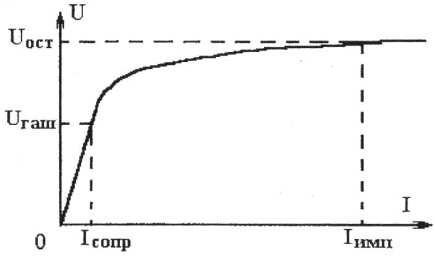


Рис. 7.5. Вольт-амперная характеристика нелинейного последовательного сопротивления вентильного разрядника

Нелинейные резисторы вентильных разрядников прессуются в виде дисков из исходной массы, состоящей из порошка карбида кремния и связующего материала. В настоящее время применяются диски из вилита и тервита. Вольт-амперную характеристику нелинейных резисторов приближенно принято характеризовать степенной зависимостью

$$U = CI^{\alpha},$$

где C — постоянная, учитывающая свойства материала и размер резистора; α — показатель степени, который принято называть коэффи-

циентом нелинейности материала, имеющий разные значения в области малых и больших токов.

Как следует из приведенной выше зависимости, вольт-амперную характеристику целесообразно строить в логарифмических шкалах, в которых она приближенно изображается отрезками прямых линий. На рис. 7.6 показана типичная вольт-амперная характеристика вилитовых дисков, которые применяются в разрядниках типа РВС.

Области больших токов, проходящих через разрядник при грозовых перенапряжениях, соответствует участок Б вольт-амперной характеристики. На этом участке коэффициент нелинейности α для вилита равен 0,1–0,2, для тервита — 0,15–0,25. Участок вольт-амперной характеристики соответствует области сопровождающих токов и большинству токов коммутационных перенапряжений. Коэффициент α для этого участка значительно выше: для вилита — 0,28–0,3; для тервита — 0,35–0,38.

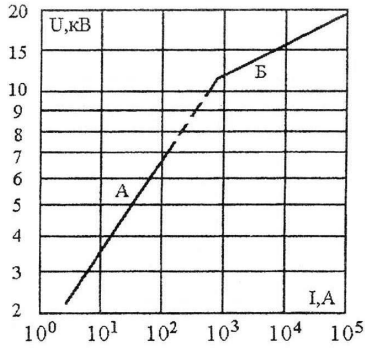


Рис. 7.6. Статическая вольт-амперная характеристика вилитового резистора высотой 60 мм и диаметром 100 мм на импульсах тока 20/40 мкс

Вольт-амперная характеристика нелинейного сопротивления, состоящего из m последовательно включенных одинаковых резисторов, записывается в виде

$$U = m \cdot CI^{\alpha}.$$

Значения C и α различны для двух участков вольт-амперной характеристики. Вилитовые резисторы, имеющие относительно низкую пропускную способность, применялись в основном в грозозащитных разрядниках. Тервит обладает значительно большей пропускной способностью. В связи с этим разрядники с тервитовыми резисторами могут использоваться для защиты как от грозовых, так и от коммута-

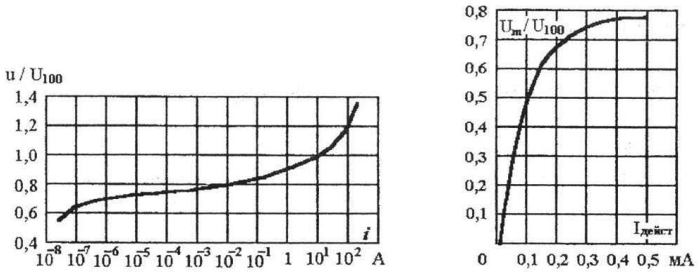
ционных перенапряжений. Требования к характеристикам грозозащитных вентильных разрядников устанавливает ГОСТ 16357-83, согласно которому разрядники всех классов напряжения разделены на группы I, II, Ш, IV.

Увеличение номинального напряжения электрических сетей и необходимость снижения уровня изоляции оборудования требует глубокого ограничения перенапряжений. В то же время, применяемые в настоящее время в эксплуатации вентильные разрядники с резисторами на основе карбида кремния вследствие недостаточной нелинейности материала не позволяют ограничить уровень перенапряжений ниже $2U_{\text{ф}}$. Более глубокое их снижение требует уменьшения нелинейного последовательного сопротивления, что приводит к существенному увеличению сопровождающих токов. Искровые промежутки не в состоянии погасить большие токи. Включение нелинейных сопротивлений под рабочее напряжение без искровых промежутков оказывается невозможным вследствие большого тока через нелинейное сопротивление при фазном напряжении. Применение искровых промежутков вызывает дополнительные трудности, связанные с необходимостью уменьшения сопровождающего тока до величины, надежно отключаемой промежутками, а также получения пологой вольт-секундной характеристики разрядника.

Значительное улучшение защитных характеристик разрядников может быть достигнуто при отказе от использования искровых промежутков. Это оказывается возможным при переходе к резисторам с резко нелинейной вольт-амперной характеристикой и достаточной пропускной способностью. Таким требованиям отвечают резисторы из полупроводникового материала на базе оксида цинка. Защитные аппараты, изготовленные из таких резисторов, носят название нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН).

Высоконелинейные оксидно-цинковые резисторы (варисторы) в настоящее время выпускаются в виде дисков диаметром от 28 до 115 мм. Вольт-амперные характеристики варисторов диаметром 28

мм приведены на рис. 7.7, где напряжение указано в относительных единицах, причем за базисную величину принято остающееся напряжение на варисторе при токе 100 А.



а) б)

Рис. 7.7. Вольт-амперные характеристики оксидно-цинковых резисторов на постоянном токе и при импульсах (*а*) и на переменном токе $f = 50$ Гц (*б*)

Вольт-амперную характеристику нелинейных резисторов, как уже отмечалось, обычно аппроксимируют зависимостью $U = CI^{\alpha}$, где α — коэффициент нелинейности материала варистора. Малая величина $\alpha = 0{,}015–0{,}04$, определяющая преимущества оксидно-цинковых варисторов, охватывает область токов от 10^{-6} до 10^{2} А. Протекание через варисторы токов, превышающих 500 А, нежелательно, поскольку в этом случае резко возрастает коэффициент нелинейности ($\alpha \geq 0{,}1$). Зависимости усредненных значений параметров варисторов от тока приведены в табл. 7.1.

Вольт-амперная характеристика варисторов (см. рис. 7.7) позволяет комплектовать нелинейные ограничители перенапряжений с улучшенными характеристиками без искровых промежутков.

Таблица 7.1

Средние значения параметров C и α оксидно-цинковых варисторов

I, A	10^{-4}	10^{-3}	10^{-2}	10^{-1}	1	10	100	500	1500
U/U_{100}	0,7	0,74	0,78	0,82	0,86	0,91	1	1,1	1,3
α	0,2				0,03	0,04	0,06	0,1	
C/U_{100}	0,86					0,9	0,93	0,96	

Нелинейные ограничители перенапряжений, обладая лучшими защитными характеристиками по сравнению с вентильными разрядниками, так же, как и вентильные разрядники, оказываются не в состоянии обеспечить ограничение перенапряжений ниже некоторого минимального уровня. Это связано с особенностью нелинейных сопротивлений, изготовленных на основе оксида цинка. Их характеристики могут необратимо изменяться под действием длительно приложенного рабочего напряжения, если при этом ток через нелинейное сопротивление превосходит величину порядка нескольких десятых долей миллиампера.

Поэтому вольт-амперную характеристику ОПН приходится поднимать вверх по оси напряжения до тех пор, пока ток нормального рабочего режима не понизится до значения 0,1 мА. Технически это достигается путем увеличения числа последовательно соединенных элементов нелинейных сопротивлений. При этом пропорционально возрастают и все остальные ординаты вольт-амперной характеристики ОПН. Например, если при одинаковой толщине дисков ОПН 220 кВ будет иметь вдвое больше последовательных элементов по сравнению с ОПН 110 кВ, то и уровень ограничения грозовых перенапряжений при токе 5 кА у него будет в два раза выше, чем у ОПН 110 кВ, т. е. кратность ограничения перенапряжений при заданном токе через ОПН останется той же самой. Некоторого, весьма небольшого изменения крутизны вольт-амперной характеристики удается достичь путем увеличения площади дисков нелинейных элементов или параллельного соединения нескольких цепочек из нелинейных элементов.

Для коммутационных перенапряжений уровнем ограничения считается напряжение, соответствующее некоторому характерному значению тока через ОПН на вольт-амперной характеристике (порядка сотен ампер). Для грозовых перенапряжений уровнем ограничения считается напряжение, соответствующее токам 5–20 кА (табл. 7.2).

Таблица 7.2

Характеристики ОПН

Номинальное напряжение сети	35	110	150	220	330	500
Расчетный ток коммутационных импульсов, А	350	500	500	500	700	1200
Напряжение на ОПН при расчетном коммутационном токе (в долях амплитуды фазного напряжения)	4,05	2,0	2,0	2,0	1,93	1,84
Напряжение на ОПН при грозовом импульсе с током 5000 А (в долях амплитуды фазного напряжения)	4,5	2,4	2,4	2,4	2,4	2,1

Контрольные вопросы

1. Каков основной принцип ограничения перенапряжений с помощью аппаратных способов?

2. Классифицируйте средства защиты от перенапряжений независимо от природы их возникновения.

3. По какому принципу работают длинно-искровые разрядники?

4. Какая разница между вентильными разрядниками и нелинейными ограничителями перенапряжений?

5. Каково время включения в работу нелинейных ограничителей перенапряжений?

8. МОЛНИЕЗАЩИТА ЛИНИЙ

Задачи и критерии молниезащиты линий

Как уже отмечалось, воздушная линия ежегодно испытывает несколько десятков прямых ударов молнии на каждые 100 км длины. Главную опасность для линии представляет прямой удар молнии в фазные провода с последующим перекрытием изоляции от возникающих при этом перенапряжений. После окончания импульса тока молнии на месте перекрытия остается проводящий канал с неуспевшим деионизироваться газом, по которому под действием рабочего напряжения может продолжать течь ток промышленной частоты. В

процессе ликвидации замыканий на линии, вызванных грозой, расходуется ресурс работы выключателей; трансформаторы и другое оборудование сети подвергаются электродинамическим и термическим воздействиям токов короткого замыкания. Существенная часть замыканий сопровождается дальнейшим развитием аварии, что требует отключения линии на длительный срок с нарушением нормального электроснабжения потребителей.

Вероятность грозового отключения линии зависит от многих причин: интенсивности грозовой деятельности в районах, расположенных вдоль трассы линии, номинального напряжения сети, ее конструкции, материала опор и т. д. С повышением класса напряжения линии, как правило, увеличиваются ее длина, высота опор, а следовательно, и вероятность поражения линии молнией. Поэтому на линиях электропередачи высших классов напряжения, выполняемых на металлических и железобетонных опорах, обычно подвешивают грозозащитные тросы с малым углом защиты, обеспечивающим малую вероятность поражения молнией фазных проводов линии, а достаточно малое импульсное сопротивление заземления опор снижает вероятность обратных перекрытий с опоры на провод при ударе молнии в опору или трос вблизи опоры (рис. 8.1).

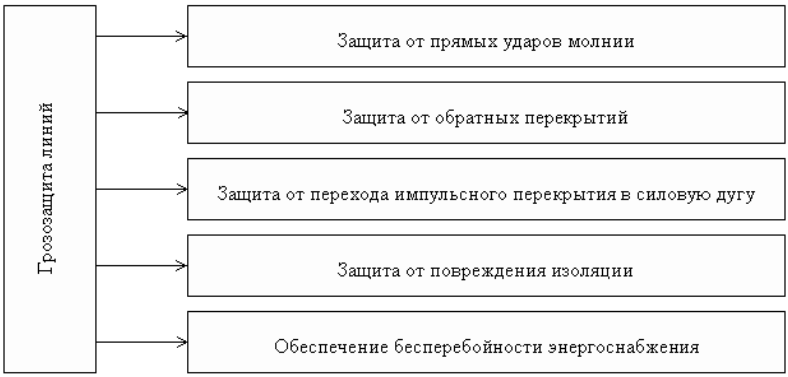


Рис. 8.1 Классификация задач грозозащиты ВЛ

В ряде случаев линии электропередачи выполняются на деревянных опорах. Грозозащитный трос на таких линиях не подвешивается, поэтому почти все удары молнии в линию попадают в фазные провода. При этом необходимая грозоупорность линии обеспечивается малой вероятностью перехода импульсного перекрытия междуфазной изоляции в силовую дугу, что связано с высокой скоростью восстановления электрической прочности промежутка.

На линиях средних классов напряжения 6–35 кВ, работающих в системе с изолированной нейтралью, часто используются металлические или железобетонные опоры. Применение грозозащитных тросов на таких линиях нецелесообразно, поскольку вследствие малой электрической прочности изоляции линии практически любой удар молнии в трос приводит к обратному перекрытию с троса на провод. Поэтому наиболее эффективными мерами, обеспечивающими грозоупорность таких линий, можно считать применение автоматического повторного включения линии (эта мера является резервной для линий электропередачи более высоких классов напряжения) и дугогасящей катушки, уменьшающих ток дуги однофазного замыкания на землю и увеличивающих вероятность самопроизвольного погасания дуги.

Для сравнения эффективности различных мероприятий по грозозащите линий электропередачи применяется ряд критериев.

Уровень грозоупорности. Под «уровнем грозоупорности» понимают наибольший расчетный ток $I_{\text{м}}$ в хорошо заземленном объекте, возникающий вследствие прямого удара молнии типичной формы (например, косоугольная волна с фронтом $\tau_{\text{ф}} = 2$ мкс), при котором еще не перекрывается изоляция линии. По изменению уровня грозоупорности можно оценить влияние отдельного параметра схемы (например, сопротивления заземления опоры) на грозоупорность линии.

Кривая опасных токов молнии. При ударе молнии в вершину опоры или в трос вблизи опоры необходимо учитывать не один параметр, а несколько, например, сопротивление заземления опоры и ее индуктивность. При этом напряжение на гирлянде изоляторов будет за-

висеть не только от амплитуды $I_м$, но и от крутизны $I'_м$ тока молнии. Связь между опасными сочетаниями $I_м$ и $I'_м$ отражается кривой опасных токов. Эта зависимость в отличие от уровня грозоупорности позволяет оценить влияние не одной, а двух характеристик линии (например, сопротивления заземления и индуктивности опоры) на надежность грозозащиты.

Показатель надежности грозозащиты. С помощью показателя надежности грозозащиты можно получить приближенную оценку числа лет безаварийной работы τ, т. е. величину, обратную математическому ожиданию числа отключений линии в год — $\tau = 1/n_\Sigma$. Показатель τ позволяет сравнить эффективность различных грозозащитных мероприятий и схем (например, грозоупорность различных типов линий на разных опорах, с тросами и без тросов, влияние эффективности АПВ и т. д.).

Молниезащита воздушных линий различных классов напряжения

При оценке показателя надежности грозозащиты линии (или обратной величины — среднего числа грозовых отключений линий в год n_Σ) учитывается зависимость перекрытия линии от законов распределения амплитуды и крутизны токов молнии, а также от места удара молнии.

Поэтому эффективность грозозащиты сначала определяют отдельно для следующих расчетных случаев поражения линии (рис. 8.2):

1) удар молнии в провод с последующим перекрытием изоляции между проводом и опорой или между проводами;

2) удар молнии в вершину опоры с последующим перекрытием изоляции между опорой и проводом;

3) удар молнии в пролет троса с последующим перекрытием изоляции с троса на провод или на землю;

4) удар молнии вблизи линии электропередачи, сопровождающийся появлением индуктированных перенапряжений.

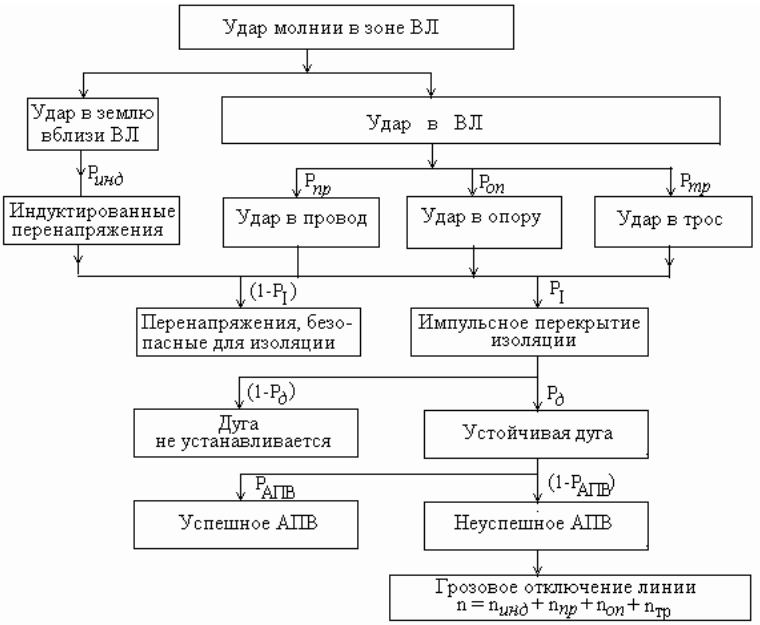


Рис. 8.2. Логическая схема развития грозовых аварий ВЛ 110 кВ и выше

Удар молнии в провод во многих случаях вызывает прямое перекрытие гирлянды изоляторов, что может привести к отключению линии. При ударе молнии в грозозащитный трос вблизи опоры практически весь ток первоначально устремляется в землю через эту опору, и такой случай можно рассматривать как удар молнии непосредственно в опору. Удар молнии в среднюю часть пролета троса приводит к распределению тока между соседними опорами, что облегчает условия работы гирлянд изоляторов. Однако при этом на тросе в месте удара могут возникнуть перенапряжения, создающие опасность перекрытия воздушного промежутка между тросом и проводом в середине пролета. При ударе молнии вблизи линии возникающие индуктированные перенапряжения существенно влияют только на число грозовых отключений линий напряжением до 110 кВ.

Рассчитав число грозовых отключений линии при каждом из перечисленных воздействий, можно определить суммарное число грозовых отключений в год

$$n_{\Sigma} = n_{\text{пр}} + n_0 + n_{\text{тр}} + n_{\text{инд}},$$

где $n_{\text{пр}}, n_0, n_{\text{тр}}$ — число отключений при ударах молнии в провод, в опору и трос; $n_{\text{инд}}$ — число отключений линии вследствие индуктированных перенапряжений.

Число отключений ВЛ 110 кВ и выше для перечисленных расчетных случаев определяется по формулам:

$$n_{\text{пр}} = N_{\text{пум}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot P_{1\,\text{пр}} \cdot P_{\text{д}} \cdot (1 - P_{\text{АПВ}});$$
$$n_0 = N_{\text{пум}} \cdot P_{\text{оп}} \cdot P_{1\,\text{оп}} \cdot P_{\text{д}} \cdot (1 - P_{\text{АПВ}});$$
$$n_{\text{тр}} = N_{\text{пум}} \cdot P_{\text{тр}} \cdot P_{1\,\text{тр}} \cdot P_{\text{д}} \cdot (1 - P_{\text{АПВ}});$$
$$n_{\text{инд}} = N_{\text{инд}} \cdot P_{\text{д}} \cdot (1 - P_{\text{АПВ}}),$$

где $N_{\text{пум}}$ — число прямых ударов молнии в линию (провода, тросы, опоры); $P_{\text{пр}}$ — вероятность прорыва молнии на фазные провода мимо тросов (при отсутствии тросов $P_{\text{пр}} = 1$); $P_{\text{оп}}$ — вероятность ударов в опору, $P_{\text{тр}}$ — то же в трос; $P_{1\,\text{пр}}$, $P_{1\,\text{оп}}$, $P_{1\,\text{тр}}$ — вероятность перекрытия гирлянды при ударе молнии в провода, опору и трос соответственно, $P_{\text{д}}$ — вероятность установления дуги при перекрытии, $P_{\text{АПВ}}$ — вероятность успешности АПВ, $N_{\text{инд}}$ — ожидаемое годовое количество опасных индуктированных перенапряжений с амплитудой, превышающей импульсную прочность изоляции при положительной полярности.

Подвеска грозозащитных тросов, являющаяся основным грозозащитным мероприятием на линиях классов напряжения 110 кВ и выше, малоэффективна для линий 6–35 кВ, что вызвано низкой импульсной прочностью изоляции 6–35 кВ. Вследствие этого вероятность обратных перекрытий при ударах молнии в опору или в трос оказалась бы, при обычных значениях сопротивления заземления опор, весьма значительной. Поэтому линии 6–35 кВ сооружаются, как правило, без тросов. Исключение составляют лишь особо ответственные линии 35 кВ на металлических опорах.

Несмотря на отсутствие тросов, линии 6–35 кВ имеют ряд особенностей, создающих более благоприятные условия для их грозозащиты. Во-первых, эти линии реже подвергаются прямым ударам молнии из-за их относительно небольшой высоты и протяженности. Нередко они оказываются частично защищенными от прямых ударов молнии расположенными вблизи линии возвышающимися объектами: зданиями, высокими деревьями, линиями более высокого напряжения и т. п.

Во-вторых, наличие изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтрали в сетях 6–35 кВ облегчает борьбу с последствиями импульсных перекрытий изоляции, способствует гашению дуги однофазного замыкания на землю. Можно считать, что случаи грозовых перекрытий изоляции только одной из фаз линии не вызывают ее отключения. Возникшая дуга однофазного перекрытия гаснет, и опасность для линий 6–35 кВ представляют лишь перекрытия между фазами или одновременные перекрытия с нескольких фаз на землю. При междуфазных перекрытиях остается высокой вероятность погасания дуги, потому что градиент рабочего напряжения вдоль пути перекрытия на этих линиях невелик.

В-третьих, линии 6–35 кВ часто сооружаются на деревянных опорах. В этом случае длина пути грозового перекрытия изоляции увеличивается за счет импульсной прочности дерева траверсы и стойки опоры. Уменьшается вероятность перекрытия и вероятность перехода импульсного перекрытия в дугу короткого замыкания. Однако эти преимущества деревянных опор не удается реализовать в полной мере из-за возможности расщепления деревянных частей при прямых ударах молнии. Для борьбы с расщеплением траверс и стоек опор в ряде случаев приходится шунтировать деревянные части опор токоотводящими металлическими спусками.

В отличие от линий более высоких классов напряжения, линии 6–35 кВ на металлических и железобетонных опорах часто отключаются вследствие воздействия индуктированных перенапряжений.

Расчеты показывают, что число индуктированных перенапряжений, способных вызвать перекрытие изоляции 35 кВ, в пять раз больше, чем число перенапряжений, опасных для сети 110 кВ. Причиной этого также является невысокая импульсная прочность изоляции линий 6–35 кВ на металлических и железобетонных опорах.

При отсутствии тросов основными грозозащитными мероприятиями на линиях 6–35 кВ являются использование дугогасящего реактора (или изолированной нейтрали) и АПВ. Даже при отсутствии тросов на линиях 35 кВ целесообразно предусматривать снижение импульсного сопротивления заземления опор, поскольку это уменьшает число обратных перекрытий с опоры на соседние фазы.

В целях защиты отдельных мест с ослабленной изоляцией или с повышенными требованиями к надежности защиты (пересечение с другими линиями или транспортными магистралями, подходы линий к подстанциям или переключательным пунктам и т. п.) на линиях 6–35 кВ используются различные разрядники.

Последовательность событий при грозовом поражении линии 6–35 кВ показана на рис. 8.3. Рассмотрим сначала последствия прямого удара молнии в один из фазных проводов линии с металлическими или железобетонными опорами. Если ток молнии окажется выше уровня грозоупорности линии $I_{м1}$, происходит перекрытие изоляции пораженной фазы на одной или нескольких ближайших к точке удара опорах. Величину $I_{м1}$ можно определить также, как и для линий высших классов напряжения: $I_{м1} = U_{50}^{-}/z_{э1}$, где $U_{50}^{-}/z_{э1}$ — импульсное 50 %-ное разрядное напряжение для фазной изоляции на опоре; $z_{э1} = z_м \| 0{,}5 \cdot z_{ПР}$ — эквивалентное сопротивление в точке удара молнии.

Однако как было отмечено выше, однофазное перекрытие для линий 6–35 кВ обычно не приводит к отключению линии и может не учитываться при оценке общего числа отключений. Короткое замыкание, требующее отключения линии, может возникнуть лишь в том случае, если ток молнии превысит величину $I_{м2} > I_{м1}$, при которой

возможно обратное перекрытие с опоры на другие фазы. Величину $I_{м2}$ можно определить по формуле, аналогичной формуле для $I_{м1}$, причем роль грозозащитного троса в данном случае играет провод пораженной молнией фазы. Индуктивными составляющими напряжения на опоре и рабочим напряжением допустимо пренебречь. При этом получаем:

$$I_{м2} = U_{50}^{+}/z_{э2} \cdot (1 - k_{12}),$$

где $z_{э2} = z_{м} \| 0{,}5 \cdot z_{ПР} \| R_{ЗИ}$ — эквивалентное сопротивление в точке удара молнии; k_{12} — коэффициент связи между пораженной фазой и наиболее удаленной от нее соседней фазой.

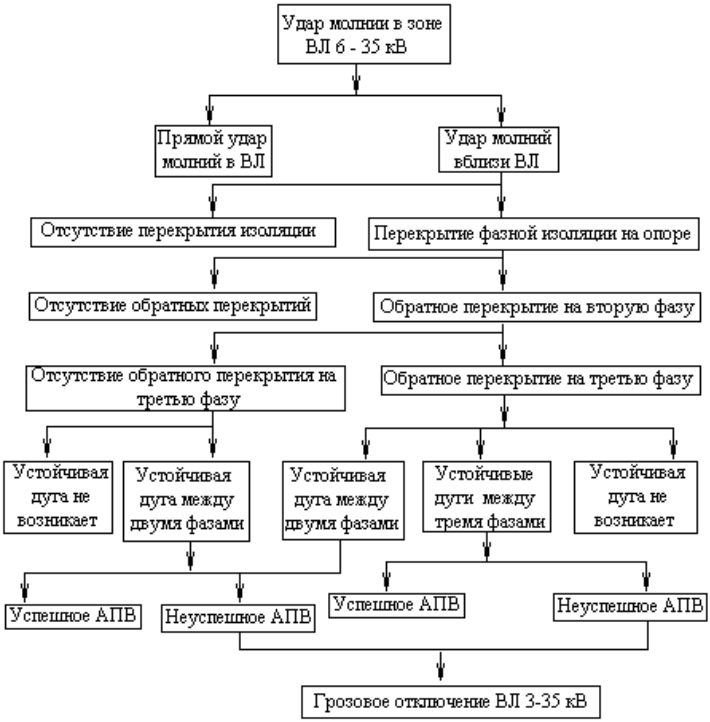


Рис. 8.3. Логическая схема развития грозовых аварий ВЛ 6–35 кВ

После обратного перекрытия на одну из соседних фаз напряжение на опоре несколько снижается за счет отвода части тока молнии во вновь перекрытую фазу. Волновое сопротивление фазных проводов, по которым происходит отвод части тока молнии от опоры, становится равным $z_{\text{ПР}}(1 - k_{12})/4$. При дальнейшем возрастании тока молнии до величины $I_{\text{МЗ}}$ происходит обратное перекрытие и на третью фазу линии. Аналогично предыдущему случаю получаем

$$I_{\text{мз}} = U_{50}^{+}/z_{\text{эз}} \cdot (1 - k_{12-\text{з}}),$$

где $z_{\text{эз}} = z_{\text{м}} \| R_{\text{ЗИ}} \| z_{\text{ПР}}(1 + k_{12})/4$ — эквивалентное сопротивление в точке удара молнии при перекрытии двух фаз линии; $k_{12-\text{з}}$ — коэффициент связи двух ранее перекрытых фаз, соединенных параллельно, с третьей фазой.

Случаи двухфазного и трехфазного перекрытия характеризуются различными вероятностями перехода импульсного перекрытия в короткое замыкание. Для двухфазного перекрытия эта вероятность $P_{\text{Д}}$ может быть приближенно определена по формуле

$$P_{\text{Д}} = 1{,}6 \cdot U_{\text{раб}}/l_{\text{пер}} - 0{,}06,$$

где $U_{\text{раб}}$ — эффективное значение рабочего напряжения вдоль пути перекрытия, кВ; $l_{\text{пер}}$ — суммарная длина пути импульсного перекрытия.

Предполагается, что рассчитанное значение $P_{\text{Д}}$ имеет место при горении только одной дуги, а при наличии дуг на соседних промежутках (с другими источниками рабочего напряжения) их гашения являются независимыми событиями. При этом вероятность установления хотя бы одной дуги при трехфазном перекрытии можно приближенно оценить по формуле:

$$P_{\text{Д}\Sigma} = 2 \cdot P_{\text{Д}} \cdot \left(1 - P_{\text{Д}}\right) + P_{\text{Д}}^2 = P_{\text{Д}} \cdot \left(2 - P_{\text{Д}}\right).$$

Вслед за установлением дуги приходит в действие АПВ, которое с вероятностью $P_{\text{АПВ}}$ ликвидирует последствия грозового перекрытия. Согласно опыту эксплуатации, для линий 6–10 кВ $P_{\text{АПВ}} \approx 0{,}54$, а для линий 35 кВ $P_{\text{АПВ}} \approx 0{,}7$.

Удельное число грозовых отключений линии от прямых ударов молнии составит

$$n_{\text{пум}} = N^{*}_{\text{ПУМ}} \cdot \left[P_{\text{П3}} \cdot P_{\text{Д}\Sigma} + (P_{\text{П2}} - P_{\text{П3}}) \cdot P_{\text{Д}}\right] \cdot (1 - P_{\text{АПВ}}),$$

где $P_{\text{П2}} = exp(-0{,}04 I_{\text{М2}})$ — вероятность двухфазного перекрытия; $P_{\text{П3}} = exp(-0{,}04 I_{\text{М3}})$ — вероятность трехфазного перекрытия.

Линии на деревянных опорах без токоотводящих спусков имеют более высокую грозоупорность, поскольку увеличенная импульсная прочность изоляции затрудняет развитие междуфазных перекрытий. Возникновение импульсного перекрытия с пораженной фазы на землю вдоль деревянной опоры облегчает условия для развития междуфазных перекрытий: междуфазная изоляция при этом частично шунтируется. Для линий 6–10 кВ на деревянных опорах уровень грозоупорности $I_{\text{М3}}$ (рассчитанный в предположении, что уже произошло перекрытие опоры) может оказаться меньше $I_{\text{М1}}$. Это означает, что каждое перекрытие с пораженной фазы на землю сразу же переходит в трехфазное перекрытие, и расчет удельного числа отключений можно проводить по формуле:

$$n_{\text{пум}} = N^{*}_{\text{ПУМ}} \cdot P_{\text{П1}} \cdot P_{\text{Д}\Sigma} \cdot (1 - P_{\text{АПВ}}), \text{ где } P_{\text{П1}} = exp(-0{,}04 I_{\text{М1}}).$$

Рассмотрев методику оценки числа отключений линии от прямых ударов молнии, обратимся к анализу воздействия индуктированных перенапряжений. Их удельное число в зависимости от амплитуды $U_{\text{инд}}$ определяется формулой:

$$N_{\text{инд}} = \frac{9{,}36 \cdot T_{\text{ч}} \cdot h_{\text{ср}}}{U_{\text{инд}}} \cdot e^{-\frac{U_{\text{инд}}}{260}}, \qquad (8.1)$$

где $T_{\text{ч}}$ — число грозовых часов; $h_{\text{ср}}$ — средняя высота верхнего провода; $U_{\text{инд}}$ — амплитуда индуктированных перенапряжений.

Полагая в этой формуле $U_{\text{инд}} = U^{+}_{50}$, имеем удельное число междуфазных перекрытий от индуктированных перенапряжений $N_{\text{инд}}$.

В отличие от случаев прямого удара, индуктированные перенапряжения возникают одновременно на всех трех фазах линии с приблизительно одинаковой амплитудой, что затрудняет пробои между-

фазной изоляции до перекрытия с фазы на землю. Расчеты показывают, что перекрытие на землю деревянной опоры практически всегда создает условия для одновременного перекрытия всех фаз. В этом случае удельное число отключений линии вследствие индуктированных перенапряжений составит

$$n_{\text{инд}} = N_{\text{инд}} \cdot P_{\text{Д}\Sigma} \cdot (1 - P_{\text{АПВ}}).$$

На металлических опорах перекрытие одной из фаз приводит к увеличению разности напряжений между перекрытой и неперекрытой фазами. На перекрытой фазе напряжение снижается до величины

$$U_1 = U_{\text{инд}} R_{\text{ЗИ}} / (R_{\text{ЗИ}} + 0{,}5 z_{\text{ПР}}),$$

а на неперекрытой — до величины

$$U_2 = U_{\text{инд}} + k_{12}\left(U_1 - U_{\text{инд}}\right).$$

Перекрытие между фазами произойдет, если разность $U_2 - U_1$ превысит импульсную прочность междуфазной изоляции. Величины индуктированных перенапряжений, при которых становятся возможными двухфазные и трехфазные перекрытия, записываются соответственно в виде

$$U_{\text{инд2}} = U_{50}^{+} \cdot \frac{R_{\text{ЗИ}} + 0{,}5 z_{\text{ПР}}}{(1 - k_{12}) \cdot 0{,}5 z_{\text{ПР}}}$$

и

$$U_{\text{инд3}} = U_{50}^{-} \cdot \frac{R_{\text{ЗИ}} + z_{\text{ПР}} \cdot \dfrac{1 + k_{12}}{4}}{(1 - k_{12-3}) \cdot z_{\text{ПР}} \cdot \dfrac{1 + k_{12}}{4}}.$$

Удельное число отключений линии вследствие индуктированных перенапряжений

$$n_{\text{инд}} = \left[N_{\text{инд3}} \cdot P_{\text{Д}\Sigma} + (N_{\text{инд2}} - N_{\text{инд3}}) \cdot P_{\text{Д}}\right] \cdot (1 - P_{\text{АПВ}}),$$

где $N_{\text{инд2}}$ и $N_{\text{инд3}}$ — удельные числа двухфазных и трехфазных перекрытий; они определяются по формуле (8.1) при $N_{\text{инд}} = N_{\text{инд2}}$ и $N_{\text{инд}} = N_{\text{инд3}}$ соответственно.

Высокую надежность грозозащиты воздушных линий электропередачи обеспечивают следующие мероприятия:

– подвеска грозозащитных тросов с достаточно малыми углами защиты;

– снижение импульсного сопротивления заземления опор;

– повышение импульсной прочности изоляции линий и снижение вероятности установления дуги (в частности, использование деревянных траверс и опор);

– применение изолированной нейтрали или дугогасящего реактора;

– использование автоматического повторного включения линий.

Рассчитанные удельные числа грозовых отключений при различных видах поражения линии показывают, что порядок полученных оценок суммарного удельного числа отключений n_{Σ}, в основном, согласуется с данными на основе опыта эксплуатации (табл. 8.1 и рис. 8.4).

Линии напряжением 220 кВ и выше, как правило, сооружаются на металлических или железобетонных опорах. При этом основным средством грозозащиты являются тросы, располагаемые над фазными проводами, с достаточно малым углом защиты α. Угол защиты в зависимости от высоты опор подбирается таким образом, чтобы уменьшить число прямых ударов молнии в фазные провода приблизительно на 2–3 порядка. Это условие обеспечивается обычно при $\alpha = 20–30°$. Тем не менее, как показывает опыт эксплуатации, случаи прорыва молнии на провода являются определяющими в суммарном числе опасных грозовых поражений линий 330 кВ и выше, и наблюдается увеличение их числа с ростом номинального напряжения линии. Это связано с увеличением высоты опор и соответствующим снижением эффективности тросовой защиты, а также с возрастанием влияния электрического поля фазных проводов на направление развития лидера молнии. В целях сохранения высокой надежности тросовой защиты на линиях СВН и УВН рекомендуется применение тросов с отрицательными углами защиты.

Таблица 8.1

Характеристики грозозащиты ВЛ 110–750 кВ

Номинальное напряжение $U_н$, кВ	110	110	220	220	330	500	750
Материал опор	ж/бетон	металл	металл	металл	металл	металл	металл
Марка проводов	АС-120	АС-150	АСО-330	АСО-330	2АСО-400	3АСО-400	4АСУ-400
Количество и тип изоляторов на опоре	8ПС 6-Б	8ПС 6-Б	14ПС 6-Б	14ПС 6-Б	22ПС 6-Б	28ПС 12-А	2×41ПС 12-А
Защитный угол троса α, град.	31,2	20,7	29,0	24,2	22,6	22,7	24,7
Импульсное сопротивление заземления опор $R_{ЗИ}$, Ом	20	15	15	10	10	10	10
Удельное число прямых ударов молнии в год при $T_ч = 100$ ч и $l = 100$ км, $N_{пум}$, уд/100 км·100 ч	100	165	182	227	153	174	207
Удельное число отключений линии в год при ударе молнии в провод $n_{пр}$, 1/год	0,06	0,06	0,23	0,18	0,22	0,11	0,063
Удельное число отключений линии в год при ударе в опору n_0, 1/год	0,81	1,73	0,41	0,45	0,002	<0,001	<0,001
Удельное число отключений линии в год при ударе в трос, $n_{тр}$ 1/год	0,43	0,89	0,13	<0,01	<0,001	<0,001	<0,001
Удельное число отключений линии в год вследствие индуктированных перенапряжений $n_{тр}$, 1/год	0,25	0,38	0,03	0,04	0,003	<0,001	<0,001
Удельное число грозовых отключений линии в год n_{Σ}, 1/год	1,55	3,06	0,80	0,68	0,23	0,11	0,066

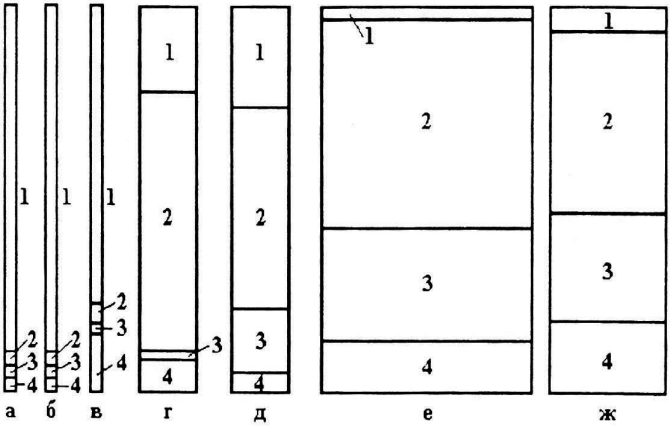


Рис. 8.4. Диаграмма вероятного числа отключений линий разных классов напряжения (n_{Σ},) на 100 км и 100 грозовых часов: По вертикали — относительное распределение между количеством отключений в провод, опору, трос и землю; по горизонтали — суммарное число отключений n; 1 — прорывы молнии на провод $n_{\text{пр}}$,; 2 — удары молнии в вершину опоры n_0,; 3 — удары молнии в пролет троса $n_{\text{тр}}$,; 4 — индуктированные перенапряжения $n_{\text{инд}}$,; *а* — ВЛ-750 кВ, 1 цепь; *б* — ВЛ-500 кВ, 2 цепи; *в* — ВЛ-330 кВ, 1 цепь; *г* — ВЛ-220 кВ, 2 цепи; *д* — ВЛ-220 кВ, 1 цепь; *е* — ВЛ-110 кВ, 2 цепи; *ж* — ВЛ-110 кВ, 1 цепь

Для уменьшения грозопоражаемости линии СВН чаще монтируют на опорах, имеющих горизонтальное расположение фаз (например, портальных). Это позволяет снизить общую высоту линий. Дополнительное снижение числа обратных перекрытий дает также использование опор, закрепленных металлическими оттяжками, которые уменьшают индуктивность пути тока молнии от вершины опоры в землю и импульсное сопротивление заземления.

На портальных опорах, имеющих большое расстояние между крайними фазами, достаточно малый угол защиты обеспечивается путем подвески двух тросов, расположенных на одинаковой высоте.

При заземлении троса на каждой опоре возникают замкнутые контуры, в которых под влиянием магнитного поля рабочего тока наводятся ЭДС, и начинают протекать паразитные токи. Для уменьшения связанных с этим потерь электрической энергии тросы непосредственно присоединяют к заземленной опоре лишь на конце анкерного участка, а на промежуточных опорах подвешивают на одном–двух изоляторах, зашунтированных искровым промежутком. При грозовых перенапряжениях эти искровые промежутки пробиваются, и трос оказывается практически заземленным на каждой опоре.

Для эффективного отвода тока молнии в землю и предотвращения обратных перекрытий изоляции опоры линии снабжаются соответствующими заземлителями, снижающими импульсное сопротивление заземления каждой опоры до значения $R_{ЗИ} \leq 10 - 20$ Ом. Более высокие значения сопротивления заземления опор допускается лишь для линий, расположенных а районах с высоким удельным сопротивлением грунта ($\rho > 1000$ Ом·м). В грунтах с $\rho > 1000$ Ом·м желательно применять эффективные глубинные заземлители или, в крайнем случае, многолучевые заземлители длиной 20–30 м.

Дополнительным средством уменьшения грозопоражаемости линий 220 кВ и выше является использование АПВ.

Комплекс перечисленных средств обеспечивает сравнительно высокий уровень надежности грозозащиты линий СВН: удельное число грозовых отключений составляет 0,05–0,1 на 100 км и 100 гр.ч. Следует отметить, что наиболее высокое удельное число грозовых отключений (на порядок большее, чем для других линий) имеют двухцепные линии, смонтированные на опорах башенного типа. Большая высота опор обусловливает на этих линиях увеличение вероятности прорыва молнии мимо тросов, а также увеличение вероятно-

сти обратных перекрытий за счет роста индуктивности опоры (рис. 8.4).

Линии 110–150 кВ на металлических или железобетонных опорах в большинстве случаев также защищаются по всей длине тросами. Угол защиты для этих линий обычно выбирается в пределах 20–30°, что при относительно небольших высотах и длинах этих линий обеспечивает удовлетворительную надежность защиты (см. табл. 8.1). Однако нередко линии 110 кВ эксплуатируются и без тросовой защиты. К таким случаям относятся: а) прохождение линии в районах со слабой интенсивностью грозовой деятельности ($T_ч < 20$ ч); б) высокое удельное сопротивление грунта, не позволяющее обеспечить малое сопротивление заземления опор и эффективную работу троса; в) расположение линий в особо гололедных районах, где часто наблюдается пляска проводов и большие механические нагрузки на трос при обледенении создают опасность обрыва троса; г) наличие на трассе линии районов с агрессивными уносами промышленных предприятий, вызывающими быструю коррозию тросов и опасность их обрыва; д) расположение линии в горной местности, где разряды с большими токами молнии редко достигают проводов линии, ориентируясь преимущественно на возвышающиеся поблизости горные массивы.

Отсутствие грозозащитного троса приводит к повышению числа коротких замыканий на линии вследствие грозовых перекрытий. При этом часто срабатывают устройства АПВ, и увеличивается число опасных влияний на линии связи и число воздействий токов коротких замыканий на электрооборудование сети. Возрастает также и вероятность протекания больших токов через заземляющие устройства подстанции. Несмотря на это, с технико-экономической точки зрения отсутствие тросов на линиях 110–150 кВ на металлических опорах в ряде случаев оказывается оправданным, а грозозащита оказывается удовлетворительной благодаря относительно небольшом высоте и длине таких линий.

Линии 110–150 кВ на деревянных опорах не требуют подвески грозозащитных тросов, достаточная грозоупорность этих линий обеспечивается высокой импульсной прочностью линейной изоляции и малым градиентом напряжения вдоль пути перекрытия, обусловливающим малую вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу. Если на линии некоторые опоры выполнены металлическими или железобетонными (например, угловые или анкерные), то на них должны устанавливаться вентильные разрядники или ОПН.

Важным средством повышения надежности грозозащиты линий 110–50 кВ на деревянных опорах является применение АПВ.

При грозовых поражениях линии на деревянных опорах наблюдаются расщепления и поломки траверс, а также других частей опоры. Число таких повреждений сильно зависит от качества подготовки древесины при сооружении ЛЭП; необходима тщательная и глубокая пропитка опор для предотвращения их загнивания.

Линии 35 кВ на металлических опорах защищаются тросами лишь в особо ответственных случаях. Обычно они и без тросов оказываются грозоупорными. Как отмечалось выше, основными грозозащитными мероприятиями здесь являются использование изолированной нейтрали или дугогасящего реактора, а также АПВ. Как видно из табл. 8.2, где приведены типовые характеристики линий 6–35 кВ и оценки удельного числа грозовых отключений при разных расчетных воздействиях, для линий 35 кВ на металлических опорах уже существенная доля отключений определяется индуктированными перенапряжениями.

Линии 35 кВ на деревянных опорах имеют более высокую надежность грозозащиты за счет использования высокой импульсной прочности дерева. Приведенные в табл. 8.2 оценки их удельного числа отключений имеют ориентировочный характер, поскольку импульсная прочность дерева, по литературным данным, может изменяться в два–три раза в зависимости от степени увлажнения и состояния древесины. Кроме того, сопротивление заземления железобетон-

ных пасынков на деревянных опорах, не имеющих токоотводящих спусков, не нормируется, что может привести к большому разбросу его значений на реальной линии.

Таблица 8.2

Характеристики грозозащиты ВЛ 6–35 кВ

Номинальное напряжение $U_{ном}$, кВ	6	6	35	35
Материал опор	дерево	ж/бетон	дерево	металл
Марка проводов	АС-50	АС-70	АС-95	АС-120
Количество и тип изоляторов на опоре	ШС10-А	ШС10-А	2ПС6-Б	3ПС6-Б
Импульсное сопротивление заземления опор $R_{ЗИ}$, 0м	40	40	30	20
Удельное число прямых ударов молнии в год при $T_ч = 100$ ч и $l = 100$ км, $N_{пум}$, уд/100 км·100 ч	55	50	66	96
Удельное число отключений линии в год при ударах молнии $n_{ПУМ}$, 1/год	3,6	13,0	0,55	7,9
Удельное число отключений линии в год при индуктированных перенапряжениях $n_{инд}$, 1/год	0,001	7,3	0,001	1,3
Удельное число грозовых отключений линии $n_{\Sigma} = n_{пум} + n_{инд}$, 1/год	3,6	20,3	0,55	9,2

Линии 3–20 кВ как на металлических, так и на деревянных опорах также не имеют тросовой защиты и защищаются от грозовых воздействий с помощью дугогасящего реактора или изолированной нейтрали и АПВ. На опорах с ослабленной изоляцией или с повышенной вероятностью грозового поражения целесообразно устанавливать вентильные разрядники или ОПН.

Отдельные места линий требуют дополнительных мер защиты. К таким местам относятся:

– пересечения линии электропередачи между собой;

– пересечения линий электропередачи с линиями связи, трамвайными линиями и линиями электрифицированной железной дороги;

– опоры линии электропередачи со сниженной электрической прочностью изоляции;

– высокие опоры переходных пролетов;

– ответвления к подстанциям на отпайках и секционирующие разъединители на линиях;

– кабельные вставки па линиях.

Защита пересечений линий электропередачи вызвана необходимостью предотвратить тяжелые аварии в случае грозового перекрытия с верхней линии электропередачи на нижнюю линию или связи. Такие перекрытия могут вызвать ложную работу релейной защиты и системные аварии, повреждения электрооборудования линий более низкого напряжения и даже повлечь человеческие жертвы. Наибольшую опасность представляет удар молнии в пролет пересечения. Расстояние между проводами пересекающихся линий в этом пролете должно быть достаточно большим, а амплитуда перенапряжений ограничена разрядниками, расположенными как можно ближе к месту пересечения, поэтому в пролете пересечения целесообразно снять грозозащитный трос с нижней линии, и выбрать точку пересечения дальше от середины пролета верхней линии. Если расстояние от места пересечения до ближайшей опоры не превышает 40 м, то разрядники можно устанавливать только на ближайшей опоре. На линиях до 35 кВ, имеющих устройство АПВ, вместо разрядников допускается установка защитных промежутков. Сопротивление заземления опор пролета пересечения не должно быть выше 10–20 Ом. Если опоры деревянные, то на них рекомендуется устанавливать параллельно гирляндам разрядники или искровые промежутки, соединенные спусками с заземлителями опоры.

Необходимое расстояние S по вертикали между проводами пересекающихся линий зависит от номинального напряжения верхней линии, сопротивления заземления опор, длины пролета и расстояния

между местом пересечения и ближайшей опорой. Установка защитных средств позволяет уменьшить расстояние *S* на 20–30 %.

Отдельные металлические и железобетонные опоры линий, выполненных, главным образом, на деревянных опорах без тросов, представляют собой место со сниженной импульсной электрической прочностью изоляции. Эти места целесообразно защитить трехфазными комплектами разрядников.

Высокие переходные пролеты ВЛ являются источником повышенного числа грозовых поражений. Это связано с большой высотой опор и проводов над землей, что приводит к увеличению числа ударов молнии в пролет, снижению эффективности защиты тросом, увеличению числа обратных перекрытий из-за большой индуктивности опор. Снижение импульсного сопротивления заземления переходных опор в этом случае становится недостаточным.

Расчет ожидаемого числа отключений ЛЭП с высокими переходными пролетами затруднен необходимостью учета сложного рельефа местности под пролетом и большой разницы высоты провода над землей на отдельных участках пролета, поэтому грозозащита ответственных пролетов рассматривается индивидуально. Как показывают расчеты, наиболее эффективным видом защиты высоких переходов является установка РВ или ОПН в верхней части переходных опор или на опорах, соседних с переходными.

Контрольные вопросы

1. Каковы критерии грозозащиты воздушных линий?
2. По каким причинам могут быть отключены воздушные линии при прямых ударах молнии?
3. Что такое кривая опасных токов?
4. Объясните, каковы основные принципы организации грозозащиты линий 750 кВ.
5. Каковы особенности грозозащиты воздушных линий 6–35 кВ?
6. Что относится к «ослабленным местам» линий электропередачи?

9. МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

9.1. ЗАДАЧИ И КРИТЕРИИ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИЙ И ОРГАНИЗАЦИЯ ЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИЙ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Задачи и критерии грозозащиты подстанций

Надежность защиты электрических станций и подстанций от грозовых перенапряжений должна быть значительно выше надежности грозозащиты линий электропередачи. Это определяется сравнительно большим ущербом от грозовых перенапряжений на подстанциях, чем на линиях. Внутренняя изоляция силовых трансформаторов и другого подстанционного оборудования имеет меньшие запасы электрической прочности по сравнению с изоляцией линии и не обладает свойством самовосстановления после погасания дуги грозового перекрытия.

Защита оборудования подстанций от прямых ударов молнии обеспечивается стержневыми молниеотводами. Кроме того, необходима защита от волн, возникающих на отходящих от подстанции линиях при ударах молнии в провода или опоры этих линий.

Защита от набегающих волн основана на выборе ОПН или разрядников с подходящими защитными характеристиками, выборе их числа и места установки, а также усилении защиты подходов линий для снижения числа набегающих волн с большой крутизной напряжения на фронте.

Как и для линий электропередачи, для сравнения эффективности различных мероприятий по грозозащите подстанций применяется ряд критериев.

Уровень грозоупорности, как и для линий электропередачи, определяется верхними пределами амплитуды тока молнии при прямых ударах в подстанцию, при которых еще не происходит прямого или обратного перекрытия между токоведущими и заземленными частями

объекта. Уровень грозоупорности позволяет оценить вероятность повреждения оборудования на подстанции при прямом ударе молнии в молниеотвод или при прорыве молнии на защищаемое оборудование, минуя молниеотводы. Для оценки вероятности повреждения от набегающих на подстанцию волн использовать уровень грозоупорности в качестве критерия оказывается невозможным, поскольку амплитуды перенапряжений в разных точках подстанции существенно зависят не только от амплитуды, но и от крутизны фронта набегающих волн перенапряжений и от других факторов.

Кривая опасных волн представляет собой границу области безопасных сочетаний амплитуды и крутизны (или длины фронта) дошедших до подстанции волн. Вероятность повреждения оборудования подстанции вследствие набегающих волн может быть определена путем интегрирования плотности вероятности всех возможных сочетаний их амплитуды и крутизны по области, расположенной выше кривой опасных волн.

Показатель надежности грозозащиты является более объективным критерием эффективности грозозащиты подстанции. Он определяется как среднее ожидаемое число лет безаварийной работы подстанции при грозовых воздействиях. Показатель надежности грозозащиты может быть рассчитан по формуле

$$\tau = \frac{1}{n_{\text{пр}} + n_0 + n_{\text{л}} + n_{\text{подх}}} \cong \frac{1}{n_{\text{л}} + n_{\text{подх}}},$$

где $n_{\text{пр}}$ — ожидаемое среднегодовое число превышений допустимого уровня перенапряжений вследствие прорывов молнии на подстанцию, n_0 — то же вследствие обратных перекрытий при ударах молнии в молниеотводы и заземляющие конструкции подстанции; $n_{\text{л}}$ — то же вследствие ударов молнии в линии за пределами защищенного подхода; $n_{\text{подх}}$ — то же вследствие ударов молнии в линию в пределах защищенного подхода. Практически при установке молниеотводов в соответствии с Правилами устройства электроустановок и обеспечении их малого сопротивления заземления составляющие $n_{\text{пр}}$ и n_0 ока-

зываются значительно меньшими, чем $n_{л}$ и $n_{подх}$ и в дальнейшем могут не учитываться.

Молниезащита подстанций различных классов напряжения

Линии электропередачи сверхвысокого напряжения (330 кВ и выше) защищаются тросами по всей длине. Для ограничения внутренних перенапряжений на концах линий 330 кВ и выше устанавливают шунтирующие реакторы. При разомкнутом линейном выключателе на них происходит удвоение напряжения набегающих волн. Поэтому для защиты реакторов на линии рядом с ними устанавливаются защитные аппараты (ЗА). Габариты открытого распределительного устройства на таких подстанциях не позволяют обеспечить защиту одним ЗА одновременно нескольких силовых трансформаторов, поэтому ЗА устанавливают возле каждого трансформатора или реактора. Часто защитные аппараты устанавливают непосредственно возле выводов трансформатора (до выключателя), поскольку при отключенных обмотках ВН сохраняется опасность возникновения на них атмосферных перенапряжений путем перехода с обмотки СН. Эта опасность особенно велика для автотрансформаторов.

Регулировочные части обмоток трансформаторов и автотрансформаторов, а также обмотки НН защищают соответствующими защитными аппаратами.

В сетях 110–220 кВ реакторы на линиях, как правило, отсутствуют, поэтому отпадает необходимость установки ЗА возле линейного выключателя. Оборудование подстанций этих классов напряжения располагается более компактно, что позволяет ограничиться установкой одного комплекта ЗА на каждую систему шин. Однако на удаленных от шин трансформаторах (например, на ГЭС) необходимо ставить дополнительные ЗА. Кроме того, в этих сетях подходы должны быть защищены защитными аппаратами.

Некоторые особенности имеет грозозащита подстанций 3–20 кВ без электрических машин. Ввод напряжения на такие подстанции обычно осуществляется с помощью кабельных вставок, поскольку

большое число воздушных линий 6–20 кВ к подстанции подвести весьма сложно. Схема грозозащиты такой подстанции приведена на рис. 9.1.

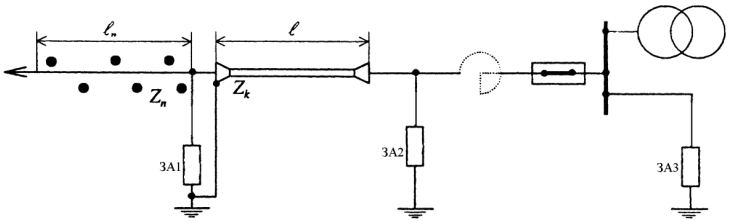


Рис. 9.1. Схема грозозащиты подстанции 6–20 кВ

Поскольку такая воздушная линия имеет относительно слабую изоляцию, практически любой удар молнии в линию приводит к трехфазному перекрытию изоляции на землю. В результате по всем трем фазам линии передачи к подстанции распространяются одинаковые волны перенапряжений. В точке соединения воздушной линии с кабелем происходит отражение и преломление волн. Оценить величину преломленной волны можно через коэффициент преломления:

$$\alpha = 2Z_{\text{к}}/(Z_{\text{к}} + Z_{\text{л}}),$$

где $Z_{\text{к}}$ и $Z_{\text{л}}$ — волновые сопротивления кабеля и линии.

При движении волны перенапряжений по трем фазам линии передачи напряжение на проводе любой фазы (например, A) U_A связано с токами в фазах I_A, I_B и I_C следующей зависимостью:

$$U_A = I_A Z_{A0} + I_B Z_{B0} + I_C Z_{C0},$$

где Z_{A0} — волновое сопротивление фазы А; Z_{AB} и Z_{AC} — взаимные волновые сопротивления фазы А и фаз В и С.

Поскольку волны движутся по всем трем фазам линии, то ее волновое сопротивление равно

$$Z_{\text{л}} = \frac{Z_A}{3} = \frac{Z_{A0} + 2Z_{AB}}{3}.$$

Например, при $Z_{A0} = 400$ Ом и $Z_{AB} = 100$ Ом $Z_{\text{л}} = 200$ Ом.

Волновое сопротивление кабеля при движении волны (по всем трем жилам) $Z_к = 10 - 15$ Ом. При таких значениях Z_1 и $Z_к$ коэффициент преломления

$$\alpha = \frac{2 \cdot 10}{10 + 200} \approx 0{,}1 \ll 1.$$

Таким образом, вычисленное с помощью коэффициента преломления напряжение в кабеле оказывается во много раз меньше.

После многократных отражений и преломлений волн напряжение на подстанции нарастает. При этом через защитные аппараты, установленные на подстанции, после их срабатывания могут протекать чрезмерно большие токи, и ЗА выйдут из строя.

Таким образом, наличие кабельной вставки на входе подстанции не обеспечивает достаточной грозоупорности подстанции. Поэтому в месте соединения воздушной линии с кабельной устанавливают дополнительный защитный аппарат для ограничения приходящей волны. Установка ЗА оказывается возможной, поскольку срез напряжения в месте соединения не представляет опасности для изоляции (ввиду отсутствия близко расположенных трансформаторов, электрических машин, реакторов).

Оболочка кабеля по кратчайшему пути соединяется с заземлением ЗА. На подстанцию будет попадать напряжение между жилой и оболочкой кабеля. Это напряжение складывается из падения напряжения на ЗА и падения напряжения на индуктивности петли проводника, соединяющего оболочку кабеля с заземлением ЗА, поэтому уменьшение индуктивности соединительного проводника приводит к снижению перенапряжений на оборудовании подстанций.

При малой длине кабеля ($l < l_{кр}$) волна, отраженная от конца кабеля к его началу, снижает напряжение на разряднике, и он может не сработать. В этом случае целесообразно установить ЗА: он имеет более пологую вольт-секундную характеристику и надежнее работает при крутых волнах. Обычно $l_{кр} \approx 100 - 150$ м.

В конце кабеля при отключенном выключателе напряжение при приходе падающей волны удваивается, и возможно повреждение кабельной муфты. Для ограничения таких перенапряжений в конце кабеля устанавливается ЗА.

В схемах мощных подстанций (6–35 кВ) с большим числом отходящих кабелей устанавливают фидерные реакторы для ограничения тока короткого замыкания (рис. 9.1). Для волны с крутым фронтом реактор представляет собой разомкнутый конец, поэтому установка ЗА между реактором и кабелем оказывается обязательной.

Для грозозащиты переключательного пункта (в сетях 6–10 кВ) на всех линиях, откуда возможно питание, размещают защитные аппараты. Например, если питание осуществляется по линии 1 (рис. 9.2), а линии 2 и 3 не имеют источников ЭДС, то трубчатый разрядник устанавливают на линии 1 вблизи переключательного пункта.

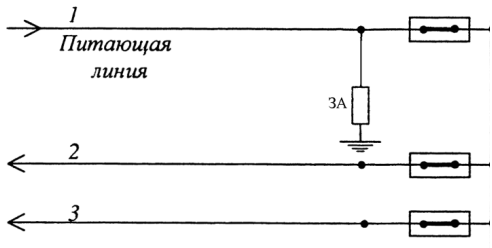


Рис. 9.2. Схема грозозащиты переключательного пункта 6–10 кВ

Иногда сооружение защищенных подходов линий к подстанции оказывается экономически нецелесообразным или неэффективным. В этих случаях используют упрошенные схемы грозозащиты подстанции, в которых отсутствие защищенных подходов линии частично компенсируется установкой дополнительных защитных аппаратов, вынесенных на линию. Такая защита используется, в частности, в тупиковых схемах подстанции 35–220 кВ на отпайках от линий электропередачи и во временных схемах.

Главным условием обеспечения надежной грозозащиты таких схем является максимальное приближение вентильного разрядника к защищаемому оборудованию, что возможно лишь при небольшом количестве ячеек на подстанции и компактном расположении оборудо-

вания. За счет близости ЗА в значительной степени подавляется колебательная составляющая импульса грозовых перенапряжений, и его амплитуда становится близкой к остающемуся напряжению ЗА. Однако в отличие от нормальных схем, уровень остающегося напряжения здесь может превышать допустимую величину перенапряжений вследствие возможности поражения линии вблизи подстанции. Если молния ударила в провода ЛЭП в непосредственной близости от подстанции, перекрытия линейной изоляции может не произойти вследствие защитного действия защитного аппарата. По волновому сопротивлению проводов ЛЭП при этом ответвляется лишь незначительная часть тока молнии и практически весь ток молнии протекает через защитный аппарат.

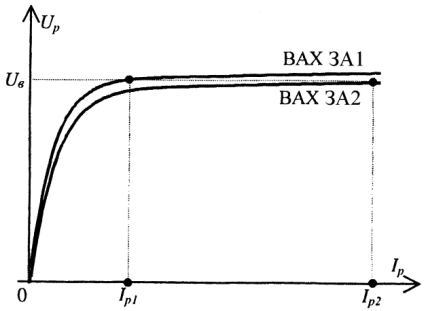


Рис. 9.3. Неравномерное распределение тока в параллельно включенных разрядниках

Ток через ЗА редко превышает 5 кА в сетях 110 и 220 кВ, 8 кА в сети 330 кВ и 10–15 кА в сетях 500 и 750 кВ. В упрошенных схемах ток через них может достигать существенно больших значений. При столь высоких токах остающееся напряжение защитного аппарата оказывается выше допустимого предела, и изоляция подстанции может быть повреждена. Кроме того, такие токи могут повредить и сам ЗА. Все это обусловливает необходимость ограничить в схемах без защищенного подхода ток в подстанционном защитном аппарате. Это достигается подключением к сети дополнительных ЗА, отводящих часть тока волны в землю помимо подстанционного ЗА.

Подключение дополнительных защитных аппаратов на подстанции рядом с основным было бы малоэффективным, поскольку даже небольшое различие в вольт-амперных характеристиках, как показано на рис. 9.3, приводит к резко неравномерному распределению токов

между ЗА. Кроме того, при близком расположении защитных аппаратов срабатывание одного из них сопровождается снижением напряжения, затрудняющим срабатывание второго ЗА.

Чтобы дополнительные ЗА работали эффективно, их подключают обычно за один–два пролета до подстанции. Это создает подъем напряжения на первом по ходу волны ЗА, что повышает надежность его срабатывания. Обычно в качестве дополнительных защитных аппаратов используются аппараты с худшими характеристиками.

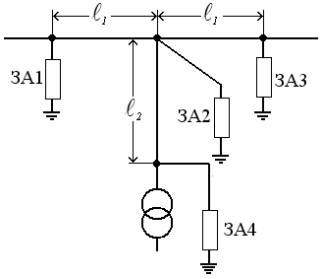


Рис. 9.4. Упрощенная схема грозозащиты подстанции

Пример расположения разрядников в упрощенном варианте грозозащиты подстанции приведен на рис. 9.4. Упрощенные схемы имеют два существенных недостатка, снижающих надежность грозозащиты по сравнению с типовыми схемами. Во-первых, при волнах с пологим фронтом разница в напряжениях в точках установки ЗА может стать недостаточной, и первым может сработать подстанционный ЗА. Он защитит от пробоя не только подстанционную изоляцию, но и удаленный от него линейный ЗА, и ограничения тока в подстанционном защитном аппарате не произойдет. Во-вторых, отсутствие защиты подходов делает возможным грозовые поражения пролетов линии между ЗА, что также может повлечь протекание больших токов в подстанционном ЗА.

При выборе расстояния между защитными аппаратами следует учитывать, что чрезмерно большое расстояние увеличивает опасность попадания молнии в пролеты линии между ЗА, а при малых расстояниях возрастает опасность отказа срабатывания линейного защитного аппарата. Расчеты показывают, что оптимальные условия соответствуют удалению защитных аппаратов на расстояние 150–300 м.

9.2. МОЛНИЕЗАЩИТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

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

а) уровень электрической прочности изоляции у машин, бывших длительное время в эксплуатации, значительно ниже, чем у другого электрооборудования;

б) отсутствуют вентильные разрядники или ОПН, которые смогли бы обеспечить достаточно высокую надежность защиты такой изоляции от перенапряжения;

в) грозовые повреждения изоляции электрических машин весьма значительны, так как через место пробоя изоляции машины продолжает протекать аварийный ток за счет ЭДС остаточного намагничивания даже после снятия возбуждения машины, отключенной от сети;

г) выход из строя электрических машин обусловливает большой экономический ущерб.

С учетом отмеченных особенностей для надежной грозозащиты электрических машин приходится использовать специальные мероприятия. В частности, на подходе линии устанавливают дополнительные разрядники, отводящие часть тока набегающей волны в землю и снижающие таким образом импульсное напряжение на машине. Кроме того, используется защитное действие кабельных вставок на подходах. Чтобы снизить крутизну фронта импульсов перенапряжений на зажимах машины, параллельно с ней подключают конденсаторы. Снижению крутизны фронта способствуют также фидерные реакторы, установленные для ограничения токов короткого замыкания.

Задача грозозащиты намного упрощается, если электрическая машина присоединяется к воздушной сети не непосредственно, а через трансформатор. В этом случае трансформатор существенно ограничивает амплитуду и крутизну импульсов грозовых перенапряжений на зажимах машины.

Схемы грозозащиты электрических машин, непосредственно связанных с воздушной сетью, обычно содержат комплекс следующих защитных средств: ОПН или вентильный разрядник и малоиндуктивный конденсатор на шинах; защищенный подход воздушной линии $l_{\text{п}}$, ОПН или защитные аппараты на подходе линии; токоограничивающий реактор и кабельная вставка (рис. 9.5).

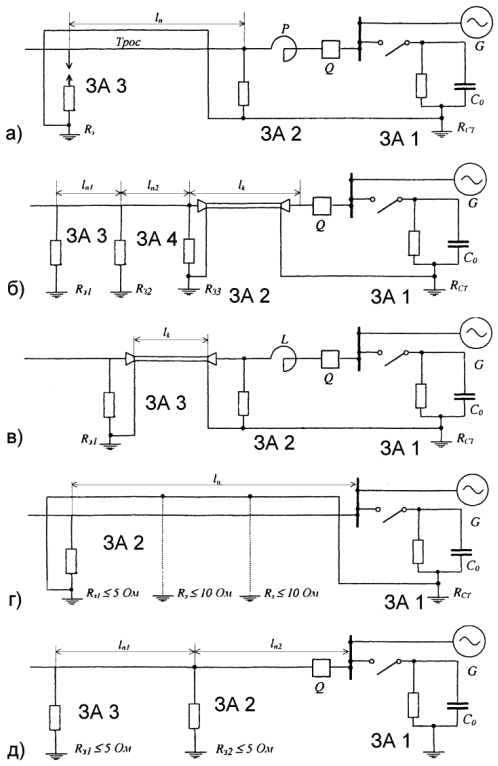


Рис. 9.5 Схемы грозозащиты электрических машин, непосредственно подключенных к воздушной сети

Защитные аппараты ЗА3 (ЗА1), установленные по ходу движения волн грозовых перенапряжений, предназначены для отвода части тока волны в землю и ограничения тока в ОПН или вентильном разряднике, установленном на электрической машине. Их эффективность зависит от величины сопротивления заземления; достаточная для практики надежность работы схемы обеспечивается при $R_{\text{з}} \leq 10$ Ом. Оптимальная длина защищенного подхода $l_{\text{п}}$ составляет 100–150 м. Для защиты подхода от прямых ударов молнии используются грозозащитные тросы. Реактор Р в схеме на рис. 9.5

сглаживает фронт импульса перенапряжений на шинах, а также облегчает условия срабатывания защитного аппарата ЗА1.

Емкость *С* на шинах предназначена для ликвидации колебательной составляющей напряжения на зажимах машины. Обычно длительность фронта импульса $\tau_ф$ грозовых перенапряжений на зажимах машины за счет малоиндуктивной емкости *С* увеличивается до 20–50 мкс.

Показатель надежности схемы грозозащиты машины по рис. 9.5, *а* составляет ~35 лет без учета срабатывания разрядника на противоположном конце линии небольшой длины ($l_п \leq 1-2$ км). Срабатывание защитных аппаратов, установленных на противоположном конце линии, значительно улучшает показатель надежности: в этом случае он составляет ~70 лет.

В схеме, показанной на рис. 9.5, *б*, новым элементом является кабельная вставка, отделяющая воздушную линию от шин с электрической машиной. Ее защитная роль не ограничивается добавлением дополнительной емкости, сглаживающей волну. Кабельная вставка служит для отвода значительной доли тока волны в землю помимо шинного защитного аппарата. Это достигается следующим образом. При срабатывании ЗА4 на входе кабельной вставки жила кабеля оказывается соединенной параллельно с его оболочкой (через динамическое сопротивление РВ1). Вследствие большой скорости изменения напряжения волны ее движение по кабелю сопровождается появлением поверхностного эффекта. Ток волны вытесняется из жилы на оболочку кабеля, имеющую контакт с землей, и уходит в землю, минуя шины подстанции.

Достаточная для практики надежность требует, чтобы длина кабельной вставки $l_к$ составляла не менее 300 м, а защищенного воздушного подхода — не менее $l_{п1} \approx l_{п2}$ (не менее 100 м). При этом сопротивления заземления $R_{з1}$, $R_{з2}$, $R_{з3}$ и не должно превышать 5–10 Ом. Согласно исследованиям, показатель надежности грозозащиты по схеме рис. 9.5, *б*, составляет не менее 20 лет.

На практике зачастую применяется схема, показанная на рис. 9.5, *в*, содержащая одновременно токоограничивающий реактор и кабельную вставку. При этом обеспечивается наивысшая надежность грозозащиты электрических машин, гальванически связанных с воздушной сетью (порядка 100 лет), если длина кабеля $l_к$ не менее 50 м, а сопротивление заземления ЗА3 — не более 5 Ом.

Из всех схем грозозащиты электрических машин наименьшей надежностью обладают схемы, показанные на рис. 9.5, *г*, когда машина непосредственно подключена к воздушной сети. Она содержит несколько комплектов защитных аппаратов, установленных на подходе длиной $l_к = 300 - 600$ м.

Контрольные вопросы

1. Что такое кривая опасных волн для электрооборудования и подстанции в целом?
2. С помощью каких средств осуществляется молниезащита подстанций от прямых ударов молнии?
3. Как осуществляется молниезащита подстанций от волн, набегающих с линий?
4. Классифицируйте критерии молниезащиты подстанций высокого напряжения.
5. Как организуется защита подстанций от обратных перекрытий?

10. ВОЗДЕЙСТВИЯ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НА ИЗОЛЯЦИЮ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Необходимо учитывать, что перенапряжения, возникающие в реальных электрических сетях, обладают широким спектром амплитуд, частот и длительности. Для правильного понимания реакции изоляции на приложенное напряжение следует, прежде всего, рассмотреть и описать результаты воздействия заданного импульсного напряжения с заданными параметрами. Свойства изоляции при воздействии импульс-

ного напряжения с различной амплитудой и различной длительностью описываются обычно с помощью вольт-секундных характеристик.

Воздействие перенапряжений может быть более сложным в физическом плане. Так, единичное перенапряжение может не привести к пробою, который наступает после нескольких перенапряжений. В ряде случаев перенапряжение является спусковым механизмом и катализатором других процессов, которые воздействуют на развитие дефектов и старение изоляции.

10.1. ВОЗДЕЙСТВИЕ ИМПУЛЬСНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ НА ГАЗОВУЮ ИЗОЛЯЦИЮ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

В общем случае вольт-секундные характеристики представляют собой зависимость напряжения пробоя изоляционного промежутка от длительности приложенного напряжения. Эта зависимость возникает потому, что развитие электрического пробоя в изоляционном промежутке, как и всякий другой физический процесс, имеет ограниченную скорость и требует определённого времени. Пробой не может возникнуть, если импульс приложенного напряжения заканчивается раньше, чем в промежутке возникнет проводящий канал ионизованного газа. Скорость развития разряда существенно зависит от различных внешних условий, в первую очередь, от состава изолирующей среды, от приложенной разности потенциалов и от распределения электрического поля в промежутке. На практике эти показатели взаимосвязаны. Например, использование атмосферного воздуха в качестве изолирующей среды в линиях электропередачи и ОРУ всегда связано с сильно неоднородным распределением электрического поля, когда максимальная напряжённость на высоковольтном электроде в 30–50 раз больше средней величины внутри изолирующего промежутка, а длина изолирующего промежутка может быть больше 10 м. С другой стороны, применение элегаза на практике всегда связано с формированием электрического поля со слабой неоднородностью, когда максимальная напряжённость превосходит среднюю не более, чем в 4–5 раз. Кроме того, элегаз обладает большей электрической прочностью и использу-

ется, как правило, при повышенном давлении, что позволяет сократить размеры изолирующих промежутков до десятков миллиметров. Эти различия приводят к существенной разнице в скорости и длительности развития пробоя.

Физические явления, возникающие в изолирующем промежутке при пробое, то есть механизм разряда, также могут изменяться при изменении длины промежутка. В воздухе при атмосферном давлении при длинах промежутков от 2–3 см до 2–3 м разряд развивается в соответствии с «примерным» механизмом со скоростью, по порядку величины приближающейся к скорости света. При увеличении длины промежутков свыше 2–3 м разряд переходит в лидерную форму, и скорость его развития многократно уменьшается.

Ввиду большого практического значения свойств изолирующих промежутков для изучения импульсной электрической прочности газовой изоляции были выполнены многочисленные исследования, позволившие, в частности, определить вольт-секундные характеристики важнейших промежутков. Обычно вольт-секундная характеристика строится следующим образом.

На объект подаются импульсы напряжения одинаковой формы, но с разной амплитудой. Для обработки результатов используются эксперименты, приводящие к пробою. При пробоях на фронте импульса фиксируются точки начала среза напряжения, а при пробоях на спаде импульса фиксируется максимальное значение напряжения. Таким образом, получается вольт-секундная характеристика, дающая представление о пробое при воздействии импульсов одной и той же формы.

Как показано на рис. 10.1, полное время от начала импульса напряжения до завершения пробоя складывается из трёх составляющих:

t_0 — время от начала импульса до момента, когда напряжение превышает критическое начальное значение U_0;

t_s — время от момента формирования сильного, достаточного для ионизации молекул газа, электрического поля до момента возникно-

вения эффективного начального электрона. Время t_s называют временем статистического запаздывания;

t_A — время формирования разряда, зависящее от его вида. При стримерном разряде время t_A складывается из времени формирования стримерного канала и времени формирования искрового канала, которым часто можно пренебречь. При лидерном канале добавляется ещё время формирования лидера с относительно большим разбросом.

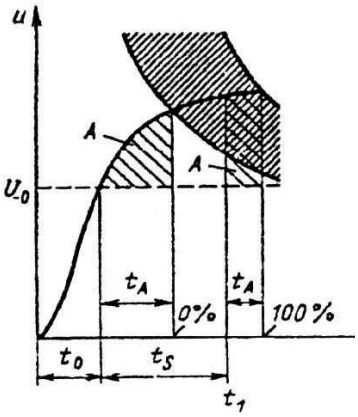


Рис. 10.1. Использование объемно-временного закона и критерия Кинда для построения вольт-секундной характеристики

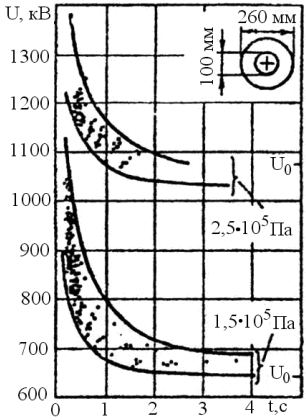


Рис. 10.2. Рассчитанные и измеренные вольт-секундные характеристики промежутка с элегазом при грозовых импульсах

На рис. 10.2 показаны типичные вольт-секундные характеристики, полученные для промежутка в элегазе при грозовых импульсах. Поскольку время запаздывания t_s и время формирования разряда t_A обладают статистическим разбросом, то вольт-секундные характеристики представляют собой области, как это видно на рис. 10.2. Нижняя граница области является вольт-секундной характеристикой 0 %-ного разрядного напряжения ($U_{0\%}$), а верхняя – 100 %-ного ($U_{100\%}$). Так как для получения этих граничных характеристик требуется очень большое число опытов, то, исходя из практических потребностей, часто ограничиваются 95 %-ным ($U_{95\%}$) и 5 %-ным ($U_{5\%}$) разрядными напряже-

ниями. Нижняя граница разрядных напряжений имеет особенно большое значение при конструировании изоляции, так как именно она позволяет предотвратить пробой с заданной вероятностью (или, что тоже, допустить возникновение пробоя с заданной малой вероятностью).

Видно, что с уменьшением длительности импульсного воздействия напряжение, необходимое для пробоя изолирующего промежутка, возрастает. Это общая, генеральная взаимосвязь между напряжением пробоя и длительностью воздействия, свойственная всем видам изоляции. На неё, однако, накладываются специфические свойства различных изоляционных систем, благодаря чему меняется уровень напряжения пробоя и степень его зависимости от длительности воздействия. Например, для длинных (более 3–5 м) воздушных промежутков характерно существование минимума электрической прочности при коммутационных перенапряжениях с длиной фронта 50–300 мкс, что связано с условиями накопления объёмного заряда в промежутке на стадиях, непосредственно предшествующих пробою.

Во многих случаях распределение разрядных напряжений определяется нормальным (гауссовским) законом. В связи с этим верхняя и нижняя границы разрядных напряжений часто характеризуются трёхкратным значением среднеквадратичного отклонения напряжения от среднего значения.

Разрядные напряжения зависят от формы импульса приложенного напряжения, поэтому приведенные на рис. 10.2 вольт-секундные характеристики верны только при одной форме импульсов: при различных формах импульсов получаются различные вольт-секундные характеристики.

На рис. 10.3 показано схематическое изображение вольт-секундных характеристик изолирующих промежутков в элегазе, воздухе и в бумажно-масляной изоляции. Вольт-секундная характеристика длинного воздушного промежутка в условиях возникновения лидерной формы разряда имеет характерный минимум в области коммутационных перенапряжений. В элегазе в слабонеоднородном

электрическом поле условия развития стримеров более благоприятны, чем в воздухе в условиях сильно неоднородного поля. Поэтому вольт-секундные характеристики элегазовых устройств при времени воздействия $t < 10^4$ с проходят левее, чем характеристики воздушных промежутков. Это означает, что простейшие воздушные промежутки нельзя использовать в качестве защитных для элегазовых устройств. При достаточно крутом импульсе перенапряжения разряд в элегазе произойдёт раньше, чем в воздухе. Правильное сочетание напряжения срабатывания защитных разрядников и уровней изоляции каждого устройства с учётом пространственно-временного развития перенапряжений представляет собой задачу координации изоляции аппаратов и сети.

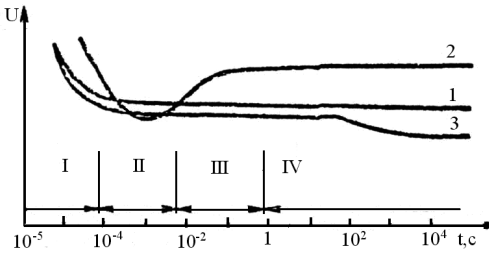


Рис. 10.3. Схематическое представление вольт-секундных характеристик в элегазе (1) и воздухе при малых расстояниях между электродами (стримерный разряд), в воздухе при больших расстояниях (лидерный разряд) (2) и в бумажно-масляной изоляции с учетом старения (3); I — грозовые перенапряжения; II — коммутационные перенапряжения; III — длительные перенапряжения; IV — рабочие напряжения

Вольт-секундная характеристика бумажно-масляной изоляции показана с учётом её старения при длительном приложении напряжения.

В том случае, если к изоляции многократно (n раз) прикладываются одинаковые импульсы высокого напряжения, и в некоторых из этих опытов происходит пробой, можно оценить вероятность пробоя как отношение числа пробоев m к полному числу выполненных опытов: $p \approx m/n$. Зависимость этой вероятности от амплитуды импульсного напряжения U_m называется функцией эффекта. Функция эффекта используется, как правило, для описания самовосстанавливающейся

изоляции, поскольку именно в этом случае зависимость $P(U_m)$ можно относительно просто получить в результате эксперимента. Характерный вид функции эффекта показан на рис. 10.4.

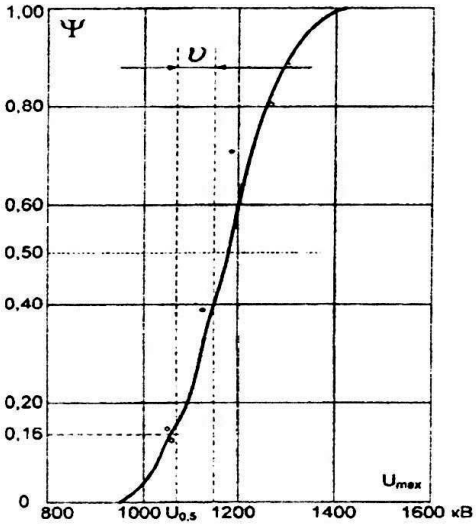


Рис. 10.4. Зависимость вероятности перекрытия воздушного промежутка длиной 3 м от амплитуды импульса коммутационного перенапряжения с длительностью фронта $\tau_ф = 2800$ мкс

В силу физических свойств газовой изоляции вероятность пробоя всегда равна нулю при амплитуде приложенного напряжения, меньшей некоторого минимального значения U_{min}, и равна единице при амплитуде, превышающей некоторое максимальное значение U_{max}. Уровни U_{min} и U_{max} могут быть определены из эксперимента лишь с некоторой погрешностью, зависящей от количества выполненных опытов. Следует отметить, что информация о величине U_{min} имеет крайне важное значении при переходе от единичного изоляционного промежутка к сложной системе, состоящей из большого числа промежутков, поскольку при этом любые изменения функции эффекта ограничены слева значением U_{min}, и при любом числе промежутков пробой при уровне напряжения, меньшем U_{min}, принципиально невозможен. Очевидно, что величина U_{min} не может быть меньше напряжения начала коронного разряда.

На функции эффекта обычно выделяют то значение амплитуды приложенного напряжения U_m, которое соответствует вероятности

пробоя, равной 0,5. Его называют 50 %-ным напряжением пробоя и обозначают обычно $U_{0,5}$ или $U_{50\%}$. Как показывают многочисленные эксперименты, для внешней изоляции (в том числе, при пробое вдоль поверхности загрязнённых изоляторов в сухом и в увлажнённом состоянии) функция эффекта изолирующих промежутков в воздухе при атмосферном давлении может быть аппроксимирована функцией нормального распределения случайных величин

$$P(U_m) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2}\pi} \int_{-\infty}^{U_m} exp\left[-\frac{(U - U_{50\%})^2}{2\sigma^2}\right] dU\,, \qquad (10.1)$$

где σ — это коэффициент, характеризующий крутизну функции эффекта, далее называемый стандартом кривой эффекта. При аппроксимации функции эффекта функцией нормального распределения случайных величин по формуле (10.1) 50 %-ное напряжение пробоя $U_{50\%}$, заменяет математическое ожидание случайной величины, а стандарт кривой эффекта σ заменяет среднеквадратическое отклонение случайной величины. Поэтому, в соответствии со свойствами функции распределения случайных величин, стандарт кривой эффекта может быть численно определён как разность напряжений, соответствующих вероятности пробоя 50 % и 16 %:

$$\sigma = U_{50\%} - U_{16\%}.$$

Для определения параметров функции эффекта по результатам эксперимента существует несколько способов, в том числе, с использованием вероятностной бумаги нормального распределения, по методу «вверх-вниз» и др.

При использовании аппроксимации (10.1) необходимо учитывать, что функция нормального распределения определена на всей числовой оси, то есть не имеет ограничений, аналогичных U_{min} и U_{max} для функции эффекта. Это означает, что на границах диапазона роста функции эффекта аппроксимация (10.1) обязательно становится неправомерной. Это ограничение носит принципиальный характер, поскольку при низких напряжениях оно связано с невозможностью про-

боя при отсутствии каких-либо ионизационных явлений, а при высоких напряжениях — с наблюдаемым разрушением любого изолирующего устройства в достаточно сильном электрическом поле.

Многократные проверки соответствия функции эффекта и нормального распределения случайной величины показали, что в пределах от $U_{50\%} - 3\sigma$ до $U_{50\%} + 3\sigma$ соответствие удовлетворительное, однако использование формулы (10.1) за пределами указанного диапазона может привести к бессмысленным, противоречащим физической сути наблюдаемых явлений, результатам.

В качестве примера построения функции эффекта по результатам экспериментов можно привести рис. 10.4, на котором показана зависимость вероятности перекрытия воздушного промежутка длиной 3 м от амплитуды импульса коммутационного перенапряжения с длительностью фронта 2800 мкс. Эксперимент, в ходе которого было выполнено пять серий по 25 опытов в каждой, позволил получить пять оценок вероятности пробоя, указанных на рис. 10.4. Аппроксимирующая кривая, соответствующая формуле (10.1), проведена по экспериментальным точкам по методу наименьших квадратов.

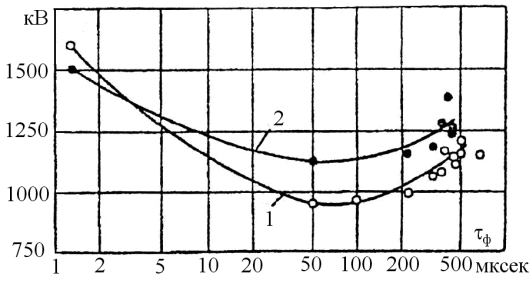


Рис. 10.5. Зависимости 50 %-ных разрядных напряжений воздушных промежутков от длины фронта импульса; 1 — стержень–плоскость, $S = 3$ м; 2 — стержень–стержень, $S = 2{,}5$ м

Как и в случае с вольт-секундными характеристиками, функция эффекта зависит от формы и длительности используемых импульсов напряжения. Степень этой зависимости позволяет установить рис. 10.5. На рис. 10.5 приведены зависимости усредненных значений напряжения пробоя, то есть при импульсных воздействиях именно

50 %-ные напряжения пробоя $U_{50\%}$. Например, как показано на рис. 10.5, при изменении длины фронта импульса от 1 мкс до 50 мкс 50 %-ное напряжение пробоя в воздушном промежутке «стержень–плоскость» длиной 3 м уменьшается от 1,6 МВ до 0,95 МВ, то есть на 40 %. Это означает, что график функции эффекта будет смещён на такую же величину влево. При изменении формы импульса меняются и другие характеристики функции эффекта. Например, параметр υ в промежутке «стержень–плоскость» в воздухе для импульсов грозовых перенапряжений меняется в диапазоне, $(0{,}01-0{,}02)U_{50\%}$, в то время как для импульсов коммутационных перенапряжений увеличивается до $(0{,}06-0{,}08)U_{50\%}$.

На линиях электропередачи и на подстанциях всегда существует большое число однотипных изолирующих промежутков, пробой каждого из которых равносилен пробою линии или подстанции в целом. Вероятность пробоя двух и более изолирующих промежутков в этом случае может быть значительно больше, чем вероятность пробоя единичного промежутка. Это обстоятельство необходимо учитывать при обеспечении надёжной работы линий и подстанций.

Если допустить, что все однотипные промежутки (например, промежутки вдоль поверхности опорных изоляторов) имеют совершенно одинаковые характеристики электрической прочности, то на основании формул теории вероятностей можно получить простые известные соотношения между характеристиками электрической прочности отдельного промежутка и сложной системой промежутков в целом.

Пусть вероятность пробоя единичного промежутка при воздействии импульса перенапряжения с амплитудой U_m равна $P_1(U_m)$. В этом случае отсутствие пробоя этого промежутка произойдёт с вероятностью $1 - P_1(U_m)$. Поскольку события, заключающиеся в отсутствии пробоев каждого из включенных параллельно изолирующих промежутков, совершенно независимы (в силу того, что промежутки при отсутствии пробоя никак не влияют друг на друга), вероятность от-

сутствия пробоя всей системы будет равна произведению вероятностей отсутствия пробоев каждого из всех промежутков

$$1 - P_n(U_m) = [1 - P_1(U_m)\,]^n, \qquad (10.2)$$

где n — число параллельно включенных промежутков, $P_n(U_m)$ — вероятность пробоя системы в целом. Таким образом, вероятность $P_n(U_m) = 1 - [1 - P_1(U_m)\,]^n$.

Раскладывая полученное выражение по формуле бинома Ньютона после преобразований получаем

$$P_n(U_m) = nP_1(U_m)\left[1 - \frac{n-1}{2}P_1(U_m) + \frac{(n-1)(n-2)}{6}P_1^2(U_m) - \cdots\right];$$

$$P_n(U_m) = \approx P_1(U_m).$$

Последнее приближённое равенство справедливо при малых вероятностях $P_1(U_m) \ll 1/n$. Например, погрешность не превысит 10 %, если $P_1(U_m) \leq 0{,}2/(n - l) \approx 0{,}2/n$.

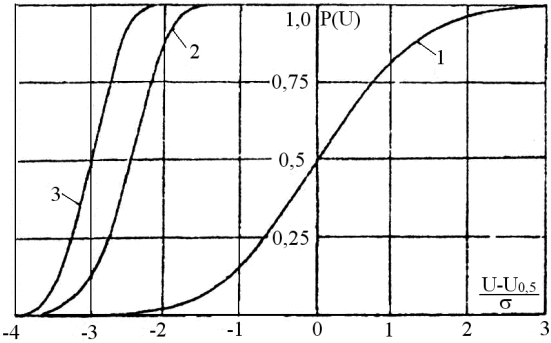


Рис. 10.6. Зависимости вероятности перекрытия совокупности n изоляционных конструкций подстанции P_n от величины воздействующего напряжения при $n = 1$ (кривая 1); $n = 100$ (кривая 2) и $n = 500$ (кривая 3)

На рис. 10.6 приведены результаты вычислений по формуле (10.2) в виде зависимостей $P_n(U_m)$ при различных n. В соответствии со сказанным выше, эти зависимости являются функциями эффекта для систем, объединяющих различное число параллельных промежутков. Как видно, с ростом числа промежутков n графики этих функций смещаются влево и делаются одновременно более крутыми. Это приво-

дит к уменьшению параметра $U_{50\%}$ и уменьшению стандарта кривой эффекта σ. При неизменном n увеличение числа промежутков приводит к многократному росту вероятности пробоя.

Из сказанного следует, что оценить изменение характеристик электрической прочности при воздействии перенапряжений, связанное с ростом числа параллельных промежутков, можно только в том случае, если известны параметры кривой эффекта единичного промежутка $U_{50\%,1}$ и σ_1. При отсутствии сведений о σ_1, рекомендациями МЭК предложено использовать завышенное значение $\sigma_1 = 0{,}06U_{50\%,1}$.

Применение формулы (10.2) требует ряда оговорок. Во-первых, как отмечалось выше, функция эффекта реального промежутка обязательно ограничена в области малых напряжений некоторым значением U_{min}, при котором вероятность пробоя делается равной нулю. Формула (10.2) никак не учитывает этого обстоятельства, в результате чего при очень больших n позволяет вычислить некоторые не имеющие физического смысла вероятности пробоя при любых, сколь угодно малых напряжениях. Во-вторых, кривая эффекта единичного промежутка на рис. 10.3 проведена по заданным значениям $U_{50\%,1}$ и σ_1, в предположении, что она хорошо аппроксимируется формулой (10.1) функции нормального распределения некоторой случайной величины. Выше было отмечено, что это предположение экспериментально подтверждено в диапазоне амплитуд от $U_{50\%,1} - 3\sigma_1$ до $U_{50\%,1} + 3\sigma_1$ и никак не может быть правильным при малых напряжениях. Таким образом, в области напряжений $(U_m - U_{50\%,1})/\sigma < -3$ за пределами указанного диапазона данные рис. 10.3 могут быть неточными. В-третьих, надо помнить, что даже при правильной аппроксимации кривой эффекта единичного промежутка, преобразование по формуле (10.2) нарушает «нормальность» вида кривых, показанных на рис. 10.6, при $n > 1$ и делает для них невозможным применение соответствующего математического аппарата.

10.2. ВОЗДЕИСТВИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИИ НА КОМБИНИРОВАННУЮ И ПОЛИМЕРНУЮ ИЗОЛЯЦИИ

Воздействие перенапряжений на комбинированную изоляцию

Изоляционные конструкции многих электроустановок являются комбинированными как в смысле возможностей восстановления после пробоя, так и в смысле применяемых материалов. Картина разряда при этом зависит от ряда факторов: конструкции и разрядов элементов изоляционной конструкции, величины поверхностной проводимости, выполнения узла сочленения токоведущей части электроустановки и диэлектрика, загрязнения поверхности диэлектрика, увлажнения диэлектрика и др.

Типичным примером, такой изоляции является сочетание твердого диэлектрика и газовой изоляции.

Наличие твердого диэлектрика, диэлектрическая проницаемость которого много больше диэлектрической проницаемости газа при нерациональной конструкции может привести к существенному изменению картины электрического поля между электродами, усилению напряженности в газе вблизи поверхности твердого диэлектрика и в его толще.

Следствием этого является резкое снижение электрической прочности конструкции в целом. Так, в резко неоднородном поле, например (когда толщина твердого диэлектрика значительно меньше, чем расстояние между электродами), при кратковременных воздействиях быстронарастающего напряжения перекрытие вдоль поверхности твердого диэлектрика может развиваться при очень малых средних значениях разрядной напряженности (определенной как отношение напряжения перекрытия к расстоянию между электродами) по сравнению с чисто газовыми промежутками с резконеоднородным полем. Большая напряженность электрического поля вблизи электродов приводит к тому, что при сравнительно малых напряжениях начинается коронный разряд вблизи электродов. При дальнейшем повышении напряжения начинается развитие стримеров, как и в чисто

газовых промежутках. Канал стримера отделен от поверхности твердого диэлектрика слоем газа, поскольку вливающиеся в стример лавины электронов образуются вследствие фотоионизации молекул газа и развиваются в нем. Однако из-за крайне неравномерного распределения напряженности поля в рассматриваемом случае разогрев канала стримера, при котором начинается термическая ионизация, происходит при очень малой длине стримера. Так, в воздухе при относительной плотности $\delta = 1$ и толщине твердого диэлектрика в несколько миллиметров уже при длине стримеров 5–10 см происходит образование лидерного канала. Характерно, что такие явления развиваются при быстроменяющемся напряжении (переменное напряжение, импульсы с большой крутизной). При медленном нарастании напряжения на поверхности твердого диэлектрика оседает объемный заряд, образовавшийся в результате развития стримера. Этот заряд на поверхности твердого диэлектрика ослабляет поле вблизи электродов, что приводит к затуханию разряда.

При возникновении хорошо ионизованных каналов разряда вдоль поверхности твердого диэлектрика резко снижается напряжение перекрытия, причем характерно, что зависимость напряжения перекрытия от расстояния между электродами S резко нелинейна. Напряжение перекрытия может быть оценено по эмпирическим формулам вида

$$U_{\text{р}} = k\left(\frac{d}{\varepsilon}\right)^{0,4} S^{0,2},$$

где d — толщина твердого диэлектрика; ε — его диэлектрическая проницаемость; S — расстояние между электродами; k — коэффициент, зависящий от скорости нарастания напряжения, картины поля.

Увеличение поверхностной проводимости твердого диэлектрика приводит к выравниванию распределения напряженности поля по поверхности диэлектрика. Соответственно снижается напряженность поля вблизи электрода, и повышается начальное напряжение короны

и появления стримеров, т. е. начальное напряжение скользкого разряда.

На электрическую прочность существенное влияние оказывает выполнение узла сочленения изолятора с электродами и, в частности, плотность прилегания твердого диэлектрика к электроду. При неплотном прилегании в газовой прослойке твердый диэлектрик — электрод, возникает значительное местное превышение напряженности электрического поля, ионизационные процессы (самостоятельный разряд, приводящий к пробою газовой прослойки) начинаются при сравнительно низком напряжении на электроде и при их достаточной интенсивности приводят к старению твердой изоляции и, как следствие, к снижению длительной электрической прочности.

Увлажнение загрязненных поверхностей изоляторов значительно снижает их электрическую прочность. При этом возможны перекрытия не только при перенапряжениях, но и при рабочем напряжении.

Слой загрязнения на поверхности изоляторов образуется в результате выпадения из потоков воздуха твердых или жидких взвешенных частиц. Интенсивность этого процесса пропорциональна градиенту скорости воздушного потока у поверхности изолятора.

Перекрытия загрязненной изоляции происходят, как правило, при увлажнениях моросящим дождем, туманом, росой, когда загрязненный слой насыщается влагой, и на поверхности изоляторов образуется электролит. По поверхности изолятора начинает протекать ток, называемый током утечки.

Электролит разогревается, влага испаряется. На отдельных участках поверхности, где плотность тока наибольшая или наименьшая толщина увлажненного слоя, образуются подсушенные зоны. Эти зоны быстро расширяются в направлении, перпендикулярном линиям тока, до тех пор, пока вследствие увеличения падения напряжения не происходит перекрытие подсохшей зоны шириной всего в несколько

миллиметров по воздуху. Образуется электрическая дуга, опорные точки которой располагаются по краям подсохшей зоны.

Разогреваемая опорными точками дуги увлажненная поверхность быстро подсушивается. Поэтому дуга непрерывно перемещается. В результате подсохшая кольцевая зона расширяется, что приводит к удлинению дуги. Это приводит к дальнейшему уменьшению тока и к дальнейшему увеличению сопротивления дуги, что также вызывает уменьшение тока. В результате тепловыделение на поверхности изолятора снижается. Поверхность снова увлажняется. По ней восстанавливается ток. Дуга гаснет. Такой режим перемежающихся дужек является нормальным для работы изоляции в электрических полях. Однако в этих условиях возникает периодическое ослабление изоляции, которая легко перекрывается при перенапряжениях.

Воздействие электрического поля на полимерную изоляцию

В современных условиях все более широко применяются изоляционные конструкции на полимерной изоляции, которые имеют ряд преимуществ по сравнению с традиционной изоляцией по массогабаритным, электрическим и физико-механическим свойствам, технологии изготовления, прокладке, монтажу и др. Однако в процессе эксплуатации конструкции с полимерной изоляцией часто выходят из строя значительно раньше гарантийного срока службы. Это требует дополнительных исследований, учитывающих все факторы влияния на полимерную изоляцию, в том числе, и перенапряжений.

В качестве полимерных композиций были испытаны как широко применяющиеся в кабельной изоляции марки 102-01 К, 107-01 К, 153-01 К, 178-01 К, так и новые специально созданные серии композиций для испытаний на стойкость к водным триингам.

Сорбция влаги органическими материалами — активированная диффузия. Молекулы высокомолекулярных материалов (полимеров) и их части совершают тепловые колебания около центров равновесия в широком диапазоне частот до 10^{12} Гц. Благодаря этим колебаниям цепей и сегментов макромолекул возникают «дырки», в которые попа-

дают молекулы воды. По теории академика Я. И. Френкеля молекулы воды, захваченные «дырками», колеблются до тех пор, пока не образуются новые «дырки», куда они и передвигаются. Переход молекул воды из одного закрепленного состояния в другое требует затрат энергии — энергии активации.

Сорбционная влага в полимерах оказывает существенное влияние на их электрические свойства, так как она сама обладает высокой диэлектрической проницаемостью $\varepsilon = 81$ и электропроводностью.

В однородном электрическом поле (постоянном или переменном) сумма приложенных к каждому диполю (молекуле воды) сил поля равна нулю. Поэтому однородное поле и его силы не оказывают прямого влияния на движение молекул воды в электрической изоляции, то есть сорбция влаги будет идти за счет активированной диффузии в органических полимерах благодаря перепаду давлений на сухой и влажной стороне образца.

В подавляющем большинстве реальных конструкций хотя и применяются специальные конструктивные решения и меры, изоляция работает в условиях неоднородного электрического поля.

В неоднородном поле сумма сил, приложенных к каждому диполю, не равна нулю. Поэтому силы поля f направлены в сторону возрастания абсолютной величины вектора напряженности поля E независимо от направления вектора (при постоянном или переменном напряжении), то есть при изменении направления электрического поля диполь все равно будет увлекаться в сторону возрастания электрического поля. Причина заключается в том, что при изменении направления вектора E изменяется также и направление поляризации диэлектрика. Следовательно, в электрическом неоднородном поле диполь увлекается в область наибольшей величины напряженности электрического поля.

По мере проникновения молекулы воды в область большей напряженности силы поля будут возрастать. Если на пути проникновения воды будут встречаться поры, заполненные воздухом или газом (тех-

нологические дефекты в электрической изоляции, возникшие в момент экструзии), то молекулы воды будут втягиваться в эти поры и заполнять их, так как локальная напряженность электрического поля в них будет значительно больше, чем в окружающем пору полимере. Молекулы воды могут достигать поверхности жилы кабеля и накапливаться там, в полостях или технологических дефектах электрической изоляции.

При переменном напряжении удельные давления будут иметь динамический характер, причем их амплитуда будет увеличиваться по мере втягивания молекул воды в область большей неоднородности поля. Этот процесс будет более эффективным по увлажнению электрической изоляции по сравнению с постоянным напряжением при одинаковых напряженностях электрического поля.

Экспериментальные исследования подтвердили вывод о существенном влиянии электрического поля на процесс увлажнения изоляции и позволили получить количественную оценку. Эксперименты проводили на отрезках одножильных кабелей с монолитной изоляцией в дистиллированной воде. Все образцы кабелей находились в одинаковых условиях, но на одни образцы подавали напряжение 50 Гц 5 кВ (напряженность на поверхности жилы $E = 4{,}85$ кВ/мм), 7,5 кВ ($E = 7{,}25$ кВ/мм) и 10 кВ ($E = 9{,}68$ кВ/мм) соответственно, а другие образцы (контрольные) находились без напряжения. Образцы, которые находились под напряжением, выходили на равновесное увлажнение через 60–90 минут. Выход на равновесное увлажнение контрольных кабелей, находящихся в воде без напряжения, происходил за время более 20 суток при общей продолжительности испытаний этих отрезков кабелей 30 суток.

При перенапряжениях неоднородность поля резко возрастает, возникают условия для старта частичных разрядов, которые продолжаются уже на частоте 50 Гц, прокладывая путь молекулам воды. При некоторых видах перенапряжений возникают высокочастотные переходные процессы в килогерцовом диапазоне, что многократно усиливает скорость продвижения молекул воды. Экспериментальные ис-

следования влияния электрического поля при перенапряжениях на процесс увлажнения весовым методом (прямой способ — взвешивание образцов с сорбированной влагой) показали, что увлажнение полимеров может ускоряться на два и более порядков.

Зарождение и развитие влажного триинга происходит после локального накопления влаги в толще полимерной изоляции. Экспериментально установлено, что ограниченное количество локально накопленной влаги может привести к тому, что после зарождения и развития влажного триинга влаги не хватает для дальнейшего продолжения роста влажного триинга, тогда он переходит в электрический триинг, который продолжает развиваться в полимерной изоляции и завершается ее пробоем. Необходимо отметить, что комбинированное формирование триинга за счет проникновения влаги и за счет частичных разрядов является сложным и неизученным процессом и требует специальных исследования и научного осмысления.

Таким образом, скорость роста триинга в полимерной изоляции во многом определяется величиной локальной напряженности поля и значительно возрастает при перенапряжениях.

Контрольные вопросы

1. Как координируется молниевые перенапряжения и изоляция линий электропередачи?

2. Каковы особенности координации стеклопластиковой изоляции при воздействии молниевых перенапряжений?

3. Каковы особенности координации стеклопластиковой изоляции при внутренних перенапряжениях?

4. Как зависит электрическая прочность воздушной изоляции от параметров грозовых перенапряжений?

5. Каковы общие и частные особенности изоляции линий, подстанций и высоковольтных электрических машин?

11. ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОИ СОВМЕСТИМОСТИ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

В зависимости от характера взаимодействия систем все экологические проблемы ЭМС электроэнергетики с ноосферой можно условно подразделить на 5 групп, учитывая, конечно, что в условиях реальной жизни и эксплуатации фактически они в значительной степени переплетаются между собой и частично дублируют друг друга (рис. 11.1).

При этом необходимо учитывать, что в соответствии с основной характеристикой ноосферы по В. И. Вернадскому как непрерывно развивающейся и расширяющейся сферы жизнедеятельности человеческого общества, создаются все более деликатные, миниатюрные и быстродействующие системы.

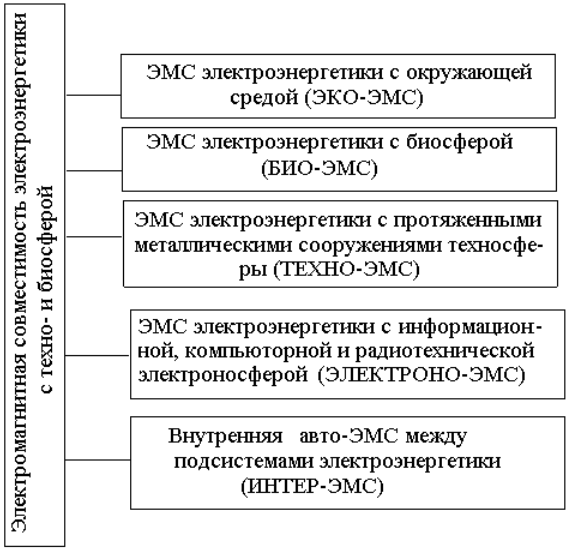


Рис. 11.1. Основные экологические проблемы ЭМС электроэнергетики и ноосферы

Они постоянно требуют ужесточения нормативов допустимых внешних воздействий, новых мер защиты и защитных устройств,

обеспечивающих ЭМС систем электроэнергетики с другими системами ноосферы.

11.1. ЭКОЛОГИЧЕСИЕ И БИОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ СОВМЕСТИМОСТИ

Экологические проблемы электромагнитной совместимости

Схематически основные экологические проблемы ЭМС электроэнергетики с окружающей средой представлены на рис. 11.2. Рассмотрим их краткую характеристику.

Атмосферное электричество. Основными экологическими источниками наиболее тяжелых и частых нарушений нормальной работы энергетических систем являются грозовые разряды. Опыт эксплуатации показывает, что в каждые 100 км линии электропередачи (ВЛ) в среднем в течение «грозового сезона» (с мая по октябрь) ударяет несколько десятков повторных разрядов молний, по большей части — отрицательной полярности.

Эквивалентное сопротивление молнии в первый момент достигает многих десятков кОм, но с увеличением тока молнии и разогревом ее канала сопротивление уменьшается до сотен Ом. Кратковременное напряжение в месте удара молнии может достигать многих миллионов вольт, что вполне достаточно для пробоя изоляции практически любой линии электропередачи, вплоть до УВН. От места удара по проводам линии распространяются волны перенапряжения. Они, дойдя до электростанции или подстанции, могут повредить изоляцию генератора, трансформатора и другого оборудования. Для защиты от прямых ударов молний над проводами линий устанавливают тросы, а на подстанции — вертикальные молниеотводы. Для защиты от обратных перекрытий с пораженной опоры на провода необходимо каждую опору заземлить с малым (до 10 Ом или несколько больше в районах с высоким удельным сопротивлением земли) сопротивлением заземления. Для защиты оборудования подстанции применяют специальные разрядники или ограничители перенапряжений (ОПН).

Рис. 11.2. ЭМС электроэнергетики с окружающей средой (ЭКО–ЭМС)

При ударе молнии возникают также индуктированные напряжения вследствие емкостных (электрическая составляющая) и индуктивных (магнитная составляющая) связей между каналом молнии и опорами, а также проводами ЛЭП. Они представляют опасность для изоляции сетей среднего (6–35 кВ) и низкого напряжения, особенно для сетей промышленной энергетики.

Удары молнии могут вызвать также пожары (пожароопасных сооружений) и даже взрывы (для взрывоопасных емкостей, таких как, например, нефте- и газохранилища электростанций).

Электрохимическая коррозия. Огромное значение имеет электрохимическая коррозия подземных сооружений электроэнергетики. Электрическое поле блуждающих токов в земле инициирует протекание уравнительных токов в подземных металлических устройствах (заземляющих устройствах электростанций, подстанций и опор линий электропередачи, оболочках подземных кабелей, трубопроводах, железнодорожных рельсах и т. д.). Электрохимическое разрушение металла происходит в местах выхода ионов из металла в окружающую среду (местном — язвенная коррозия, или общем — сравнительно равномерный переход частиц металла в окружающую почву).

При нормальном симметричном режиме работы трехфазной линии электропередачи в земле протекает лишь незначительный уравнительный ток промышленной частоты нулевой последовательности. В несимметричном режиме работы трехфазной линии в земле протекает переменный ток промышленной частоты. Вследствие влияния поверхностного эффекта этот ток концентрируется вблизи поверхности земли и в основном — под проводами линии в пределах полосы с шириной, приблизительно равной

$$b = 700\sqrt{\rho_з/f}, \qquad (11.1)$$

где $\rho_з$ — удельное сопротивление земли (Ом·м); f — частота (Гц). Так, например, при $\rho_з = 100$ Ом·м и $f = 50$ Гц, $b = 1000$ м. Кроме того, переменный ток вызывает значительно меньшую электрохимическую коррозию, чем постоянный. Поэтому основным источником электрохимической коррозии является блуждающий постоянный ток, область протекания которого практически не ограничена. Блуждающий ток вызывается несимметричными линиями, работающими на постоянном токе (трамвай, электрифицированная железная дорога, линия электропередачи постоянного тока, если она работает в несимметричной режиме).

Наиболее интенсивной электрохимической коррозии подвергаются рабочие заземляющие устройства электропередач постоянного тока высокого напряжения. Особенно интенсивно коррозируют устройства, работающие в анодном режиме, когда ионы металла переходят из электрода в грунтовые воды и окружающую почву. Эти заземления устраивают на значительной глубине и вдали от других подземных сооружений, чтобы уменьшить коррозию последних. В качестве заземлителей используются массивные электроды.

Механизм электрохимической коррозии протяженных подземных оболочек кабелей, трубопроводов и т. п. вследствие воздействия блуждающих постоянных токов (и в значительно меньшей степени — переменных) заключается в следующем: блуждающий ток втекает в проводник на катодных участках, где их напряжение оказывается отрицательным по отношению к окружающему грунту. При этом избыточные электроны переходят из металла в электролит грунта. На анодном же участке проводник заряжен положительно, ток вытекает из проводника, ионы металла переходят в грунт, и проводник (оболочка кабеля, трубопровод или заземлитель) разрушается. Особую опасность представляет локальная «язвенная» коррозия. При этом происходит местное разрушение всей толщи оболочки кабеля или трубопровода, образуется сквозное отверстие, изоляция кабеля увлажняется, и значительная длина кабеля выходит из строя. В случае трубопровода возможен взрыв выходящего из него газа через образовавшееся отверстие под давлением. Для этого достаточно возникающих от трения газа искр или повышенного блуждающего тока от проходящего в месте пересечения с трубопроводом электропоезда.

Чтобы уменьшить интенсивность коррозии, необходимо удалить подземный проводчик от зоны блуждающих токов, устроить «дренаж» (отвод) блуждающих токов на специальные электроды, применять «анодную» защиту (т. е. принудительно сообщить защищаемому проводнику отрицательное напряжение, включив дополнительный источ-

ник постоянного напряжения между этим проводником и специально проложенным дополнительным заземлителем).

Под действием агрессивных включений в атмосфере (например, вблизи химических или цементных заводов и т. п.) возникает ускоренная коррозия висящих в воздухе многожильных стальных тросов и в значительно меньшей степени сталеалюминевых проводов линий электропередач. Для их защиты рекомендуется соответствующая смазка, которая должна покрывать каждую жилу многожильного провода или троса, а в особо угрожаемых случаях даже перейти на сталеалюминевые тросы.

Электромагнитные бури. 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 индуктируют в земной поверхности электродвижущие силы, медленно меняющиеся во времени (порядка секунд и более). Величина ЭДС даже в периоды наиболее интенсивных электромагнитных бурь колеблется от долей до единиц вольт на километр. В северном полушарии она ориентирована на меридиональное направление.

В протяженных линиях электропередач возникают медленно меняющиеся уравнительные 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 уравнительного тока нулевой последовательности, также и токов четных и нечетных гармоник. Это может вызвать ложные отключения дальних линий электропередачи вследствие неверной работы релейной защиты, роста перетока мощности по параллельным линиям и их перегрузки с последующим отключе-

нием, т. е. системную аварию, сопровождающуюся нарушением электроснабжения потребителей на большой территории и большим ущербом. Эти обстоятельства необходимо учитывать при разработке релейной защиты дальних электропередач.

Экологические последствия. Линии электропередачи СВН и УВН создают неблагоприятные экологические последствия для окружающей местности вследствие сооружения массивных (высота до 60 м, а в отдельных случаях при пересечении водных преград и до сотен метров) опор и подвески на них трёх проводов с расщеплением на 3–4 и до 12 составляющих каждый, расположенных по окружности радиуса до 1–2 м, а также двух грозозащитных тросов.

Эти обстоятельства могут иметь существенное значение при прохождении линии через или вблизи заказников, заповедников, крупных городов, а также в курортных местностях.

Линии всех классов напряжения, кроме того, требуют соответствующих отчуждений земляных участков и усложняют выполнение сельскохозяйственных работ в местах установки опор.

Биологические проблемы электромагнитной совместимости

Схематически основные проблемы ЭМС электроэнергетики с биосферой представлены на рис. 11.3. Рассмотрим их краткую характеристику.

Опасные напряжения прикосновения и шага. Главным источником опасности для человека представляет ток, который протекает через тело человека при прикосновении к частям электроустановки, находящимся под различными потенциалами. Первое ощущение (легкий зуд в ладони, охватывающей электрод — источник тока) возникает уже при токах $I_{\text{ощ}} = 0{,}6 - 1{,}5$ мА, при увеличении тока до тока неотпускания $I_{нот}$=4–6 мА у отдельных людей уже происходит затруднение разжатия руки («эффект неотпускания»), а при токах 20–25 мА этот эффект наступает практически у всех людей. Дальнейшее увеличение тока приводит к обмороку и затем к параличу дыхания и гибели человека, попавшего под напряжение. Особую опасность представля-

ет протекание тока в области сердца — могут возникнуть неуправляемые сокращения отдельных групп мышечных волокон с частотой приблизительно на порядок выше нормальной (фибрилляция), прекращается пульсация сердца, и останавливается кровообращение. Это состояние может продолжаться и после того, как ток прекратился.

Рис. 11.3. Электромагнитная совместимость электроэнергетики с биосферой

Пороговые значения токов ощущения $I_{\text{ощ}}$, неотпускания $I_{\text{нот}}$ и фибрилляции $I_{\text{ф}}$ имеют большой статистический разброс для различных людей. Статистическое распределение пороговых значение ощутимого тока $I_{\text{ощ}}$ и неотпускающего тока $I_{\text{нот}}$ для различных людей в первом приближении подчиняется нормальному закону с плотностью распределения:

$$f(I_{\text{п}}) = \frac{1}{\sigma_{\text{п}}\sqrt{2}\cdot\pi}\cdot exp\left[\frac{(I_{\text{п}} - m)^2}{2\sigma_{\text{п}}}\right], \qquad (11.2)$$

с математическими ожиданиями $I_{\text{ощ}} = m = 1{,}1$ мА, $I_{\text{нот}} = m = 14{,}9$ мА и среднеквадратическими отклонениями $\sigma_{\text{ощ}} = 0{,}15$ мА и $\sigma_n = \sigma_{\text{нот}} = 3{,}2$ мА соответственно для пороговых значений ощутимого и неотпускающего тока.

Пороговые значения фибрилляционных токов $I_{\text{ф}}$ подчиняются в первом приближении логнормальному закону с плотностью вероятности

$$f(I'_{\text{п}}) = \frac{1}{\sigma_{\text{п}}\sqrt{2}\cdot\pi}\cdot exp\left[\frac{(I'_{\text{п}} - m)^2}{2\sigma_{\text{п}}}\right], I'_{\text{п}} = lg(I_{\text{п}}), \qquad (11.3)$$

причем $m = \lg(\bar{I}_{\text{ф}})$ и $\sigma_{\text{п}}$ существенно зависят от длительности протекания тока в диапазоне $0{,}1 < t < 1$ с. В первом приближении остается постоянным произведение $q_{\text{ф}} = I_{\text{ф}\,min}\cdot t_i = 0{,}07$ К, соответствующее практически достаточно малой вероятности фибрилляции (при $lgI'_{\text{ф}\,min} = m - 3\cdot\sigma_{\text{п}}$), $P = 0{,}0014$.

В реальных условиях величина тока зависит от разности напряжений между точками контактирования рука–нога (напряжение прикосновения) или нога–нога (напряжение шага), а также от сопротивления тела человека (1000–10000 Ом) и переходных сопротивлений в местах контактов, которые могут варьировать в весьма широких пределах 100–10000 Ом.

Поэтому нормы напряжений прикосновения или шага, исходя из наиболее неблагоприятных значений сопротивлений, принимаются согласно табл. 11.1.

Таблица 11.1

Допустимые напряжения прикосновения и шага для электроустановок высокого напряжения

Время воздействия t_i	0,01–0,08	0,1	0,3	0,5	1	1
Допустимые напряжения прикосновения или шага $U_{\text{пр}}$ или $U_{\text{ш}}$, В	650	500	165	100	50	36
$U_{\text{пр}}\cdot t_i$, В·с	50	50	50	50	50	-

Наиболее опасные напряжения прикосновения и шага возникают на подстанциях 110 кВ и выше в сетях с глухим заземлением нейтралей трансформаторов. В большинстве случаев для обеспечения безопасности обслуживающего персонала на таких подстанциях устраивают контур защитного заземления с сопротивлением растекания не более $R = 0{,}5$ Ом. Контур охватывает всю подстанцию, а внутри его для обеспечения безопасного напряжения шага прокладывают в земле полосы, а для безопасного напряжения прикосновения вокруг оборудования (выключатели, трансформаторы и т. п.) прокладывают дополнительные контуры, выравнивающие распределение напряжения на поверхности земли. В местностях с высоким удельным сопротивлением земли допускается некоторое увеличение $R_з$, но напряжения $U_{пр}$ и $U_ш$ должны быть ограничены путем прокладки дополнительных полос внутри контура.

На мощных подстанциях ток однополюсного короткого замыкания, протекающий через контур заземления, может достигать и даже превосходить значение $I_з = 20$ кА. При этом напряжение на заземлении не должно превосходить $U_з = 10$ кВ, но большую опасность может представить вынос опасного напряжения за пределы заземляющего контура протяженными металлическими устройствами (железнодорожные рельсы, трубопроводы, оболочки кабелей и т. п.). В местах выхода их за пределы заземляющего контура подстанции на них необходимо предусмотреть соответствующие изоляционные устройства.

Специфическую опасность может представить прикосновение человека к крупногабаритному транспорту на резиновом ходу под проводами ВЛ СВН и особенно УВН. Через человека будет протекать ток

$$I_ч = j\omega \cdot \left(C_A \dot{U}_A + C_B \dot{U}_B + C_C \dot{U}_C\right), \qquad (11.4)$$

где $\dot{U}_i$ и C_i (i=*A, B, C*) — напряжения на фазах А, В, С и емкости между транспортной платформой и фазными проводами.

В случае расположения проводов ЛЭП в одной горизонтальной плоскости наведенное на транспорт напряжение равно в первом приближении

$$U_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{л}} \cdot S^2 \cdot h_{\text{тр}}}{2h \cdot (h+S)} lg \frac{2hS}{r_{\text{э}}\sqrt{h^2+S^2}};\ r_{\text{э}} = r_{\text{р}} \sqrt{\frac{nr_{\text{п}}}{r_{\text{р}}}}, \qquad (11.5)$$

где $U_{\text{л}}$ — линейное напряжение электропередачи; $r_{\text{э}}$ — эквивалентный радиус расщепленной фазы; $r_{\text{п}}, r_{\text{р}}, n$ — соответственно радиусы провода, окружности, по которой расположены провода расщепленной фазы; число составляющих проводов; S — расстояние между соседними фазными проводами; $h, h_{\text{тр}}$ — высота проводов ВЛ и платформы транспорта над землей.

Длительное воздействие электромагнитного поля на человека по данным ряда биоэлектромагнитных исследований и статистического анализа заболеваемости различных групп людей может способствовать онкологическим заболеваниям, особенно у детей, а также неблагоприятным мутациям с отдаленными генетическими последствиями.

Мешающие влияния электроэнергетики на биосферу. Исследования научно-исследовательского института гигиены труда и персональной защиты (НИИГТ и ПЗ) и анализ опыта работы показывают, что в нормальном режиме работы ВЛ оказывает неблагоприятное воздействие на окружающее население и особенно на обслуживающий персонал вследствие воздействия магнитного и электрического полей, а также акустических помех.

Под действием магнитного поля затрудняется движение крови в кровеносных сосудах, что вызывает синюшность рук у монтеров, работающих на линиях сильного тока под нагрузкой.

На основе многочисленных жалоб обслуживающего персонала, а также по данным исследований всероссийского научно-исследовательского института охраны труда (ВНИИОТ) установлено, что длительное систематическое нахождение человека в электрическом поле с высокой напряженностью ($E = 5$ кВ/м и выше при отсут-

ствии человека), отрицательно сказывается на его самочувствии. Нормы и правила по охране труда рекомендуют временно (до дальнейшего уточнения) допустимую продолжительность систематического пребывания обслуживающего персонала в электрическом поле, приведенную в табл. 11.2. Приведенные в табл. 11.2 значения E определяются в наиболее неблагоприятном месте возможного пребывания человека (при его отсутствии) при условии, что остальное время он находится в местах, где напряженность электрического поля не превышает 5 кВ/м. Кроме того, должны быть приняты меры, исключающие возможность воздействия кратковременных электростатических разрядов на организм человека в рабочих условиях. Значительно сложнее вопрос о нормировании допустимой напряженности электрического поля вблизи линий электропередачи. Длительное систематическое нахождение людей или животных в пределах полосы отчуждения не предусмотрено. Поэтому в настоящее время в качестве допустимой напряженности под проводами для населенной местности обычно принимается $E < 15$ кВ/м и $E < 20$ кВ/м для ненаселенной. За пределами полосы отчуждения, где возможно длительное нахождение детей, напряженность должна быть значительно ниже ($E < 2$ кВ/м).

Таблица 11.2

Гигиенические нормативы напряженности электрического поля для персонала, обслуживающего установки СВН

Напряженность электрического поля E, кВ/м	Допустимая длительность пребывания человека в течение суток $T_{доп}$, мин
До 5	Без ограничения
5–10	180
10–15	90
15–20	10
20–25	5
Свыше 25	Не допустима

Акустические помехи высокой интенсивности также неблагоприятно сказываются на самочувствии людей. Под влиянием переменных электромагнитных полей возникают электродинамические силы в отдельных элементах. Они пульсируют с двойной частотой (100 Гц) и создают механическую вибрацию. В зависимости от интенсивности эта вибрация воспринимается человеческим ухом как шорох, гудение или рев. Так, например, у поверхности проводов линий высокого напряжения может возникнуть коронный разряд, создающий значительные добавочные потери энергии, акустические и радиопомехи. Характер и интенсивность короны существенно зависят от амплитуды напряженности E электрического поля у поверхности провода и погоды (иней, изморозь, гололед, дождь).

Известна так называемая критическая напряженность короны, кВ/см

$$E_{\text{к}} = 16{,}5 \cdot \sqrt{2} \cdot m \cdot \delta \cdot \left[1 + 0{,}62/(\delta^{0{,}3} \cdot r_0^{0{,}38})\right], \qquad (11.6)$$

где $m = 0{,}82 - 0{,}85$ — коэффициент негладкости провода.

Если $E > E_{\text{к}}$, то коронирует весь провод и возникает «общая корона», создающая большие потери энергии. Чтобы избежать этого, применяют расщепленные провода, изобретенные одним из ведущих профессоров Ленинградского политехнического института академиком В. Ф. Миткевичем еще в 1910 году. На линии 330 кВ используют фазы, расщепленные на два составляющих провода, на линии 500 кВ — на три, на линии 750 кВ — на четыре-пять проводов. Такое решение обеспечивает $E = (0{,}8 - 0{,}85)E_{\text{к}}$ и отсутствие общей короны. Однако в точках неоднородности (заусеницы, загрязнения и особенно капли дождя) напряженность оказывается повышенной, и в результате возникает местная корона. Наиболее сильные помехи наблюдаются при моросящем дожде, когда вибрирующими элементами оказываются капли дождя у поверхности провода, поэтому ЛЭП 110–220 кВ при дожде «шуршат» и «шипят», ВЛ 330–500 кВ «гудят», а ВЛ 750 кВ «ревут».

Большие акустические помехи могут возникать также вблизи мощных трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов СВН. При этом вибрируют стальные листы магнитопроводов и медные провода обмоток, особенно, если частота собственных колебаний их элементов близка к 100 Гц.

11.2. ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ С ПРОТЯЖЕННЫМИ МЕТАЛЛИЧЕСКИМИ СООРУЖЕНИЯМИ ТЕХНОСФЕРЫ И С ЭЛЕКТРОНОСФЕРОЙ

Электромагнитная совместимостб электроэнергетики с протяженными металлическими сооруженияими техносферы

Схематически основные проблемы ЭМС электроэнергетики с протяженными металлическими сооружениями представлены на рис. 11.4. Рассмотрим их краткую характеристику.

Опасные влияния на промышленной частоте. Под «опасным» влиянием на протяженные металлические сооружения техносферы будем понимать такое влияние, при котором индуктированные напряжения в цепях линий связи, транспортных устройствах или других элементах могут создавать опасность для здоровья и жизни обслуживающего персонала, населения и абонентов линий связи, вызывать повреждения аппаратуры и приборов или ложные срабатывания железнодорожной сигнализации. Со всем этим приходится считаться, прежде всего, при наиболее неблагоприятных — аварийных или ненормальных — режимах работы сети высокого напряжения.

При несимметричных коротких замыканиях (КЗ) в сети с эффективным заземлением нейтрали возникают большие токи в земле и сильные магнитные поля. Они могут вызвать опасные магнитные влияния. Возникает ЭДС взаимоиндукции в находящихся вблизи воздушных и кабельных линиях связи, в цепях железнодорожной сигнализации и блокировки. В таких случаях необходимо применять специальные меры для их защиты.

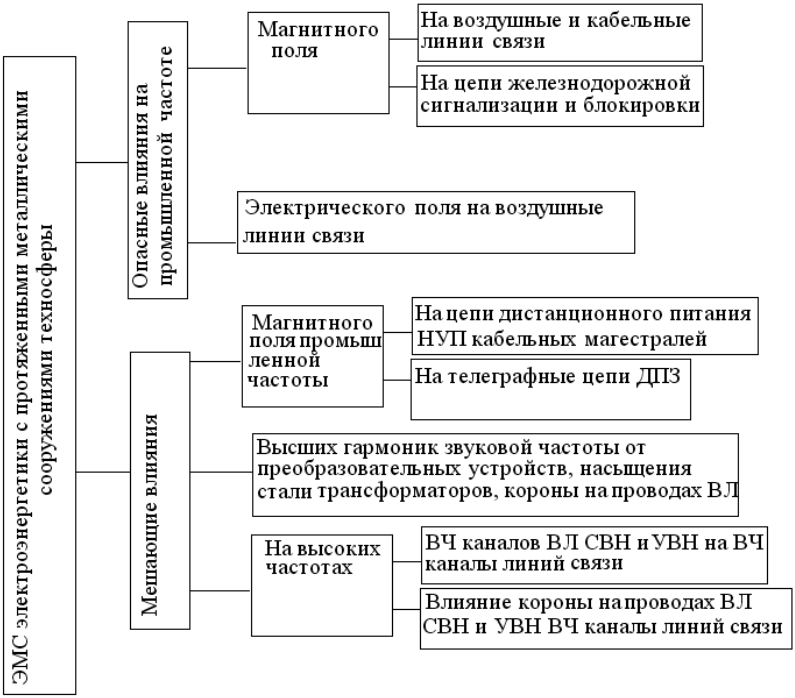


Рис. 11.4. ЭМС электроэнергетики с протяженными металлическими сооружениями (ТЕХНО–ЭМС)

Правила защиты устанавливают нормативные величины допускаемых значений напряжения на проводах линий связи и продольной ЭДС взаимоиндукции. Эти требования учитывают возможные в эксплуатации линий связи различные конкретные ситуации. Так, например, в особо неблагоприятных условиях оказываются монтеры, выполняющие ремонтные работы на подземном кабеле связи в стесненных условиях в кабельном колодце и во влажной земле. При этом допустимо наименьшее напряжение на проводах линий связей, так как сопротивление тела человека может быть минимальным (1000–2000 Ом).

В значительно более благоприятных условиях оказываются рабочие, ремонтирующие воздушную линию связи на деревянных опо-

рах. При правильной организации труда рабочие должны быть закреплены монтажным поясом. Тогда инстинктивное отдергивание руки при ударе током не приведет к падению и механической травме. Кроме того, ток, который проходит через монтера, существенно ограничен включенным последовательно сопротивлением деревянного столба, составляющим не менее 10 кОм на каждый метр его длины.

Повреждение аппаратуры и приборов в цепи линий связей может возникнуть в случае, когда суммарное приложенное напряжение окажется выше пробивного напряжения изоляции жил кабеля или аппаратов по отношению к заземленным экранам или к оболочке кабеля.

Электрическая прочность кабелей связи, вводных устройств и аппаратуры при кратковременном воздействии в течение 1–2 с несколько выше, чем испытательное одноминутное напряжение. Однако в условиях эксплуатации вследствие старения изоляции ее электрическая прочность снижается. В первом приближении можно считать, что эти два обстоятельства взаимно компенсируют друг друга. Кроме того, на кабельных линиях связи часто предусматривают дистанционное питание неуправляемых усилительных пунктов. Поэтому правила защиты требуют, чтобы величина кратковременной ЭДС взаимоиндукции с учетом возможного неблагоприятного наложения напряжения дистанционного питания не превышала испытательного напряжения аппаратуры и кабелей связи.

В длительном режиме работы ЭДС взаимоиндукции также с учетом напряжения дистанционного питания неуправляемых усилительных пунктов при применении соответствующих мер защиты не должна превосходить допустимого рабочего напряжения между жилами кабеля.

При расчетах опасного влияния ВЛ на людей и аппаратуру линий связи необходимо учитывать как нормальный режим работы ВЛ, так и наиболее неблагоприятный аварийный режим КЗ в одной точке. Одновременное наложение КЗ в двух различных удаленных друг от

друга точках — маловероятное событие. Оно учитывается в исключительных случаях. Так, например, особо ответственным является влияние ВЛ на цепи железнодорожной полуавтоматической блокировки с блокмеханизмами. При неблагоприятном стечении обстоятельств это влияние может привести к авариям на железной дороге. В этих условиях Правила защиты требуют учитывать даже такую маловероятную возможность, как наложение КЗ на одной ВЛ в двух точках, удаленных друг от друга. Линии 6–35 кВ, работающие в сетях с изолированной нейтралью, при одновременном КЗ двух фаз в разных точках могут создавать повышенные индуктированные напряжения в цепях железнодорожной блокировки.

Опасность представляет продольная ЭДС взаимоиндукции E на длине гальванически неразделенного участка сближения

$$E = \sum_{i=1}^{n} I_i k_i z_i l_i \,, \tag{11.7}$$

где I_i, k_i, l_i — соответственно влияющий ток нулевой последовательности ВЛ, коэффициент защитного действия оболочки кабеля, рельсов, тросов и других экранирующих элементов и длина i-го участка эквивалентного параллельного сближения ВЛ и линий связи; z_i — взаимное сопротивление между ВЛ и линий связи с учетом поверхностного эффекта в земле, вычисленное по формулам или кривым Карсона, или по приближенной формуле:

$$Z_i = \frac{j\omega\mu_0}{4\pi} ln\left[\frac{a^2 + (h_1 + h_2 + 2h_0)^2}{a^2 + (h_1 - h_2)^2}\right];\ h_0 = \sqrt{\frac{\rho_з}{j\omega\mu_0}}, \tag{11.8}$$

где h_0 — эквивалентная комплексная глубина уровня зеркального отражения магнитного поля в земле; $a, h_1, h_2, \rho_з$ — соответственно ширина сближения, высоты ВЛ и линий связей над поверхностью земли и ее удельное сопротивление.

Для уменьшения влияния ВЛ на линиях связи устанавливают разделительные линейные и редукционные трансформаторы. Аппаратура узла связи оказывается отделенной от линии, а участок сближе-

ния ограничен двумя соседними разделительными и редукционными трансформаторами.

Таблица 11.3

Допустимые ЭДС $E_{\text{доп}}$ и напряжения $U_{\text{доп}}$ для кабельных линий связи и цепей полуавтоматической блокировки

Характеристика цепи	Допустимо, если спасательные меры защиты			
	отсутствуют			имеются
	кратковременно	длительно		длительно
		t, ч	$E_{\text{доп}}$, В	$E_{\text{доп}} - U_{\text{доп}}$, В
Кабельные линии связи без дистанционного питания	$E_{\text{доп}} <$ $< U_{\text{исп}}$	< 2 > 2	70 36	$E_{\text{доп}} <$ $< U_{\text{раб}}$
То же, с ДП, изолированным от земли	$E_{\text{доп}} <$ $< U_{\text{исп}}$	< 2 > 2	70 36	$E_{\text{доп}} <$ $> U_{\text{раб}}$
То же, с ДП, и заземленным полюсом источника постоянного тока	$E_{\text{доп}} < U_{\text{исп}} -$ $-U_{\text{дп}}(1/\sqrt{2})$	< 2 > 2	70 36	$E_{\text{доп}} <$ $> U_{\text{раб}} - U_{\text{дп}}/\sqrt{2}$
То же, с ДП, и заземленной средней точкой источника переменного тока	$E_{\text{доп}} < U_{\text{исп}} -$ $-U_{\text{дп}}(1/\sqrt{2})$	< 2 > 2	70 36	$E_{\text{доп}} <$ $> U_{\text{раб}} - U_{\text{дп}}/\sqrt{2}$
Цепи полуавтоматической блокировки с блокмеханизмами				
однопроводные	$E_{\text{доп}} <$60 В	> 1		–
двухпроводные	$E_{\text{доп}} <$30 В	> 1		–

Примечания: $U_{\text{исп}}$ — испытательное одноминутное напряжение, В; $U_{\text{раб}}$ — рабочее напряжение между жилами цепей кабеля, В; $U_{\text{дп}}$ — напряжение источника дистанционного питания, В.

Правила защиты устанавливают допустимые значения продольных ЭДС взаимоиндукции для линий связи и цепей железнодорожной блокировки, а также воздушных линий связи (табл. 11.3, 11.4). В тех случаях, когда допустимая, продольная ЭДС превышает установлен-

ную норму, дополнительно к указанным выше разделительным и редукционным трансформаторам приходится устанавливать разрядники. При этом напряжение на проводе линии связи по отношению к земле, а также падение напряжения на сопротивлениях заземления разрядников при наиболее неблагоприятном КЗ на ВЛ не должно превышать значений, приведенных в табл. 11.3 и 11.4.

Таблица 11.4

Допустимые ЭДС и напряжения относительно земли для воздушных линий связи

Характеристика цепи	Допустимо, если разрядники:			
	отсутствуют		установлены	
	кратковременно	длительно	кратковременно	
	t, ч $E_{доп}$, В	t, ч $E_{доп}$, В	t, с	$E_{доп}$, В
Воздушные линии связи на железобетонных или металлических опорах	< 0,15 320 0,15–0,3 240 0,3–0,6 160 > 0,6 120	< 2 70 > 2 36	- - - -	- - - -
Воздушные линии связи на деревянных опорах, в т.ч. с железобетонными приставками	< 0,15 2000 0,15–0,3 1500 0,3–0,6 1000 > 0,6 750	< 2 120 > 2 60	< 0,15 1300 0,15–0,3 1000 0,3–0,6 750 > 0,6 500	

Для снижения опасного влияния на линиях связи устанавливают дренажные катушки. Можно также вместо железобетонных и стальных опор на линиях связи использовать деревянные, для которых допустимые ЭДС и напряжение значительно выше. На участках тесного сближения иногда приходится заменять воздушную линию связи кабельной. В отдельных случаях необходимо перенести линию связи дальше от ВЛ и тем самым существенно уменьшить влияние ВЛ.

Ряд мер, способствующих снижению опасных влияний, можно осуществить и на ВЛ. К их числу относятся:

1) установка на ВЛ хорошо проводящих (сталеалюминевых) заземленных тросов;

2) частичное разземление нейтралей трансформаторов для уменьшения токов однофазного КЗ;

3) автоматический контроль состояния изоляции ВЛ с изолированной нейтралью и быстрое отключение поврежденного участка, чтобы исключить КЗ в 2-х точках;

4) перевод воздушной линии в кабельную в городских условиях, а также в пересечениях с ВЛ.

В отдельных случаях, когда линия связи находится в непосредственной близости от ВЛ 6–35 кВ в сети с изолированной или резонансно-заземленной нейтралью, приходится учитывать также возможность опасного электрического влияния ВЛ на линии связи. Такая опасность может возникнуть при замыкании на землю одной фазы ВЛ 6–35 кВ, так как при этом на остальных двух фазах напряжения повышаются до линейных, а сдвиг фаз между ними может быть порядка 60°, а в случае дугового замыкания на землю имеют место, кроме того, многократные зажигания и погасания электрической дуги, сопровождающиеся бросками тока и напряжения на здоровых и аварийных фазах линии.

Мешающие влияния электроэнергетики на протяженные металлические сооружения техносферы. Такие влияния возникают вследствие помех, которые создаются сетями высокого напряжения в условиях длительного нормального режима их работы. Они не представляют непосредственной опасности для сооружений техносферы, однако ухудшают качество ее работы, снижают надежность или создают затруднения для нормального функционирования связи, телевидения, радио и т. д.

Сети высокого напряжения индуктируют в элементах техносферы токи и напряжения промышленной частоты 50 Гц, а также звуковых частот (высших гармоник (150–5000 Гц) и высокой частоты (20 кГц и более)).

В кабельных линиях связи функционируют многочисленные высокочастотные каналы связи. Вследствие сильного затухания высоко-

частотных каналов через каждые 5–15 км приходится устраивать неуправляемые усилительные пункты. На линиях связи одновременно с телефонной связью по схеме провод–провод широко применяется для телеграфа схема два провода земля. При этом удается значительно уменьшить мешающее влияние телеграфа на телефонные каналы. Магнитное поле, образованное рабочими токами 50 Гц ВЛ, обусловливает мешающее влияние на электрические цепи, в которых земля используется в качестве обратного провода. К их числу относятся цепи дистанционного питания неуправляемые усилительные пункты, телеуправления и телесигнализации, а также низкочастотный телеграф, работающий по схеме два провода земля.

Токи и напряжения высших гармоник ВЛ оказывают мешающее влияние на каналы звуковой частоты линий связи. Высшие гармоники в сетях высокого напряжения возникают, главным образом, вследствие работы полупроводниковых преобразовательных устройств, электроплавильных печей, электросварочных агрегатов и из-за насыщения стали трансформаторов. Токи и напряжения высших гармоник не участвуют в передаче полезной электроэнергии, они создает добавочные потери и понижают к. п. д. электропередачи. Поэтому их стараются по возможности уменьшить. Как правило, они не превышают нескольких процентов от основного рабочего тока или напряжения. Основная работа линий связи осуществляется по высокочастотным каналам, а каналы тональной (звуковой) частоты используются, главным образом, для служебной связи. Однако тональные каналы могут оказаться основными в чрезвычайных условиях, особенно при сильном гололеде на проводах линий связи, когда сигналы в высокочастотных каналах сильно затухают. В этих случаях мешающее влияние ВЛ на высших гармониках может иметь существенное отрицательное значение, и Правила предусматривают соответствующие меры по их ограничению.

Импульсы токов короны на проводах ВЛ СВН и УВН и изоляторах ВЛ 35–220 кВ, накладываясь друг на друга со смещением в

пространстве (вдоль длины линии) и во времени, создают общий уровень высокочастотных помех в широком диапазоне частот 20–2000 кГц. Одновременно в линиях всех напряжений от 6 кВ и выше работают каналы высокочастотной связи в диапазоне 30–300 кГц. Надежная работа этих каналов может быть обеспечена, если уровень сигналов по ним значительно превышает уровень помех от короны. В воздушных линиях связи также работают многочисленные высокочастотные каналы. Правила рекомендуют мероприятия, обеспечивающие достаточно малое влияние высокочастотных каналов ВЛ высокого напряжения и высокочастотных помех от короны на высокочастотные каналы линий связи, по которым идет основная работа связи.

За пределами полосы отчуждения должен быть обеспечен достаточно низкий для приемников уровень радиопомех от короны на проводах и от преобразовательных устройств на подстанциях постоянного тока. При этом необходимо учитывать, что частичные разряды и корона на изоляторах создают также телевизионное помехи в области УВЧ.

Электромагнитная совместимость электроэнергетики с электроносферой

Схематически основные проблемы ЭМС электроэнергетики с информационной, компьютерной и радиотехнической электроносферой представлены на рис. 11.5.

Опасные влияния. Перенапряжения в питающей сети, а также даже самые кратковременные скачки напряжения в питающей сети могут привести к пробою изоляции или выходу из строя элементов электронной, особенно полупроводниковой техники, и тем самым вывести из строя ЭВМ, подчас в наиболее ответственный момент, когда требуется особенно четкая и бесперебойная работа. Специфическое опасное влияние может возникнуть вследствие гальванического влияния со стороны заземления при внезапном КЗ в питавшей сети на землю.

Рис. 11.5. ЭМС электроэнергетики с информационной, компьютерной и радиотехнической электроносферой (ЭЛЕКТРОННО–ЭМС)

Мешающие влияния. Неустойчивое напряжение, «скачки» напряжения, а также высшие гармоники источников питания промышленной частоты, как правило, не опасны для компьютерной электронной техники, но вызывают сбои и нечеткую работу ЭВМ и требуют включения источников питания через соответствующие фильтры. Весьма важно, чтобы совместно работающие блоки электронной техники были заземлены в одной точке, так как уравнительные токи, возникающие между отдельными землями, часто оказываются источником нежелательных помех вследствие емкостных или индуктивных электромагнитных наводок или гальванических влияний на интегральные схемы. Близко расположенные и недостаточно экранированные мощные электрические цепи могут создавать такие электро-

магнитные наводки в цепях питания и внутренних цепях ЭВМ, которые существенно затруднят их работу.

Частоты функционирования практически всех устройств электроносферы значительно выше промышленной частоты 50 Гц. Однако всевозможные высокочастотные электромагнитные колебания в цепях электроэнергетики создают нежелательные помехи в указанных устройствах, расположенных вблизи мощных электроэнергетических установок. Повторные зажигания и погасания электрической дуги возникают между контактами высоковольтных аппаратов, особенно, разъединителей. Зажигания и погасания дуги возбуждают в коммутируемых контурах электромагнитные колебания, создающие помехи в расположенных вблизи от них электронных схемах.

Токи высокой частоты, возникающие в проводах ВЛ вследствие короны, а также токи каналов ВЧ связи по этим проводам генерируют в окружающем пространстве электромагнитные поля, создающие радиопомехи в расположенных вблизи радиоприемных устройствах.

Отмеченные в разделе 11.1 экологические последствия от крупногабаритных сооружений нарушают условия распространения радиоволн и искажают показания радиомаяков и других направленных радиопередач.

11.3. ВНУТРЕННЯЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНАЯ СОВМЕСТИМОСТЬ МЕЖДУ ПОДСИСТЕМАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Нарушения электромагнитной совместимости между различными подсистемами самой электроэнергетики (рис. 11.6) приводят к крайне нежелательным для нее последствиям: коммутационные, дуговые и квазистационарные перенапряжения в сетях высокого напряжения вызывают повреждения изоляции, короткие замыкания, отключения и погашения потребителей и большой народнохозяйственный ущерб. Необходимо поддерживать достаточно высокий уровень изоляции и предусмотреть установку разрядников или ОПН на линиях СВН и УВН.

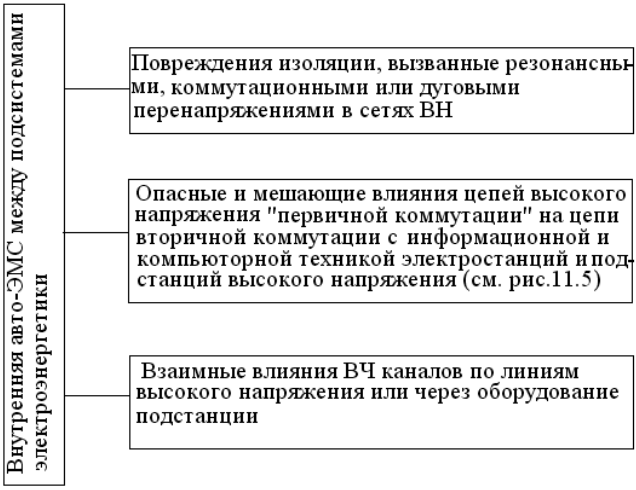


Рис. 11.6. Внутренняя ЭМС между подсистемами электроэнергетики (ИНТЕР–ЭМС)

Аварии и оперативные коммутации вызывают опасные и мешающие влияния цепей высокого напряжения «первичной коммутации» на цепи «вторичной коммутации» с электронными устройствами информационной и компьютерной техники электростанций и подстанций высокого напряжения. Они аналогичны рассмотренным выше влияниям на устройства электроносферы и могут привести к выходу из строя или неселективной работе устройств вторичной коммутации в наиболее ответственные моменты аварий или коммутаций цепей первичной коммутации, когда от цепей вторичной коммутации требуется особенно четкая, селективная и бесперебойная работа (см. раздел 11.2).

Таким образом, обеспечение электромагнитной совместимости между объектами электроэнергетики с другими техническими структурами и биологическими объектами создает предпосылки надежной и бесперебойной работы не только других объектов, но и элементов электроэнергетики.

Из приведенного выше следует, что к проблеме перенапряжений и защиты от них непосредственное отношению имеют ЭКО–ЭМС и ИНТЕР–ЭМС. Меры и мероприятия по обеспечению ограничения перенапряжений в целом улучшают электромагнитную обстановку на объектах в стране и вблизи них.

Контрольные вопросы

1. Классифицируйте электромагнитную совместимость между электроэнергетикой, техносферой и биосферой.

2. Каковы общие экологические проблемы электромагнитной совместимости между электроэнергетикой, техносферой и биосферой?

3. Как организуется электромагнитная совместимость между подсистемами самой электроэнергетики?

4. Каковы общие принципы осуществления электромагнитной совместимости электроэнергетики и информационной и компьютерной техники?

5. Объясните, как решаются биологические проблемы электромагнитной совместимости электроэнергетики и людей.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИИ СПИСОК

1. Электромагнитная совместимость и разработка мероприятий по улучшению защиты от перенапряжений электрооборудования сетей 6–35 кВ / Ф. Х. Халилов [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 2009. – 344 с.

2. *Халилов Ф. Х.* Техника высоких напряжений: учебник / Ф. Х. Халилов, В. В. Егоров, А. А. Смирнов. – СПб. : Изд-во ИПК «Бионт», 2007. – 540 с.

3. Ограничители перенапряжений для защиты изоляции электрооборудования и линий сетей среднего, высокого и сверхвысокого напряжения от грозовых и внутренних перенапряжений / Ф. Х. Халилов [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 2010. – 264 с.

4. Повышение надежности работы электрооборудования и линий 0,4–110 кВ нефтяной промышленности при воздействиях перенапряжений / Ф. Х. Халилов [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 2006. – 356 с.

5. Техника высоких напряжений / под ред. Г. С. Кучинского. – СПб. : Энергоатомиздат, Санкт-Петербургское отделение, 2003. – 608 с.

Василий Васильевич ТИТКОВ,
Фрудин Халил Оглы ХАЛИЛОВ

ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТА

Учебное пособие

Издание второе, стереотипное

Зав. редакцией инженерно-технической
литературы *Т. Ф. Гаврильева*

Оригинал-макет произведения предоставлен издательством
Санкт-Петербургского политехнического университета Петра Великого

ЛР № 065466 от 21.10.97
Гигиенический сертификат 78.01.10.953.П.1028
от 14.04.2016 г., выдан ЦГСЭН в СПб

Издательство «ЛАНЬ»
lan@lanbook.ru; www.lanbook.com
196105, Санкт-Петербург, пр. Ю. Гагарина, д. 1, лит. А.
Тел./факс: (812) 336-25-09, 412-92-72.
Бесплатный звонок по России: 8-800-700-40-71

Подписано в печать 19.04.16.
Бумага офсетная. Гарнитура Школьная. Формат 60×90 $^{1}/_{16}$.
Печать офсетная. Усл. п. л. 14,00. Тираж 100 экз.

Заказ № 097-16.

Отпечатано в полном соответствии
с качеством предоставленного оригинал-макета
в ПАО «Т8 Издательские Технологии».
109316, г. Москва, Волгоградский пр., д. 42, к. 5.

ГДЕ КУПИТЬ

ДЛЯ ОРГАНИЗАЦИЙ:

Для того, чтобы заказать необходимые Вам книги, достаточно обратиться в любую из торговых компаний Издательского Дома «ЛАНЬ»:

по России и зарубежью

«ЛАНЬ-ТРЕЙД»
192029, Санкт-Петербург, ул. Крупской, 13
тел.: (812) 412-85-78, 412-14-45, 412-85-82
тел./факс: (812) 412-54-93
e-mail: trade@lanbook.ru
ICQ: 446-869-967
www.lanpbl.spb.ru/price.htm

в Москве и в Московской области

«ЛАНЬ-ПРЕСС»
109263, Москва, 7-ая ул. Текстильщиков, д. 6/19
тел.: (499) 178-65-85
e-mail: lanpress@lanbook.ru

в Краснодаре и в Краснодарском крае

«ЛАНЬ-ЮГ»
350901, Краснодар, ул. Жлобы, д. 1/1
тел.: (861) 274-10-35
e-mail:lankrd98@mail.ru

ДЛЯ РОЗНИЧНЫХ ПОКУПАТЕЛЕЙ:

интернет-магазин

Издательство «Лань»: http://www.lanbook.com

магазин электронных книг

Global F5

http://globalf5.com/

Издательство «ЛАНЬ»

ЕСТЕСТВЕННОНАУЧНАЯ ЛИТЕРАТУРА ДЛЯ ВЫСШЕЙ ШКОЛЫ

Мы издаем новые
и ставшие классическими учебники
и учебные пособия по общим
и общепрофессиональным
направлениям подготовки.

Бóльшая часть литературы
издательства «ЛАНЬ»
рекомендована Министерством образования
и науки РФ и используется вузами
в качестве обязательной.

Мы активно сотрудничаем
с представителями высшей школы,
научно-методическими советами
Министерства образования и науки РФ,
УМО по различным направлениям
и специальностям по вопросам грифования,
рецензирования учебной литературы
и формирования перспективных планов издательства.

Наши адреса и телефоны:

РФ, 196105, Санкт-Петербург, пр. Юрия Гагарина, 1
(812) 336-25-09, 412-92-72
www.lanbook.com