

Министерство образования Республики Беларусь

**Учреждение образования
«Гомельский государственный технический
университет имени П. О. Сухого»**

Кафедра «Электроснабжение»

ДУГОВЫЕ И КОММУТАЦИОННЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

ПОСОБИЕ

**по одноименной дисциплине для студентов
специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические
системы и сети» дневной формы обучения**

Гомель 2019

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27я73
Д80

*Рекомендовано научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 10 от 29.06.2018 г.)*

Составитель *А. О. Добродей*

Рецензент: зав. каф. «Теоретические основы электротехники» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *К. М. Медведев*

Д80 **Дуговые** и коммутационные перенапряжения в электрических сетях : пособие по
одноим. дисциплине для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические
системы и сети» днев. формы обучения / сост. А. О. Добродей. – Гомель : ГГТУ
им. П. О. Сухого, 2019. – 110 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ;
32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat
Reader. – Режим доступа: <https://elib.gstu.by>. – Загл. с титул. экрана.

Рассмотрены основные виды воздействующих на электроустановки перенапряжений и спо-
собы уменьшения их негативного влияния.

Для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и сети» дневной
формы обучения.

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27я73

© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2019

Цель дисциплины – подготовка студентов к умению определять уровни внутренних и грозовых перенапряжений, воздействующих на изоляцию оборудования электрических систем и выбирать средства защиты от воздействия указанных перенапряжений.

Основной задачей дисциплины является приобретение студентами теоретических и практических навыков определения величины дуговых и коммутационных перенапряжений и выбора средств защиты электрооборудования от них.

Тема 1. ВВЕДЕНИЕ

1.1 Классификация напряжений, воздействующих на изоляцию электрооборудования в процессе эксплуатации.

1.2 Перенапряжения. Классификация и основные характеристики перенапряжений.

1.3 Внутренние перенапряжения и их классификация. Грозовые перенапряжения.

1.4 Электрическая прочность изоляции. Координация изоляции. Координация и уровни изоляции линий электропередач. Координация и уровни изоляции подстанционного оборудования.

1.1 Классификация напряжений, воздействующих на изоляцию электрооборудования в процессе эксплуатации.

В процессе работы изоляция подвергается воздействию различного рода напряжений.

Во-первых, это длительно действующие рабочие напряжения [1], величина которых близка к номинальному напряжению или может незначительно (на 10–15 %) превышать его. При конструировании и эксплуатации высоковольтных линий и аппаратов необходимо обеспечить надежную, безаварийную работу изоляции при непрерывном воздействии рабочего напряжения в течение всего срока эксплуатации.

Изоляция электрических установок постоянно находится под воздействием рабочего напряжения. Среднее междуфазное напряжение установки называется номинальным напряжением (табл. 1.1). При эксплуатации напряжения отличаются от номинального вследствие падений напряжений на элементах установки, вызываемыми проходящими токами, и регулирования напряжения источников. Наибольшее рабочее

напряжение в любой точке системы не должно превышать значений, указанных в таблице 1.1 [2].

Таблица 1.1. Номинальные и рабочие напряжения электрических сетей

$U_{ном}$, кВ	6	10	35	110	220	330	500	750
$U_{вр}$, кВ	1,15 $U_{ном}$					1,1 $U_{ном}$	1,05 $U_{ном}$	
$U_{нф} = U_{вр} / \sqrt{3}$, кВ	6,9	11,5	40,5	126	252	363	525	787,5
Нейтраль	Изолированная или компенсированная					Заземленная		

Во-вторых, на изоляцию воздействуют внутренние перенапряжения. Внутренними называют перенапряжения, которые возникают в электрических системах при различного рода переходных процессах (включения, отключения линий и электрооборудования, КЗ, неполнофазные и неустановившиеся режимы и т.п.). Внутренние перенапряжения не зависят от внешних, например атмосферных, воздействий. Внутренние перенапряжения разнообразны по причинам, их вызывающим, и по характеру их протекания. Можно выделить четыре основные группы внутренних перенапряжений: перенапряжения, обусловленные емкостным эффектом; перенапряжения, связанные с феррорезонансными явлениями в электрических установках; коммутационные перенапряжения при включении и отключении различных цепей в нормальном и аварийном режимах и перенапряжения при дуговых замыканиях на землю в системах с изолированной нейтралью.

Эти перенапряжения воздействуют на изоляцию сравнительно кратковременно (от 0,001 до 10 секунд и более), но их величина может превышать номинальные напряжения в несколько раз.

В системах с изолированной нейтралью при устойчивых металлических замыканиях на землю напряжение на двух фазах повышается до линейного. При дуговом замыкании перенапряжения в системе могут достигнуть величины $(3-4) \cdot U_{\phi}$. Так как однофазное замыкание в системе с изолированной нейтралью не сопровождается протеканием больших токов и не приводит к отключению поврежденного участка (в этом и заключается преимущество систем с изолированной нейтралью), перена-

пряжения могут действовать длительно. При этом появляется опасность пробоя изоляции в другом месте сети и возникновения двухфазного КЗ. Для предотвращения частых аварий в таких системах необходимо принимать меры к снижению перенапряжений и усиливать изоляцию. Практика показала, что применение систем с изолированной нейтралью дает явные преимущества при напряжениях 3–35 кВ. В этих системах необходимое усиление изоляции еще не приводит к заметному росту стоимости сетей и аппаратуры подстанций, а частые однофазные замыкания, характерные для сетей 3–35 кВ, не сопровождаются аварийными отключениями и повреждениями оборудования.

В сетях 110 кВ и выше применяется, как правило, заземленная нейтраль. Стоимость изоляции в таких сетях велика, и применение заземленной нейтрали, помимо других соображений, диктуется необходимостью ограничения возможных перенапряжений. Однофазное замыкание в системах с заземленной нейтралью сопровождается протеканием тока КЗ и быстрым отключением поврежденного участка, при этом напряжение на неповрежденных фазах возрастает не более чем до $(1,2–1,4) \cdot U_{\phi}$, а автоматическое повторное включение (АПВ) в большинстве случаев бывает успешным, и нормальная схема сети восстанавливается.

Третьим видом напряжений, воздействующих на изоляцию, являются грозовые, или атмосферные, перенапряжения [1]. Эти перенапряжения возникают в результате удара молнии в электроустановку или вблизи нее. Волны перенапряжения, возникающие в токоведущих частях при ударах молнии, распространяются со скоростями, сравнимыми со скоростью света, проникая в обмотки трансформаторов, машин, воздействуя на изоляцию линий и аппаратов. Время воздействия атмосферных перенапряжений очень мало (от единиц до сотен миллионных долей секунды), однако величина этих перенапряжений при отсутствии специальных мер защиты может достигать миллионов вольт. Такие высокие напряжения может не выдержать изоляционная конструкция практически любого номинального напряжения. Поэтому необходимо ограничивать величины атмосферных перенапряжений до приемлемых значений. Прежде всего, стремятся предотвратить прямые удары молнии в оборудование, так как перенапряжения, возникающие при этом, особенно опасны. Грозозащита от прямых ударов молнии надежно выполняется с помощью молниеотводов. Однако возможность прорыва молнии мимо

молниеотводов и прямой удар ее в электрическую установку полностью не исключается.

Таким образом, для обеспечения безаварийной работы изоляция электрических установок должна выдерживать все виды напряжений, которые могут на нее воздействовать, т.е. иметь определенный уровень. Уровень изоляции практически устанавливается с помощью испытательных выдерживаемых или разрядных напряжений. Так как уровень изоляции в значительной мере определяет габариты и стоимость электрооборудования, то его по возможности стремятся снизить. До напряжения 220 кВ включительно уровень изоляции определяется в основном атмосферными перенапряжениями, так как оказывается, что если изоляция выдерживает импульсные атмосферные перенапряжения, она, как правило, выдерживает и коммутационные перенапряжения, возможные в установках этих классов напряжений.

1.2 Перенапряжения. Классификация и основные характеристики перенапряжений.

Всякое превышение мгновенным значением напряжения амплитуды наибольшего рабочего напряжения будем называть перенапряжением. Так как возможность нарушения изоляции зависит от состояния самой изоляции, то нельзя указать определенной нижней границы, при которой повышение напряжения становится перенапряжением, и, следовательно, термин перенапряжение имеет качественный характер.

Кратность перенапряжения (k) – отношение максимального значения напряжения U_{max} к амплитуде наибольшего рабочего напряжения $U_{нр}$ на данной изоляционной конструкции (рисунок 1.1) [2]: $k = U_{max} / \sqrt{2} \cdot U_{нр}$. Однако при измерениях или расчетах для определения кратности U_{max} обычно относят не к величине $\sqrt{2} \cdot U_{нр}$, 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} пропорционально рабочему напряжению, и при повышении напряжения до наибольшего рабочего напряжения величина кратности не изменяется.

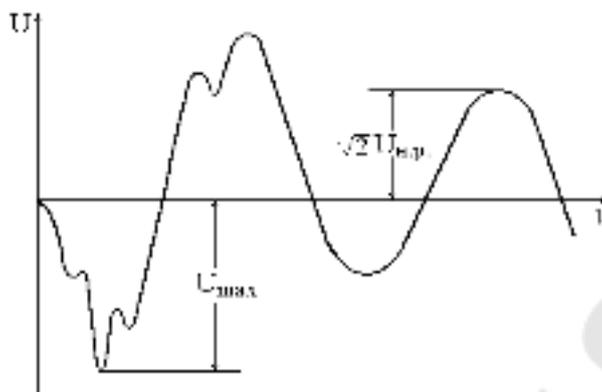


Рисунок 1.1. Осциллограмма перенапряжения.

Длительность перенапряжения может составлять от единиц микросекунд до нескольких часов. Воздействие перенапряжения на изоляцию может привести к ее пробое.

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

Повторяемость определяется ожидаемым числом случаев возникновения перенапряжений за данный промежуток времени.

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

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

Чем выше номинальное напряжение сети, тем меньшее значение кратности нормируется для изоляции. Это объясняется тем, что с ростом кратности растет и доля стоимости изоляции в общей стоимости оборудования и линий, и для их удешевления необходимо снижение уровня допустимых перенапряжений.

Основные характеристики перенапряжения [3]:

- максимальное значение;
- кратность перенапряжения;
- время нарастания перенапряжения;
- длительность перенапряжения;
- число импульсов в перенапряжении;
- широта охвата сети;
- повторяемость перенапряжения.

По месту приложения напряжения различают:

- фазные перенапряжения;
- междуфазные перенапряжения;
- внутрифазные перенапряжения, например, между витками катушки трансформатора, между нейтралью и землей;
- между контактами коммутационных аппаратов.

1.3 Внутренние перенапряжения и их классификация. Грозовые перенапряжения.

По причинам возникновения перенапряжения подразделяются на:

- внешние – от разрядов молнии (атмосферные или грозовые перенапряжения) и от воздействия внешних источников;
- внутренние – возникающие при резонансных явлениях, при авариях и при коммутациях элементов электрической цепи.

Импульсы перенапряжений распространяются на значительные расстояния от места возникновения. Набегающие волны могут представлять опасность для электрооборудования подстанций, электрическая прочность которого ниже, чем у линейной изоляции.

Внутренние перенапряжения по длительности и по причине возникновения делятся на квазистационарные и коммутационные.

Квазистационарные перенапряжения возникают при неблагоприятных сочетаниях параметров сети и продолжаются до тех пор пока такое сочетание существует. Квазистационарные перенапряжения продолжаются от единиц секунд до десятков минут и в свою очередь подразделяются на режимные, резонансные, феррорезонансные и параметрические. Режимные перенапряжения возникают при несимметричных КЗ на землю, а также при разгоне генератора в случае резкого сброса нагрузки. Резонансные перенапряжения имеют место при возникновении резонансных эффектов в линиях (при одностороннем питании линии), в электрических цепях при наличии реакторов. Феррорезонансные перенапряжения возникают в цепях с катушками с насыщенным магнитопроводом, что может быть как на частоте 50 Гц, так и на высших гармониках и на субгармониках. Особенностью феррорезонанса является скачкообразный вход в режим резонанса (триггерный эффект).

Коммутационные перенапряжения возникают при переходных процессах и быстрых изменениях режима работы сети (при работе коммутационных аппаратов, при КЗ и при прочих резких изменениях режи-

ма) за счет энергии, запасенной в емкостных и индуктивных элементах. Наиболее часто такие перенапряжения имеют место при коммутациях линий, индуктивных элементов, конденсаторных батарей.

Для развития перенапряжений существенное значение имеет режим нейтрали системы. Системы могут иметь эффективно заземленную, изолированную или резонансно-заземленную нейтраль. В системах с эффективно-заземленной нейтралью ток однофазного короткого замыкания практически полностью проходит через заземленные нейтрали трансформаторов, имеет индуктивный характер и сравним по величине с током трехфазного короткого замыкания.

Коммутационные перенапряжения могут иметь кратность по отношению к U_{ϕ} до 2,5...3. Длительность коммутационных перенапряжений порядка долей миллисекунды до десятков миллисекунд. Большие значения относятся к коммутациям длинных линий.

В высоковольтных цепях главным источником внешних перенапряжений являются разряды молнии [3]. Наибольшие грозовые перенапряжения возникают при прямом ударе молнии в линию или подстанцию [4]. В месте удара возникает кратковременное (импульсное) напряжение в миллионы Вольт, т.е. выше импульсной электрической прочности изоляции электропередач и электрооборудования. Для обеспечения надежной работы электрической сети необходимо осуществить ее эффективную и экономичную грозозащиту.

Грозовое облако характеризуется скоплением большого количества заряда в ограниченном объеме. Измерения напряженности поля у земной поверхности, а также при зондировании облаков показывают, что распределение заряда по высоте облака является неравномерным: в верхней части облака в большинстве случаев преобладают положительные, а в нижней части – отрицательные заряды. Напряженность электрического поля в облаке составляет величину $\approx 10^4$ В/м, в отдельных же точках напряженность может достигать значения 1...3 МВ/м [6].

Воздушные сети вследствие большой протяженности часто поражаются молнией. При этом на изоляции линий возникают весьма высокие напряжения, которые изоляция выдержать не может. Происходит пробой воздуха вдоль гирлянды изоляторов, переходящий в поддерживаемый источником рабочего напряжения дуговой разряд. Помимо нарушения изоляции воздушных линий удары молнии приводят к появлению на проводах импульсов высокого напряжения, которые, распро-

странаясь по проводам, достигают подстанций и воздействуют на установленное там электрооборудование.

Значения грозовых перенапряжений зависят от интенсивности ударов молнии и характеристик пораженных объектов и поэтому также являются статистической величиной [7].

Индуктированные перенапряжения возникают вследствие индуктивной и емкостной связи канала молнии с токоведущими и заземленными частями электрической сети. Величина индуктированных перенапряжений меньше, чем при прямых ударах молнии, и они опасны только для сетей до 35 кВ при ударе молнии вблизи линии.

1.4 Электрическая прочность изоляции. Координация изоляции. Координация и уровни изоляции линий электропередач. Координация и уровни изоляции подстанционного оборудования.

Уровень изоляции необходимо согласовывать с воздействующими на нее напряжениями, защитными мерами и целесообразными запасами, обеспечивающими необходимую надежность. Такое согласование называется **координацией изоляции** [1]. В понятие координации изоляции входит также принятие более высоких уровней изоляции (больших запасов) для дорогостоящего и трудно восстанавливаемого оборудования или оборудования, выход из строя которого может привести к тяжелой аварии и большим материальным потерям.

В процессе эксплуатации под воздействием повышенных температур, механических нагрузок, электрического поля и окружающей среды электрические характеристики изоляции постепенно ухудшаются. Это ухудшение связано с химическим перерождением (старением) изоляции, появлением в ней дефектов, увлажнением, загрязнением и т.п. Изоляция при этом может ухудшиться настолько, что уровень ее станет ниже возможных перенапряжений, и она будет повреждена. Пробой изоляции в процессе работы электрической установки часто приводит к серьезной аварии, поэтому надо знать ее состояние и при опасном ухудшении электрических свойств восстановить или заменить ее во время ремонта.

На рисунке 1.2 показана относительная величина действующих на изоляцию напряжений. Зависимость их от времени более крутая, чем у пробивных напряжений. Это означает, что если выбирать размеры изоляции таким образом, чтобы она выдерживала все возможные в эксплуатации кратковременные повышения напряжения (кривая 1), то по отно-

шению к рабочему напряжению изоляция будет иметь неоправданно большой запас электрической прочности. Если же ориентироваться на целесообразный запас прочности при рабочем напряжении (кривая 2), то изоляция не будет выдерживать перенапряжений. Следовательно, для уменьшения габаритов изоляции, а значит, и стоимости электрооборудования, необходимо ограничивать перенапряжения.

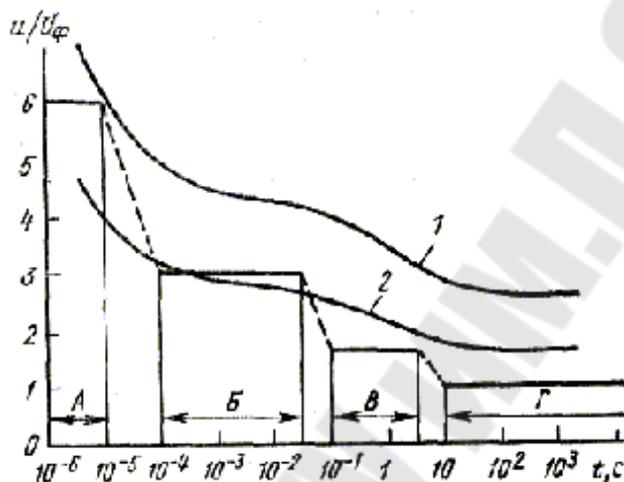


Рисунок 1.2. Электрическая прочность изоляции (1, 2) и воздействующее на нее напряжение: А – грозовые перенапряжения (мкс); Б – внутренние перенапряжения (мс); В – кратковременные повышения напряжения (с), связанные с работой РПН; Г – рабочее напряжение (ч).

Электрическая прочность как внутренней, так и внешней изоляции зависит от формы воздействующего напряжения. Пробивное напряжение изоляции тем выше, чем короче время воздействия напряжения. Такую же зависимость от времени имеют и сами воздействующие напряжения: чем меньше время воздействия, тем они больше.

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;
- простота ремонта (ремонтпригодность);
- безопасность обслуживания;
- экологическая безопасность.

При изготовлении изоляции не следует иметь излишне дорогие и чрезмерно надежные конструкции, которые технически устаревают, не выработав своего ресурса. Не следует стремиться также к чрезмерно дешевым и сравнительно ненадежным изоляционным конструкциям. Это может привести к большой аварийности и серьезным последствиям.

Вопросы координации изоляции решаются путем технико-экономических расчетов по минимуму приведенных затрат. Идея таких расчетов заключается в следующем: сумма капитальных вложений Z_k , амортизационных и эксплуатационных расходов Z_a , а также ущерба вследствие аварий и нарушения электроснабжения Z_y , приведенная к одному году, должна быть минимальной [5]:

$$\sum Z = Z_k + Z_a + Z_y = \min$$

Задача эта многофакторная и поэтому чрезвычайно сложная. Например, применительно к ВЛ для оптимального выбора изоляции и средств по ограничению перенапряжений надо учитывать влияние погоды и загрязнений, работу АПВ и разрядников, ущерб при перекрытии и отключении ВЛ, ограничения, связанные с выполнением требований техники безопасности, и т.д. Эти факторы, так же как и воздействующие перенапряжения, статистические по своей природе, т.е. носят характер случайных явлений и процессов. Поэтому в настоящее время вопросы координации внешней изоляции решаются на основе статистически-вероятностных методов. Достоверность таких расчетов и оправданность выводов и рекомендаций тем выше, чем полнее и обширнее исходные статистические данные. Для внутренней изоляции электрооборудования координация изоляции выполняется по условию надежной ее работы при воздействии рабочих напряжений в течение всего принятого срока эксплуатации (например, 30–40 лет). Внутренние перенапряжения и гро-

зовые импульсы должны быть ограничены до величин, которые изоляция выдерживает без опасных изменений и повреждений.

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 не самовосстанавливающуюся изоляцию;

- технические и экономические последствия от повреждений изоляции подстанций и линий значительно отличаются друг от друга.

Координация изоляции устанавливает и поддерживает в эксплуатации необходимое согласование между электрической прочностью изоляции и воздействующими на нее напряжениями. При этом может быть допущена некоторая достаточно малая с точки зрения практики, экономически оправданная вероятность повреждения изоляции или перерывов в электроснабжении потребителей. Координация изоляции производится при различных электрических воздействиях: при рабочем напряжении, при грозовых и внутренних перенапряжениях.

Координация и уровни изоляции воздушных линий (ВЛ) электропередач.

Данные аварийной статистики и технико-экономические расчеты показывают, что полностью исключить перекрытия изоляции ВЛ практически невозможно и экономически нецелесообразно. Поэтому координация изоляции ВЛ заключается в таком ее выборе, при котором среднее число перекрытий в год не превышает некоторой величины, определяемой технико-экономическими расчетами по минимуму приведенных затрат. В загрязняемых районах гирлянды изоляторов могут перекрываться при воздействии рабочих напряжений. Число изоляторов в гирлянде определяется в зависимости от района загрязнения по нормированным величинам удельного пути утечки λ из условий предупреждения перекрытий при рабочем напряжении или, точнее, из условий сведения количества таких перекрытий до допустимого минимума (например, один раз в 10 лет). В слабо загрязненных районах (районах полевого загрязнения) наряду с расчетом по λ , выбор числа изоляторов в гирлянде может быть выполнен по условию допустимого числа перекрытий при воздействии коммутационных перенапряжений. Такой расчет дол-

жен носить характер технико-экономического анализа с учетом статистических характеристик перенапряжений и атмосферных условий.

Разрядные характеристики изоляторов определяются путем стандартных испытаний. Воздушные промежутки ВЛ выбираются по условию их равнопрочности с гирляндами при воздействии перенапряжений. В расчетах учитываются отклонение проводов и гирлянд под действием ветра, пляска и раскачивание проводов, влияние атмосферного давления и температуры. Совпадение ряда отягощающих факторов учитывается с некоторой оптимальной вероятностью. Например (рисунок 1.3) [5], при определении S_1 (S_1') согласно ПУЭ, принимается, что коммутационные перенапряжения (заданной кратности) совпадают не с максимальной скоростью ветра, а с несколько меньшей расчетной $v_p=(0,3-0,4)v_{max}$. Выбор промежутков S_2 , S_3 и S_4 производится также с учетом требований безопасности при подъеме человека на опору, при проезде транспорта или при производстве работ под линией. Нормируемые ПУЭ минимальные значения промежутков выбраны на основании расчетов, экспериментов и длительного опыта эксплуатации ВЛ и обеспечивают необходимую надежность работы ВЛ и требования техники безопасности.

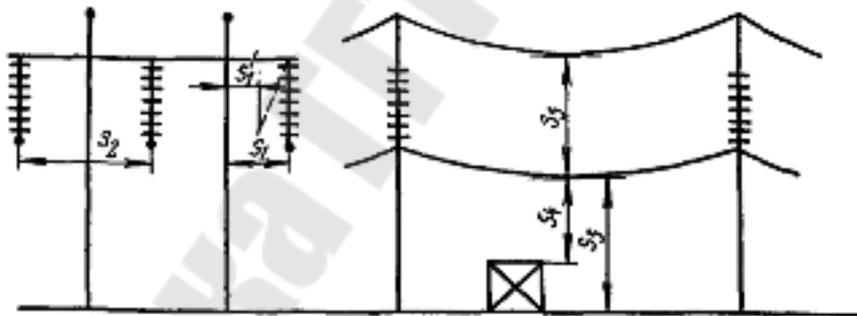


Рисунок 1.3. Выбор воздушных промежутков ВЛ.

Координация изоляции ВЛ при воздействии грозовых импульсов заключается в выборе таких мер грозозащиты, которые обеспечивают нормированный уровень грозоупорности и допустимое удельное число грозовых отключений ВЛ в год без дополнительного усиления изоляции, выбранной по рабочим напряжениям или внутренним перенапряжениям. Исключения составляют случаи, например при длинных переходных пролетах, при пересечении ВЛ, на подходе линии к подстанции, когда

линейная изоляция может быть усилена или ослаблена для ее координации с возможными импульсными воздействиями и мерами грозозащиты.

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 изолятора (фарфор, стекло). При этом должны быть учтены загрязнение и увлажнение внешней изоляции, и старение 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 должна выполняться на основании технико-экономического обоснования. В качестве первого приближения допускают, что среднее число перекрытий изоляции ВЛ примерно равно 1 раз в течение 10 лет.

Координация и уровни изоляции подстанционного оборудования.

Принципы координации внешней изоляции подстанций при рабочих напряжениях и коммутационных перенапряжениях те же, что и для ВЛ. Но так как 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). Поэтому для подстанций важное значение при координации внешней и внутренней изоляции приобретает ограничение перенапряжений с помощью ОПН.

На подстанциях, где установлены трансформаторы с повышенным уровнем изоляции, место установки ОПН выбирается таким образом, чтобы обеспечить защиту всего оборудования минимальным числом защитных аппаратов (по одному комплекту на каждую систему шин). При этом допускается наличие коммутационных аппаратов между ОПН и трансформаторами, поскольку уровень изоляции трансформаторов выше возможной кратности большинства коммутационных перенапряжений.

Перекрытие изоляции на подстанции в большинстве случаев означает дуговое КЗ в непосредственной близости от сборных шин, которое может привести к системным авариям.

Подстанции защищаются как от прямых ударов молний, так и от волн напряжения, набегающих с линии. Для оценки надежности защиты подстанционного оборудования от набегающих волн необходимо сопоставить напряжения на изоляции с её электрической прочностью. При этом следует учитывать, что формы волн напряжения на изоляции являются нестандартными.

Повреждения или перекрытия изоляции на подстанции принципиально могут быть обусловлены тремя причинами:

1. прорывом молнии мимо молниеотводов;
2. возникновением высокого потенциала на заземлении пораженного молниеотвода, приводящего к обратному перекрытию с заземлителя на токоведущие части установки;
3. возникновением высоких потенциалов под влиянием волн, проходящих с линии.

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

Таким образом, задача координации изоляции является многомерной, и ее оптимальное решение находится в результате технико-экономического расчета, обеспечивающего наибольший эффект, т.е. минимум приведенных затрат, при этом должны быть учтены ограничения по габаритам, технике безопасности и защите окружающей среды.

Тема 2. ВНУТРЕННИЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

2.1 Квазистационарные перенапряжения в сетях с изолированной нейтралью.

2.2 Несимметричный режим однофазного замыкания при изолированной нейтрали.

2.3 Несимметричный режим однофазного замыкания при нейтрали сети, заземленной через дугогасящий реактор.

2.4 Резонансное смещение нейтрали при наличии дугогасящего реактора.

2.5 Несимметричный режим однофазного замыкания при нейтрали сети, заземленной через резистор.

2.6 Несимметричные режимы неполнофазного включения в сети с дугогасящим реактором.

2.7 Несимметричный режим однофазного замыкания через индуктивное сопротивление при заземлении нейтрали сети через дугогасящий реактор.

2.8 Несимметричный режим однофазного замыкания при нейтрали сети, заземленной через дугогасящий реактор, шунтированный резистором.

2.1 Квазистационарные перенапряжения в сетях с различным способом заземления нейтрали.

Согласно действующим нормам сети с напряжением 6, 10, 15, 20, 35 кВ выполняются с изолированной (или заземленной через дугогасящий реактор) нейтралью. Упрощенная схема замещения сети представлена на рисунке 2.1 [8]. Здесь не учитываются продольные активные и индуктивные сопротивления генераторов, трансформаторов, а также могут быть исключены из рассмотрения междуфазные проводимости (линий и нагрузок), которые включены на источники неизменных линейных напряжений (см. рисунок 2.1, пунктир) и не влияют на напряжения относительно земли. Проводимости \dot{Y}_{aa} , \dot{Y}_{bb} , \dot{Y}_{cc} можно считать чисто реактивными, вызванными собственными емкостями относительно земли кабелей, воздушных линий и другого оборудования сети. Рассмотрим некоторые важные расчетные режимы.

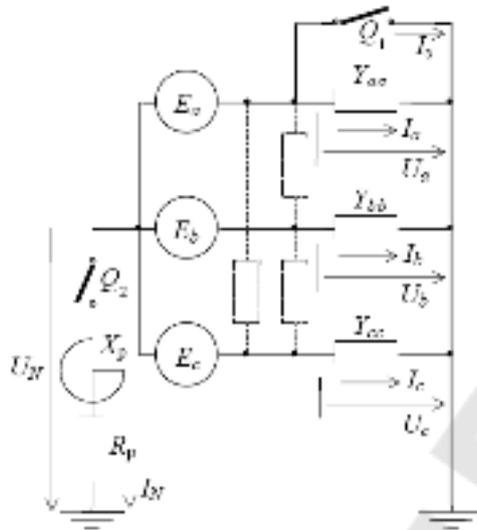


Рисунок 2.1. Схема замещения сети.

Режим изолированной нейтрали сети (ключи Q1, Q2 на рис. 2.1 разомкнуты) при различных в общем случае проводимостях \dot{Y}_{aa} , \dot{Y}_{bb} , \dot{Y}_{cc} .

Для схемы (рисунок 2.1) можно составить следующую систему уравнений:

$$\begin{cases} \dot{E}_a = \dot{U}_a - \dot{U}_N \\ \dot{E}_b = \dot{U}_b - \dot{U}_N \\ \dot{E}_c = \dot{U}_c - \dot{U}_N \end{cases} \quad (2.1)$$

$$\begin{cases} \dot{I}_a = \dot{Y}_{aa} \cdot \dot{U}_a \\ \dot{I}_b = \dot{Y}_{bb} \cdot \dot{U}_b \\ \dot{I}_c = \dot{Y}_{cc} \cdot \dot{U}_c \end{cases} \quad (2.2)$$

Для изолированной нейтрали по первому закону Кирхгофа:

$$\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c = 0, \quad (2.3)$$

Подставим в (2.3) токи из (2.2) и напряжения $\dot{U}_a, \dot{U}_b, \dot{U}_c$ из (2.1). В результате получим напряжение на нейтрали:

$$U_N = -\frac{\dot{Y}_{aa} \cdot \dot{U}_a + \dot{Y}_{bb} \cdot \dot{U}_b + \dot{Y}_{cc} \cdot \dot{U}_c}{\dot{Y}_{aa} + \dot{Y}_{bb} + \dot{Y}_{cc}} \quad (2.4)$$

Таким образом, получаем ненулевое напряжение на нейтрали (смещение нейтрали) в случае несимметрии сети $\dot{Y}_{aa} \neq \dot{Y}_{bb} \neq \dot{Y}_{cc}$ даже при уравновешенной системе ЭДС $\dot{E}_a + \dot{E}_b + \dot{E}_c = 0$. Как следствие смещения нейтрали $\dot{U}_N \neq 0$ имеем из (2.1) повышение напряжений $\dot{U}_a, \dot{U}_b, \dot{U}_c$ относительно земли. Если $\dot{Y}_{aa} = \dot{Y}_{bb} = \dot{Y}_{cc}$, то $\dot{U}_N = 0$ и $\dot{U}_b = \dot{E}_b, \dot{U}_a = \dot{E}_a, \dot{U}_c = \dot{E}_c$.

2.2 Несимметричный режим однофазного замыкания при изолированной нейтрали ($\dot{Y}_{aa} = \dot{Y}_{bb} = \dot{Y}_{cc} = \dot{Y} = j\omega C$, ключи Q1, Q2 разомкнуты на рис. 2.2).

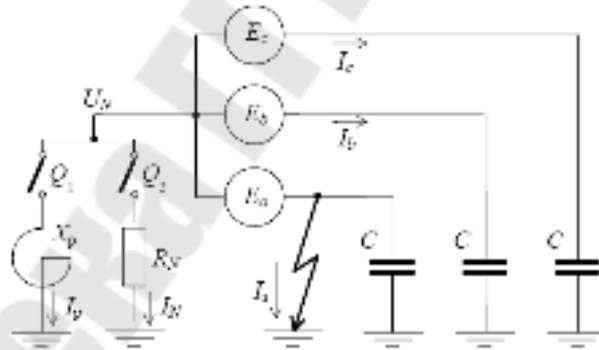


Рисунок 2.2. Емкостная схема замещения сети.

Вместо (2.3) (при $\dot{I}_a = 0$) получим:

$$\dot{I}_b + \dot{I}_c + \dot{I}_3 = 0 \quad (2.5)$$

Выразим из (2.5) ток замыкания \dot{I}_3 и подставим токи \dot{I}_b и \dot{I}_c из (2.2), а напряжения \dot{U}_a, \dot{U}_b – из (2.1) ($\dot{U}_a = 0$). Получим:

$$\dot{I}_3 = -\dot{Y} \cdot (\dot{E}_b + \dot{E}_c + 2\dot{U}_N) \quad (2.6)$$

Из граничного условия $\dot{U}_a = 0$ имеем $\dot{U}_N = -\dot{E}_a$, а из условия уравновешенности ЭДС $\dot{E}_b + \dot{E}_c = -\dot{E}_a$. Тогда из (2.6) получим:

$$\dot{I}_3 = 3 \cdot \dot{Y} \cdot \dot{E}_a = 3 \cdot j\omega C \cdot \dot{E}_a \quad (2.7)$$

или

$$\dot{I}_3 = \sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \omega C \cdot l, \quad (2.8)$$

где C – погонная емкость «фаза-земля» кабеля или воздушной линии; l – суммарная длина линий; $U_{ном}$ – номинальное напряжение.

Напряжения неповрежденных фаз относительно земли согласно (2.1) равны:

$$\dot{U}_b = |\dot{E}_b + \dot{U}_N| = |\dot{E}_b - \dot{E}_a| = \sqrt{3} \cdot \dot{E}_a; \quad \dot{U}_c = \dot{U}_b$$

Таким образом, при однофазном замыкании на землю напряжение смещения нейтрали $\dot{U}_N = -\dot{E}_a$ по модулю равно фазной ЭДС, а напряжение на неповрежденных фазах относительно земли $\dot{U}_b = \dot{U}_c = \sqrt{3} \cdot \dot{E}_a$ превышает фазную ЭДС в $\sqrt{3}$ раз. Ток замыкания на землю носит емкостный характер и опережает ЭДС своей фазы на 90° .

2.3 Несимметричный режим однофазного замыкания при нейтрали сети, заземленной через дугогасящий реактор ($\dot{Y}_{aa} = \dot{Y}_{bb} = \dot{Y}_{cc} = \dot{Y} = j\omega C$, ключ Q1 замкнут, Q2 разомкнут на рис. 2.2).

При емкостных токах замыкания на землю более 30, 20, 15, 10 А соответственно в сетях напряжением 6, 10, 15–20, 35 кВ должна применяться компенсация тока с помощью заземляющих дугогасящих реакторов (X_p , см. рис. 2.2). В сетях 6–35 кВ с ВЛ на железобетонных и металлических опорах должны использоваться дугогасящие реакторы при емкостном токе замыкания на землю более 10 А.

Согласно схеме (рис. 2.3) вместо (2.5) имеем ($\dot{I}_a = 0$):

$$\dot{I}_b + \dot{I}_c + \dot{I}_3 + \dot{I}_p = 0 \quad (2.9)$$

Подставив в (2.9) токи и напряжения из (2.1) и (2.2), получим

$$\dot{I}_3 = -(\dot{Y} \cdot (\dot{E}_b + \dot{E}_c + 2\dot{U}_N) + \frac{\dot{U}_N}{jX_p}), \quad (2.10)$$

где $\frac{\dot{U}_N}{jX_p} = \dot{I}_p$.

Аналогично предыдущему $\dot{U}_N = -\dot{E}_a$ и $\dot{E}_b + \dot{E}_c = -\dot{E}_a$. Тогда из (2.10) получаем

$$\dot{I}_3 = \dot{E}_a \left(3j\omega C + \frac{1}{j\omega L_p} \right) = 3j\omega C \cdot \dot{E}_a \cdot (1 - K), \quad (2.11)$$

где $\dot{Y} = j\omega C$, $X_p = j\omega L_p$, $K = 1/(3 \cdot \omega^2 \cdot L_p \cdot C)$ – коэффициент компенсации емкостного тока. Как видно из (2.11) ток замыкания \dot{I}_3 определяется действием ЭДС \dot{E}_a в цепи, состоящей из параллельно соединенных емкостей всех фаз относительно земли $3C$ и индуктивности дугогасящего реактора L_p (рис. 2.3). При $K=1$ и $R_p=0$ имеем полную компенсацию емкостного тока: $\dot{I}_3 = 0$ (резонанс токов), при $K < 1$ – недокомпенсацию (емкостный ток замыкания), при $K > 1$ – перекомпенсацию (индуктивный ток).

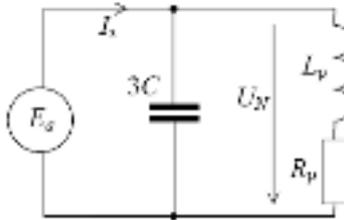


Рисунок 2.3. Эквивалентная схема замещения сети (по рис. 2.2) для расчета тока замыкания I_3 .

2.4 Режим резонансного смещения нейтрали при наличии дугогасящего реактора (ключ Q1 разомкнут, Q2 замкнут, см. рис. 2.1).

Определим напряжение на нейтрали \dot{U}_N с учетом несимметрии сети и активного сопротивления реактора R_p . Вывод формулы проведем по теореме об эквивалентном генераторе. Будем считать известным напряжение на нейтрали \dot{U}_{Nxx} при отключенном дугогасящем реакторе (2.4) и вычисленном с учетом имеющейся несимметрии сети $\dot{Y}_{aa} \neq \dot{Y}_{bb} \neq \dot{Y}_{cc}$. Тогда согласно теореме об эквивалентном генераторе напряжение на нейтрали при подключенном дугогасящем реакторе:

$$\dot{U}_N = \frac{\dot{U}_{Nxx} \cdot (R_p + j\omega L_p)}{R_p + j\omega L_p + 1/(3 \cdot j\omega C)},$$

где приближенно проводимость сети ($3 \cdot j\omega C$) можно определить без учета несимметрии. Перепишем \dot{U}_N , введя коэффициент компенсации $K = 1/(3 \cdot \omega^2 \cdot L_p \cdot C)$:

$$\dot{U}_N = \frac{\dot{U}_{Nxx} \cdot (R_p + j\omega L_p)}{R_p + j\omega L_p \cdot (1 - K)}.$$

Для $K=1$

$$U_N = |\dot{U}_N| = \dot{U}_{Nxx} \cdot \sqrt{1 + (\omega L_p / R_p)^2} \approx \dot{U}_{Nxx} \cdot q.$$

Добротность реактора $q = X_p / R_p = 20 \dots 100$ велика, поэтому напряжение на нейтрали U_N при $K=1$ ($U_N \approx q \cdot U_{Nxx}$) даже при небольшой несимметрии в сети (U_{Nxx}) может достигать опасных для изоляции величин. Схема замещения сети для этого случая приведена на рис. 2.4, она представляет собой последовательно соединенные емкость $3C$ всех фаз относительно земли и индуктивность дугогасящего реактора L_p (при $K=1$, $R_p=0$ – резонанс напряжений). Этот контур включен на напряжение смещения нейтрали U_{Nxx} , определенное без учета реактора.

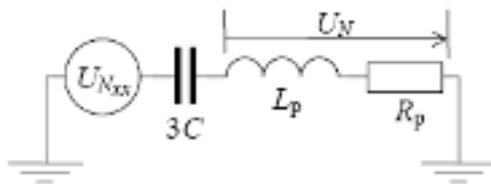


Рисунок 2.4. Эквивалентная схема замещения сети (рис. 2.2) для определения напряжения смещения нейтрали U_N

2.5 Несимметричный режим однофазного замыкания при нейтрали сети, заземленной через резистор R_N (рис. 2.5).

Воспользуемся формулой (2.10), где вместо тока реактора I_p введем ток резистора I_N

$$\dot{I}_N = \dot{U}_N / (R_N + jX_T),$$

где X_T – индуктивное сопротивление нулевой последовательности заземляющего трансформатора. Получим вместо (2.11) выражение для определения тока замыкания:

$$\dot{I}_3 = \dot{E}_a \cdot \left(3 \cdot j\omega C + \frac{3}{3 \cdot R_N + jX_T} \right) \quad (2.12)$$

При высокоомном заземлении нейтрали $R_N \gg X_T$ и ток замыкания

$$\dot{I}_3 \approx \dot{E}_a \cdot (1/R_N + 3 \cdot j\omega C) \quad (2.13)$$

или

$$I_3 = U_\phi \cdot \sqrt{(1/R_N)^2 + (3 \cdot \omega C)^2}.$$

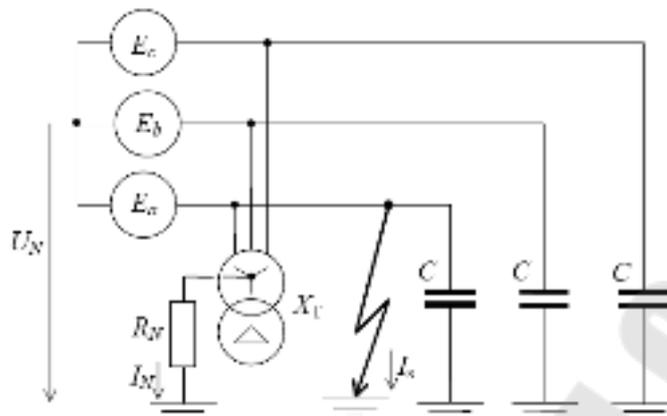


Рисунок 2.5. Схема сети для расчета тока однофазного замыкания при нейтрали сети, заземленной через резистор

Выражению (2.13) соответствует схема замещения рис. 2.3 при $L_p=0$ при $R_p=R_N$.

Включение резистора в нейтраль системы приводит к появлению в месте повреждения активной составляющей тока наряду с емкостной. Включение параллельно емкости нулевой последовательности сети C активного сопротивления R_N играет большую роль в снижении перенапряжений и увеличении надежности работы изоляции оборудования сети.

2.6 Несимметричные режимы неполнофазного включения в сети с дугогасящим реактором.

Рассмотрим сначала включение двумя фазами одного из присоединений с емкостью C_2 (рис. 3.6). Полную емкость сети на землю обозначим $C_\Sigma=C_1+C_2$. Уравнения (2.1) и (2.2) для данной схемы можно записать в виде:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{a1} &= j\omega C_1 \cdot \dot{U}_a, \\ \dot{I}_{b1} &= \dot{I}_{b2} + j\omega C_1 \cdot \dot{U}_b, & \dot{I}_{b2} &= j\omega C_2 \cdot \dot{U}_b, \\ \dot{I}_{c1} &= \dot{I}_{c2} + j\omega C_1 \cdot \dot{U}_c, & \dot{I}_{c2} &= j\omega C_2 \cdot \dot{U}_c, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{E}_a &= \dot{U}_a - \dot{U}_N, \\ \dot{E}_b &= \dot{U}_b - \dot{U}_N, \quad \dot{U}_N = jX_p \cdot I_p, \\ \dot{E}_c &= \dot{U}_c - \dot{U}_N. \end{aligned}$$

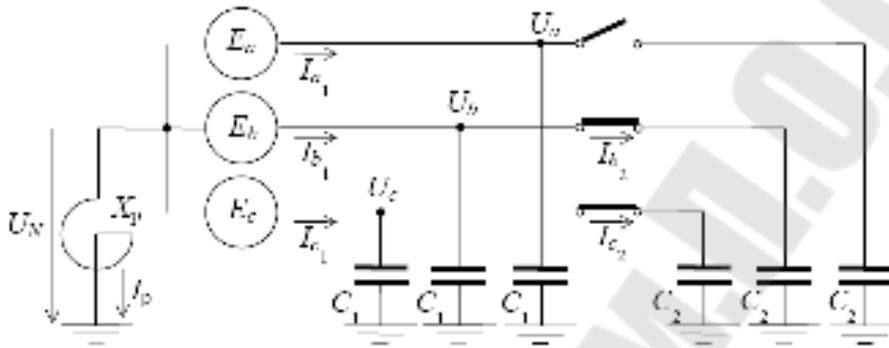


Рисунок 2.6. Расчетная схема сети для определения напряжения на нейтрали при неполнофазном режиме

Уравнение баланса токов в нейтрали:

$$\dot{I}_{a1} + \dot{I}_{b1} + \dot{I}_{c1} + \dot{I}_p = 0.$$

Решая приведенную систему относительно напряжения на нейтрали \dot{U}_N , получим:

$$\dot{U}_N = \dot{E}_a \cdot \frac{C_2 / C_\Sigma}{2 + C_1 / C_\Sigma - 3 \cdot K}.$$

Из полученной формулы видно, что опасное резонансное смещение нейтрали при включении двумя фазами присоединения с емкостью C_2 имеет место при коэффициенте компенсации K равном

$$K = \frac{2 + C_1 / C_\Sigma}{3}.$$

Например, если емкость $C_2=0,1 \cdot C_1$, то $K=0,97$. Иными словами, если компенсация суммарной емкости сети близка к резонансной ($K=0,97$), то неполнофазное подключение примерно одного из десяти присоединений вызовет резонансное смещение нейтрали, при котором в отсутствии потерь $U_N \rightarrow \infty$.

Резонансные условия при неполнофазном подключении всей емкостисети (например, секционным выключателем) будут при $K=2/3$ ($C_1=0$).

Аналогичным образом можно получить условие резонансного смещения нейтрали в сети с ДГР в случае неполнофазного включения присоединения одной фазой. Тогда напряжение на нейтрали U_N определится формулой:

$$\dot{U}_N = \dot{E}_a \cdot \frac{C_2 / C_\Sigma}{1 + 2 \cdot C_1 / C_\Sigma - 3 \cdot K},$$

и условие резонансного смещения нейтрали будет иметь место при коэффициенте компенсации K равным:

$$K = \frac{1 + 2 \cdot C_1 / C_\Sigma}{3}$$

Для условий предыдущего примера $U_N \rightarrow \infty$ при $K=0,94$.

Резонансное смещение нейтрали при неполнофазном (однофазном) подключении емкости всей сети (C_Σ) будет при $K=1/3$ ($C_1=0$).

2.7 Несимметричный режим однофазного замыкания через индуктивное сопротивление при заземлении нейтрали сети через дугогасящий реактор.

Резонансное повышение напряжения на нейтрали может иметь место при однофазном замыкании через индуктивное сопротивление X (например, внутри обмотки трансформатора).

Согласно схеме рис. 2.7 имеем баланс токов

$$\dot{I}_a + \dot{I}_b + \dot{I}_c + \dot{I}_p + \dot{I}_z = 0.$$

Подставив токи и напряжения из (2.1) и (2.2), получим

$$\dot{U}_N \cdot 3 \cdot \dot{Y} + \dot{U}_N / jX_p + \dot{U}_a / jX = 0,$$

где $\dot{U}_a / jX = \dot{I}_3$.

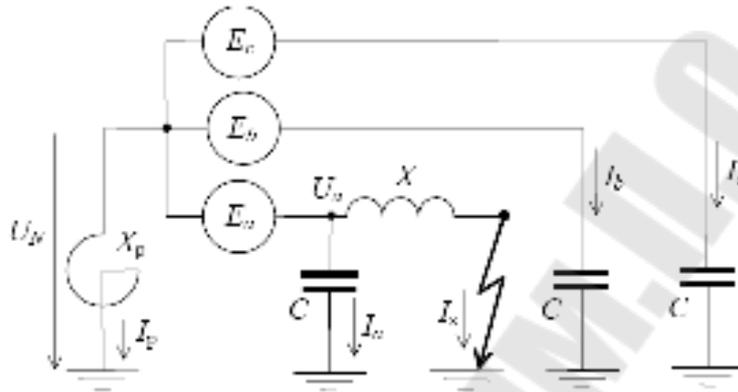


Рисунок 2.7. Схема замещения сети для расчета режима однофазного замыкания через индуктивное сопротивление.

Напряжение на нейтрали при $\dot{Y} = j\omega C$ равно:

$$\dot{U}_N = \frac{\dot{E}_a}{X \cdot 3 \cdot \omega C - X / X_p - 1}.$$

Приравняв нулю знаменатели последнего выражения, получим условие бесконечно большого резонансного смещения нейтрали в виде:

$$X = \frac{X_p \cdot K}{1 - K} = \frac{1}{3 \cdot \omega C - 1 / X_p},$$

где $K = 1 / (3 \cdot \omega^2 \cdot L_p \cdot C)$, как и ранее, коэффициент компенсации емкостного тока.

2.8 Несимметричный режим однофазного замыкания при нейтрали сети, заземленной через дугогасящий реактор, шунтированный резистором R_N (ключи Q1, Q2 замкнуты на рис. 2.2).

Для определения тока замыкания можно воспользоваться эквивалентной схемой замещения рис. 2.3, где необходимо параллельно реактору с параметрами L_p и R_p включить активное сопротивление R_N . Тогда вместо (2.11) при $R_N \gg X_T$, $X_p \gg X_T$ и $R_p \ll X_p$ будем иметь выражение для тока замыкания:

$$\dot{I}_z = \dot{E}_a \cdot \left(3 \cdot j\omega C + \frac{1}{R_N} + \frac{1}{j\omega L_p} \right) = 3 \cdot j\omega C \cdot \dot{E}_a \cdot (1 - K) + \dot{E}_a / R_N.$$

Таким образом, в такой схеме даже при резонансном заземлении нейтрали ($K=1$) и $R_p \gg 0$ имеем в месте повреждения активный остаточный ток \dot{E}_a / R_N , зависящий от величины резистора R_N . Такая схема весьма эффективно снижает перенапряжения при дуговых замыканиях, имеющие место вследствие расстройки компенсации ($K \neq 1$), помогает повысить чувствительность релейной защиты, а также снижает резонансные перенапряжения, вызванные несимметрией сети.

Последнее следует из выражения для напряжения на нейтрали, полученного по схеме рис. 2.4 с учетом шунтирующего реактор резистора R_N (при $R_p \ll X_p$)

$$U_N = U_{Nxx} \cdot R_N / X_p.$$

Из выражения видно, что при резонансном заземлении ($K=1$) и большой добротности реактора $q = X_p / R_p \rightarrow \infty$ напряжение на нейтрали при отсутствии шунтирующего резистора также стремится к ∞ . В этих же условиях, но при $R_N \neq \infty$ напряжение на нейтрали U_N не превышает напряжения несимметрии U_{Nxx} больше, чем в отношении R_N / X_p .

Тема 3. ДУГОВЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

- 3.1 Дуговые перенапряжения в сетях с изолированной нейтралью.
- 3.2 Дуговые перенапряжения в сетях с нейтралью, заземленной через резистор.
- 3.3 Дуговые перенапряжения в сетях с компенсацией емкостного тока.
- 3.4 Ограничение дуговых перенапряжений с помощью ОПН. Основные параметры ОПН.
- 3.5 Методика выбора основных параметров ОПН. Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН.
- 3.6 Перенапряжения при гашении дуги.

3.1 Дуговые перенапряжения в сетях с изолированной нейтралью.

Большинство нарушений работы сетей с изолированной нейтралью связано с повреждением изоляции относительно земли, с однофазным замыканием на землю. Установившееся значение тока в месте повреждения определяется емкостью фаз на землю. Для обеспечения максимально возможной надежности работы сети необходимо, чтобы ток замыкания был настолько мал, что в течение длительного времени (времени, необходимого для поиска и устранения повреждения) можно было бы обойтись без отключения потребителей. Допустимыми токами замыкания, не требующими немедленного отключения потребителей, считаются 30, 20, 10 А для сетей 6, 10, 35 кВ соответственно. В сетях генераторного напряжения и в сетях с высоковольтными электродвигателями, допустимым током однофазного замыкания считается ток 5 А. В других странах безопасные величины токов замыкания существенно ниже.

Реальная картина переходного процесса дугового замыкания достаточно сложна, и к тому же этот процесс сопровождается возникновением значительных перенапряжений, которые сами по себе или при их наложении на переходные процессы другого вида (коммутационные перенапряжения) могут быть опасными для изоляции оборудования сети.

Горение заземляющих дуг зависит от многих факторов, основными из которых являются: величина и характер квазиустановившегося тока замыкания, пробивное напряжение поврежденного места после гашения дуги. На длительность горения и условия гашения существенное влия-

ние оказывают: переходное сопротивление в месте горения дуги; вид диэлектрика, контактирующего с дуговым каналом; интенсивность охлаждения; давление в зоне горения дуги; возможность ее растяжения.

Схема для анализа дуговых перенапряжений в сети с различными способами заземления нейтрали приведена на рисунке 3.1 [8]. Здесь X_C – индуктивное сопротивление прямой последовательности сети (индуктивность прямой последовательности трансформатора и эквивалентная индуктивность системы); C , C_m – емкости питающих нагрузку линий относительно земли и между фазами. Здесь не учитывается распределенность параметров линий и продольные индуктивности кабелей и ВЛ. Не учитываются также активные сопротивления и проводимости сети.

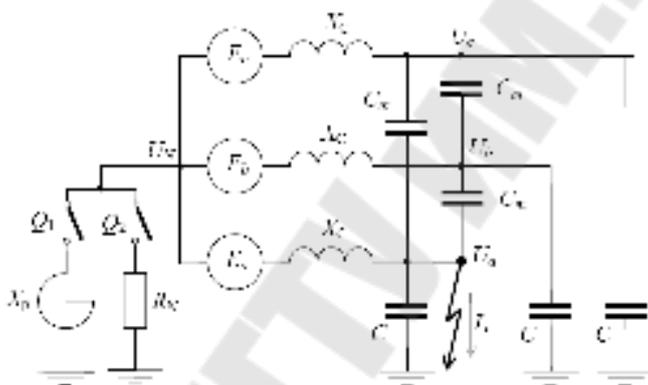


Рисунок 3.1. Расчетная схема сети для анализа дуговых замыканий при различных способах заземления нейтрали сети.

Процесс возникновения перенапряжений при перемежающейся дуге в сети 6 кВ с изолированной нейтралью и емкостным током замыкания 5 А, приведен на рис. 3.2 [8] (расчетная схема – рис. 3.1, ключи Q1 и Q2 разомкнуты), где показаны: момент первого замыкания на землю, самогашение заземляющей дуги в месте повреждения и повторный пробой в поврежденной фазе, возникший уже при большем пробивном напряжении $U_{np}=2,04$ (в качестве базисного напряжения принята амплитуда фазного напряжения сети $U_{фm} = U_φ = 6 \cdot \sqrt{2} / \sqrt{3}$). Максимальные перенапряжения (рис. 3.2) на неповрежденных фазах после первого и второго пробоя составляют 2,16 и 2,97 соответственно.

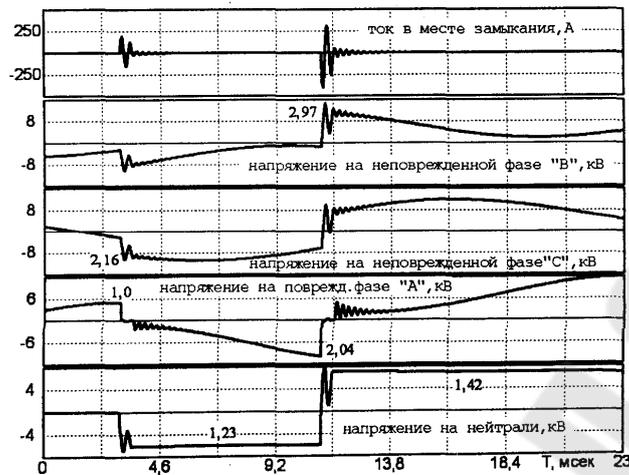


Рисунок 3.2. Дуговое замыкание в сети 6 кВ с изолированной нейтралью и емкостным током замыкания 5 А.

3.2 Дуговые перенапряжения в сетях с нейтралью, заземленной через резистор.

Уменьшить величину дуговых перенапряжений и число замыканий на землю без значительного искусственного увеличения тока замыкания на землю, сохранив возможность работы сети без автоматического отключения однофазных повреждений, можно за счет включения в нейтраль сети высокоомного резистора (рис. 3.1, ключ Q2 замкнут).

Высокоомный резистор R_N в нейтрали системы (как правило, в нейтрали специального вспомогательного трансформатора мощностью не менее $S = U_{ном}^2 / (3 \cdot R_N)$) обеспечивает стекание заряда нулевой последовательности за время T между ближайшими замыканиями (при $U_{np} > U_{ф. max}$), составляющее полупериод промышленной частоты ($T = 0,01$ с). Таким образом, имея выражение для постоянной времени $T = R_N \cdot 3C$ и полагая практически полное стекание заряда за время $t = 3T = 0,01$ с, получаем выражение для сопротивления $R_N = 0,01 / (9 \cdot C)$ или

$$R_N = 1 / (900 \cdot C). \quad (3.1)$$

Резистор, выбранный из этого условия, создает в месте повреждения активную составляющую тока, равную емкостной. Действительно,

емкостный ток замыкания равен: $I_C = 3 \cdot \omega C \cdot U_\phi$, а ток резистора $I_{R_N} = U_\phi / R_N$. Из условия $I_C = I_{R_N}$ получаем:

$$R_N = U_\phi / I_C = 1 / (3 \cdot \omega C) \approx 1 / (900 \cdot C), \text{ что совпадает с (3.1).}$$

При чисто емкостной цепи замыкания на землю резистор, выбранный таким образом, увеличивает ток замыкания в $\sqrt{2}$ раз.

На рис. 3.3 показан процесс возникновения однофазного замыкания в сети с высокоомным резистором в нейтрали $R_N=700$ Ом (рис. 3.1 ключ Q2 замкнут).

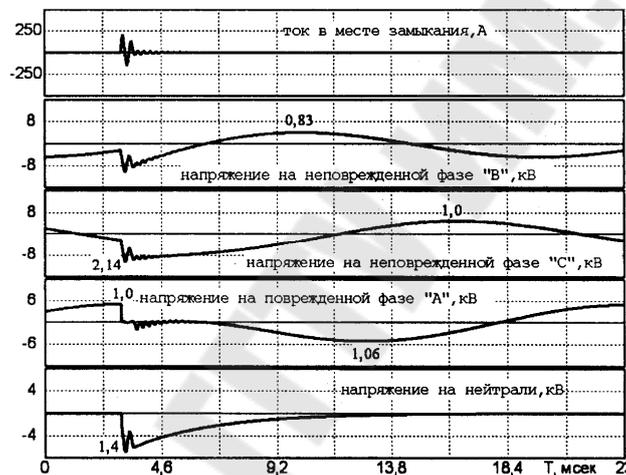


Рисунок 3.3. Дуговое замыкание в сети 6 кВ с емкостным током замыкания 5 А с высокоомным заземлением нейтрали через резистор 700 Ом.

Первичное замыкание (рис. 3.3), сопровождающееся перенапряжением, примерно такой же кратности (2,14) было единственным (при $U_{np} > 1$), т.к. при такой величине резистора обеспечивается практически полное стекание заряда нулевой последовательности ($U_N=0$) за время от момента самогашения дуги до момента возникновения максимального напряжения на поврежденной фазе, которое становится близким к фазному (в данном расчете 1,06). Даже в том случае, если пробивное напряжение ослабленного места станет меньше амплитуды фазного напряжения ($U_{np} < 1$), и может установиться процесс многократных зажига-

ний и гашений дуги, кратность дуговых перенапряжений не превысит таковую при первом зажигании, то есть 2,0...2,2.

Особенностью высокоомного резистивного заземления нейтрали является то, что при снижении емкости сети постоянная времени стекания заряда нулевой последовательности через резистор уменьшится, и, следовательно, стекание заряда будет происходить еще быстрее.

3.3 Дуговые перенапряжения в сетях с компенсацией емкостного тока.

В сетях с большими емкостными токами замыкания на землю должны устанавливаться дугогасящие реакторы (ДГР). При резонансной настройке ДГР получается ряд благоприятных условий протекания процессов при однофазных замыканиях: минимальный ток промышленной частоты в месте повреждения, минимальная скорость восстановления напряжения после гашения дуги, минимальный уровень дуговых перенапряжений. Пример такого процесса показан на рис. 3.4 (расчетная схема – рис. 3.1, ключ Q1 замкнут, Q2 разомкнут). В отличие от системы с изолированной нейтралью, однократное замыкание с самогашением дуги вызывает колебательный затухающий процесс изменения напряжения на нейтрали. Частота этого процесса тем ближе к промышленной, чем ближе коэффициент компенсации к 1.

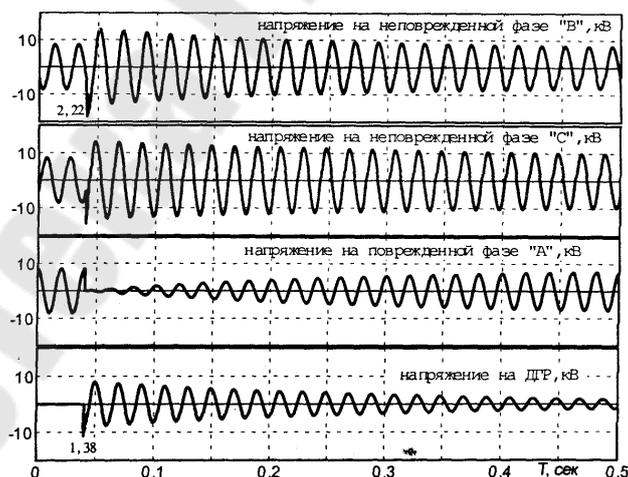


Рисунок 3.4. Однофазное замыкание в сети 10 кВ с нейтралью, заземленной через ДГР.

В реальных условиях изменяющейся емкости сети, недостаточных мощностей ДГР и отсутствия систем автоматической настройки компенсации обеспечить режим благоприятной во многих отношениях резонансной настройки оказывается невозможным (тем более, что допускается работа с перекомпенсацией и временно – с недокомпенсацией).

Расстройка полной компенсации нежелательна из-за увеличения в месте замыкания составляющей тока промышленной частоты, она также крайне ухудшает картину возникающих при этом перенапряжений.

В условиях недокомпенсации и перекомпенсации ликвидация дугового замыкания сопровождается процессом биения (наложением на установившееся напряжение промышленной частоты свободной составляющей близкой частоты), при котором напряжение на поврежденных фазах достигает больших значений (кратности перенапряжений на поврежденной фазе, достигаемые в процессе биений, составляют 1,67...1,85, на неповрежденных – 2,02...2,2). При этом становится возможным режим многократных пробоев ослабленного места при высоких значениях пробивного напряжения. При резонансной настройке многократные пробои могут иметь место только при $U_{np} < 1$.

Снижение перенапряжений в сети при расстройке ДГР (также при несимметричных режимах, сопровождающихся резонансными перенапряжениями) может быть достигнуто путем применения высокоомного резистора, включенного параллельно ДГР (рис. 3.1, выключатели Q1 и Q2 включены). Резистор выбирается с помощью соотношения

$$R_N = U_{\phi} / \Delta I_3 \quad (3.2)$$

(относительно тока расстройки $\Delta I_3 = |I_p| - |I_C|$) и приводит к прекращению биений напряжений на фазах после погасания дуги и, как следствие, к прекращению пробоев в поврежденной фазе при пробивном напряжении ослабленного места больше фазного ($U_{np} > U_{\phi \max}$). Максимальная кратность перенапряжений определяется первым замыканием и не превышает $U_{\max} = (2,2 \dots 2,4) \cdot U_{\phi \max}$. Применение высокоомного резистора в случае резонансной настройки приводит к некоторому увеличению числа повторных зажигания, но только для $U_{np} < U_{\phi \max}$, а кратность перенапряжений не превосходит таковую для идеальной настройки реактора. Высокоомный резистор весьма благоприятно сказывается на снижении

времени воздействия повышенных напряжений на изоляцию неповрежденных фаз даже в случае резонансной настройки ДГР.

Высокоомный резистор может быть применен и как средство, улучшающее режим работы сетей с трудно устранимой несимметрией емкостей до 30...40 % для обеспечения напряжения на нейтрали в несимметричных режимах не выше нормированного $U_N=0,7 \cdot U_\phi$.

Для этого достаточно параллельно реактору с любой расстройкой включить резистор $(6...8)R_N$, выбранный по условию (3.1).

Применение высокоомного резистора упрощает (по сравнению с сетями с изолированной или заземленной через ДГР нейтралью) выполнение селективной релейной защиты от замыканий на землю.

Принцип работы дугогасящего реактора поясняется на рис. 3.5 для ситуации замыкания в фазе С [3]. При таком замыкании на емкости провода А оказывается напряжение U_{AC} , вектор тока I_A опережает на 90° вектор U_{AC} (или отстает на 90° от вектора U_{CA}), на емкости провода В действует напряжение U_{BC} и ток I_B опережает на 90° это напряжение. На дугогасящем реакторе напряжение равно $-U_C$, и ток I_P отстает от напряжения $-U_C$ на 90° . Если токи I_A и I_B одинаковы и соблюдается условие

$$\omega L_P = \frac{1}{\omega(C_A + C_B + C_C)},$$

то сумма токов I_A , I_B и I_P , равная току I_C , равна нулю, и дуга установившегося тока замыкания не может возникнуть.

нулю, и дуга установившегося тока замыкания не может возникнуть.

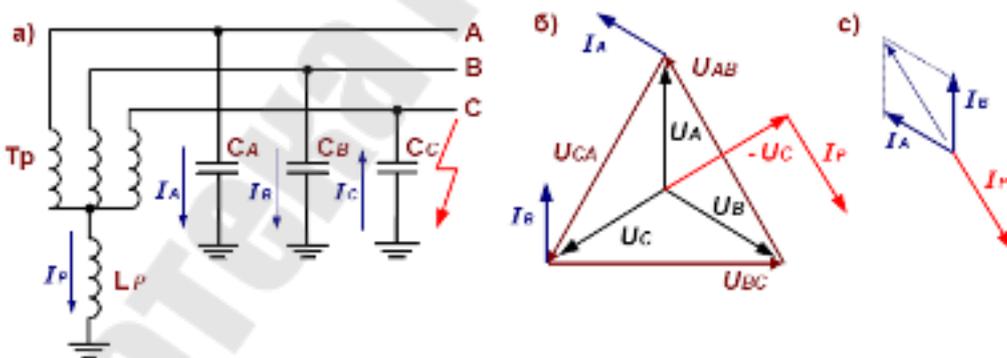


Рисунок 3.5. Схема включения дугогасящего реактора (а), векторная диаграмма напряжений (б) и сумма токов (с)

Однако при отсутствии замыкания на землю подключение ДГР может вызвать резонансное смещение нейтрали, что сопровождается

квазистационарными перенапряжениями. Дело в том, что при идеальной настройке реактора при нормальной работе системы напряжение на реакторе равно $\dot{U}_p = \dot{U}_{N0} \frac{\omega L_p}{R_p}$, где \dot{U}_{N0} – напряжение на нейтрали трансформатора при отсутствии дугогасящего реактора, R_p – активное сопротивление реактора. Если система полностью симметрична, то равно нулю, но полной симметрии не бывает, а отношение $\omega L_p / R_p$ велико (порядка нескольких десятков), поэтому смещение нейтрали нормального режима может существенно превышать фазное напряжение. Для снижения напряжения на реакторе в нормальном режиме улучшают симметрию системы, а также вводят некоторую расстройку реактора от резонанса. Большая несимметрия возникает при неодновременной работе фаз выключателей, поэтому важно обеспечить минимальный разброс в действии фаз (в пределах 2...4 полупериодов частоты 50 Гц).

3.4 Ограничение дуговых перенапряжений с помощью ОПН.

Выбор ОПН в сетях 6(10) кВ с изолированной или заземленной через ДГР нейтралью, где не предусмотрено отключение релейной защитой однофазных повреждений, сводится к обеспечению его работоспособности в течение гарантированного срока эксплуатации в условиях однофазных замыканий в сети (обычно в течение 2...6 часов).

На основании исследований и опыта эксплуатации [8] можно считать, что в указанных выше условиях работоспособность ОПН будет обеспечена в сети с током замыкания 5...10 А при трех условиях.

1) Будет исключена возможность длительных резонансных и феррорезонансных перенапряжений в точке установки ОПН.

2) Наибольшее рабочее напряжение сети $U_{нб.раб}$ (действующее значение линейного напряжения, которое длительно может быть приложено к ОПН при однофазном замыкании на землю) должно быть не больше наибольшего рабочего напряжения ОПН ($U_{ОПН}$), то есть $U_{нб.раб} \leq U_{ОПН}$.

Как правило, в сетях 6(10) кВ напряжение $U_{нб.раб}$ может превышать номинальное напряжение сети $U_{нб.раб} = (1,05 \dots 1,2) U_{ном}$.

3) Пропускная способность ОПН должна быть не менее 20 импульсов тока на волне 1,2/2,5 мс с амплитудой 300...500 А. При этом ос-

тающееся напряжение на ОПН U_{ocm} при волнах коммутационных перенапряжений составляет величину $U_{ocm} \approx (2,7 \dots 3,0) U_{\phi max}$.

При установке ОПН в сетях с большим емкостным током число комплектов ОПН, которые могут быть установлены в разных точках сети, должно быть увеличено.

Важным фактором, влияющим на рассеиваемую энергию в ОПН, кроме длительности горения дуги и пробивного напряжения является мощность питающей сети (трансформатора) и величина емкости сети, увеличение которой увеличивает длительность протекания импульсов токов через ОПН, а, следовательно, и энергии в ОПН.

Высокоомное заземление нейтрали оказывает существенное влияние на снижение рассеиваемой энергии в ОПН за счет уменьшения числа повторных зажиганий заземляющих дуг в сети. Повторные зажигания при пробивном напряжении выше фазного становятся невозможными, а многократные зажигания при пробивном напряжении ниже фазного – не приводят к перенапряжениям выше $2,2 \dots 2,4$, а это в свою очередь практически исключает значительные токовые воздействия на ОПН.

К **основным параметрам ОПН** относятся [9]:

наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН ($U_{НР}$) – наибольшее действующее значение напряжения промышленной частоты, которое может быть приложено непрерывно к ОПН в течение всего его срока службы, и не приводит к повреждению или термической неустойчивости ОПН при нормированных воздействиях;

номинальный разрядный ток ОПН (I_n) – максимальное (амплитудное) значение грозового импульса тока $8/20$ мкс;

удельная энергия – рассеиваемая ограничителем энергия, полученная им при приложении одного импульса тока пропускной способности, в долях наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения;

ток пропускной способности ОПН ($I_{ПР}$) – максимальное значение прямоугольного импульса тока длительностью 2000 мкс., которое ОПН должен выдержать 18 раз с принятой последовательностью их приложения без потери рабочих качеств;

уровень остающегося напряжения при коммутационном импульсе ($U_{30/60}$) – максимальное значение напряжения на ограничителе при протекании через него импульсного тока с длительностью фронта импульса 30 мкс и временем полу спада импульса 60 мкс;

уровень остающегося напряжения при грозовом импульсе ($U_{8/20}$) – максимальное значение напряжения на ограничителе при протекании через него импульсного тока с длительностью фронта импульса 8 мкс и временем полу спада импульса 20 мкс;

величина тока срабатывания противовзрывного устройства – величина тока, при котором противовзрывное устройство обеспечивает снижение внутреннего давления в ОПН при возникновении в нем короткого замыкания и предотвращающее взрывное разрушение корпуса ОПН или его разрушение с разлетом осколков за нормируемую зону;

длина пути утечки внешней изоляции.

Параметры ОПН выбирают, исходя из назначения, требуемого уровня ограничения перенапряжений, места установки, схемы сети и ее параметров (наибольшего рабочего напряжения сети, способа заземления нейтрали, величины тока замыкания на землю и степени его компенсации, длительности однофазного замыкания на землю).

По назначению ограничителя применяют для защиты оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений.

При защите от грозовых перенапряжений ОПН устанавливают:

- в РУ 6–35 кВ, к которым присоединены ВЛ;
- в схемах грозозащиты вращающихся машин;
- на обмотках 6–35 кВ автотрансформаторов,
- на обмотках 6–10 кВ трансформаторов, в случае установки молниеотводов на трансформаторных порталах.

При защите от коммутационных перенапряжений ОПН могут быть установлены на присоединениях с выключателями, коммутирующими вращающиеся машины и трансформаторы, а также в электроустановках, с облегченной или ослабленной в процессе эксплуатации изоляцией.

3.5 Методика выбора основных параметров ОПН.

При выборе ОПН необходимо решить следующие задачи [10]:

1. ОПН должен ограничить коммутационные и грозовые перенапряжения до значений, при которых обеспечивается надежная работа изоляции защищаемых электроустановок;
2. ОПН должен надежно работать, не теряя термической устойчивости, при непрерывном воздействии наибольших рабочих напряжений сети. Термическая неустойчивость – повышение температуры ОПН, приводящее к потере его тепловой стабильности, вызванной нарастани-

ем температуры ОПН при протекании через него тока до величины, приводящей к необратимому изменению его параметров или разрушению;

3. ОПН должен надежно работать, не теряя своей термической устойчивости, при воздействии квазистационарных перенапряжений в рабочих и аварийных режимах;

4. ОПН должен быть взробобезопасен при протекании токов КЗ в результате внутренних повреждений;

5. ОПН должен соответствовать механическим и климатическим условиям эксплуатации.

Для решения перечисленных задач необходима следующая информация о параметрах сети и оборудования:

- наибольшее рабочее напряжение сети;
- режим заземления нейтрали;
- схема и структура защищаемой подстанции с указанием расстояний по ошиновке между аппаратами;
- структура сети, прилегающей к подстанции, где устанавливаются ОПН;
- значения токов КЗ.
- наиболее вероятные виды грозовых и внутренних перенапряжений;
- данные о составе релейной защиты и автоматики, уставках времени срабатывания различных устройств защиты;
- сведения о характеристиках генераторов, трансформаторов, синхронных компенсаторов, электродвигателей и другой нагрузки;
- допустимый уровень изоляции оборудования.

Выбор наибольшего длительно допустимого рабочего напряжения ОПН.

В сетях 6–35 кВ, работающих с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока замыкания на землю и допускающих неограниченно длительное существование однофазного замыкания на землю (ОЗЗ), наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение ОПН выбирается большим или равным наибольшему рабочему напряжению оборудования для данного класса напряжения или наибольшему рабочему напряжению сети (3.3). Их значения приведены в таблице 3.1 [10].

$$U_{НР} \geq U_{НР\text{ ОБ}}, \quad (3.3)$$

где $U_{НР}$ – наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН; $U_{НР\text{ ОБ}}$ – наибольшее рабочее напряжение защищаемого оборудования.

Таблица 3.1. Наибольшее рабочее напряжение сети.

Класс напряжения электрооборудования, кВ	6	10	20	35
Наибольшее рабочее напряжение сети, кВ	7,2	12	24	40,5

Если длительность однофазного замыкания на землю ограничивается, то наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН должно удовлетворять следующему условию:

$$U_{НР} \geq U_{НР\text{ ОБ}} / K_t, \quad (3.4)$$

где K_t – коэффициент, равный отношению допустимого повышения напряжения в течении времени t к наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению ограничителя.

Значение K_t определяют для значения времени однофазного замыкания на землю по зависимости «напряжение–время» для случая с предварительным нагружением нормируемым импульсом энергии.

Характеристика «напряжение–время» – выдерживаемое напряжение промышленной частоты в зависимости от времени его приложения к ОПН. Показывает промежуток времени, в течение которого к ОПН может быть приложено напряжение промышленной частоты, превышающее $U_{НР}$, не вызывая потери тепловой стабильности или повреждения.

Время существования однофазного замыкания на землю определяют по данным эксплуатации для места установки ОПН.

Длительность существования ОЗЗ зависит от вида электрических сетей и составляет:

– в контролируемых сетях, питаемых от турбо- и гидрогенераторов, а также с присоединенными мощными электродвигателями, с токами ОЗЗ в генераторной цепи более 5 А – не более 0,5 с. При токе однофазного замыкания на землю ниже 5 А – 2 ч и может быть увеличено до 6 ч, если однофазное замыкание находится вне обмоток;

– в кабельных сетях 6–35 кВ, не содержащих присоединенных турбогенераторов, гидрогенераторов и синхронных компенсаторов и мощных электродвигателей – 2 ч и может быть допущено увеличение до 6 ч по согласованию с энергоснабжающей организацией;

– в воздушных сетях, работающих с изолированной нейтралью или компенсацией емкостного тока замыкания на землю и не содержащих электростанций и присоединений с электродвигателями, время отключения однофазного замыкания на землю не нормируется.

Нормированные значения $U_{НР}$ действительны для температуры окружающей среды до 45 °С с учетом дополнительного нагрева от солнечной радиации. Если имеются другие источники повышения температуры окружающей среды, то необходимо увеличить значение $U_{НР}$. Как правило, это необходимо при использовании ОПН, встроенных в электрооборудование (силовые трансформаторы, ячейки КРУ и КСО и др.).

Если температура окружающей среды превышает 45 °С, то $U_{НР}$ увеличивают на 2 % для каждых 5 градусов повышения температуры окружающей среды.

3.6 Перенапряжения при гашении дуги.

Большинство коммутаций в цепях высокого напряжения сопровождаются возникновением электрической дуги, которая представляет собой вид электрического разряда, характеризуемый большой плотностью тока и термической ионизацией молекул газа. Скорость снижения тока при гашении дуги определяет возникающие перенапряжения в сети [3].

Условия существования дуги и ее характеристики зависят от скорости ее охлаждения. При токах более 200–300 А и неподвижной дуге в воздухе средний градиент потенциала на дуге составляет 8...10 В/см. Если напряжение на размыкаемых контактах меньше 15...20 В, то дуга возникнуть не может и ток прерывается за очень короткое время (менее 1 мс), что при больших токах и значительных индуктивностях в цепи приводит к большим перенапряжениям. При небольших токах, менее 0,4...1 А, не обеспечивается баланс тепла в дуге и размыкание цепи сопровождается многочисленными неустойчивыми разрядами со значительными перенапряжениями.

При достаточно больших токах и напряжениях на размыкаемых контактах возникает устойчивая дуга, свойства которой определяются вольт-амперной характеристикой (ВАХ) (статической для установив-

шейся дуги постоянного тока и динамической при переменном напряжении). Для иллюстрации влияния скорости гашения дуги на возникающие перенапряжения достаточно рассмотреть процессы в простейшей цепи постоянного тока с резистором и катушкой по рис. 3.6 [3].

Согласно второму закону Кирхгофа $U = iR + L \frac{di}{dt} + u_{\delta}$. При расположении вольт-амперной характеристики дуги по рис. 3.7а и токе $i > I_1$ получается $L \frac{di}{dt} = U - iR - u_{\delta} > 0$, так что ток в цепи растет вплоть до значения I_2 , и при токе I_2 получается $L \frac{di}{dt} = U - iR - u_{\delta} = 0$, изменения тока не будет, и дуга будет гореть длительно. Точка $i = I_1$ является точкой неустойчивого равновесия.

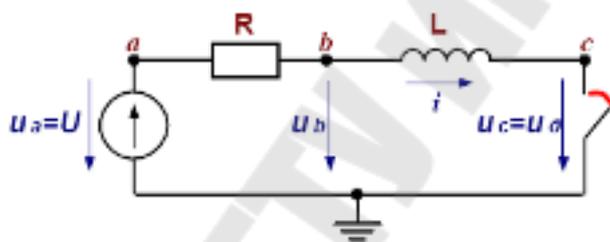


Рисунок 3.6. Схема цепи постоянного тока.

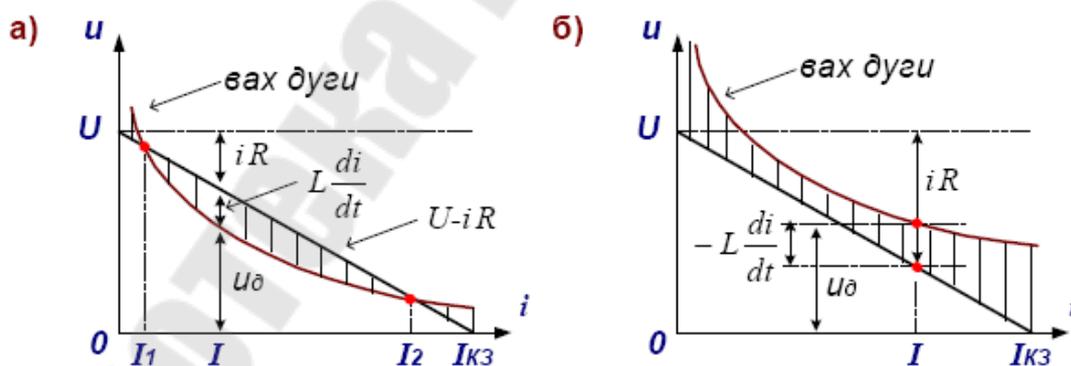


Рисунок 3.7. Вольт-амперная характеристика устойчивой (а) и неустойчивой (б) электрической дуги.

Чтобы дуга могла погаснуть, необходимо увеличивать u_{δ} , например, путем растягивания дуги. Если ее ВАХ будет везде выше прямой $U - iR$, как на рис. 3.7б, то везде $L \frac{di}{dt} = U - iR - u_{\delta} < 0$, источник питания не сможет поддерживать дугу, ток будет уменьшаться и дуга погаснет. Скорость снижения тока при этом будет определяться параметрами цепи и скоростью удлинения дуги. Удлинение дуги может быть естественным (в роговых разрядниках), или принудительным под действием магнитного поля. Изменение вольт-амперной характеристики дуги может быть и под действием принудительного ее охлаждения.

При переменном напряжении ток дуги периодически снижается до нуля и дуга полностью прекращается. Если восстанавливающееся напряжение на промежутке меньше пробивного напряжения промежутка, то дуга возникнуть больше не может и ток естественным образом прекращается. По этой причине гашение дуги переменного тока происходит значительно легче гашения дуги постоянного тока.

Потенциалы точек схемы рис. 3.6 меняются во времени, что показано на рис. 3.8. Потенциал точки b определяется равенством $u_b = U - iR$, а потенциал точки c , то есть напряжение на дуге, равен $u_c = U - iR - L \frac{di}{dt} = U - iR + \left| L \frac{di}{dt} \right| = u_b + L \left| \frac{di}{dt} \right|$.

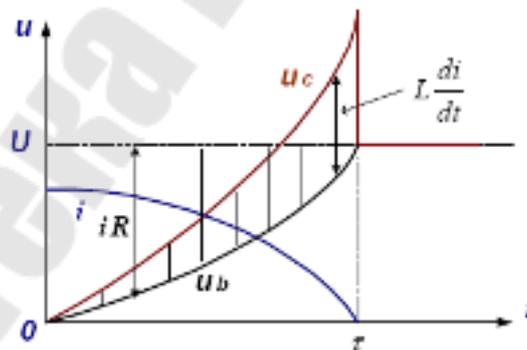


Рисунок 3.8. Перенапряжения при гашении дуги.

На рис. 3.8 показана кривая изменения во времени напряжения в точке b , из которой видно, что возникающее перенапряжение определяется скоростью снижения тока в цепи.

Тема 4. АТМОСФЕРНЫЕ (ГРОЗОВЫЕ) ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

- 4.1 Молния, как источник перенапряжения.
- 4.2 Защита от прямых ударов молнии. Принцип действия молниеотводов. Зоны защиты молниеотводов.
- 4.3 Условия безопасного прохождения тока молнии по молниеотводу.
- 4.4 Индуцированные атмосферные перенапряжения.
- 4.5 Конструктивное выполнение молниеотводов.
- 4.6. Заземление молниеотводов.

4.1 Молния, как источник перенапряжения.

Молния представляет собой разновидность искрового разряда при очень больших (5÷7 км) межэлектродных расстояниях, процесс состоит из ряда единичных разрядов, происходящих по одному каналу.

Развитие разряда происходит в три стадии [11]:

1. Проход лидера первичного разряда со скоростью $2 \cdot 10^5 \div 2 \cdot 10^7$ м/сек.
2. Повторный проход лидеров разрядов со скоростью $2 \cdot 10^6$ м/сек.
3. Проход обратного разряда по образовавшемуся каналу со скоростью $10^7 \div 10^8$ м/сек.

Канал молнии располагается по силовой линии электрического поля между местами концентрации зарядов на облаке и земле. Значительное влияние на путь канала оказывает проводимость грунта, наибольшее число ударов молнии приходится на места с большой проводимостью (влага, металлические руды и т.д.).

Статистика ударов молнии показывает [11]:

1. В 70÷90 % случаев полярность молнии отрицательна.
2. Амплитуда тока молнии зависит от сопротивления грунта, обычно находится в пределах 10÷120 кА.

Вероятность появления тока молнии данной амплитуды:

$$\lg P = -\frac{I_M [\text{кА}]}{60}, [\%].$$

3. Так как длительность фронта импульса тока молнии примерно постоянна (1,5÷2,0 мкс), то крутизна тока молнии также описывается вероятностной кривой:

$$\lg P_k = -\frac{a \left[\frac{\text{кА}}{\text{мкс}} \right]}{25}, [\%].$$

Крутизна характеризует скорость нарастания тока на фронте волны и определяет величину индуктированных перенапряжений. Обычно крутизна находится в пределах 5÷50 кА/мкс.

4. Форма тока молнии – последовательный ряд изменяющихся по амплитуде импульсов с крутым фронтом и более пологим хвостом, что связано с рядом последовательных разрядов в канале с различных скоплений зарядов в облаке (рис. 4.1).

Т.к. первый разряд имеет наибольшую амплитуду и крутизну, то при расчете разряд аппроксимируют единичным с линейным фронтом

$$i_M = a \cdot t,$$

и экспоненциальным хвостом

$$i_M = I_M \cdot e^{-\frac{t}{T}}.$$

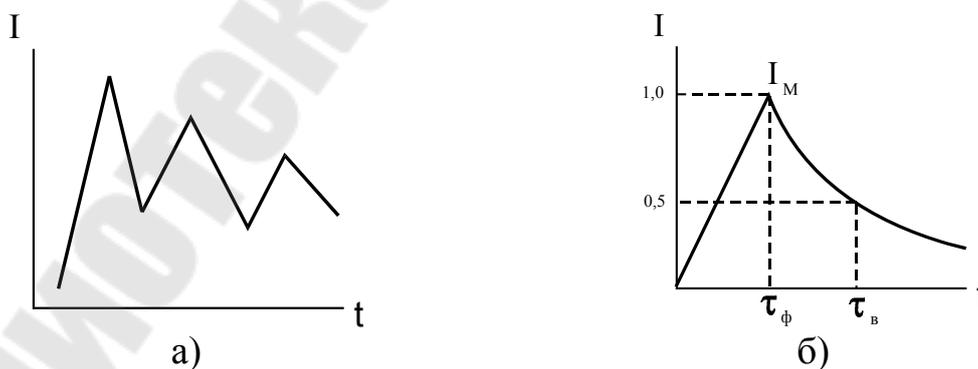


Рисунок 4.1. Форма кривой тока молнии.

Для токов $i_M \geq 100$ кА принимают $a = 50$ кА/мкс. Волновое сопротивление канала молнии $Z=300$ Ом.

Параметры импульса для испытания высоковольтного оборудования примерно соответствует реальному атмосферному разряду:

$$\tau_\phi \approx 1,2 \div 1,5 \text{ мкс},$$

$$\tau_\epsilon \approx 40 \div 50 \text{ мкс}.$$

5. Интенсивность грозовой деятельности различна для разных районов. Она повышается от севера к югу и характеризуется числом грозовых дней в году (от 5 до 50). В районах с 20 грозовыми днями на 1 км^2 приходится в среднем $1 \div 3$ разряда в год. Принимая среднюю продолжительность грозы 1,5 часа, можно оценить число грозовых часов в год:

$$t_\Gamma = 1,5 \cdot n_\Gamma.$$

6. Воздействие тока молнии.

При ударе молнии обычно наблюдаются механические воздействия, приводящие к разрушению опор, изоляторов, построек. Они определяются силами взаимодействия по закону Кулона $F \equiv i^2$.

Тепловые воздействия, которые приводят к нарушению изоляционной поверхности. Вследствие малой продолжительности разрядов они обычно невелики.

Наиболее опасны и для человека, и для конструкций и аппаратуры электромагнитные воздействия, которые могут распространяться далеко от места прямого удара молнии.

4.2 Защита от прямых ударов молнии. Принцип действия молниеотводов. Зоны защиты молниеотводов.

Основным средством защиты являются молниеотводы, состоящие из молниеприемника, спуска и заземлителя. По типу молниеприемники разделяют на стержневые и тросовые.

Защитное действие молниеотвода основано на том, что между приемником и лидером молнии создается наиболее сильное электромагнитное поле, в результате чего разряд ориентируется на молниеотвод. Эф-

фektivность молниеотвода зависит от исполнения и соединения всех его основных элементов.

Зона защиты молниеотвода – пространство, внутри которого здание или сооружение защищено от прямых ударов молнии с надежностью не ниже определенного значения. В глубине зоны защиты надежность выше, чем на ее поверхности. Зоной защиты молниеотвода (рисунок 4.2) считают область, куда попадание молнии маловероятно, т.е. молниеотвод не может обеспечить 100 % защиты.

Зона защиты определяется формулой вида [11]:

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

При построении зоны защиты могут быть использованы упрощенные соотношения. Для высот:

$$h_x > \frac{2}{3}h \quad r_x = 0,75h \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h}\right);$$

$$h_x < \frac{2}{3}h \quad r_x = 1,5h \cdot \left(1 - \frac{h_x}{0,8h}\right).$$

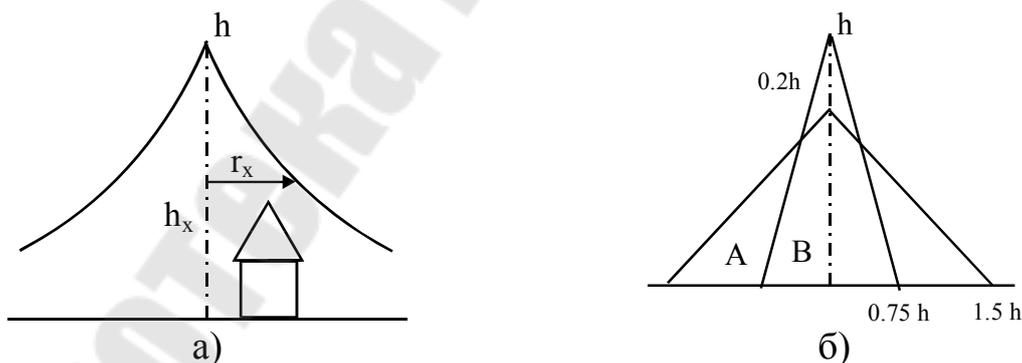


Рисунок 4.2. Зоной защиты молниеотвода.

При использовании молниеотводов $h > 30$ м вводится поправочный коэффициент $P = 5,5 / \sqrt{h}$.

$$A = 1,5 \cdot P \cdot h, \quad B = 0,75 \cdot P \cdot h.$$

Зона защиты, обеспечиваемая несколькими молниеотводами, с внешней части строится аналогично одиночным, внутри по построению (рис. 4.3):

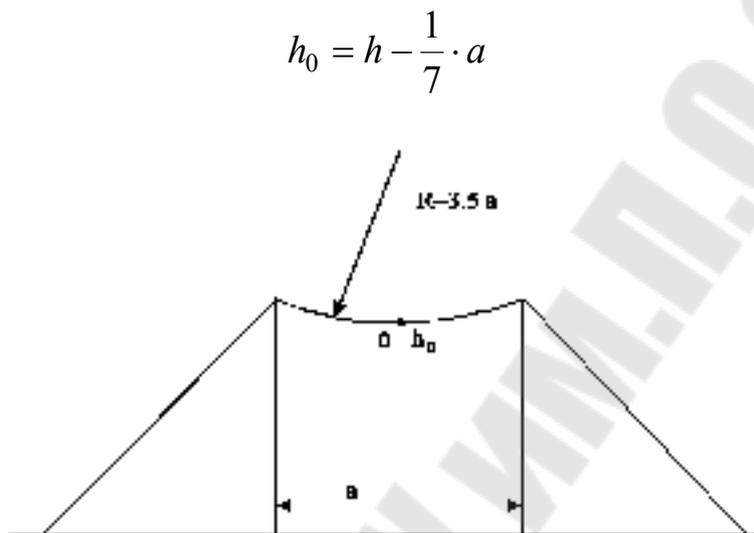


Рисунок 4.3. Зона защиты от нескольких молниеотводов.

Зона защиты тросового молниеотвода может быть построена подобно зоне стержневого, но, поскольку защищаемый провод находится в верхней части зоны, более удобно использовать понятие «угла защиты» α , который не должен превышать $20-25^\circ$ (рисунок 4.4).

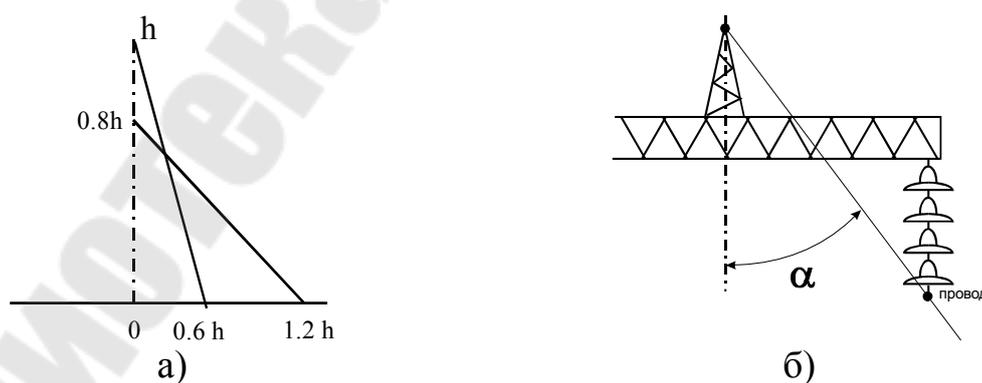


Рисунок 4.4. Зона защиты тросового молниеотвода.

Несмотря на защиту тросами из-за большой протяженности ЛЭП число отключений довольно значительно (для ЛЭП 110÷220 кВ ~0,03 на 100 км в год), хотя тросовая защита обеспечивает снижение поражений ЛЭП в 300 раз.

4.3 Условия безопасного прохождения тока молнии по молниеотводу.

Объект защиты должен располагаться внутри зоны, но быть удаленным от молниеприемника, спуска и заземлителя.

Молниеотвод обладает рассредоточенными r , L , C и наводимое в нем падение напряжения велико.

Для косоугольной формы волны тока молнии максимальный потенциал равен [11]:

$$U = I_M \cdot R_u + L \frac{di_M}{dt},$$

где I_M – амплитуда тока молнии, кА; R_u – импульсное сопротивление заземлителя; L – индуктивность токопровода от заземлителя до рассматриваемой точки; di_M / dt – крутизна тока молнии, кА/мкс.

Для молниеотводов в виде решеток и отдельных спусков $L_0 \approx 1,7 \text{ мкГн} / \text{м}$. Тогда:

$$U_l \approx 150 \cdot R_u + 50 \cdot l, \text{ кВ}$$

$$\text{При } R_u=10 \text{ Ом и } l=10 \text{ м} \quad U_l \approx 150 \cdot 10 + 50 \cdot 10 = 2000 \text{ кВ}.$$

Это напряжение определяет минимальное расстояние между молниеотводом и объектом для предотвращения перекрытия

$$S \geq \frac{U_l}{E_{\text{в доп}}}, \text{ принимая } E_{\text{в доп}} = 500 \text{ кВ} / \text{м},$$

$$S = 0,3 \cdot R_u + 0,1 \cdot l, \text{ м.}$$

Если объект заглублен в землю около молниеотвода (резервуар):

$$S \geq \frac{I_M \cdot R_u}{E_{з\ доп}}, \text{ принимая } E_{з\ доп} = 300 \text{ кВ} / \text{м},$$

$$S \geq 0,5 \cdot R_u, \text{ м.}$$

Расчет проводится от точки нулевого потенциала, за которую принят заземлитель. На самом деле эта точка находится на удалении от заземлителя, и высокий потенциал возникает уже на нем самом и может привести к перекрытию в самом неожиданном месте.

При этом S по воздуху должно быть не менее 5 м, а S в земле – не менее 3 м. При установке молниеотводов на порталах помимо соблюдения безопасных расстояний необходимо согласовать импульсные разрядные напряжения изоляторов и напряжения, возникающие в точках их присоединения к portalу при ударах молнии в молниеотвод.

4.4 Индуцированные атмосферные перенапряжения.

Разряд молнии вблизи ЛЭП сопровождается образованием свободных зарядов и, следовательно, волны перенапряжения. Амплитуда напряжения, индуцированного на проводе, определится [11]:

$$U_{инд} = K_0 \cdot \frac{60 \cdot I_M \cdot h_{ср}}{b}, \text{ кВ}$$

где $K_0 \approx 0,4 \div 1,0$ – коэффициент, зависящий от скорости обратного разряда в канале молнии; I_M – амплитуда тока молнии, кА; $h_{ср}$ – средняя высота подвески провода, м; b – расстояние до места удара молнии, м.

При наличии заземленных тросов над линией заряд на фазном проводе будет меньше:

$$U'_{инд} = U_{инд} \cdot (1 - k_1 \cdot k_2),$$

где k_1 – коэффициент связи, 0,2–0,3; k_2 – коэффициент влияния короны, 1,1–1,4.

Вероятность перекрытия индуцированным напряжением обычно мала и ее приходится учитывать на ЛЭП до 10 кВ.

4.5 Конструктивное выполнение молниеотводов.

В общем случае молниеотвод состоит из опоры; молниеприемника, непосредственно воспринимающего удар молнии; токоотвода, по которому ток молнии передается в землю; заземлителя, обеспечивающего растекание тока молнии в земле.

1. Молниеприемник – служит для приема разряда молнии и располагается в зоне возможного контакта с каналом молнии; в зависимости от защищаемого объекта может представлять собой металлический штырь, сеть из проводящего материала или металлический трос, натянутый над защищаемым объектом. Молниеприемник должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии.

2. Токоотвод – соединяет молниеприемник с заземлителем и предназначен для пропускания тока молнии от молниеприемника к заземлителю. Поэтому он рассчитывается на тепловые и электродинамические воздействия, связанные с прохождением по нему тока молнии.

3. Заземлитель молниеотвода – служит для отвода тока молнии от молниеприемника с токоотводом в землю и снижения потенциала элементов молниеотвода. В электроустановках заземлитель определяет эффективность и надежность защиты. Заземлители молниеотводов работают в различных условиях: в сухом грунте или при постоянном воздействии влаги с растворенными в ней различными солями и кислотами, содержащимися в грунте, которые определяют в основном электропроводность земли. Но эти же растворы создают условия для быстрой коррозии металла. Поэтому при выборе конструкции и материала заземлителя учитываются условия, в которых он должен работать.

Несущая конструкция несет на себе молниеприемник и токоотвод, объединяет все элементы в единую, жесткую, механически прочную конструкцию. В электроустановках молниеотводы устанавливаются вблизи токоведущих частей, находящихся под рабочим напряжением.

В качестве несущих устройств для крепления токоведущих частей молниеотводов должны использоваться конструкции самих защищаемых объектов. Например, на подстанциях молниеприемники могут устанавливаться на металлических порталах, предназначенных для подвески ошиновки, а сами порталы могут использоваться в качестве токоотводов, соединяющих молниеприемники с заземлителем.

Опоры стержневых молниеотводов должны быть рассчитаны на механическую прочность как свободно стоящие конструкции, а опоры тросовых молниеотводов – с учетом натяжения троса и действия на него ветровой и гололедной нагрузок.

Для отдельно стоящих молниеотводов в качестве несущих элементов используются железобетонные или деревянные стойки (при высоте до 20 м). Для токоотвода используется металлическая арматура железобетонных стоек, по деревянным стойкам прокладывается токоведущий спуск к заземлителю. При высоте более 20 м применяют стальные решетчатые конструкции. Рекомендуется молниеотводы выполнять в виде свободно стоящих конструкций без растяжек. Сечение токоведущих частей молниеотвода определяется их термической стойкостью.

Молниеприемники должны выдерживать термические и электрические воздействия тока молнии. Рекомендуется применять стальные молниеприемники сечением 50–100 мм² для стержневых и однопроволочных тросовых молниеприемников. Поперечное сечение стальных многопроволочных тросов должно быть не менее 35 мм².

Молниеприемники и токоотводы предохраняются от коррозии покраской. Многопроволочные стальные тросы должны быть оцинкованы. Соединения частей токоотводов между собой, а также с молниеприемниками и заземлителями производится с помощью сварки, а при недопустимости огневых работ разрешается выполнение болтовых соединений с переходным сопротивлением не более 0,05 Ом при обязательном ежегодном его контроле перед началом грозового сезона.

4.6 Заземление молниеотводов.

Для устройств заземлений применяются вертикальные и горизонтальные электроды (заземлители). Для горизонтальных заземлителей используется полосовая сталь шириной 20–40 мм и толщиной не менее 4 мм, а также сталь круглого сечения диаметром не менее 6 мм. В качестве вертикальных заземлителей применяются стальные трубы, стержни и профильная сталь [12]. На подстанциях заземлитель представляет собой сложную систему, состоящую обычно из горизонтальных полос, объединяющих вертикальные электроды и образующих сетку на площади, занимаемой подстанцией. На линиях электропередач в качестве заземлителя опор могут использоваться их железобетонные фундаменты.

Заземлитель характеризуется значением сопротивления, которое окружающая земля оказывает стекающему с него току. Сопротивление заземлителя зависит от его геометрических размеров и удельного сопротивления грунта, в котором он находится.

В отличие от рабочих или защитных заземлений, в грозозащитном заземлителе при падении волны с коротким фронтом возникают переходные процессы, учет которых заставляет вносить коррективы в конструктивное исполнение заземлителя и его размещение. Схема замещения (рис. 4.5) [11] может быть представлена в виде цепочки звеньев, где L_0 – индуктивность единицы длины электродов заземлителя; g_0 – проводимость единицы длины электродов заземлителя.

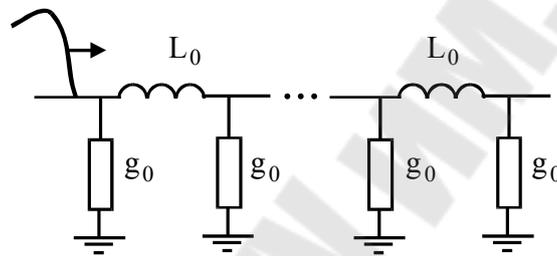


Рисунок 4.5. Схема замещения заземлителя.

Активное сопротивление заземлителя на $1 \div 2$ порядка меньше индуктивного, мала и емкость электродов, которыми можно пренебречь.

В первый момент времени из-за L_0 распределение U по заземлителю будет неравномерным, переходной процесс закончится, когда это распределение выровняется.

Длительность переходного процесса в заземлителе зависит от его постоянной времени:

$$T_3 = \frac{L_3}{R_3} = L_0 \cdot g_0 \cdot l^2.$$

С точки зрения грозозащиты важно знать сопротивление заземлителя в момент максимума тока молнии, т.е. когда $t = \tau_\phi$. Если $\tau_\phi > T_3$, то процесс распределения U будет определяться R_3 и заземлитель можно считать сосредоточенным.

Если $\tau_\phi \leq T_3$, то в момент максимума тока импульсное сопротивление заземлителя $R_u > R$, т.е. распределение U происходит по L , такие заземлители считаются распределенными. Для U промышленной частоты все заземлители являются сосредоточенными.

При стекании больших токов молнии в грунте могут развиваться процессы, приводящие к его пробое, образованию искровых зон с радиально отходящими каналами (рис. 4.6), т.е. фактическому изменению геометрии заземлителя и его сопротивления [12].

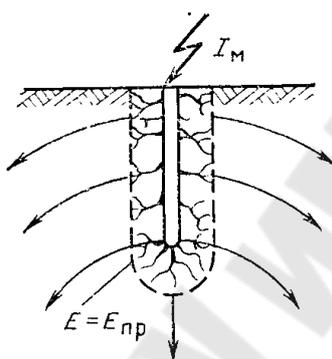


Рисунок 4.6. Искровая зона вокруг вертикального электрода.

При относительно малой амплитуде тока процессом в земле можно пренебречь, тогда индуктивность заземлителя определится

$$L_0 = 0,2 \left(\frac{l}{r} - 0,31 \right), \text{ мГн/м,}$$

где l – длина заземлителя; r – радиус заземлителя.

Импульсное сопротивление заземлителя включает в себя обычное активное сопротивление заземлителя и добавочное, имитирующее влияние индуктивности.

Влияние индуктивной составляющей сопротивления тем меньше, чем меньше длина заземлителя и чем больше сопротивление грунта.

Тема 5. КОММУТАЦИОННЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ

5.1 Общая характеристика коммутационных перенапряжений и их классификация.

5.2 Меры защиты от коммутационных перенапряжений.

5.3 Управляемое включение воздушной линии.

5.4 Программированное включение воздушной линии.

5.5 Применение предвключаемых резисторов в выключателях.

5.6 Перенапряжения при плановом включении воздушной линии.

5.7 Перенапряжения, возникающие при ликвидации однофазного короткого замыкания на воздушной линии.

5.8 Перенапряжения, возникающие при одностороннем отключении «здоровых» фаз воздушной линии.

5.9 Перенапряжения, возникающие при трехфазном автоматическом повторном включении.

5.10 Перенапряжения, возникающие при однофазном автоматическом повторном включении.

5.11 Включение второго по очереди выключателя – восстановление нормальной эксплуатации воздушной линии.

5.12 Перенапряжения при отключении ненагруженных воздушных линий.

5.13 Перенапряжения при отключении батарей конденсаторов.

5.14 Перенапряжения при отключении ненагруженных трансформаторов.

5.15 Перенапряжения при отключении коротких замыканий и асинхронного хода.

5.16 Перенапряжения при отключении вакуумных выключателей.

5.1 Общая характеристика коммутационных перенапряжений и их классификация.

Электрические сети высокого напряжения обладают колебательными свойствами, т.к. содержат сосредоточенные и распределенные индуктивности и емкости. В нормальном режиме эти колебательные свойства не проявляются. Одной из причин возникновения колебаний электрической и магнитной энергий, запасенных в реактивных элементах сети, являются плановые и аварийные коммутации. Каждая коммутация

вызывает переходный процесс, часто сопровождающийся перенапряжениями, которые могут привести к перекрытию изоляции.

Перенапряжения, возникающие при коммутациях, принято называть коммутационными. Их максимальные значения зависят от многих факторов, среди которых важную роль играют схема электрической сети, характеристики выключателя.

Коммутационные перенапряжения принято подразделять на следующие виды [12]:

1. фазные, воздействующие на изоляцию токоведущих частей по отношению к земле;
2. междуфазные, воздействующие на изоляцию между токоведущими частями различных фаз;
3. междуконтактные, возникающие между разомкнутыми контактами коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей).

При проектировании изоляционных конструкций используют следующие данные [12]:

- 1) максимальное значение перенапряжения U_{\max} или кратность $k = U_{\max} / U_{\text{раб.наиб.}}$;
- 2) форму кривой напряжения, которая позволяет определить длительность воздействия на изоляцию;
- 3) состав электрооборудования электрической сети, подверженного действию данного вида перенапряжения.

Перечисленные характеристики имеют большой статистический разброс, т.к. их значения зависят от большого числа факторов, в том числе имеющих случайный характер. Поэтому существенное значение для расчета необходимого уровня изоляции имеет то, сколь часто появляются перенапряжения, превосходящие заданную кратность в течение определенного интервала времени.

Многие виды коммутационных перенапряжений подлежат ограничению. Техничко-экономическое обоснование мер защиты от перенапряжений включают в себя оценку статистических характеристик ущерба вследствие повреждения, простоя или внеочередного ремонта электрооборудования сети, а также вследствие порчи оборудования, брака продукции, нарушения технологического процесса у потребителей.

Основными расчетными коммутациями при выборе средств защиты от перенапряжений в ЛЭП высокого напряжения являются:

- плановое включение ВЛ или её участков;
- аварийный разрыв электропередачи в процессе ликвидации короткого замыкания или асинхронного хода параллельно работающих систем, связанных ЛЭП;
- повторное включение ВЛ после погасания дуги КЗ в электропередачах, оснащенных устройствами трехфазного автоматического повторного включения (ТАПВ) или однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ);
- включение или отключение разъединителями участков шин открытых распределительных устройств (ОРУ), закрытых распределительных устройств (ЗРУ) или комплектных элегазовых распределительных устройств (КРУЭ).

5.2 Меры защиты от коммутационных перенапряжений.

Классификация мер защиты от перенапряжений может быть произведена по крайней мере по двум признакам. Первый способ классификации проиллюстрирован на рис.5.1 [6].



Рисунок 5.1. Классификация мер ограничения перенапряжений (1-й способ).

Второй способ классификации связан с общим выражением, характеризующем уровень перенапряжений:

$$U_{\max} = k_{\text{пер}} \cdot U_{\text{вын.т}} \quad (5.1)$$

С помощью выражения (5.1) можно оценить кратности перенапряжений, возникающих и при коммутациях ВЛ, характеризующихся ненулевыми начальными условиями (например, включение заряженной ВЛ). В случае планового включения $k_{\text{пер}}=2$, при включении же заряженной ВЛ

$k_{пер} > 2$. Классификация, основанная на выражении (5.1), связана с влиянием тех или иных мер либо на $k_{пер}$, т.е. влияет на затухание переходных процессов, сопровождающих ту или иную коммутацию, либо на значение $U_{вын.т}$, т.е. на изменение схемы (рис. 5.2).



Рисунок 5.2. Классификация мер ограничения перенапряжений (2-й способ)

Прежде чем проводить анализ эффективности тех или иных мер ограничения перенапряжений следует заметить, что такая мера снижения вынужденной составляющей перенапряжений, как шунтирующие реакторы, как правило, не является специально используемой для этих целей мерой. Шунтирующие реакторы устанавливаются на ВЛ, исходя из требования обеспечения допустимого уровня напряжения на ВЛ в минимальном эксплуатационном режиме. Установка дополнительных реакторов для ограничения коммутационных перенапряжений экономически не оправдана.

Поэтому рассмотрим сначала меры, основанные на использовании тех средств, которые облегчают условия осуществления коммутации и тем самым приводят к ограничению перенапряжений. К таким мерам можно отнести управляемое и программированное включения, а также оснащение выключателей предвключаемыми резисторами [6].

5.3 Управляемое включение воздушной линии.

При анализе максимально возможных перенапряжений, возникающих при плановом включении линии рассмотрим случай наиболее неблагоприятного включения, т.е. включения в момент, когда напряжение на контактах максимально ($\psi=0$). К наименьшим перенапряжениям приведет включение в момент, когда напряжение на контактах выключателя равно нулю ($\psi=\pi/2$). Произведем оценку перенапряжений в этом случае, рассмотрев процессы при включении простейшего колебатель-

ного контура, в котором в первом приближении может рассматриваться эффективность управляемого включения. Выражение, позволяющее оценить максимум переходной составляющей при этом допущении в случае нулевых начальных условий ($u_0 = i_0 = 0$) записывается в виде:

$$U_{пер.т} = \sqrt{u_{вын}^2(0) + Z^2 \cdot i_{вын}^2(0)}, \quad (5.2)$$

где $u_{вын}(0) = E_m \frac{\omega_0^2}{\omega_0^2 - \omega^2} \cos \psi$;

$Z = \sqrt{L/C}$ – характеристическое сопротивление колебательного контура;

$\omega_0 = 1/\sqrt{LC}$ – частота собственных колебаний контура;

$$Zi(0) = -U_{вын.т} \frac{\omega}{\omega_0} \sin \psi.$$

Подставляя в (5.2) приведенные соотношения, получим:

$$U_{пер.т} = U_{вын.т} \sqrt{\cos^2 \psi + \frac{\omega^2}{\omega_0^2} \sin^2 \psi}. \quad (5.3)$$

Из (5.3) следует, что максимуму $U_{пер.т}$ отвечает $\psi=0$, а минимуму $\psi=\pi/2$. Следовательно, минимум переходной составляющей определится как:

$$U_{пер.т}^{\min} = U_{вын.т} \cdot \frac{\omega}{\omega_0} \quad (5.4)$$

Максимум же перенапряжений определится как:

$$U_{пер.т}^{\max} = U_{вын.т} \cdot \left(1 + \frac{\omega}{\omega_0}\right). \quad (5.5)$$

Основная частота собственных колебаний при включении ВЛ ВН обычно лежит в диапазоне $(1,6...3)\omega$. Если принять $\omega_0=2\omega$, то при

управлении моментом включения выключателя можно ограничить перенапряжения с $2U_{\text{вын.т}}$ до $1,5U_{\text{вын.т}}$, т.е. в 1,33 раза. Расчеты показывают, что диапазон углов включения, приводящих примерно к такому ограничению перенапряжений, составляет $(0...20^\circ)$. Очевидно, что для осуществления такой точности включения ($\Delta t \approx 1$ мс) необходимо добиться весьма малого времени разброса привода выключателя при его включении. В настоящее время это условие для существующих конструкций выключателей (воздушных и элегазовых) не выполнимо.

5.4 Программированное включение воздушной линии.

В случае, если ВЛ связывает две системы различной мощности, или в случае, если шунтирующий реактор установлен лишь на одном из концов ВЛ, может оказаться достаточно эффективным программированное включение ВЛ, т.е. включение ВЛ в первую очередь со стороны, отвечающей минимуму вынужденной составляющей на другом конце ВЛ.

Так, например, в схеме без шунтирующих реакторов (рис. 5.3а) при $x_1 < x_2$ включение в первую очередь выключателем В1. В схеме, в которой ВЛ связывает системы одинаковой мощности ($x_1 = x_2 = x$, рис. 5.3б), но при установке шунтирующего реактора лишь со стороны системы 2, включение в первую очередь следует производить со стороны системы 1.

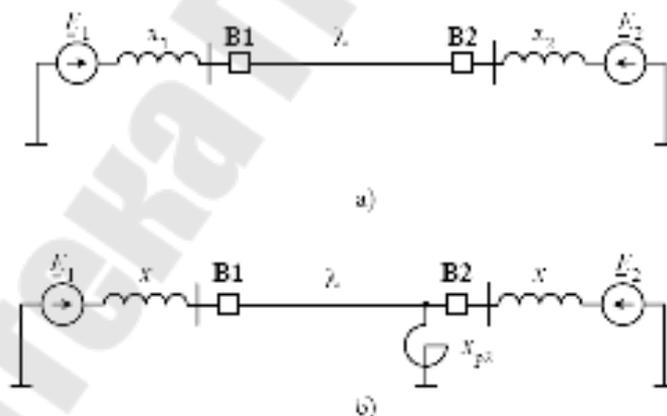


Рисунок 5.3. К пояснению программированного включения ВЛ.

Эта мера применяется в настоящее время в ЛЭП 500 кВ, поскольку не требует управления процессом в реальном времени.

5.5 Применение предвключаемых резисторов в выключателях.

Ограничения перенапряжений можно добиться путем внесения в схему дополнительного затухания, например, при осуществлении коммутации включения выключателем с предвключаемым резистором. Такой выключатель имеет два дугогасительных устройства (рис. 5.4) – основное, которое далее будем называть главными контактами (ГК) и вспомогательное – вспомогательные контакты (ВК).

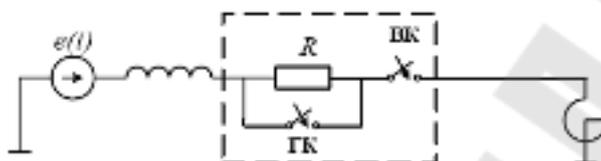


Рисунок 5.4. Принципиальная схема выключателя с предвключаемым резистором.

Включение выключателя производится в два этапа [6]:

1-ый этап – включение вспомогательных контактов, вводящих во включаемую линию дополнительное сопротивление R .

2-ой этап – замыкание главных контактов, шунтирующих резистор и тем самым осуществляющих окончательное одностороннее включение линии.

Время между включением вспомогательных и главных контактов составляет примерно $1,5 \dots 2$ периода промышленной частоты. За это время переходные процессы, связанные с включением вспомогательных контактов практически затухают и замыкание главных контактов осуществляется практически в квазистационарном режиме односторонне включенной ВЛ через резистор.

Требования к величине резистора должны вырабатываться на основе совместного рассмотрения первого и второго этапов включения. Влияние величины сопротивления резистора на максимумы перенапряжений, возникающих в обоих этапах включения, рисунок 5.5.

В первом этапе включения при $R=0$ максимум перенапряжений совпадает с максимумом неограниченных перенапряжений. С увеличением величины сопротивления этот максимум уменьшается, стремясь к нулю при $R \rightarrow \infty$. Во втором этапе, напротив, при $R=0$ не возникает никакого переходного процесса и напряжение на ВЛ равно напряжению в

квазистационарном режиме односторонне включенной ВЛ. При увеличении сопротивления максимум перенапряжений увеличивается и при $R \rightarrow \infty$ оказывается равным максимуму неограниченных перенапряжений.

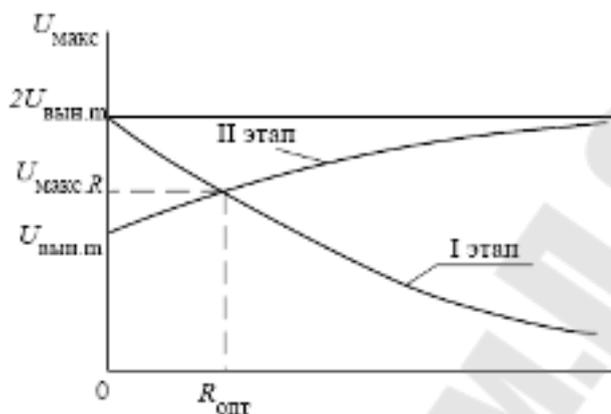


Рисунок 5.5. Влияние величины сопротивления резистора на уровни перенапряжений в 1-ом и 2-ом этапах включения выключателя.

Оптимальная величина сопротивления предвключаемого резистора близка к волновому сопротивлению ВЛ (при бесконечной мощности источника включение ВЛ через сопротивление, равное волновому, практически ликвидирует переходный процесс, так как коэффициент отражения от сопротивления будет равным нулю). Уменьшить перенапряжения, возникающие во втором этапе включения можно, если шунтировать сопротивление в момент перехода тока в нем через нулевое значение. Однако эта мера требует весьма малого разброса во времени действия вспомогательных контактов, что при существующих конструкциях высоковольтных выключателей практически недостижимо.

В схеме с шунтирующим реактором при степени компенсации емкостного тока, близкой к единице, перенапряжения во втором этапе оказываются существенно меньшими, чем в схемах без шунтирующих реакторов. Это связано с существенно меньшим током, протекающим через резистор и, следовательно, с уменьшением перенапряжений при шунтировании сопротивления. Это обстоятельство позволяет в таких схемах выбрать большую величину сопротивления (вплоть до $2Z_B$). Увеличение же величины сопротивления позволяет облегчить требования к термической устойчивости сопротивления. Энергия, поглощаемая резистором обычно определяется в наиболее неблагоприятном случае вклю-

чения ВЛ на короткое замыкание в начале ВЛ. В этом случае через сопротивление протекает достаточно большой ток, ограничиваемый лишь внутренним индуктивным сопротивлением источника и активным сопротивлением самого резистора. В случае достаточно мощной системы энергия, поглощаемая резистором в течение периода промышленной частоты, при КЗ непосредственно за выключателем определится как:

$$W_R \cong \frac{U_{\phi m}^2}{R} 0,01, \text{ при } U_{\phi m} - \text{ в кВ, } R - \text{ в Ом, } t - \text{ в с, } W - \text{ в кДж.}$$

5.6 Перенапряжения при плановом включении ВЛ.

Коммутация планового включения ВЛ осуществляется обычно поэтапно: сначала происходит одностороннее включение ВЛ, а затем после синхронизации на противоположном конце линии осуществляется её окончательное включение [6]. Расчетная схема в однолинейном исполнении (при пренебрежении разбросом в действии полюсов коммутирующего выключателя) при включении ВЛ на шины системы конечной мощности ($L \neq 0$) приведена на рисунке 5.6.



Рисунок 5.6. Расчетная схема для оценки перенапряжений, возникающих при плановом включении ВЛ.

При записи ЭДС в виде $e(t) = E_m \cdot \cos(\omega t + \psi)$ перенапряжения, возникающие на ВЛ при её включении, зависят от величины напряжения в момент включения между контактами выключателя, и, следовательно, от угла включения ψ . Это напряжение максимально при включении ЭДС в момент максимума, т.е. при $\psi=0$. При нулевых начальных условиях (емкость ВЛ перед включением не заряжена и токи в индуктивности системы и ВЛ также равны нулю), получим:

$$U_{\text{макс}} = u_{\text{вын}}(0) + U_{\text{пер.т}}(k_{\text{уд}} - 1), \quad (5.6)$$

где $u_{\text{вын}}(0) = U_{\text{вын.т}} \cdot \cos \psi = U_{\text{вын.т}}$, $U_{\text{пер.т}} = U_{\text{вын.т}}$.

При $k_{\text{уд}}=2$

$$U_{\text{макс}} = 2 \cdot U_{\text{вын.т}} \quad (5.7)$$

Таким образом, максимум перенапряжений при плановом включении линии составляет величину порядка $2 \cdot U_{\text{вын.т}}$. Если принять допустимые уровни коммутационных перенапряжений для ВЛ классов 500, 750 и 1150 кВ соответственно равными 2,3; 2,0 и $1,7U_{\text{фм}}$, то предельные значения вынужденных составляющих напряжения для этих классов оказываются равными: 1,15; 1,0 и $0,85 U_{\text{фм}}$. Следовательно, практически для всех рассмотренных классов напряжений требуется защита от перенапряжений даже при осуществлении плановой коммутации включения.

5.7 Перенапряжения, возникающие при ликвидации однофазного короткого замыкания на воздушной линии.

Этот процесс состоит из нескольких стадий, в каждой из которых могут возникнуть опасные перенапряжения [6].

1. Стационарный режим однофазного короткого замыкания (рисунок 5.7).

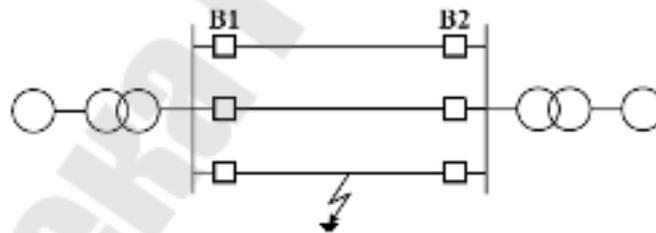


Рисунок 5.7. Схема для расчета стационарного режима однофазного короткого замыкания.

В этом режиме могут возникнуть повышенные значения напряжения на «здоровых» фазах. Существенные повышения напряжения наблюдаются в случае протяженных ВЛ, примыкающих к относительно маломощным системам.

2. Отключение ВЛ с одного конца. При этом в переходном процессе возникают перенапряжения на здоровых фазах (рисунок 5.8).

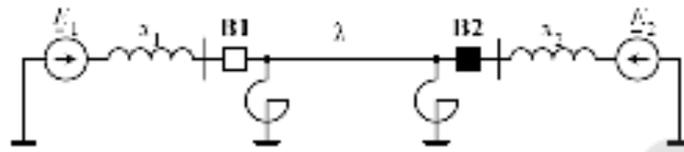


Рисунок 5.8. Схема для расчета перенапряжений, возникающих при одностороннем отключении здоровых фаз ВЛ.

3. Отключение «здоровых» фаз ВЛ со второго конца (отключение холостой ВЛ) (рисунок 5.9).

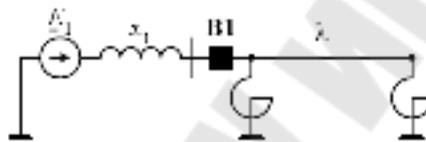


Рисунок 5.9. Схема для определения перенапряжений при отключении холостых фаз ВЛ

4. Погасание дуги КЗ и одностороннее включение ВЛ в циклах ТАПВ или ОАПВ. Расчетная схема приведена на рисунок 5.9 (выключатель В1 включается).

5. Включение выключателя В2 (схема рисунок 5.8) – восстановление нормальной эксплуатации ВЛ.

5.8 Перенапряжения, возникающие при одностороннем отключении «здоровых» фаз воздушной линии.

Оценка кратности перенапряжений может быть произведена при начальном значении тока в линии, равном нулю (дуга в выключателе гаснет в момент прохождения тока через нулевое значение):

$$U_{\text{макс.пер}} = u_{\text{вын}}(0) - u(0). \quad (5.8)$$

Начальное значение напряжения на отключаемой фазе в конце ВЛ зависит от сдвига фаз ЭДС источников, питающих ВЛ, в момент отключения выключателя. Если по ВЛ в момент КЗ передавалась большая мощность, то угол между векторами E_1 и E_2 зависит от времени отключения выключателя. Если отключение происходит с первой ступенью защиты ($t_{1cm}=0,12$ с), то однофазное КЗ не приведет к нарушению динамической устойчивости и отключение произойдет при $\delta=\delta_{н.р.}$. В случае отказа первой и второй ступеней защиты отключение выключателя произойдет при действии защиты от нарушения синхронной работы. В этом случае защита фиксирует один проворот векторов и только потом вырабатывает импульс на отключение. Следовательно, отключение может произойти в самый неблагоприятный момент, когда угол между векторами ЭДС систем составляет π . На рисунке 5.10 приведены эпюры распределения вынужденной составляющей напряжения после отключения выключателя В2 (в момент отключения) и начального распределения напряжения перед отключением. Графики построены для двух предельных случаев: отключения при $\delta = 0$ (рис. 5.10а) и $\delta = \pi$ (рис. 5.10б).

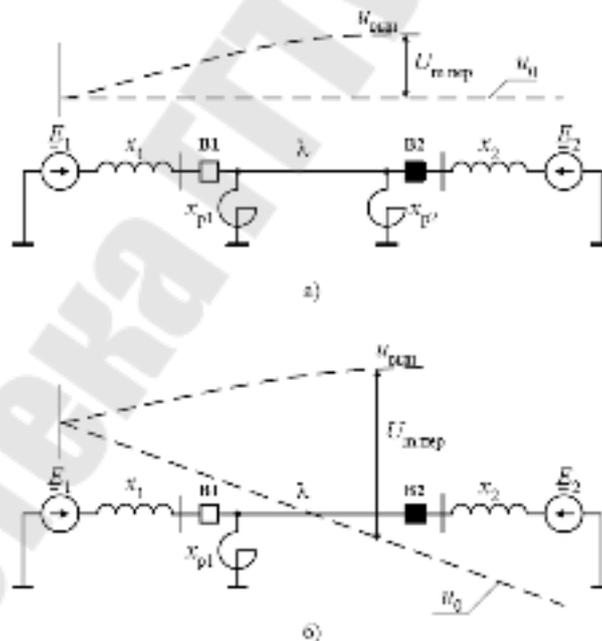


Рисунок 5.10. Оценка перенапряжений, возникающих при одностороннем отключении «здоровых» фаз ВЛ.

Из рисунка 5.10б видно, что наибольшие перенапряжения возникают в случае, если отключение происходит в первую очередь со стороны более мощной системы. В этом случае и вынужденная составляющая в конце ВЛ оказывается наибольшей и начальное напряжение при $\delta = 0$ практически равно ЭДС второй системы, т.е. наибольшему по модулю отрицательному значению. Следовательно, полагая $k_{y\delta} = 0$ и используя выражение:

$$U_{\text{макс}} = 2U_{\text{вын.т}}(0) - u_0, \quad (5.9)$$

получим при $U_{\text{вын.т}} / U_{\text{фт}} = 1,2$:

$$U_{\text{макс}}(\delta = 0) / U_{\text{фт}} = 2 \cdot 1,2 - 1 = 1,4;$$

$$U_{\text{макс}}(\delta = \pi) / U_{\text{фт}} = 2 \cdot 1,2 - (-1) = 3,4.$$

Полученный результат позволяет наметить следующую меру защиты. При нарушении синхронной работы параллельно работающих систем отключение производить в момент, когда угол между векторами напряжений на шинах не превышает $\delta = \delta_{н.р.}$. Поскольку в асинхронном режиме изменение угла δ происходит с частотой, составляющей доли Герц, то такое управление процессом отключения вполне реализуемо.

Ограничить перенапряжения можно также, применяя программированное отключение, т.е. отключение в первую очередь со стороны менее мощной системы. В этом случае и $U_{\text{вын.т}}$ и противоположное ему по знаку (при $\delta = \pi$) значение u_0 , будут иметь меньшие значения, следовательно и кратность перенапряжений уменьшится.

Ограничения ударного коэффициента перенапряжений можно добиться путем ввода в цепь на время коммутации активного сопротивления либо при использовании выключателя с шунтирующим сопротивлением, либо путем установки ОПН.

Отключение выключателя, оснащенного резистором, производится в два этапа (рис. 5.11): первыми отключаются ГК и в отключаемую цепь вводится активное сопротивление, демпфирующее переходный процесс. Затем через время порядка полтора-два периода промышленной частоты отключаются вспомогательные контакты и, таким образом, происходит одностороннее отключение ВЛ.

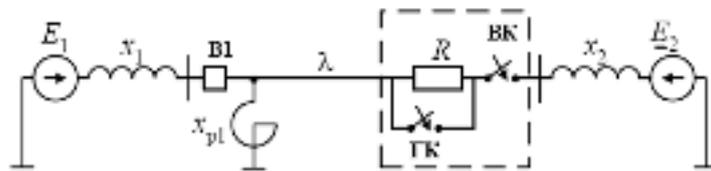


Рисунок 5.11. Одностороннее отключение «здоровых» фаз выключателем с шунтирующим сопротивлением.

В отличие от использования резистора в выключателе при коммутации включения перенапряжения в первом этапе отключения (размыкание главных контактов) увеличиваются с увеличением сопротивления, стремясь при $R \rightarrow \infty$ к уровню неограниченных перенапряжений. Наоборот, во втором этапе отключения (размыкание вспомогательных контактов) при $R=0$ возникают неограниченные перенапряжения, а при $R \rightarrow \infty$ отключение ВК лишь дублирует разрыв, при котором напряжение в конце ВЛ составляет $U_{вын.т}$ (рис. 5.12). Оптимальная величина сопротивления, отвечающая равенству перенапряжений в первом и втором этапах отключения, составляет в реальных схемах $(3...4)Z_B$, т.е. существенно превышает оптимальную величину сопротивления резистора, требующуюся для ограничения перенапряжений, возникающих при осуществлении коммутации включения. Это обстоятельство может существенно усложнить конструкцию выключателя с резистором.

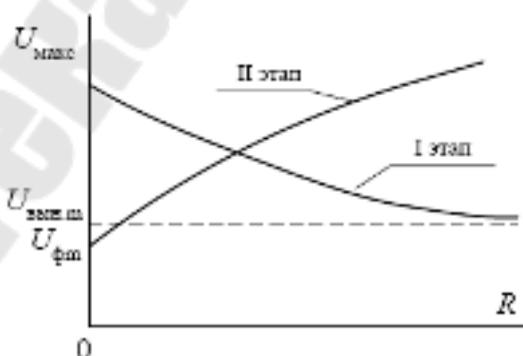


Рисунок 5.12 Влияние величины сопротивления резистора на уровни перенапряжений в 1-ом и 2-ом этапах отключения выключателя.

Наконец, ограничить перенапряжения, возникающие при отключении «здоровых» фаз ВЛ в режиме асинхронного хода, можно путем установки по обоим концам ВЛ ограничителей перенапряжений (ОПН).

5.9 Перенапряжения, возникающие при трехфазном автоматическом повторном включении (ТАПВ).

В случае ТАПВ бестоковая пауза (время, в течение которого ВЛ отключена с двух сторон) составляет единицы секунд. Поскольку на перенапряжения при повторном включении линии влияет напряжение на ВЛ в момент включения, то следовательно, существенное значение приобретают процессы на ВЛ, отключенной от источников питания с двух сторон, в течение бестоковой паузы ТАПВ. Эти процессы зависят от того, какие аппараты оказываются подключенными к ВЛ.

Если на ВЛ нет шунтирующих реакторов и подключенных электромагнитных трансформаторов напряжения, то процесс перезарядки емкостей ВЛ во время бестоковой паузы сопровождается частичным их разрядом через активные проводимости изолирующих подвесок. Процесс носит аperiodический характер и к моменту включения ВЛ в цикле ТАПВ напряжение на линии определяется как:

$$u_n(t_{ТАПВ}) = u_n(0)e^{-t_{ТАПВ}/T} \quad (5.10)$$

где T – постоянная времени разряда емкости ВЛ.

Перенапряжения, возникающие при включении в цикле ТАПВ, превосходят уровень, допустимый для изоляции ВЛ 330 кВ и выше. В качестве мер защиты могут быть применены:

- программированное включение ВЛ (включение в первую очередь со стороны более мощной системы);
- управляемое включение ВЛ (включение в момент минимума напряжения на контактах выключателя);
- включение выключателем, оснащенный предвключаемыми резисторами;
- установка ОПН по концам ВЛ.

При подключенных к ВЛ шунтирующих реакторах процессы на ВЛ во время бестоковой паузы ТАПВ носят колебательный характер с частотой, определяемой степенью компенсации емкости ВЛ

($\omega_0 / \omega_s = 1 / \sqrt{k_L}$). Если индуктивный ток в реакторах на частоте 50 Гц практически равен емкостному току ВЛ ($k_L=1$), то напряжение на ВЛ во время бестоковой паузы ТАПВ колеблется с синхронной частотой 50 Гц и напряжение на контактах выключателя в момент их замыкания не превосходит значения $U_{\text{выкл.т}} = U_{\text{выкл.тл}} - E_m$. Поэтому опасных перенапряжений на ВЛ при ее включении в цикле ТАПВ не возникает.

В случае недокомпенсации емкостного тока ВЛ частота собственных колебаний на ВЛ превышает синхронную частоту. Поэтому при увеличении времени бестоковой паузы ТАПВ напряжение на контактах выключателя возрастает и включение ВЛ в цикле ТАПВ может сопровождаться перенапряжениями, превышающими уровень линейной изоляции ВЛ высших классов напряжения. В качестве мер защиты могут применяться те же меры, которые были перечислены при анализе перенапряжений, возникающих при ТАПВ ВЛ без шунтирующих реакторов.

На ВЛ установлены трансформаторы напряжения электромагнитного типа (шунтирующих реакторов нет). Экспериментальные исследования [6] показали, что ТН электромагнитного типа, установленный на ВЛ, при воздействии на него практически постоянного напряжения, до которого заряжена емкость отключенной с двух сторон ВЛ, моделируется практически лишь нелинейным активным сопротивлением. Емкость ВЛ разряжается через это активное сопротивление за время, существенно меньшее бестоковой паузы ТАПВ.

Если ВЛ оснащены ТН электромагнитного типа, то уровень перенапряжений при включении в цикле ТАПВ не отличается от уровня при плановой включении ВЛ. Однако если на ВЛ установлены и шунтирующие реакторы и ТН электромагнитного типа, то ТН из-за малой мощности практически не влияют на процессы на ВЛ во время бестоковой паузы ТАПВ, определяемые лишь шунтирующими реакторами.

5.10 Перенапряжения, возникающие при однофазном автоматическом повторном включении (ОАПВ).

Однофазное АПВ ВЛ является средством повышения уровня динамической устойчивости систем высокого напряжения, связанных коммутируемой линией. Чем выше класс напряжения ВЛ, тем больший процент от числа КЗ на них составляют однофазные КЗ. Это связано с естественным увеличением междуфазных габаритов ВЛ с повышением клас-

са напряжения. Следовательно, разумно отключать лишь одну аварийную фазу, сохраняя передачу электроэнергии по двум другим фазам на период бестоковой паузы ОАПВ. Длительность бестоковой паузы ОАПВ по требованию сохранения динамической устойчивости может быть большей, чем соответствующая длительность при ТАПВ. Одной из важных задач при использовании ОАПВ является вопрос гашения дуги на фазе, которая находится в электростатическом и электромагнитном полях неотключенных фаз. Одной из мер, способствующих гашению дуги, является компенсация междуфазной емкости с помощью четырехлучевого шунтирующего реактора [6] (рисунок 5.13).

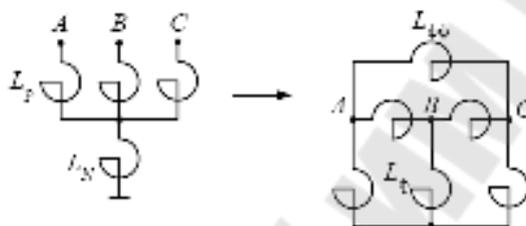


Рисунок 5.13. Четырехлучевой шунтирующий реактор и его схема замещения.

Параметры схем замещения четырехлучевого реактора:

$$L_{\phi} = L_p + 3L_N; \quad L_{\phi\phi} = \frac{L_p}{L_N} L_p + 3L_N \quad (5.11)$$

Принципиальная схема электропередачи при отключении фазы с двух сторон приведена на рисунке 5.14.

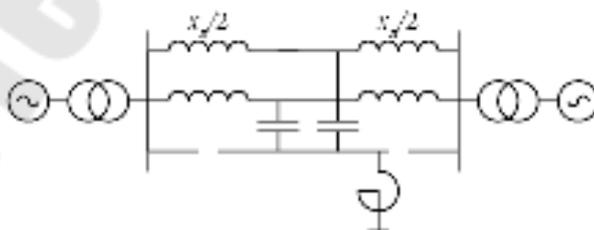


Рисунок 5.14 Схема с отключенной фазой при установке на ВЛ шунтирующих реакторов.

Простейшая схема, позволяющая определить напряжение на отключенной фазе, обусловленное ее емкостными связями с неотключенной фазой приведена на рисунке 5.15.

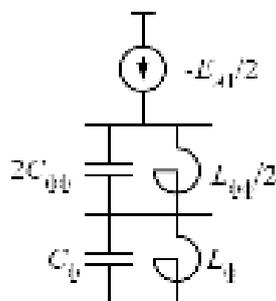


Рисунок 5.15 Простейшая эквивалентная схема замещения.

Из рисунка 5.15 видно, что при применении четырехлучевого шунтирующего реактора можно скомпенсировать емкостную составляющую тока подпитки дуги. В случае установки трехлучевого реактора в режиме отключения одной фазы возможен резонанс напряжений (рис. 5.16).

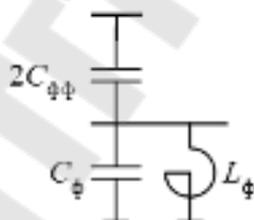


Рисунок 5.16. Расчетная схема для определения емкостной составляющей напряжения на отключенной фазе при установке на ВЛ трехлучевых шунтирующих реакторов.

Из рисунка 5.16 видно, что в случае перекомпенсации фазной емкости ВЛ возможен резонанс в контуре $2C_{\phi\phi}$ – параллельное соединение C_{ϕ} и L_{ϕ} . Такой резонанс вполне возможен, так как индуктивное сопротивление реактора выбирается, исходя из требуемой компенсации рабочей емкости ВЛ (емкости прямой последовательности) $C_{раб} = C_{\phi} + 3C_{\phi\phi}$.

Если предположить, что ток в рабочей емкости ВЛ полностью скомпенсирован током в шунтирующем реакторе, емкостный ток в фаз-

ной емкости будет перекомпенсирован, т.к. фазная емкость примерно в 1,3 раза меньше рабочей. При перекомпенсации, сопротивление параллельного соединения C_ϕ и L_ϕ будет носить индуктивный характер и в режиме бестоковой паузы ОАПВ возможен резонанс напряжений, который может привести прежде всего к перекрытию внешней изоляции шунтирующего реактора. Предполагается, что параметры шунтирующего реактора должны быть выбраны таким образом, чтобы напряжение на отключенной фазе не превышало по модулю $0,6U_{\phi m}$. Следует отметить, что в идеальном случае выбора параметров шунтирующего реактора:

$$1/\omega 2C_{\phi\phi} = \omega L_{\phi\phi} / 2 \quad \text{и} \quad 1/\omega C_\phi = \omega L_\phi.$$

Ток подпитки дуги практически будет равен нулю. Емкостная составляющая этого тока будет скомпенсирована. Составляющая, обусловленная взаимной индукцией между включенными фазами и отключенной ЭДС Фарадея, наводимой в отключенной фазе токами во включенных фазах: $\dot{E}_A = j\omega M(\dot{I}_B + \dot{I}_C)$, не приведет к протеканию тока в отключенной фазе из-за практически бесконечного сопротивления в контуре её действия.

При этих же параметрах напряжение на отключенной фазе после погасания дуги практически будет равным нулю.

Таким образом, режимы горения дуги подпитки и после её погасания тесно связаны между собой. Предположим далее, что включение фазы в цикле ОАПВ происходит при той величине максимального напряжения на этой фазе, при которой дуга к моменту её включения надежно гаснет ($u_{0A} \leq 0,6U_{\phi m}$). Следует отметить, что поскольку это напряжение практически определяется зарядами фаз В и С, то оно находится в противофазе с ЭДС включаемой фазы. Следовательно, перенапряжения, возникающие на отключенной фазе при её включении в случае погасшей дуги, могут быть приближенно оценены как:

$$U_{\text{макс}} \approx 2U_{\text{вын.т}} - u_0 \quad (5.12)$$

При определении вынужденной составляющей на односторонне включенной фазе при двух фазах, включенных двухсторонне, должна быть кроме ЭДС источника учтена также ЭДС Фарадея, наведенная на

односторонне включенной фазе токами в двух включенных с обеих сторон фаз. При достаточно быстродействующем ОАПВ наведенная ЭДС Фарадея несущественно влияет на эквивалентную ЭДС. Основной мерой ограничения перенапряжений в этом случае является применение четырехлучевых шунтирующих реакторов, позволяющих уменьшить напряжение на отключенной с двух сторон фазе в идеале до нулевого значения. Если же напряжение на отключенной фазе не равно нулю, то ограничение перенапряжений может быть достигнуто с помощью уже ранее рассмотренных мер: программированным или управляемым включением, включением выключателем с предвключаемыми резисторами, установкой ОПН на обоих концах ВЛ.

5.11 Включение второго по очереди выключателя – восстановление нормальной эксплуатации воздушной линии.

Перенапряжения возникают при включении последнего по очереди выключателя (рис. 5.17) [6].



Рисунок 5.17 Восстановление нормальной эксплуатации ЛЭП.

Наибольшие перенапряжения возникают в момент, когда напряжение на контактах выключателя достигает максимальной величины. Если к шинам системы 1 не примыкают отходящие линии, то для составляющей прямой последовательности в первый момент времени индуктивность будет разрывом и по линии от системы 1 к системе 2 будет распространяться волна того же знака, что и набегающая волна. При этом в начале ВЛ возникают перенапряжения, превышающие двукратные значения. Если от приемной системы 2 отходят ВЛ, то максимумы перенапряжений существенно уменьшаются.

Мерами ограничения перенапряжений этого вида могут служить:

1. Управление коммутацией – включение в момент достижения углом между векторами ЭДС минимального значения (эта мера может затянуть паузу трехфазного или однофазного АПВ).

2. Программированное включение ВЛ.

3. Задержка во времени включения второго выключателя, т.е. включение после затухания переходных процессов, вызванных включением первого по очереди выключателя.

Логика программированного включения зависит от схемы электропередачи:

– Если приемная и отправная системы являются концентрированными, т.е. от них не отходят другие ВЛ, кроме коммутируемой, то выключатель, включаемый последним, должен быть расположен у шин менее мощной системы;

– Если от одной из примыкающих к коммутируемой ВЛ систем отходят линии электропередачи того же класса напряжения, что и коммутируемая, то выключатель, включаемый в первую очередь, должен быть расположен у шин концентрированной системы;

– Если как от отправной, так и от приемной системы отходят линии того же класса, что и у коммутируемой, то выключатель, включаемый в последнюю очередь, должен быть расположен у шин той системы, от которой отходит меньшее число линий.

5.12 Перенапряжения при отключении ненагруженных воздушных линий.

Принципиальная схема для определения перенапряжений, возникающих при отключении линии со второго конца приведена на рис. 5.9. В этой схеме перенапряжения могут возникнуть лишь в случае, если процесс отключения сопровождается повторными зажиганиями дуги в выключателе, т.е. если в процессе отключения напряжение между расходящимися контактами выключателя превысит восстанавливающую электрическую прочность междуконтактного промежутка. Наиболее опасные перенапряжения могут возникнуть при отключении холостой ВЛ воздушным выключателем, скорость восстановления электрической прочности между контактами которого достаточно большая, однако при неблагоприятных условиях коммутации напряжение между контактами в определенные моменты времени может превысить величину электрической прочности. При этом происходит повторное зажигание дуги в выключателе, и емкость линии перезаряжается в колебательном процессе, от некоторого положительного до отрицательного значения, обусловленного фазой ЭДС в момент повторного зажигания [4].

При холостом ходе линии ток опережает напряжение на 90° (линия, как емкость). При отключении, когда контакты выключателя начинают расходиться, между ними загорается дуга. При прохождении тока через 0 (момент t_0 на рис. 5.18), дуга в выключателе гаснет. Линия остается заряженной. На линии остается напряжение $+U_\phi$, а напряжение источника продолжает изменяться по синусоиде. Через полпериода напряжение источника достигает $-U_\phi$. Следовательно, между контактами выключателя напряжение достигает $2U_\phi$. Прочность промежутка между контактами выключателя за полпериода возрастает не более, чем до $2U_\phi$ (воздушные выключатели) и U_ϕ (масляные выключатели) [4].

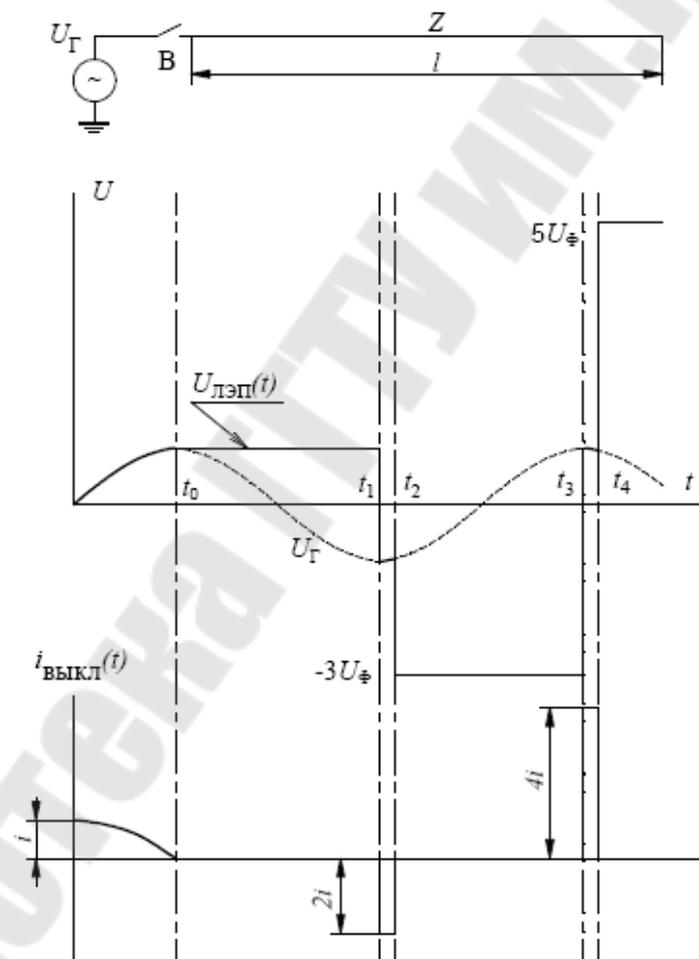


Рисунок 5.18. Отключение холостой линии от источника при наличии повторного зажигания.

Весьма вероятным является повторное зажигание дуги в выключателе в момент t_1 , когда напряжение источника равно $-U_\phi$. При этом линия будет перезаряжаться от $+U_\phi$ до $-U_\phi$. А по линии будет распространяться волна напряжения $-2U_\phi$ и проходить ток $i = -2U_\phi / Z$.

Перезарядка ВЛ происходит в результате распространения по линии волны с крутым фронтом $-2U_\phi$ (компенсация $+U_\phi$ и зарядка до $-U_\phi$). На конце разомкнутой линии волна $-2U_\phi$ отразится с тем же знаком, т.е. достигнет $-4U_\phi$, но результирующее напряжение будет $-4U_\phi + U_\phi = -3U_\phi$. Волна тока отразится с обратным знаком.

При этом на линии будет устанавливаться напряжение $-3U_\phi$ (рис. 5.18), а суммарный ток на участках линии, где прошла отраженная волна, становится равным нулю. Поэтому, когда отраженная волна дойдет до источника (контакты выключателя), ток в выключателе проходит через 0 и дуга гаснет (момент t_2). Это время пробега волны тока и напряжения значительно меньше полпериода. Но напряжение источника изменяется синусоидально до $+U_\phi$, а между контактами выключателя напряжение достигает $4U_\phi$. И снова возможно зажигание дуги и т.д.

Если бы повторные зажигания дуги продолжались неограниченно долго, то перенапряжения на линии могли бы достигнуть сколь угодно большой величины. Но современные выключатели не позволяют этого. В подавляющем большинстве случаев при отключении холостых линий происходит не более одного повторного зажигания дуги. Поэтому напряжение на линии в случае источника бесконечной мощности не должно превышать $3U_\phi$. Поскольку линии имеют значительную длину, необходимо учитывать снижение напряжения источника за время двойного пробега волны по линии, а также потери в линии. Эти факторы уменьшают возможные амплитуды перенапряжений на линии. Перенапряжения при отключении холостых линий для ряда энергетических систем становятся наиболее важным видом перенапряжений.

Возможные виды ограничения подобных перенапряжений:

Увеличение скорости восстановления электрической прочности, т.е. скорости расхождения контактов выключателя. Однако с увеличением быстродействия выключателей сильно возрастают перенапряжения при отключении холостых (ненагруженных) трансформаторов.

Использование выключателей с шунтирующими сопротивлениями. Недостаток – сложность конструкции и значительная стоимость.

Использование ОПН по концам ВЛ. Надежно ограничивают перенапряжения при длине ВЛ не более 200 км. В более длинных линиях нужны ОПН с повышенной пропускной способностью по току.

Присоединение электромагнитных трансформаторов напряжения.

5.13 Перенапряжения при отключении батарей конденсаторов.

Батареи конденсаторов применяются в электрических системах для улучшения коэффициента мощности, регулирования напряжения и увеличения пропускной способности дальних ЛЭП.

При отключении батарей конденсаторов (рис. 5.19) [3], так же, как и отключении холостых линий, емкостный ток обрывается в момент прохождения его через ноль при максимуме напряжения на конденсаторе. Через полпериода напряжение на контактах выключателя достигает $2U_{\phi}$, что может вызвать повторное зажигание дуги в выключателе и т.д., как и при отключении холостых линий. Для ограничения этих напряжений могут быть применены специальные быстродействующие выключатели, не дающие повторных зажиганий дуги.

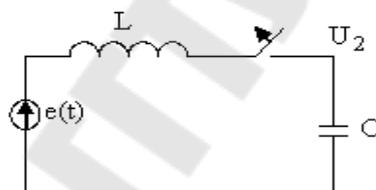


Рисунок 5.19. Упрощенная схема отключения батареи конденсаторов.

Современные конденсаторные батареи комплектуются обычно последовательно-параллельным соединением отдельных секций, каждая из которых защищается предохранителем. Поэтому в батареях практически не бывает полных коротких замыканий, что позволяет применять выключатели с большой скоростью восстановления напряжения, исключая возможность повторных зажиганий.

5.14 Перенапряжения при отключении ненагруженных трансформаторов.

Отключение ненагруженного трансформатора (и любого другого индуктивного элемента) сопровождается возникновением при срезе тока

выключателем затухающих колебаний большой амплитуды в контуре индуктивность трансформатора – емкость цепи.

Для изучения перенапряжений при отключении ненагруженного трансформатора рассмотрим схему его замещения (рис. 5.20). На данной схеме L_1 и C_1 представляют собой индуктивность и емкость источника, L_2 – индуктивность отключаемого ненагруженного трансформатора, а C_2 – его входную емкость.

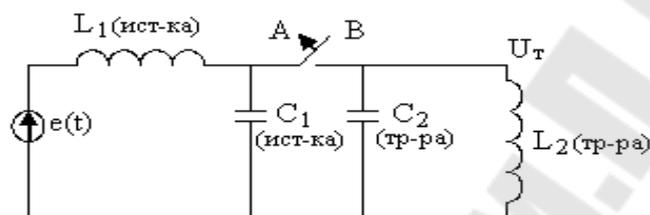


Рисунок 5.20. Упрощенная схема отключения ненагруженного трансформатора.

При больших токах (например, при отключении короткого замыкания) окончательный разрыв всегда имеет место в момент прохождения тока через нуль, причем снижение тока до нуля происходит плавно.

При малых токах (при отключении ненагруженных трансформаторов) степень ионизации дуги оказывается незначительной и под действием рабочего дутья выключателя может произойти очень быстрый распад дугового столба еще до того, как ток проходит через свое нулевое значение (в настоящее время существуют вакуумные, элегазовые выключатели, время отключения которых мало, для таких выключателей возможно отключение в любой точке синусоиды). При этом сопротивление дуги скачком возрастает, а ток в дуге резко снижается до нуля. Происходит так называемый «срез» тока. Мгновенное значение тока, которое может быть «срезано», зависит от степени ионизации дуги в этот момент времени и от дугогасящих способностей выключателя.

Допустим, что в схеме на рис. 5.20 в момент времени t_0 произошел срез тока, мгновенное значение которого было I_{cp} (рис. 5.21). После обрыва тока магнитная энергия $L_2 I_{cp}^2 / 2$ будет переходить в электрическую энергию конденсатора $C_2 \rightarrow C_2 U_{2_{max}}^2 / 2$. Этому процессу соответствует уравнение:

$$\frac{C_2 U_{2\max}^2}{2} = \frac{C_2 U_0^2}{2} + \frac{L_2 I_{cp}^2}{2}, \quad (5.13)$$

где I_{cp} – ток среза.

Из приведенного уравнения определяется максимальное, или так называемое ожидаемое, значение перенапряжения:

$$U_{2\max} = \sqrt{U_0^2 + \frac{L_2}{C_2} \cdot I_{cp}^2}, \quad (5.14)$$

где U_0 – напряжение на емкости C_2 в момент t_0 .

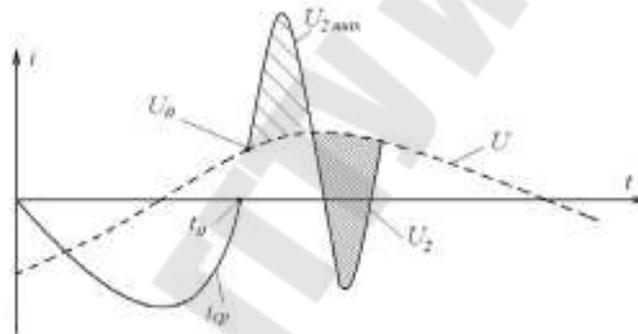


Рисунок 5.21. Временная диаграмма перенапряжений при отключении ненагруженного трансформатора.

Расчеты [14] показывают, что $U_{2\max}$ во много раз превышает номинальное напряжение трансформатора, так как L_2 – индуктивность холостого хода трансформатора исчисляется десятками Генри, а ток среза может оказаться равным 10...20 А.

При возникающих перенапряжениях прочность межконтактного промежутка оказывается недостаточной и происходит повторное зажигание дуги в выключателе. Сам выключатель выступает ограничителем перенапряжений. В результате нового среза тока может появиться следующий пик напряжений.

Повторные зажигания дуги в выключателе могут прекращаться довольно быстро, но могут продолжаться и несколько полупериодов. Дли-

тельность существования повторных зажиганий зависит от ожидаемого перенапряжения, интенсивности затухания собственных колебаний и скорости роста восстанавливающейся прочности выключателя.

Поскольку перенапряжения при отключении индуктивностей в редких случаях достигают предельных значений и имеют форму кратковременных импульсов, то установленные на присоединениях трансформаторов ОПН легко справляются с их ограничением. Возможно существенное ограничение перенапряжений применением выключателей с шунтирующими сопротивлениями, через которые часть энергии, запасенной в индуктивности, возвращается в сеть.

5.15 Перенапряжения при отключении коротких замыканий и асинхронного хода.

Отключение линий при КЗ, когда на поврежденной фазе напряжение может меняться от нуля при КЗ до максимального значения после его отключения, может сопровождаться перенапряжениями, достигающими $2U_{\phi}$. Наиболее высокие перенапряжения (до $4,5U_{\phi}$) могут возникать в длинных компенсированных линиях с высоким коэффициентом компенсации ($k=0,4$) при КЗ за устройством продольной емкостной компенсации (УПК), т.к. в этом случае напряжение на УПК находится в противофазе с ЭДС генератора и становится особенно большим [5]. Напряжение будет тем больше, чем выше допустимое напряжение на УПК в условиях КЗ, т.е. чем выше пробивное напряжение защитного разрядника, шунтирующего конденсаторную батарею при сквозных КЗ.

Отключение токов КЗ плавкими предохранителями, устанавливаемыми, например, в цепи трансформаторов небольшой мощности, происходит с очень большой скоростью и поэтому часто сопровождается значительными перенапряжениями. Эти перенапряжения при прочих равных условиях растут с увеличением длины плавкой вставки, поэтому для уменьшения уровня перенапряжений можно применять плавкую вставку, состоящую из двух половинок проволоки одинаковой длины, но разного диаметра. Сначала перегорает проволока меньшего диаметра, при этом перенапряжение снижается в соответствии с меньшей длиной этой вставки, затем перегорает вторая часть вставки, что сопровождается новым всплеском перенапряжения. Таким образом, перенапряжение как бы перераспределяется поровну на два пика. Большое значение для снижения перенапряжений имеют также свойства и природа наполните-

лей плавкого предохранителя (кварцевый песок, соединения бора и др.). Правильным подбором всех параметров плавкого предохранителя можно свести опасность перенапряжений к минимуму.

При нарушении устойчивости параллельной работы электропередача может перейти в асинхронный режим, и отключение произойдет в момент, когда угол между ЭДС по концам линии будет близок к 180° , а величина ЭДС за счет действия регуляторов напряжения повысится на 20–30 %. Такой режим близок у режиму КЗ, т.к. по линии проходит большой индуктивный ток. В случае неодновременного срабатывания выключателей по концам линии она попадает на короткое время в режим одностороннего питания, при котором напряжение на отключенном конце значительно повышается. Учитывая различные знаки начального и установившегося напряжений и повышенные значения ЭДС источника питания, можно ожидать повышения напряжений до $(3-3,5)U_\phi$. Однако указанные значения перенапряжений возникают крайне редко.

5.16 Перенапряжения при отключении вакуумных выключателей.

Вакуумные выключатели (ВВ) широко применяются для коммутаций в сетях средних классов напряжения. Некоторые особенности процесса гашения дуги в вакуумном выключателе (например, явление многократных повторных зажигания) могут в редких случаях приводить к возникновению высоких кратностей перенапряжений [13].

Повреждения вызываются неблагоприятными процессами, сопровождающими коммутации вакуумных выключателей: перенапряжения, вызванные срезами тока; эскалация перенапряжений при отключении в цикле высокочастотных (ВЧ) повторных пробоев; перенапряжения при включении в цикле ВЧ предварительных пробоев.

Перечисленные процессы характерны для выключателей с жесткими дугогасящими средами, в число которых входит вакуум. Высокие кратности перенапряжений опасны в первую очередь для двигателей, уровень изоляции которых составляет порядка $2,8U_\phi$. Высокие частоты переходного процесса при коммутациях ВВ представляют серьезную опасность для витковой изоляции высоковольтного оборудования, кабельных муфт и кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Основные составные части ВВ – вакуумная дугогасительная камера (ВДК) и привод, замыкающий/размыкающий контакты. При комму-

тациях в выключателях самые важные, с точки зрения коммутационных перенапряжений, механические и электрические переходные процессы происходят в микросекундных диапазонах при расстояниях между контактами до 2 мм. Качество исполнения привода (отсутствие люфтов и дребезга, быстрая и плавная работа привода, синхронность замыкания и размыкания по полюсам и линейное изменение скорости движения контактов в каждом полюсе выключателя) влияет на механические переходные процессы. Механические процессы, в свою очередь, в совокупности с характеристиками ВДК влияют на электрические переходные процессы, т.е. определяют характеристики процессов при коммутациях и их опасность. Таким образом, механические и электрические переходные процессы необходимо рассматривать в едином комплексе.

Основными причинами перенапряжений на изоляции отдельного присоединения при отключении нагрузки, связанными с особенностями дугогасящей среды и конструкцией выключателя, являются срез тока и эскалация напряжения [14].

Срез тока. Любой выключатель отключает ток при прохождении его через ноль (со сдвигом по времени в разных фазах), когда подвод энергии к дуге со стороны сети уменьшается [14]. В околонулевой области тока возможен быстрый распад канала дуги и принудительный спад тока от некоторого значения (единицы – десятки ампер) до нуля за очень малое время (значительно раньше естественного нуля тока). Это явление называется срезом тока. Возникает оно при отключении малых индуктивных токов (например, токов холостого хода трансформаторов и электродвигателей), неустановившихся токов включения трансформаторов, пусковых токов электродвигателей, токов шунтирующих реакторов.

Срез тока характерен для выключателей любого типа (маломасляных, электромагнитных, воздушных, вакуумных, элегазовых). Причиной среза тока в выключателях с гашением дуги в газовой среде являются интенсивное дутье и развитие высокочастотных колебаний на спадающем участке синусоиды отключаемого тока. Дутье вызывает значительное охлаждение плазмы в дуговом промежутке и быстрое уменьшение ее проводимости. Высокочастотные колебания, развивающиеся в контуре: емкость на шинах – нелинейное сопротивление дуги – индуктивность и емкость присоединения, налагаются на ток 50 Гц и приводят к тому, что суммарный ток в дуговом промежутке переходит через ноль и происходит гашение со срезом. В вакуумных выключателях причиной

среза тока является неустойчивость дуги при малых токах, так как она горит в парах металла контактов.

При срезе тока в индуктивности нагрузки запирается энергия, которая затем освобождается на емкость присоединения и может вызывать перенапряжения. Кратность перенапряжений при этом определяется индуктивностью нагрузки, емкостью присоединения (в основном длиной кабельной или воздушной линии) и величиной тока среза.

Вакуумные выключатели с хром-медными контактами имеют наименьший ток среза (5–6 А).

Кроме величины тока, на перенапряжения при срезе, влияют индуктивность нагрузки (или мощность) и емкость присоединения (длина воздушной или кабельной линии). При значительной длине присоединения перенапряжений из-за среза тока в выключателе вообще не возникает. Наличие даже небольшой активной нагрузки на вторичной стороне отключаемого силового трансформатора также исключает возникновение перенапряжений по причине среза. Использование таких современных защитных аппаратов, как ОПН, вообще снимает вопрос перенапряжений вне зависимости от типа используемого выключателя.

Эскалация напряжения. Это явление характерно только для вакуумных выключателей. Однако оно возникает крайне редко, только при отключении пускового тока не успевших развернуться или заторможенных электродвигателей. Перенапряжения в этом случае могут достигать 6–7-кратных.

Почему принято считать, что только вакуумные выключатели создают перенапряжения? В первых моделях вакуумных выключателей для изготовления контактов использовался вольфрам. Преимущество этого металла в виде тугоплавкости, а также малая истираемость изготовленных из него контактов нивелировались большим контактным сопротивлением и резким спаданием плотности паров металла при приближении тока к нулю. Появлялся срез тока порядка 20–30 А, и возникало перенапряжение на индуктивную нагрузку. Ситуация была разрешена с помощью применения сплавов на медной основе, легированной различными добавками, а именно, хромом. В настоящее время кратность перенапряжения, которое вызывается при коммутации вакуумными аппаратами не больше кратности других моделей выключателей.

Тема 6. ЗАЩИТА ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

6.1 Классификация мер защиты от перенапряжений.

6.2 Защитные промежутки и трубчатые разрядники.

6.3 Вентильные разрядники.

6.4 Нелинейные ограничители перенапряжений.

6.1 Классификация мер защиты от перенапряжений.

Меры и средства защиты от перенапряжений подразделяются на организационные и технические [3]. Организационные меры защиты, в свою очередь, включают системные и оптимизационные, технические меры и средства защиты – превентивные и коммутационные.

Системные меры не являются специальными мерами защиты от перенапряжений. Однако сооружение параллельных линий и расширение резервов оборудования, установка синхронных компенсаторов и шунтирующих реакторов и другие мероприятия дают возможность предотвратить или существенно уменьшить вероятность развития системной аварии, приводящей к наибольшему ущербу. Эти меры ограничивают также повышение рабочего напряжения сверх допустимого.

Оптимизационные меры также не являются специальными мерами защиты от перенапряжений. Они предполагают разработку и выбор на стадии проектирования, а также реализацию в условиях эксплуатации оптимальной стратегии ведения режима работы сети, производства коммутаций и ликвидацию отрицательных последствий воздействия перенапряжений. К их числу следует отнести АПВ, селективную релейную защиту сети, автоматическое регулирование возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов, своевременную и тщательную профилактику изоляции и ремонт оборудования.

Превентивные меры – это предотвращение возникновения перенапряжений или ограничение их величины в месте их возникновения. Превентивные меры оказывают постоянное влияние на сеть и их благоприятное действие проявляется на протяжении всего переходного процесса. К таким мерам относятся следующие [3]:

- применение выключателей с шунтирующими резисторами;
- применение выключателей без повторных зажиганий дуги между контактами при их разведении;
- применение грозозащитных тросов и молниеотводов;

- заземление опор линий электропередачи;
- емкостная защита изоляции обмоток трансформаторов;
- применение емкостных элементов для снижения перенапряжений.

Коммутационные средства защиты от перенапряжений срабатывают и соединяют защищаемую цепь с заземлением, когда перенапряжение в точке их установки превышает некоторую критическую величину.

Коммутационные средства защиты от перенапряжений содержат в себе коммутирующие элементы, например, искровые промежутки. Они срабатывают, когда перенапряжение в точке их установки превысит некоторую критическую величину. Это приводит к изменению схемы или параметров сети. Перенапряжение на изоляции ограничивается до допустимых пределов, а вероятность возникновения перенапряжений высокой кратности существенно уменьшается. К коммутационным средствам защиты можно отнести также и ОПН. В этих аппаратах отсутствуют искровые промежутки и высоконелинейные резисторы подключены к сети постоянно. Однако при повышении напряжения на ОПН сверх наибольшего рабочего, резко уменьшается их сопротивление, что эквивалентно срабатыванию искровых промежутков.

Надежность защиты в значительной степени определяется состоянием заземления опор воздушных линий и металлических корпусов оборудования подстанций. Различают три основных типа заземлений:

- рабочее заземление, используемое для создания необходимого распределения напряжений и токов в нормальных и аварийных режимах работы сети;
- защитное заземление, служащее для защиты персонала от напряжения, возникающего на корпусах оборудования при повреждениях изоляции или вследствие влияний;
- грозозащитное заземление, предназначенное для защиты от внешних перенапряжений.

Меры защиты от перенапряжений могут быть направлены на уменьшение последствий перекрытия или пробоя изоляции. Однако, главное значение имеют мероприятия предусматривающие снижение уровня перенапряжений и, тем самым, вероятность пробоя или перекрытия изоляции. В ряде случаев, эти меры снижают вынужденную составляющую перенапряжений на изоляции. К ним можно отнести применение шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов и батарей

продольной компенсации, секционирование длинных линий, применение регуляторов сильного действия. Снижение вынужденной составляющей напряжения обеспечивается также глухим заземлением нейтрали в сетях 110 кВ и выше, установкой пониженных коэффициентов трансформации трансформаторов перед оперативными коммутациями линий, ограничением минимальной мощности питающей системы, а также программированием оптимальной очередности действия релейной защиты при аварийных включениях и отключениях линий.

В то же время, ряд мер и средств защиты предназначены для ограничения переходной составляющей коммутационных перенапряжений. К ним относятся меры, обеспечивающие благоприятные начальные условия коммутаций (например, снижение начального заряда при включении в цикле АПВ на линиях с установленными измерительными трансформаторами напряжения или выключателями с шунтирующими сопротивлениями), коммутации линии выключателями при оптимальной фазе ЭДС. Заземление нейтрали через дугогасящий реактор снижает вероятность возникновения дуговых перенапряжений. Демпферные обмотки в генераторах предотвращают возможность появления опасных перенапряжений на высших гармониках при несимметричных КЗ на линиях.

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

6.2 Защитные промежутки и трубчатые разрядники.

Наиболее простым и дешевым устройством защиты от перенапряжений являются искровые промежутки (ИП) [8].

В сетях до 35 кВ ИП имеют небольшую длину и могут закорачиваться птицами, садящимися на электроды. Для предотвращения замыканий в заземляющих спусках ИП создаются дополнительные разрывы.

ИП обладают рядом недостатков, которые ограничивают их широкое применение. Их пробивное напряжение имеет большой статистический разброс, что сильно затрудняет координацию пробивных напряже-

ний 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 ($t_{кр} \leq 2$ мкс) вольт-секундная характеристика изоляции (с учетом статистического разброса) может проходить ниже вольт-секундной характеристики ИП (рис. 6.1), то есть при временах $t \leq t_{кр}$ изоляция остается незащищенной и может быть повреждена.

Любые срабатывания ИП вызывают образование дуги тока КЗ, которое в сетях 110 кВ и выше само произвольно погаснуть не могут. Каждое такое КЗ вызывает нежелательные электродинамические воздействия в области трансформаторов и электрических машин, ускоренный износ и внеочередные ревизии выключателей. Срабатывание ИП, установленных параллельно защищаемой изоляции, вызывает резкий срез напряжения на ней. Это приводит к возникновению опасных градиентных перенапряжений на продольной изоляции (между витками и катушками) обмоток трансформаторов, реакторов и электрических машин.

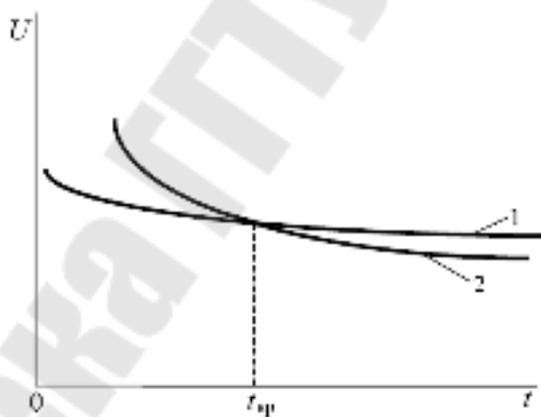


Рисунок 6.1. Вольт-секундная характеристика изоляции (1) и ИП (2).

Некоторое улучшение характеристик может быть получено путем принудительного гашения дуги. Для этого, в трубчатых разрядниках, ИП помещают в трубку из газогенерирующего материала (фибры или винипласта). При протекании через ИП импульсного тока молнии и тока КЗ горит мощная дуга, которая вызывает высокую температуру, газовыделение и высокое давление (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 ИП – образования длительного КЗ, отключаемого выключателями. Однако наличие зоны выхлопа, исключает возможность применения разрядников в ЗРУ, а также вблизи трансформатора ОРУ в качестве основного аппарата для защиты электрооборудования подстанций.

6.3 Вентильные разрядники.

Раньше основным средством защиты от перенапряжений являлся вентильный разрядник. Этот защитный аппарат состоит из искровых промежутков и последовательных нелинейных (рабочих) сопротивлений. В большинстве разрядников параллельно искровым промежуткам присоединяются шунтирующие сопротивления, которые служат для равномерного распределения напряжения по искровым промежуткам.

При воздействии на вентильный разрядник перенапряжений, превышающих его пробивное напряжение, происходит пробой ИП и рабочие сопротивления присоединяются к сети. При этом перенапряжение в точке установки аппарата определяется в основном падением напряжения на рабочих сопротивлениях (остающееся напряжение на разряднике $U_{ост}$). Это напряжение должно быть на 30 % меньше, чем допустимое напряжение на защищаемой изоляции. Ток, протекающий через разрядник за импульсным пробоем ИП под влиянием напряжения 50 Гц, называется сопровождающим током. Этот ток ограничивается рабочим сопротивлением аппарата, величина которого резко возрастает при снижении напряжения на разряднике. При переходе тока через ноль дуга в ИП гаснет, и разрядник приходит в исходное состояние. Таким образом, ИП вентильных разрядников при отсутствии перенапряжений отделяют рабочие сопротивления от сети и подключают их в момент появления опасных для изоляции перенапряжений.

Искровые промежутки, по возможности, должны иметь горизонтальную вольт-секундную характеристику, то есть малое изменение пробивного напряжения $U_{пр}$ в широком диапазоне предразрядных времен (от мкс до мс) и малый разброс $U_{пр}$. Кроме того, $U_{пр}$ не должно изменяться после многократного пропускания нормированных импульсных и сопровождающих токов, а также при колебаниях температуры и

воздействия тряски, ударов и вибрации. ИП должны гасить дугу сопровождающего тока, как правило, при первом переходе его через ноль.

Последовательное сопротивление вентильного разрядника должно обладать нелинейной вольт-амперной характеристикой и способностью многократно пропускать импульсные и сопровождающие токи. Для нелинейных сопротивлений используются твердые полупроводниковые материалы из электротехнического карбида кремния (карборунда) SiC, проводимость которых практически мгновенно возрастает при увеличении приложенного напряжения.

Нелинейные резисторы вентильных разрядников прессуются в виде дисков из исходной массы, состоящей из порошка карбида кремния и связующего материала. Применяются диски из вилита и тервита. Для изготовления вилитовых дисков в качестве связующего материала применяется жидкое стекло, это позволяет обжигать заготовки дисков при относительно низкой температуре (около 300 °С). Тервитовые диски, в которых связующим является смесь жидкого стекла и глинозема, при изготовлении обжигаются при температуре 1000 °С. При этом часть запорных пленок SiO₂ выгорает, что приводит к некоторому ухудшению нелинейности резисторов, но одновременно значительно возрастает их пропускная способность, то есть способность многократно пропускать без повреждения большие токи.

Вольт-амперную характеристику нелинейных резисторов принято характеризовать степенной зависимостью:

$$U = C \cdot I^\alpha, \quad (6.1)$$

где C – постоянная, учитывающая свойства материала и размер резистора; α – коэффициент нелинейности материала, имеющий разные значения в области малых и больших токов.

Вольт-амперную характеристику целесообразно строить в логарифмических шкалах, в которых она изображается отрезками прямой линии. На рисунке 6.2 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 вольтамперной характеристики. Участок А вольт-амперной характеристики соответствует об-

ласти сопровождающих токов и большинству токов коммутационных перенапряжений.

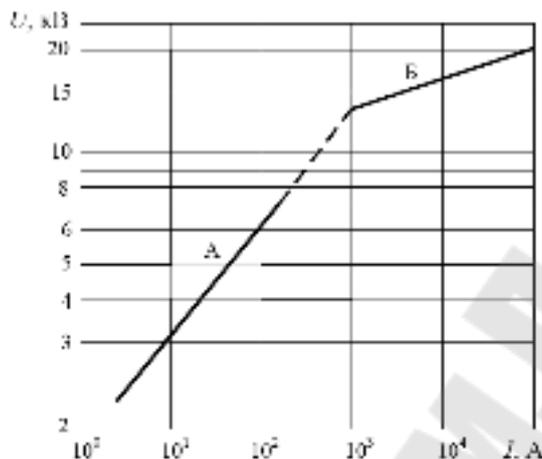


Рисунок 6.2. ВАХ рабочих сопротивлений вентильного разрядника.

Вентильные разрядники с резисторами на основе карбида кремния вследствие недостаточной нелинейности материала не позволяют обеспечить достаточное ограничение перенапряжений. 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.

6.4 Нелинейные ограничители перенапряжений.

Значительное улучшение защитных характеристик разрядников может быть достигнуто при отказе от использования искровых промежутков. Это оказывается возможным при переходе к резисторам с резко нелинейной вольтамперной характеристикой и достаточной пропускной способностью [8].

Таким требованиям отвечают варисторы из полупроводникового материала на базе окиси цинка.

Вольт-амперные характеристики таких варисторов приведены на рисунке 6.3, где напряжение указано в относительных единицах, причем за базисную величину принято остающееся напряжение на варисторе при токе 100 А (U_{100}).

Вольт-амперную характеристику нелинейных варисторов обычно аппроксимируют зависимостью $U = C \cdot I^\alpha$, где α – коэффициент нелинейности материала (показатель нелинейности), зависит от величины тока, протекающего через сопротивления, и с увеличением тока растет.

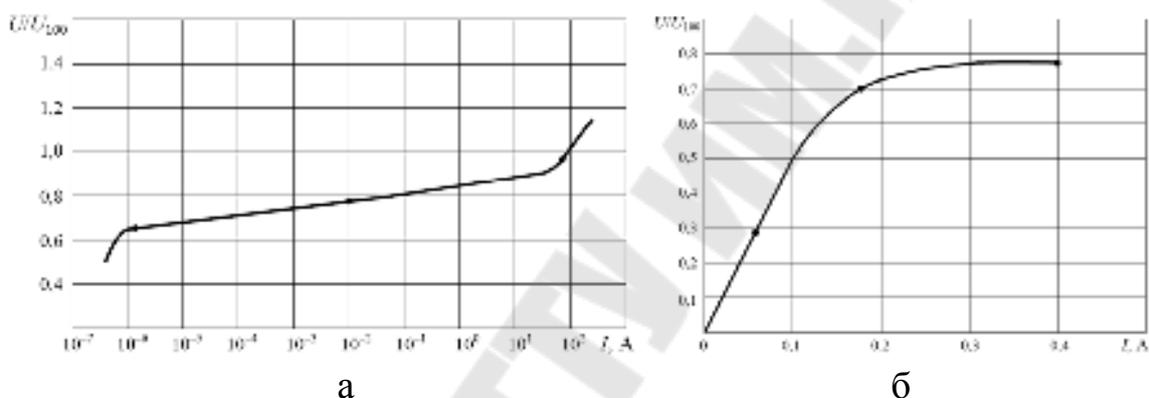


Рисунок 6.3. ВАХ варисторов диаметром 28 мм на постоянном токе и при импульсах (а) и переменном токе 50 Гц (б).

Нелинейные варисторы, изготовленные на основе окиси цинка и использующиеся в ограничителях перенапряжений, характеризуются значительно меньшим показателем нелинейности α , чем карбидно-кремниевые, используемые в вентильных разрядниках.

Определение коэффициента нелинейности α по вольт-амперным характеристикам варисторов имеет большую погрешность из-за недостаточной точности измерения остающегося напряжения.

Отсутствие искровых промежутков обуславливает протекание через ОПН токов 50 Гц при рабочем напряжении сети. Чрезмерная величина этих токов может привести к перегреву и выходу ОПН из строя.

Пропускная способность ОПН и характер их повреждения зависят от амплитуды и длительности тока через них. При протекании через

ОПН импульсов тока большой длительности, характерных для коммутационных воздействий, наблюдается их существенный нагрев. Амплитуда импульса, приводящего к повреждению варисторов составляет 80...120 А, причем в результате таких воздействий происходит проплавление в варисторах сквозных отверстий, а в ряде случаев варисторы разрушаются. При коротких импульсах тока 8/20 мкс, характерных для грозовых перенапряжений, варисторы не разрушаются даже при воздействии импульсов с амплитудой до 1000...1500 А. Дальнейшее увеличение тока приводит к их перекрытию по боковой поверхности, однако ток перекрытия может быть значительно увеличен, если покрыть боковую поверхность варисторов специальным изоляционным лаком или залить варисторы полимерным компаундом.

Нелинейные ограничители перенапряжений комплектуются из параллельно и последовательно соединенных оксидноцинковых варисторов (рис. 6.4). Число последовательно соединенных в колонку варисторов и число параллельных колонок в ограничителе определяются номинальным напряжением сети и зависят от требований к защитному уровню и пропускной способности ограничителей.

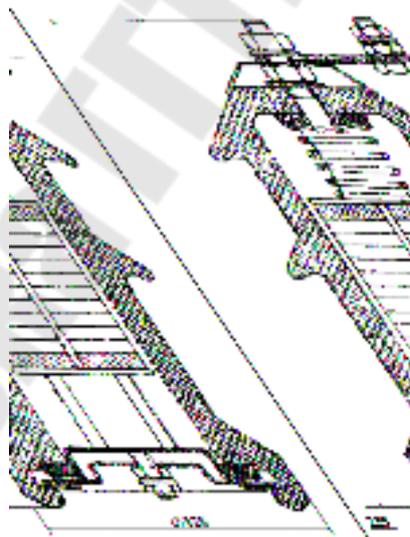


Рисунок 6.4. Многоколоноковый ограничитель перенапряжений.

Число колонок зависит от заданной пропускной способности ограничителя, то есть определяется классом напряжения аппарата и областью его применения.

Конструкция ограничителя перенапряжений зависит от класса напряжения и характеристик сети, в которой он используется. В сетях 6–35 кВ, работающих в режиме с изолированной или резонансно заземленной нейтралью, ОПН могут длительное время подвергаться воздействию повышенного до линейного напряжения сети в случае возникновения замыкания на землю одной из фаз сети.

Поскольку ограничители перенапряжений не содержат искровых промежутков, отделяющих варисторы от сети при длительном воздействии рабочего напряжения, то одним из основных расчетных режимов их работы является режим протекания через варисторы тока при длительном воздействии рабочего напряжения. В этом случае должна быть обеспечена термическая устойчивость ограничителя.

Преимуществами ОПН являются: возможность глубокого ограничения перенапряжений, в том числе междуфазных, малые габариты, позволяющие использовать их в качестве опорных изоляционных колонн, большая пропускная способность.

Уровень ограничения коммутационных перенапряжений с помощью ОПН составляет $(1,65–1,80)U_{\phi}$. Уровень ограничения грозовых перенапряжений составляет $(2,2–2,4)U_{\phi}$ в сетях 110 кВ и снижается до $2U_{\phi}$ для ЛЭП 750 кВ [15].

Применительно к ОПН отсутствует понятие напряжения гашения. Однако длительное воздействие резонансных перенапряжений, связанных с прохождением через ОПН больших токов, может нарушить тепловую устойчивость аппарата и привести к аварии. В связи с этим для ОПН установлены допустимые длительности приложения повышенных напряжений, которые должны быть скоординированы с действием релейной защиты.

Тема 7. РЕЗИСТИВНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ НЕЙТРАЛИ СЕТИ

- 7.1 Режимы резистивного заземления нейтрали.
- 7.2 Критерии выбора резистивного заземления нейтрали.
- 7.3 Выбор величины сопротивления резистора по критерию обеспечения электробезопасности.
- 7.4 Выбор величины сопротивления резистора по критерию снижения уровня перенапряжений.
- 7.5 Выбор величины сопротивления резистора по критерию эффективной работы релейной защиты.
- 7.6 Выбор типа резистора и проверка его термической стойкости.
- 7.7 Принципиальные схемы включения резистора в нейтраль сети.
- 7.8 Определение мощности трансформатора присоединения резистора.
- 7.9 Технико-экономическое обоснование целесообразности резистивного заземления нейтрали сетей 6–35 кВ.

7.1 Режимы резистивного заземления нейтрали.

Применяются два режима резистивного заземления нейтрали сетей 6–35 кВ [16]:

- низкоомное резистивное заземление нейтрали;
- высокоомное резистивное заземление нейтрали.

Низкоомное резистивное заземление нейтрали применяется в случаях, когда однофазное замыкание на землю (ОЗЗ) должно быть селективно отключено в течение минимально возможного времени. При этом ток в нейтрали должен быть достаточным для работы релейной защиты на отключение.

Низкоомное резистивное заземление нейтрали характеризуется значительным снижением уровня перенапряжений в сети и организацией простой и эффективной защиты от ОЗЗ.

Высокоомное резистивное заземление нейтрали целесообразно применять в случаях, когда сеть должна иметь возможность длительной работы в режиме ОЗЗ до обнаружения места ОЗЗ и устранения повреждения или имеются ограничения по величине тока повреждения. При этом ток в нейтрали должен быть такой величины, чтобы исключить появление опасных негативных явлений, связанных с перенапряжениями и

электробезопасностью, но быть достаточным для определения повреждённого присоединения и работы релейной защиты на сигнал.

Высокоомное резистивное заземление нейтрали характеризуется снижением уровня перенапряжений в сети до допустимой величины, организацией эффективной защиты от ОЗЗ с действием на сигнал или на отключение и возможностью продолжительной работы сети в режиме ОЗЗ при действии защит на сигнал.

Применение высокоомного резистивного заземления нейтрали допускается только при наличии технико-экономического обоснования.

Признаком режима резистивного заземления нейтрали является соотношение величины сопротивления резистора R_N и величины емкостного тока сети X_C .

В зависимости от соотношения сопротивлений резистора R_N и емкостного сопротивления сети X_C принято условное разделение резистивного заземления нейтрали на низкоомное и высокоомное:

– для низкоомного резистивного заземления

$$R_N \leq X_C; \quad (7.1)$$

– для высокоомного резистивного заземления

$$R_N > X_C. \quad (7.2)$$

Емкостное сопротивление сети X_C определяется по выражению

$$X_C = \frac{U_\phi}{I_C}, \text{ Ом}, \quad (7.3)$$

где I_C – емкостной ток сети, А.

7.2 Критерии выбора резистивного заземления нейтрали.

Задача определения типа резистивного заземления нейтрали сети является многокритериальной и включает в себя следующие составляющие [16]:

- обеспечение электробезопасности;
- надежность электроснабжения потребителей;

- снижение уровня перенапряжений в сети;
- организация эффективной защиты от ОЗЗ.

Критерий обеспечения электробезопасности заключается в соблюдении условий электробезопасности для людей при ОЗЗ на ПС с учетом существующего нормирования величин допустимого сопротивления ЗУ или напряжения прикосновения.

Критерий надежности электроснабжения потребителей определяется возможностью обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей.

При длительном существовании режима ОЗЗ в сети возможны как переход ОЗЗ в многофазное повреждение, так и переход ОЗЗ в многоместные повреждения изоляции, приводящие к двойным замыканиям на землю с отключением поврежденных элементов.

Для потребителей первой высшей, первой и второй категорий необходимо использовать режим резистивного заземления нейтрали с действием релейной защиты на отключение поврежденного элемента.

Для потребителей второй категории с временным питанием от одного независимого источника и для потребителей третьей категории необходимо рассматривать вопрос целесообразности сохранения режима ОЗЗ. При необходимости сохранения работы сети в режиме ОЗЗ необходимо использовать высокоомное резистивное заземление нейтрали с действием релейной защиты от ОЗЗ на сигнал.

Критерий снижения уровня перенапряжений определяется необходимой величиной снижения уровня перенапряжений и характеризуется коэффициентом кратности перенапряжений k_{II} , который представляет отношение величин максимального напряжения на фазах при ОЗЗ U_{max} к фазному напряжению U_{ϕ} :

$$k_{II} = \frac{U_{max}}{U_{\phi}}, \quad (7.4)$$

где $k_{II} = 3,4$ – максимальный коэффициент кратности дуговых перенапряжений в сети с изолированной нейтралью.

В качестве базовой степени защиты изоляции сети и электрооборудования от перенапряжений принимается степень защиты $k_{II} = 2,6$, соответствующая норме на профилактические испытания вращающихся машин (генераторов, высоковольтных двигателей).

При резистивном заземлении нейтрали степень защиты изоляции сети и электрооборудования от перенапряжений должна соответствовать условию:

$$k_{II} \leq 2,6. \quad (7.5)$$

Выбор степени защиты $k_{II} > 2,6$ должен иметь соответствующее обоснование.

Критерий организации эффективной защиты от ОЗЗ заключается в определении необходимого вида защиты, обладающей требуемой селективностью и чувствительностью.

При низкоомном резистивном заземлении нейтрали в режиме ОЗЗ по поврежденному присоединению протекает ток величиной десятки и сотни ампер, что позволяет организовать простую токовую защиту с действием на отключение поврежденного присоединения.

При высокоомном резистивном заземлении нейтрали определение поврежденного присоединения производится по наличию активной составляющей тока ОЗЗ, которая имеет достаточно малую величину, что вводит к усложнению и удорожанию релейной защиты от ОЗЗ.

7.3 Выбор величины сопротивления резистора по критерию обеспечения электробезопасности.

На подстанциях (ПС) 110 кВ и выше, включающих сети 6–35 кВ с заземлённой через резистор нейтралью, условия электробезопасности выполняются всегда, так как стекающий в землю ток с нейтрали при ОЗЗ в сети 6–35 кВ всегда значительно меньше тока однофазного КЗ в сети 110 кВ и выше, по которому проектируется заземляющее устройство (ЗУ) ПС и выбираются защитные мероприятия.

На ПС 6–35 кВ, включающих сети с заземлённой через резистор нейтралью, электробезопасность обеспечивается при допустимой величине сопротивления ЗУ $R_{зудоп}$, удовлетворяющего условию [16]:

$$R_{зудоп} \leq \frac{R_{зу(ПУЭ)} \cdot R_N}{\sqrt{R_N^2 + X_C^2}}, \text{ Ом.} \quad (7.6)$$

где $R_{зу(ПУЭ)}$ – величина сопротивления ЗУ нормируемая ПУЭ, Ом.

Из (7.6) следует, что по сравнению с принятой в соответствии с ПУЭ допустимой величиной сопротивления ЗУ при заземлении нейтрали сети через резистор всегда ухудшаются условия электробезопасности. В этом случае электробезопасность обеспечивается двумя способами: либо путем выбора допустимого сопротивления ЗУ по (7.6), либо путем выполнения на ПС специальных защитных мероприятий, связанных с отключением поврежденного присоединения.

7.4 Выбор величины сопротивления резистора по критерию снижения уровня перенапряжений.

Выбор величины резистора по критерию снижения уровня перенапряжений производится по требуемой степени защиты изоляции сети и электрооборудования от перенапряжений, которая определяется допустимым коэффициентом кратности перенапряжений k_{Π} .

Величина допустимого коэффициента кратности перенапряжений определяется оборудованием и уровнем изоляции сети. Если такого требования не выносится, то принимается

$$k_{\Pi} \leq 2,6. \quad (7.7)$$

При этом коэффициент кратности перенапряжений составляет:

– для низкоомного резистивного заземления нейтрали

$$k_{\Pi} = 1 \div 2,2; \quad (7.8)$$

– для высокоомного резистивного заземления нейтрали

$$k_{\Pi} = 2,2 \div 2,6. \quad (7.9)$$

Сопротивление резистора по заданной кратности уровня перенапряжений k_{Π} определяется по выражению

$$R_N = X_C \cdot \frac{k_{\Pi} - 1}{3,4 - k_{\Pi}}, \text{ Ом.} \quad (7.10)$$

Аттестация проектируемых и действующих резисторов по критерию снижения перенапряжений производится по величине кратности перенапряжений k_{Π} , которая определяется по выражению:

$$k_{II} = \frac{2,4 \cdot R_N}{R_N + X_C} + 1. \quad (7.11)$$

7.5 Выбор величины сопротивления резистора по критерию эффективной работы релейной защиты.

Защита от ОЗЗ в сети организуется на всех присоединениях. При низкоомном резистивном заземлении нейтрали устанавливается максимальная токовая защита нулевой последовательности с действием на отключение поврежденного присоединения. При высокоомном резистивном заземлении нейтрали могут устанавливаться токовые защиты, с действием на отключение или сигнал.

Допустимое сопротивление резистора по критерию эффективной работы РЗА определяется по выражению:

$$R_N \leq \frac{U_{\phi}}{I_{CЗ}}, \text{ Ом.} \quad (7.12)$$

где $I_{CЗ}$ – ток срабатывания релейной защиты от ОЗЗ, А.

7.6 Выбор типа резистора и проверка его термической стойкости.

Величина сопротивления резистора должна выбираться при условии наибольшего рабочего напряжения на шинах $U_{н.раб}$:

$U_{н.раб} = 7,2$ кВ – для сети напряжением 6 кВ;

$U_{н.раб} = 12$ кВ – для сети напряжением 10 кВ;

$U_{н.раб} = 40,5$ кВ – для сети напряжением 35 кВ.

Термическая стойкость низкоомного резистора оценивается по допустимому кратковременному току $I_{Pдон}$ и времени его протекания $t_{Pдон}$:

$$I_{Pдон} \geq I_P; \quad (7.13)$$

$$t_{Pдон} \geq t_{CЗрез}, \text{ но не менее } 3 \text{ с,} \quad (7.14)$$

где $I_P = \frac{U_{н.раб}}{\sqrt{3} \cdot R_N}$ – ток, протекающий по резистору в режиме ОЗЗ, А;

$t_{Сзрез}$ – время отключения ОЗЗ резервной защитой, действующей на вводной выключатель, с.

Термическая стойкость высокоомного резистора оценивается по допустимому длительному току $I_{Pдон}$ или по номинальной мощности резистора $S_{Pном}$, которые должны удовлетворять условиям

$$I_{Pдон} \geq I_P; \quad (7.15)$$

$$S_{Pном} \geq I_P^2 \cdot R_N. \quad (7.16)$$

Рекомендуется при расчетах выбирать величину сопротивления резистора из данных заводов изготовителей резисторов или из приведенного ниже номинального ряда.

Рекомендуемый номинальный ряд сопротивлений резисторов для заземления нейтрали: 10, 25, 50, 75, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 800, 1000, 1250, 1500, 1800, 2000, 2500, 3000, 4000, 5000, 7000, 10000 Ом [16].

7.7 Принципиальные схемы включения резистора в нейтраль сети.

Нейтрали сетей 6–35 кВ заземляются через резистор на питающих ПС. Резисторы для заземления нейтрали сети устанавливаются на каждой секции шин 6–35 кВ.

Резистивное заземление нейтрали может осуществляться одним из следующих способов [16]:

– включение резистора в нейтраль обмотки силового трансформатора соединенной по схеме «звезда с нулем» (рисунок 7.1);

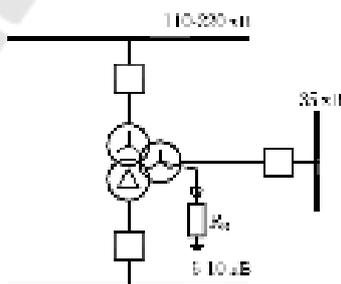


Рисунок 7.1. Принципиальная схема заземления нейтрали сети 35 кВ при включении резистора в нейтраль обмотки среднего напряжения силового трансформатора.

– включение резистора в нейтраль обмотки высшего напряжения специально устанавливаемого трансформатора заземления нейтрали (ТЗН) со схемой соединения обмоток $Y0/\Delta$ (рисунки 7.2, 7.3а);

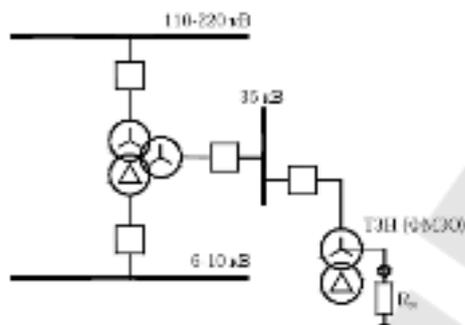


Рисунок 7.2. Принципиальная схема заземления нейтрали сети 35 кВ при включении резистора в нейтраль ТЗН (ФМЗО).

– включение резистора в нейтраль обмотки высшего напряжения трансформатора собственных нужд (ТСН) со схемой соединения обмоток $Y0/\Delta$ (рисунок 7.3а);

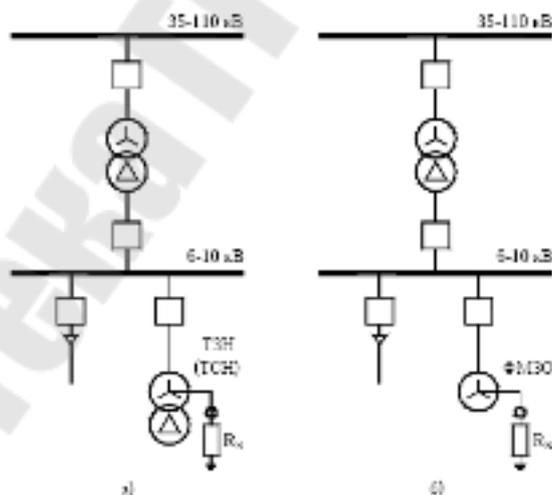


Рисунок 7.3. Принципиальные схемы заземления нейтрали сети 6–10 кВ при включении резистора в нейтраль ТЗН, ТСН или ФМЗО:

- а) включение резистора в нейтраль ТЗН (ТСН);
- б) включение резистора в нейтраль ФМЗО.

– подключение резистора через силовой фильтр нулевой последовательности ФМЗО (рисунок 7.2, 7.3б, 7.4).

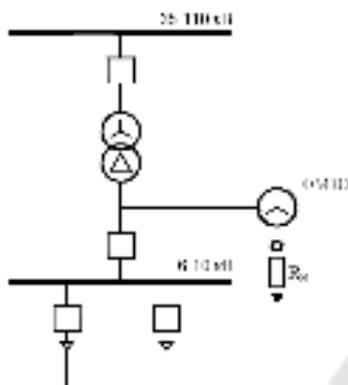


Рисунок 7.4 Принципиальная схема заземления нейтрали сети 6–10 кВ при подключении ФМЗО к выводам обмотки силового трансформатора.

В качестве трансформаторов заземления нейтрали используются ненагруженные силовые трансформаторы (ТЗН) или трансформаторы собственных нужд (ТСН) со схемой соединения обмоток Y/Δ (рис. 7.5).

Схема подключения резистора в нейтраль ТЗН и ТСН используется для низкоомного и высокоомного резистивного заземления нейтрали. При подключении резистора в нейтраль ТСН необходимо производить проверку ТСН на термическую стойкость в режиме ОЗЗ.

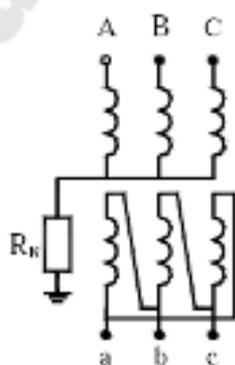


Рисунок 7.5. Схема подключения резистора в нейтраль ТЗН и ТСН.

Подключение резистора может быть выполнено через специально устанавливаемый силовой фильтр нулевой последовательности ФМЗО, представляющий собой маслонаполненный трехфазный трансформатор, не имеющий низковольтной вторичной обмотки и с обмоткой высшего напряжения выполненной по схеме «зигзаг» (рисунок 7.6). Схема используется для низкоомного и высокоомного резистивного заземления нейтрали. Необходимые условия: проверка ФМЗО на термическую стойкость в режиме ОЗЗ.

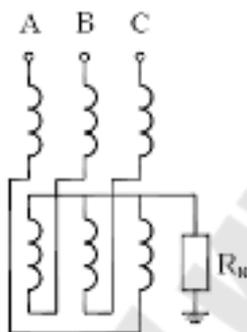


Рисунок 7.6. Схема подключения резистора через ФМЗО.

7.8 Определение мощности трансформатора присоединения резистора.

Наиболее простым и недорогим решением является включение резистора в нейтраль обмотки силового трансформатора, соединенной по схеме «звезда с нулем» (рисунок 7.1). В энергосистеме Республики Беларусь в сетях среднего напряжения такая схема соединения обмоток силового трансформатора может применяться только в сетях 35 кВ при условии выведенной на крышку бака трансформатора нейтрали обмотки 35 кВ. Проверку силового трансформатора на термическую стойкость в режиме ОЗЗ производить не требуется.

Наиболее распространенным способом включения резистора в нейтраль сети является установка специального трансформатора ТЗН со схемой соединения обмоток $Y0/\Delta-11$ (рисунки 7.2, 7.3а), мощность которого выбирается по условию:

$$S_T \geq \frac{U^2}{3 \cdot k_{пер} \cdot R_N}, \text{ кВА}, \quad (7.17)$$

где $k_{пер} = 1,0-1,4$ – коэффициент перегрузки трансформатора.

При наличии ТСН со схемой соединения обмоток Y0/Δ допускается включение резистора в нейтраль обмотки высшего напряжения (рисунок 7.3а) при условии проверки термической стойкости ТСН в режиме ОЗЗ по условию:

$$I_{дон} = \sqrt{(1,1 \cdot I_{ном})^2 + \left(\frac{I_P}{3}\right)^2}, \quad (7.18)$$

где I_P – ток через резистор в режиме ОЗЗ, А;

$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U}$ – номинальный ток ТСН, А;

$S_{ном}$ – номинальная мощность ТСН, кВА.

Также для включения резистора в нейтраль сети может использоваться специальный сетевой фильтр нулевой последовательности ФМЗО (рисунки 7.2, 7.3б, 7.4), мощность которого выбирается по выражению (7.17).

При установке резистора вместо ДГР с использованием существующего ТЗН, ТСН или ФМЗО, необходимо выполнять проверку на термическую стойкость ТЗН и ФМЗО по выражению (7.17) и ТСН по выражению (7.18).

7.9 Технико-экономическое обоснование целесообразности резистивного заземления нейтрали сетей 6–35 кВ.

В странах, где внедрена система резистивного заземления нейтрали сетей, основным критерием её внедрения является возможность осуществления резервного питания потребителей при ОЗЗ на данном присоединении.

В Республике Беларусь на данном этапе перевода сетей 6–35 кВ с изолированной нейтралью на заземлённую через резистор нейтраль ре-

шение о целесообразности резистивной системы заземления нейтрали должно приниматься организациями ГПО «Белэнерго», в ведении которых находятся сети 6–35 кВ.

При технико-экономическом обосновании целесообразности резистивного заземления нейтрали сетей 6–35 кВ необходимо исходить из следующих основных факторов:

1. Фактор изменения технических параметров сетей 6–35 кВ.

При заземлении нейтрали сетей 6–35 кВ через резистор по сравнению с изолированной нейтралью изменяются технические параметры сети:

- увеличивается ток однофазного замыкания на землю;
- снижается уровень перенапряжений как минимум в 1,5–2,0 раза;
- уменьшается продолжительность воздействия перенапряжений на изоляцию с нескольких часов до нескольких секунд.

2. Фактор повышения срока службы изоляции сетей 6–35 кВ

При заземлении нейтрали сетей 6–35 кВ через низкоомный резистор в случаях ОЗЗ повреждённое присоединение отключается при номинальных параметрах резисторов в течение 2 с, что ограничивает продолжительность воздействия перенапряжений на изоляцию.

В связи с этим, при ОЗЗ в условиях резистивного заземления нейтрали снижается вероятность пробоя изоляции на неповреждённых присоединениях и, как прямое следствие, общее число ОЗЗ. При этом следует учитывать, что при изолированной нейтрали сетей 6–35 кВ с воздушными сетями доля повреждений изоляции от дуговых и феррорезонансных перенапряжений составляет $\approx 15\%$, а в сетях с кабельными линиями $\approx 90\%$.

Из литературных источников следует, что расход внутреннего ресурса изоляции при воздействии импульсов перенапряжений в сети при резистивном заземлении нейтрали сети 6–35 кВ не менее, чем в 2 раза ниже, чем в сети с изолированной нейтралью.

При этом исключение возможности феррорезонансных перенапряжений повышает надёжность работы измерительных трансформаторов напряжения и снижает не только простой сети из-за их повреждений по указанной причине, но и вероятность несрабатывания релейных защит при повреждениях элементов сети.

3. Фактор дополнительных затрат на заземление нейтрали сетей 6–35 кВ.

Для включения резистора в нейтрали сетей 6–35 кВ необходимы капитальные затраты на:

- проектирование перехода сети на режим заземлённой через резистор нейтрали;
- приобретение специального трансформатора для включения резистора, резистора, трансформаторов тока для нейтрали и всех отходящих линий, реле защиты, блоков питания схем защиты и автоматики;
- монтаж ячейки с трансформатором для подключения резистора;
- установку ТТНП либо монтаж третьего трансформатора тока на каждой из отходящих линий напряжением 6–10 кВ;
- монтаж и наладка релейной защиты и автоматики.

Отмеченные дополнительные капитальные затраты на установку резистора оправдываются:

- снижением расходов на изготовление фазной изоляции (в существующей сети напряжением 6–35 кВ данный эффект не может быть реализован);
- увеличением долговечности изоляции за счёт снижения уровней и продолжительностей воздействия на неё перенапряжений; необходимо иметь в виду, что дуговые перенапряжения распространяются по всей сети, подключённой к данной секции шин, что увеличивает вероятность пробоя ослабленных участков изоляции на других линиях;
- повышением надёжности работы измерительных трансформаторов напряжения в результате исключения возможности феррорезонансных перенапряжений.

4. Фактор электробезопасности.

Быстрое отключение линий при однофазных замыканиях на землю снижает степень опасности поражения электрическим током людей и животных, оказавшихся вблизи места ОЗЗ.

Список использованных источников

1. Степанчук К.Ф. Испытания электрической прочности высоковольтной изоляции машин и аппаратов. Испытательные установки: Учебно-методическое пособие. – Мн.: БНТУ, 2003.
2. Халилов Ф.Х. Классификация перенапряжений. Внутренние перенапряжения. Учебное пособие. Издание НОУ «Центр подготовки кадров энергетики». – СПб., 2012.
3. Закарюкин В.П. Техника высоких напряжений: Конспект лекций. – Иркутск: ИрГУПС, 2005. – 137 с.
4. Важов В.Ф., Лавринович В.А., Лопаткин С.А. Техника высоких напряжений / Курс лекций для бакалавров направления 140200 «Электроэнергетика» – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 119 с.
5. Степанчук К.Ф., Тиняков Н.А. Техника высоких напряжений: Учеб. пособие для электроэнерг. спец. вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – Мн.: Выш. школа, 1982. – 367 с., ил.
6. Кадомская К.П., Лавров Ю.А., Рейхердт А. Перенапряжения в электрических сетях различного назначения и защита от них: Учебник. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2004. - с.
7. Кобзистый С.Ю. Техника высоких напряжений: изоляция и перенапряжения в электрических сетях. Курс лекций. – Воронеж, 2007.
8. Защита сетей 6–35 кВ от перенапряжений. / Халилов Ф.Х., Евдокунин Г.А., Поляков В.С. и др. Под ред. Халилова Ф.Х., Евдокунина Г.А., Таджибаева А.И. – СПб., 2002, 260 с. с ил.
9. Применение ОПН в сетях 6–35 кВ. Техническая информация. Таврида электрик. – 2003 г.
10. Руководство по эксплуатации и применению ОПН/ТЕЛ. Таврида электрик. – 2006.
11. Изоляция и перенапряжения. Краткий курс лекций. Часть 2 Перенапряжения / Петрухин А.Н., Поздняков Н.И. и др. – Киров: Изд-во ВятГУ, 2003.
12. Базуткин В.В. Техника высоких напряжений. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов / В.В. Базуткин, В.П. Ларионов, В.С. Пинталь; Под общ. ред. В.П. Ларионова. – 3-е изд., прераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 464 с.: с ил.
13. Перенапряжения при коммутациях вакуумных выключателей / Базавлук А.А., Сарин Л.И. и др. // Энергоэксперт № 2 – 2011. – С. 27–32.

14. Перенапряжения в сетях 6(10) кВ / Евдокунин Г., Титенков С. // Новости электротехники. – №5(17) 2002.

15. Басманов В.Г. Высоковольтная изоляция: Учеб. пособие для вузов. – Киров: Изд-во ВятГУ, 2006. – 155 с.

16. СТП 09110.20.187-09. Методические указания по заземлению нейтрали сетей 6–35 кВ через резистор. ГПО «Белэнерго». – 2010.

СОДЕРЖАНИЕ

Тема 1. Введение.....	3
Тема 2. Внутренние перенапряжения.....	17
Тема 3. Дуговые перенапряжения.....	29
Тема 4. Атмосферные (грозовые) перенапряжения.....	44
Тема 5. Коммутационные перенапряжения.....	55
Тема 6. Защита от перенапряжений	85
Тема 7. Резистивное заземление нейтрали сети	95
Список использованных источников.....	108

ДУГОВЫЕ И КОММУТАЦИОННЫЕ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Пособие

**по одноименной дисциплине для студентов
специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические
системы и сети» дневной формы обучения**

Составитель Добродей Александр Олегович

Подписано к размещению в электронную библиотеку
ГГТУ им. П. О. Сухого в качестве электронного
учебно-методического документа 19.04.19.

Пер. № 55Е.
<http://www.gstu.by>