

Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Электроснабжение»

Л. И. Евминов, Г. И. Селиверстов

**ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ
ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ
В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ**

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2010

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27я73
Е19

Рецензенты: канд. физ.-мат. наук, доц. каф. «Автоматизация производственных процессов и электротехники» БГТУ *В. И. Горошко*;
канд. техн. наук, доц. каф. «Электрические станции» БНТУ
С. М. Силюк

Обработка иллюстраций *Я. Е. Коломакин*

Евминов, Л. И.
Е19 Электромагнитные переходные процессы в электрических системах : учеб. пособие / Л. И. Евминов, Г. И. Селиверстов ; М-во образования Респ. Беларусь, Гомел. гос. техн. ун-т им. П. О. Сухого. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2010. – 418 с. – Систем. требования: РС не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа: <http://lib.gstu.local>. – Загл. с титул. экрана.
ISBN 978-985-420-937-1.

Рассмотрены электромагнитные переходные процессы в системах электроснабжения. Изложены методы их анализа и расчета на основе физических представлений о протекании электромагнитных переходных процессов. Включены современные руководящие указания по расчету токов коротких замыканий. Излагаемый материал иллюстрируется практическими примерами.

Для студентов высших учебных заведений по электроэнергетическим специальностям, магистрантов и аспирантов. Может быть использовано слушателями центров подготовки и повышения квалификации инженеров-энергетиков.

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27я73

ISBN 978-985-420-937-1

© Евминов Л. И., Селиверстов Г. И., 2010
© Учреждение образования «Гомельский государственный технический университет имени П. О. Сухого», 2010

ВВЕДЕНИЕ

Электрооборудование, предназначенное для работы в электроэнергетических системах (ЭЭС), выбирается в два этапа. Первый этап – предварительный выбор по параметрам длительных режимов, включая режимы перегрузки. Второй – проверка предварительно выбранного электрооборудования по условиям его работы при переходных режимах (процессах), определяющими из которых являются короткие замыкания (КЗ).

Переходные процессы возникают в электроэнергетических системах как при нормальной эксплуатации (включение и отключение нагрузок, источников питания, отдельных частей ЭЭС), так и в аварийных условиях (КЗ, обрыв нагруженной цепи, выпадение электрических машин из синхронизма).

ЭЭС является совокупностью устройств, связанных одновременно процессов производства, распределения и потребления электрической энергии. Это налагает на все режимы работы ЭЭС и персонал особую ответственность по качественному управлению ЭЭС для обеспечения бесперебойного энергоснабжения потребителей в установившихся и переходных режимах работы.

Переходный процесс в ЭЭС – процесс перехода от одного установившегося режима работы электроустановки к другому режиму.

Переходные процессы в ЭЭС оказывают существенное влияние на выбор структуры ЭЭС, выявление условий работы ЭЭС при аварийных режимах, а также на выбор средств управления, регулирования, защиты и противоаварийной автоматики. Поэтому изучение переходных процессов является неотъемлемой частью фундаментальной подготовки инженеров-электриков и энергетиков.

Целью изучения переходных процессов является формирование необходимых знаний о причинах возникновения и физической сущности этих процессов, а также разработка практических методов их количественной оценки с тем, чтобы можно было предвидеть и заранее предотвратить опасные последствия переходных процессов.

При любом переходном процессе происходит изменение электромагнитного состояния элементов системы и нарушение баланса между механическим моментом на валу каждой вращающейся маши-

ны и электромагнитным моментом, в результате чего изменяется частота вращения машин, т. е. некоторые электрические машины испытывают торможение, в то время как другие – ускорение. Из вышеизложенного следует, что переходный процесс характеризуется совокупностью электромагнитных и электромеханических изменений в ЭЭС, которые взаимосвязаны и представляют единое целое.

Тем не менее, вследствие довольно большой механической инерции вращающихся машин начальная стадия переходного процесса характеризуется преимущественно электромагнитными изменениями. Например, при пуске асинхронного двигателя с момента включения его в сеть и до момента разворота ротора имеет место только электромагнитный переходный процесс, который при развороте ротора дополняется механическим переходным процессом.

При относительно малых возмущениях (например, при КЗ за большим сопротивлением или, как говорят, при большой электрической удаленности КЗ) весь переходный процесс практически можно рассматривать только как электромагнитный. Рассмотрим в качестве примера систему электроснабжения (СЭС), представленную на рис. 1. Допустим, в точке К5 произошло КЗ. Расчетом можно показать, что в установке напряжением 0,4 кВ ток КЗ величиной 6000 (6 кА) после его приведения к стороне напряжения источников питания G составляет 1,0–2,0 % номинального тока этого источника. Естественно, такое малое увеличение тока не вызывает заметного нарушения равновесия рабочего состояния генератора.

То есть при большой электрической удаленности КЗ представляется возможным и целесообразным рассматривать только одну сторону переходного процесса, а именно – явления электромагнитного характера.

Таким образом, электромагнитным переходным процессом в электроустановке называют переходный процесс, характеризуемый изменением значений только электромагнитных величин электроустановки (тока, напряжения и т. д.).

При возникновении переходного процесса в ЭЭС он одновременно протекает в источниках питания, а также в электрических сетях и нагрузках. При этом в источниках питания (генераторах) приходят в действие автоматические регулирующие устройства (АРВ), которые стремятся поддержать уровень напряжения на шинах генераторов, и поэтому напряжения всех источников питания являются переменными величинами.

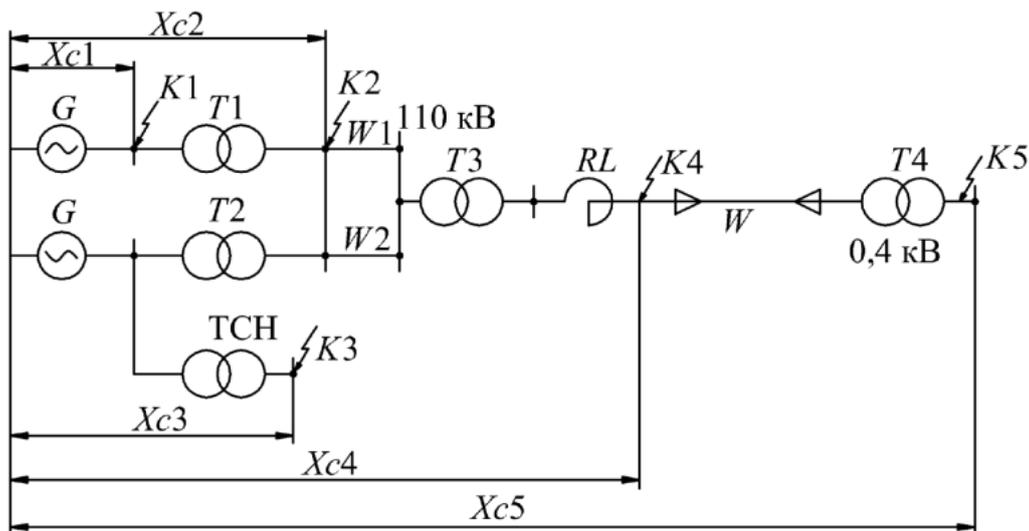


Рис. 1. Система электроснабжения: G – источники питания; $T1$ – $T4$ – трансформаторы; ТСН – трансформатор собственных нужд; RL – токоограничивающий реактор; $W1$, $W2$ – воздушные линии электропередачи; W – кабельная линия электропередачи; $K1$ – $K5$ – точки КЗ

Курс «Электромагнитные переходные процессы» использует материал, изученный в курсах высшей математики, физики, ТОЭ, электрических машин, электрических систем и сетей.

Материал изучаемого курса используется при прохождении специальных курсов: электрических систем и их устойчивости, электрооборудования станций и подстанций, релейной защиты и автоматики, электроснабжения предприятий различных отраслей промышленности.

Практические задачи, при решении которых инженер-электрик сталкивается с необходимостью количественной оценки тех или иных величин во время электромагнитного переходного процесса, разнообразны и многочисленны. Однако все они объединены целью обеспечения надежности работы отдельных элементов и всей ЭЭС в целом.

Теоретические разработки и практические методы расчета всегда требуют экспериментальной проверки, которую проводят, как правило, в натурных условиях. Помощь в экспериментах и проверке новых теоретических разработок, схем и автоматических устройств оказывает физическое и математическое моделирование ЭЭС. Применение персональных вычислительных машин значительно расширяет возможности математического моделирования и позволяет сократить трудоемкую вычислительную работу по расчету переходных процессов в ЭЭС, существенно повысив точность расчетов.

ГЛАВА 1. Общие сведения об электромагнитных переходных процессах

1.1. Основные понятия и определения

Предметом изучения курса «Электромагнитные переходные процессы в электрических системах» является изучение процессов, возникающих в ЭЭС при изменении условий ее работы.

ЭЭС представляет собой совокупность устройств, которые можно разбить на две группы:

1. Силовые элементы. К силовым элементам относятся следующие элементы:

- вырабатывающие электроэнергию (генераторы);
- преобразующие электроэнергию (трансформаторы, выпрямители, инверторы);
- передающие и распределяющие электроэнергию (ЛЭП, электрические сети);
- потребляющие электроэнергию (нагрузки).

2. Элементы управления. К элементам управления относятся элементы, регулирующие и изменяющие состояние ЭЭС (регуляторы возбуждения синхронных машин, выключатели и т. п.).

Для ЭЭС характерны четыре режима работы: нормальный, аварийный, послеаварийный и ремонтный. Аварийный режим является кратковременным режимом, а остальные – продолжительными режимами.

Нормальные режимы сопровождают текущую эксплуатацию ЭЭС, так как они возникают при обычных эксплуатационных операциях – включении и отключении генераторов, трансформаторов, отдельных ЛЭП и нагрузок, а также при нормальных эксплуатационных изменениях схемы ЭЭС.

Аварийные режимы возникают вследствие резких и существенных изменений параметров ЭЭС или режима – при КЗ и их отключении, при аварийном изменении схемы ЭЭС, аварийном отключении генераторов, трансформаторов, ЛЭП и другого оборудования.

Состояние ЭЭС характеризуется параметрами режима и параметрами системы.

Параметры режима – это мощности, напряжения, токи, углы сдвига векторов токов и напряжений, частота и т. д.

Параметры системы определяются физическими свойствами элементов ЭЭС, схемой и допущениями. К параметрам системы относятся полные, активные и реактивные сопротивления, проводимости элементов ЭЭС, коэффициенты трансформации и т. д.

Параметры режима и параметры ЭЭС входят в уравнения, определяющие состояние (режим) ЭЭС. Если режимные и системные параметры постоянны, то режим ЭЭС называют установившимся. Если же происходят значительные изменения параметров режима и системы, то возникают переходные процессы.

Система электроснабжения – это часть ЭЭС, которая включает в себя питающие и распределительные сети, трансформаторы, компенсирующие устройства и нагрузки.

Наиболее часто встречающимися причинами возникновения переходных процессов являются:

- короткие замыкания в системе;
- отключение или обрыв одной или двух фаз в трехфазной системе;
- включение и отключение двигателей и других крупных приемников электроэнергии, ЛЭП, генераторов, трансформаторов, автотрансформаторов и др.;
- несинхронные включения синхронных машин.

Наиболее тяжелые нарушения нормальной работы ЭЭС вызываются КЗ. Поэтому электрооборудование выбирается по параметрам продолжительных режимов и проверяется по параметрам кратковременного аварийного режима, т. е. режима КЗ.

При эксплуатации ЭЭС могут иметь место замыкания и короткие замыкания.

Замыкание – всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановок между собой или с землей.

Короткое замыкание – не предусмотренное нормальными условиями работы замыкание между фазами, а в системах с заземленным и нейтралем (или четырехпроводных) – также замыкание одной или нескольких фаз на землю (или на нулевой провод).

При КЗ токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.

При анализе работы силовых элементов и элементов управления в условиях КЗ различают три стадии режима КЗ: предшествующий режим, режим КЗ и установившийся режим КЗ.

Предшествующий режим – режим работы электроустановки непосредственно перед моментом возникновения КЗ.

Режим короткого замыкания – режим работы электроустановки при наличии в ней КЗ.

Установившийся режим короткого замыкания – режим КЗ электроустановки, наступающий после затухания во всех цепях свободных токов и прекращения изменения напряжения возбuditелей синхронных машин под действием автоматических регуляторов возбуждения.

1.2. Системы тока и номинальные напряжения электроустановок

Различные мощность и удаленность приемников электроэнергии от ее источников обуславливают необходимость использования для выработки, передачи и распределения электроэнергии различные величины напряжений. Чем дальше находится потребитель от электрических генераторов и чем выше его мощность, тем целесообразнее передавать ему электроэнергию при более высоком напряжении.

Обычно электроэнергия вырабатывается на одном напряжении, преобразуется в энергию более высокого напряжения, передается по электрическим системам к СЭС, где напряжение понижается до необходимого уровня. Такое преобразование наиболее просто и экономично осуществлять на переменном токе с помощью трансформаторов. В связи с этим во многих странах производство и распределение электроэнергии осуществляется по системе трехфазного переменного тока частотой 50 Гц.

В ряде отраслей промышленности и транспорта наряду с системой трехфазного тока применяют систему постоянного (выпрямленного) тока (цветная металлургия, химическая промышленность, электрифицированный транспорт и т. д.).

Одним из основных параметров любой электроустановки является ее номинальное напряжение, т. е. напряжение, при котором она предназначена для нормальной работы. В табл. 1.1 приведены приня-

тые в нашей стране стандартные номинальные напряжения для стационарных электроустановок сильного тока напряжением выше 1000 В (ГОСТ 6962–75).

Таблица 1.1

Величины линейных напряжений, применяемых в ЭЭС

Класс напряжения сети, кВ	Наибольшее длительно-допустимое напряжение сети, кВ	Среднее напряжение, кВ
6	6,9	6,3
10	11,5	10,5
35	40,5	37,0
110	126,0	115,0
220	252,0	230,0
330	363,0	340,0
750	787,0	770,0

Для электроустановок постоянного (выпрямленного) и переменного тока напряжением до 1000 В приняты следующие номинальные напряжения, В:

- постоянный ток – 110, 220, 440, 660, 750, 1000;
- трехфазный переменный ток – 220/127, 380/220, 660/380.

Напряжение 380/220 В (где 380 В – величина линейного напряжения, 220 В – величина фазного напряжения) широко применяют для питания силовой и осветительной нагрузок. Эти сети выполняют четырех- или пятипроводными с заземленной нейтралью, что обеспечивает автоматическое отключение поврежденной фазы при замыкании ее на землю и, следовательно, повышает безопасность обслуживания этих сетей.

Напряжение 660/380 В используют для питания мощных нагрузок и мощных (до 400 кВт) электродвигателей.

Напряжения 6, 10 кВ используют в промышленных, городских, сельскохозяйственных распределительных сетях, а также для питания двигателей мощностью от нескольких сотен до нескольких тысяч киловатт.

На напряжении 11–28 кВ вырабатывают электроэнергию генераторы электростанций.

Напряжения 35, 110, 220 кВ применяют в питающих и распределительных сетях, а также для питания мощных распределительных подстанций в городах и на крупных промышленных предприятиях, а на напряжения 220, 330, 750 кВ – при выполнении межсистемных линий электропередачи и передаче электроэнергии от электростанций к крупным потребителям, удаленным на большие расстояния.

1.3. Причины возникновения и последствия переходных процессов

Основной причиной возникновения наиболее тяжелых переходных процессов являются КЗ, которые, в свою очередь, являются результатом нарушения изоляции электрооборудования.

Нарушения изоляции вызываются:

- перенапряжениями (особенно в сетях с изолированными нейтральными);
- прямыми ударами молнии;
- старением изоляции;
- механическими повреждениями изоляции, проездом под линиями негабаритных механизмов;
- неудовлетворительным уходом за оборудованием, неквалифицированными действиями обслуживающего персонала.

При осуществлении упрощенных схем соединений понижающих подстанций используют специальные аппараты – короткозамыкатели, которые создают преднамеренные КЗ с целью быстрых отключений возникших повреждений. Таким образом, наряду с КЗ случайного характера, в СЭС имеют место также преднамеренные КЗ, вызываемые действием короткозамыкателей.

При возникновении КЗ в СЭС ее общее сопротивление уменьшается, что приводит к увеличению токов в ее ветвях по сравнению с токами нормального режима, а это вызывает снижение напряжения отдельных точек СЭС, которое особенно велико вблизи места КЗ. В зависимости от места возникновения и продолжительности повреждения последствия КЗ могут иметь местный характер или отражаться на всей СЭС.

При большой удаленности КЗ величина тока КЗ может составлять лишь незначительную часть номинального тока питающих генераторов, и возникновение такого КЗ воспринимается ими как неболь-

шое увеличение нагрузки. Следовательно, при рассматриваемых условиях опасные последствия КЗ проявляются лишь в ближайших к месту аварии частях СЭС.

Ток КЗ обычно во много раз превышает номинальный ток ветви, где произошло КЗ. Поэтому и при кратковременном протекании тока КЗ он может вызвать нагрев токоведущих элементов и проводников выше допустимых значений.

Токи КЗ вызывают между проводниками значительные механические усилия, которые особенно велики в начале процесса КЗ, когда ток достигает максимального значения. При недостаточной прочности проводников и их креплений могут иметь место разрушения механического характера.

Внезапное глубокое снижение напряжения при КЗ отражается на работе потребителей. В первую очередь это касается двигателей, так как даже при кратковременном понижении напряжения на 30–40 % они могут остановиться (происходит опрокидывание двигателей). Опрокидывание двигателей тяжело отражается на работе промышленного предприятия, так как для восстановления нормального производственного процесса требуется длительное время, и неожиданная остановка двигателей вызывает аварии или брак продукции.

При малой удаленности и достаточной длительности КЗ возможно выпадение из синхронизма параллельно работающим станциям, т. е. нарушение нормальной работы всей ЭЭС, что является самым опасным последствием КЗ.

Возникающие при замыканиях на землю неуравновешенные системы токов способны создать магнитные потоки, достаточные для наведения в соседних цепях (линиях связи, трубопроводах) значительных ЭДС, опасных для обслуживающего персонала и аппаратуры этих цепей.

Таким образом, последствия КЗ следующие:

- механические и термические повреждения электрооборудования, возгорания в электроустановках;
- снижение уровня напряжения в сети, ведущее к уменьшению вращающего момента электродвигателей, их торможению, снижению производительности или даже к опрокидыванию их;
- выпадение из синхронизма отдельных генераторов, электростанций и частей ЭЭС и возникновение аварий, включая системные аварии;

– электромагнитное влияние на линии связи, трубопроводы и другие коммуникации.

1.4. Виды повреждений в трехфазных системах

В трехфазной ЭЭС могут иметь место следующие виды КЗ:

– **короткое замыкание на землю** – короткое замыкание в электроустановке, обусловленное соединением с землей какого-либо ее элемента;

– **трехфазное короткое замыкание** – короткое замыкание между тремя фазами в трехфазной ЭЭС;

– **трехфазное короткое замыкание на землю** – короткое замыкание на землю в трехфазной ЭЭС с глухо- или эффективно заземленными нейтралями силовых элементов, при котором с землей соединяются три фазы;

– **двухфазное короткое замыкание** – короткое замыкание между двумя фазами в трехфазной ЭЭС;

– **двухфазное короткое замыкание на землю** – короткое замыкание на землю в трехфазной ЭЭС с глухо- или эффективно заземленными нейтралями силовых элементов, при котором с землей соединяются две фазы;

– **однофазное короткое замыкание** – короткое замыкание на землю в трехфазной ЭЭС с глухо- или эффективно заземленными нейтралями силовых элементов, при котором с землей соединяются только одна фаза;

– **двойное короткое замыкание на землю** – совокупность двух однофазных замыканий на землю в трехфазной ЭЭС в различных, но электрически связанных частях электроустановки.

Классификация КЗ в трехфазных ЭЭС и их обозначение в схемах в зависимости от режима нейтралей электрических сетей приведены в табл. 1.2.

Таблица 1.2

**Виды повреждений и обозначение КЗ и замыканий на землю
в трехфазных ЭЭС**

Сети с глухозаземленной нейтралью		Сети с изолированной нейтралью	
Термин	Обозначение КЗ	Термин	Обозначение КЗ
Трехфазное КЗ	$K^{(3)}$	Трехфазное КЗ	$K^{(3)}$
Трехфазное КЗ на землю	$K^{(1,1,1)}$	Трехфазное КЗ с землей	$K^{(3,3)}$
Двухфазное КЗ	$K^{(2)}$	Двухфазное КЗ	$K^{(2)}$
Двухфазное КЗ на землю	$K^{(1,1)}$	Двухфазное КЗ с землей	$K^{(2,3)}$
Однофазное КЗ	$K^{(1)}$	Однофазное замыкание на землю	$3^{(1)}$
Двойное КЗ на землю	$K^{(1+1)}$	Двойное замыкание на землю	$3^{(1+1)}$

В зависимости от характера протекания короткого замыкания возможны их разновидности:

– **устойчивое короткое замыкание** – короткое замыкание в электроустановке, условия возникновения которого сохраняются во время бестоковой паузы коммутационного электрического аппарата;

– **неустойчивое короткое замыкание** – короткое замыкание в электроустановке, условия возникновения которого самоликвидируются во время бестоковой паузы коммутационного электрического аппарата;

– **изменяющееся короткое замыкание** – короткое замыкание в электроустановке с переходом одного вида короткого замыкания в другой;

– **повторное короткое замыкание** – короткое замыкание в электроустановке при автоматическом повторном включении коммутационного электрического аппарата поврежденной цепи.

Различают симметричные и несимметричные короткие замыкания:

– **симметричное короткое замыкание** – короткое замыкание в электроустановке, при котором все ее фазы находятся в одинаковых условиях;

– *несимметричное короткое замыкание* – короткое замыкание в электроустановке, при котором одна из ее фаз находится в условиях, отличных от условий других фаз.

Трехфазное КЗ и трехфазное КЗ на землю или с землей являются симметричными КЗ, так как при этих видах КЗ все фазы остаются в одинаковых условиях. Все остальные виды КЗ являются несимметричными, поскольку при каждом из них фазы находятся в неодинаковых условиях. Поэтому системы токов и напряжений при этих видах КЗ в той или иной мере искажены.

Важным фактором анализа работы СЭС является относительная частота возникновения различных видов КЗ. Относительная частота возникновения различных видов КЗ приведена в табл. 1.3.

Таблица 1.3

Относительная частота возникновения различных видов КЗ в зависимости от напряжения сети

Вид КЗ	Относительная частота КЗ, %, в зависимости от напряжения сети, кВ						
	6–20 распределительной сети	6–20 генераторного напряжения	35	110	220	330	750
$K^{(1)}$	61	60	67	83	88	91	96
$K^{(2)}$	17	20	18	5	3	4	2
$K^{(1,1)}$	11	15	7	8	7	4	1
$K^{(3)}$	11	5	8	4	2	1	1

Как видно из табл. 1.3, подавляющее большинство КЗ связано с замыканиями на землю, а трехфазные КЗ возникают очень редко. Хотя трехфазные КЗ редки, но все же возможны, то с ними следует считаться, так как часто они являются решающими для выводов относительно возможностей работы системы в условиях КЗ.

Иногда в процессе развития аварии первоначальный вид КЗ переходит в другой вид КЗ, т. е. имеет место изменяющееся КЗ. Например, при применении трехжильных кабелей все виды КЗ переходят в трехфазные, так как возникшая в месте КЗ дуга разрушает изоляцию между жилами.

Какой из видов КЗ является наиболее опасным, однозначно установить нельзя и зависит от того, применительно к решению какого вопроса рассматривается возможный в данной системе вид КЗ.

Поперечной несимметрией называют несимметрию трехфазной установки, обусловленную КЗ одной или двух фаз на землю или двух фаз между собой.

Продольной несимметрией называют несимметрию трехфазной электроустановки, обусловленную последовательно включенным в ее цепь несимметричным трехфазным элементом. Это – нарушение симметрии какого-нибудь промежуточного элемента трехфазной цепи (например, отключение или разрыв одной или двух фаз ЛЭП).

В ЭЭС может возникать многократная несимметрия, когда возникают одновременно несколько видов поперечной и продольной несимметрий (разрыв провода с одновременным КЗ, двойное замыкание на землю). Все виды многократной несимметрии называют *сложными* видами повреждений.

1.5. Близкие и удаленные короткие замыкания

Понятие электрической удаленности точки КЗ связано с влиянием переходного процесса в генераторах на изменение во времени тока КЗ. Параметры генераторов, а именно – значение его ЭДС и индуктивных сопротивлений, после внезапного КЗ изменяются в течение 3–5 с и всегда приводят к изменению тока КЗ.

На ход переходного процесса большое влияние оказывают также устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ), которыми оборудованы все современные синхронные генераторы. Наибольший начальный ток генераторы отдают в СЭС при КЗ непосредственно на их зажимах, т. е. когда сопротивление системы X_{C1} равно сопротивлению генератора (см. рис. 1, точка $K1$). Очевидно, в этом предельном случае ток КЗ зависит только от параметров генераторов и для правильной оценки действия тока КЗ на аппаратуру и токоведущие части следует учитывать закономерности изменения ЭДС и индуктивного сопротивления генераторов.

Если рассмотреть КЗ в точке $K2$ (см. рис. 1), сопротивление СЭС до которой X_{C2} соизмеримо с сопротивлением генераторов G , то и в этом случае для правильной оценки действия тока КЗ следует учитывать закономерности изменения ЭДС и индуктивного сопротивления генераторов.

Если сопротивление СЭС очень велико по сравнению с сопротивлением генераторов (например, при КЗ за маломощным трансформатором собственных нужд в точке КЗ (см. рис. 1), или за маломощным трансформатором ТЗ и реактором RL в точке К4, или на стороне 0,4 кВ в точке К5, то ток КЗ, протекающий от генератора будет мал. В этом случае ЭДС и индуктивные сопротивления генераторов можно считать неизменными во времени. Это означает, что периодическая составляющая тока КЗ также неизменна во времени и практически определяется сопротивлением всей внешней части системы.

На основании вышеизложенного можно сформулировать понятия о близких и удаленных КЗ.

Близкими короткими замыканиями называют КЗ в электроустановке, при которых амплитуды периодической составляющей тока данного источника энергии в начальный и произвольный момент времени существенно отличаются.

Удаленными короткими замыканиями называют КЗ в электроустановке, при которых амплитуды периодической составляющей тока данного источника энергии в начальный и произвольный момент времени практически одинаковы. При КЗ в удаленных точках напряжение генераторов можно считать неизменным и равным номинальному.

Контрольные вопросы и задания

1. Какова цель изучения курса «Электромагнитные переходные процессы в ЭЭС»?
2. Сформулируйте понятие переходного процесса в ЭЭС.
3. В чем различие электромагнитных и электромеханических переходных процессов?
4. В каких случаях возможен анализ только электромагнитных переходных процессов?
5. Из каких элементов состоит ЭЭС?
6. Что относится к параметрам режима и параметрам ЭЭС?
7. Какие виды режимов и переходных процессов имеют место в ЭЭС?
8. Назовите причины возникновения электромагнитных переходных процессов в ЭЭС.
9. Что называют замыканием и коротким замыканием?
10. Перечислите стандартные классы и средние значения напряжений в ЭЭС.
11. Каковы основные виды КЗ в ЭЭС?

12. Какие виды КЗ наиболее вероятны в ЭЭС?
13. Каковы системы токов и напряжений, применяемых в ЭЭС?
14. Какие виды повреждений в ЭЭС называют поперечной и продольной несимметрией?
15. Каковы причины возникновения КЗ в ЭЭС?
16. Каковы последствия КЗ в ЭЭС?
17. Какие повреждения называют простыми и сложными?
18. По каким признакам КЗ подразделяются на близкие и удаленные?

ГЛАВА 2. Общие положения к расчету электромагнитных переходных процессов

2.1. Назначение расчетов

Расчеты электромагнитных переходных процессов требуется выполнять при проектировании и эксплуатации ЭЭС в целом и отдельных электроустановок для решения многих технических вопросов.

Под расчетом электромагнитного переходного процесса понимают вычисление токов и напряжений в рассматриваемой СЭС при заданных условиях. В зависимости от назначения такого расчета находят указанные величины для необходимого момента времени или их изменение в течение всего переходного процесса. При этом решение обычно приводится для одной или нескольких ветвей или точек СЭС.

К числу задач, для практического решения которых производят расчеты электромагнитных переходных процессов, относятся:

- сравнение, оценка, выбор схемы электрических соединений как отдельных установок, так и всей ЭЭС в целом;
- выявление условий работы потребителей при аварийных режимах;
- выбор электрических аппаратов, проводников и их проверка по условиям работы при КЗ;
- проектирование и выбор уставок устройств релейной защиты и автоматики;
- определение числа заземленных нейтралей и их размещение в системе;
- выбор числа и мощности компенсирующих дугогасящих устройств;
- определение влияния токов КЗ на коммуникации;
- проектирование заземляющих устройств;
- оценка устойчивости работы ЭЭС;
- разработка мероприятий по координации и оптимизации токов КЗ;
- анализ аварий в электроустановках.

2.2. Основные допущения, принимаемые при расчетах

Расчет электромагнитного переходного процесса в ЭЭС с учетом всех имеющихся условий и факторов сложен и трудновыполним. Поэтому, чтобы упростить задачу и сделать ее решение практически возможным, вводят ряд допущений, не вносящих существенных погрешностей в точность расчетов. Допущения зависят от характера переходного процесса и постановки самой задачи. Те допущения, которые вполне приемлемы для одной задачи, могут быть совершенно неприемлемы при решении другой.

При расчетах переходного процесса при КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ допускается:

1. Не учитывать сдвиг по фазе ЭДС синхронных машин и изменение их частоты вращения, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с. То есть предполагают, что качания синхронных машин отсутствуют. Если задача ограничена рассмотрением лишь начальной стадии переходного процесса (т. е. в пределах до 0,5 с), это допущение не вносит заметной погрешности в расчеты. Однако при возникновении существенных качаний или при выпадении машин из синхронизма достаточно верный результат может быть получен с учетом качаний синхронных машин.

2. Не учитывать межсистемные связи, выполненные с помощью электропередач постоянного тока.

3. Не учитывать поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110–220 кВ, если их суммарная длина не превышает 200 км, и напряжением 330–750 кВ, если их длина не превышает 150 км.

4. Не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин. При этом все схемы замещения оказываются линейными, что значительно упрощает расчет переходного процесса.

5. Не учитывать ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов.

6. Считать, что все элементы ЭЭС симметричны, а нарушение симметрии происходит только в месте КЗ.

7. Не учитывать влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на амплитуду периодической составляющей тока КЗ, если активная составляющая результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно

точки КЗ не превышает 30 % от индуктивной составляющей результирующего эквивалентного сопротивления. Активные сопротивления учитывают только при определении затухания апериодических составляющих токов КЗ.

8. Приближенно учитывать электроприемники, сосредоточенные в отдельных узлах расчетной схемы. В зависимости от стадии переходного процесса нагрузку заменяют некоторым постоянным эквивалентным сопротивлением, зависящим от ее состава.

9. Приближенно учитывать затухание апериодической составляющей тока КЗ, если исходная расчетная схема содержит несколько независимых контуров.

10. Принимать численно равными активное сопротивление и сопротивление постоянному току любого элемента расчетной схемы.

Указанные допущения приводят к погрешностям в расчетах, однако они не превышают 2–5 %, что в большинстве случаев допустимо для практических расчетов.

2.3. Порядок расчета токов коротких замыканий

В решении задачи по определению токов КЗ можно выделить следующие основные этапы:

1. Выбор расчетных условий.

2. Определение параметров элементов расчетной схемы. Параметры элементов расчетной схемы устанавливаются в соответствии с их паспортными данными. При отсутствии паспортных данных параметры элементов расчетной схемы можно выбирать из справочной литературы.

3. Составление схемы замещения. Схемы замещения выполняют в однолинейном изображении, при этом все входящие в них элементы и приложенные ЭДС целесообразно отмечать порядковыми номерами и указывать их величины.

4. Расчет режима КЗ. После составления схемы замещения расчет токов и напряжений КЗ представляет собой обычную задачу вычисления токов и напряжений в схеме с известными для нее сопротивлениями и приложенными ЭДС. Решение такой задачи в общем случае выполняется с помощью законов Ома и Кирхгофа.

2.4. Выбор расчетных условий

Общие указания. Короткие замыкания являются случайными событиями. Совокупность параметров режима КЗ образует множество вероятностных дискретных параметров.

Расчетные условия КЗ – это наиболее тяжелые, но достаточно вероятные условия КЗ. Они формируются на основе опыта эксплуатации электроустановок, анализа отказов электрооборудования и последствий КЗ, использования соотношений параметров режима КЗ, вытекающих из теории переходных процессов в ЭЭС.

Расчетные условия КЗ определяются индивидуально для каждого элемента электроустановки. В соответствии с целевым назначением проводимого на практике расчета электромагнитного переходного процесса расчетные условия весьма разнообразны и при решении разных задач могут быть даже противоречивыми.

К расчетным условиям относятся: расчетная схема электроустановки, расчетный вид КЗ, выбор места расположения точки КЗ и выбор расчетной продолжительности КЗ.

Расчетная схема электроустановки включает в себя все элементы электроустановки и примыкающей к ней части ЭЭС (рис. 2.1), исходя из условий, предусмотренных продолжительной работой электроустановки с перспективой ее развития не менее чем на 5 лет после ввода в эксплуатацию.

В отдельных случаях расчетная схема может содержать не все элементы электроустановки, если при этом расчетом доказана возможность существования более тяжелых расчетных условий.

Расчетный вид КЗ. Выбор расчетного вида КЗ зависит от назначения расчета. В табл. 2.1 приведены некоторые рекомендации по выбору вида КЗ.

При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ.

При проверке электрических аппаратов и жестких проводников вместе с относящимися к ним поддерживающими и опорными конструкциями на электродинамическую стойкость расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ.

При проверке гибких проводников на электродинамическую стойкость (тяжение, опасное сближение и схлестывание проводников) расчетным видом КЗ является двухфазное КЗ. Расчет на схлестывание

должен производиться с учетом конструкции системы гибких проводников, величины тока КЗ и расчетной продолжительности режима КЗ.

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность расчетным видом КЗ может быть трехфазное или однофазное КЗ в зависимости от того, при каком виде КЗ ток КЗ имеет наибольшее значение.

Расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки в зависимости от того, когда для этого элемента создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ. Например, при двустороннем питании точки КЗ расчетная точка КЗ находится непосредственно с одной или с другой стороны от рассматриваемого элемента электроустановки в зависимости от того, когда для этого элемента создаются наиболее тяжелые условия в режиме КЗ. Двойное КЗ на землю допускается при расчетах не учитывать.

Выбор расчетной точки КЗ в зависимости от назначения расчета производится из следующих основных соображений:

- ток КЗ должен проходить по ветвям, для которых выбирается или проверяется аппаратура;
- для определения наибольшего значения тока КЗ при данном режиме место КЗ выбирается у места установки аппарата, релейной защиты (в начале линии, до реактора, до трансформатора и т. д., считая от источника питания). Для определения наименьшего значения тока КЗ место КЗ выбирается в конце участка.

В закрытых распределительных устройствах проводники и электрические аппараты, расположенные на реактированных линиях до реактора, проверяются исходя из того, что расчетная точка КЗ находится за реактором, если они отделены от сборных шин разделяющими полками, а реактор находится в том же здании и все соединения от реактора до сборных шин выполнены шинами.

При проверке кабелей на термическую устойчивость расчетной точкой КЗ является:

- для одиночных кабелей одной строительной длины – точка КЗ в начале кабеля;
- для одиночных кабелей со ступенчатым сечением по длине – точки КЗ в начале каждого участка нового сечения;
- для двух и более параллельно включенных кабелей одной кабельной линии – в начале каждого кабеля.

Расчетная продолжительность КЗ. При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму времен действия токовой защиты (с учетом действия АПВ) ближайшего к месту КЗ выключателя и полного времени отключения этого выключателя. При наличии зоны нечувствительности у основной защиты – по сумме времен действия защиты, реагирующей на КЗ в указанной зоне, и полного времени отключения выключателя присоединения (табл. 2.1).

Таблица 2.1

Рекомендации по выбору вида КЗ и момента времени от начала КЗ в зависимости от назначения расчета

Назначение расчета	Вид КЗ	Момент времени от начала КЗ
Выбор или проверка коммутационных аппаратов (выключателей, отделителей, разъединителей и т. п.), реакторов, трансформаторов тока, шин, кабелей: а) на термическую устойчивость б) на динамическую устойчивость в) выключателей на коммутационную способность	$K^{(3)}$ $K^{(3)}$ $K^{(3)}$	∞ 0 $t_{откл}$
Расчет параметров токовых отсечек от междуфазных КЗ по току и напряжению: а) выбор тока или напряжения срабатывания б) определение зоны действия или коэффициента чувствительности $K_{\text{ч}}$	$K^{(2)}$ $K^{(2)}$	0 0
Расчет параметров токовых отсечек от однофазных КЗ	$K^{(1)}$	0
Расчет параметров максимальных токовых, максимальных токовых направленных, токовых защит от однофазных КЗ с выдержкой времени 0,5 с и более	$K^{(1)}$	∞
Расчет параметров максимальных, максимальных направленных токовых защит и защит с пуском минимального напряжения от междуфазных КЗ с выдержкой времени 0,5 с и более: а) выбор тока или напряжения срабатывания б) определение коэффициента чувствительности	$K^{(2)}$ $K^{(2)}$	∞ ∞
Расчет токов небаланса трансформаторов тока	$K^{(3)}$	0
Определение коэффициентов чувствительности дифференциальных защит линий, трансформаторов, шин и др.	$K^{(2)}$	0
Выбор или проверка разрядников и ограничителей перенапряжений	$K^{(1)}$	∞

При проверке электрических аппаратов на коммутационную способность в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму минимально возможного действия релейной защиты данного присоединения и собственного времени отключения коммутационного аппарата ($t_{\text{откл}}$ в табл. 2.1).

При проверке кабелей на невозгораемость при КЗ в качестве расчетной продолжительности КЗ следует принимать сумму времен действия резервной защиты и полного времени отключения выключателя присоединения.

Выбор режима ЭЭС, предшествующего КЗ. Режим ЭЭС значительно влияет на величину токов КЗ и является важным звеном выбора расчетных условий. Так, если расчет выполняется для выбора или проверки аппаратуры, то расчетный режим должен быть таким, при котором ток КЗ имеет наибольшее значение. При этом необходимо учитывать не только полную мощность ЭЭС, но и перспективу ее развития.

Для определения максимального или минимального значения тока КЗ режим работы ЭЭС принимается, соответственно, максимальным или минимальным.

Максимальный режим характеризуется следующими условиями:

– включены все источники энергии, влияющие на ток КЗ (генераторы, синхронные компенсаторы и электродвигатели), а также трансформаторы, линии, питающие сеть или распределительное устройство, в которых рассматривается КЗ;

– при расчете КЗ на землю включены все трансформаторы и автотрансформаторы, нормально работающие с заземленной нейтралью;

– схема участка сети, непосредственно примыкающая к месту КЗ, такова, что по элементу проходит максимальный ток КЗ.

Минимальный режим характеризуется условиями, противоположными максимальному режиму (при отключенной практически возможной части источников питания, генераторов, трансформаторов, линий), а схема соединений принимается такой, при которой по защищаемому элементу проходит минимальный ток КЗ.

2.5. Составление расчетной схемы

Чтобы определить расчетный ток КЗ с целью выбора или проверки электрических аппаратов и проводников по условиям КЗ, необходимо предварительно выбрать расчетные условия, отвечающие

требованиям ПУЭ, в частности расчетную схему электроустановки. В расчетную схему электроустановки включаются все источники энергии (генераторы, синхронные компенсаторы и электродвигатели). Влияние асинхронных двигателей допустимо не учитывать при мощности двигателя до 100 кВт, если они отделены от точки КЗ токоограничивающим реактором или силовым трансформатором. Если асинхронные двигатели отделены от расчетной точки КЗ двумя плечами сдвоенного реактора или двумя и более ступенями трансформации, то их можно не учитывать и при мощностях более 100 кВт.

При составлении расчетной схемы исходят из следующих условий:

- все источники, включенные в расчетную схему, работают одновременно, причем к моменту возникновения КЗ синхронные двигатели работают с номинальными нагрузкой и напряжением, а асинхронные – с 50%-ной нагрузкой;

- все синхронные двигатели имеют автоматическое регулирование напряжения и устройства для форсировки возбуждения;

- ЭДС всех источников совпадают по фазе, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с;

- КЗ происходит в тот момент времени, при котором ударный ток КЗ имеет максимальное значение;

- наиболее удаленную от точки КЗ часть ЭЭС допустимо представлять в виде одного источника энергии, имеющего неизменную по амплитуде ЭДС и сопротивление, равное эквивалентному сопротивлению заменяемой части ЭЭС.

Выбор расчетной схемы следует производить с учетом возможных электрических схем соответствующей электроустановки при всех возможных продолжительных режимах ее работы, включая ремонтные и послеаварийные, за исключением схем при переключениях. Необходимо также учитывать электрическую удаленность различных источников энергии (генераторов, синхронных компенсаторов и электродвигателей) от расчетной точки КЗ.

Составленная расчетная схема в однофазном исполнении (рис. 2.1, а) должна включать участвующие в питании КЗ генераторы и все элементы их связей как с местом КЗ, так и между собой – линии, кабели, трансформаторы, реакторы. Дополнительные источники – синхронные компенсаторы, крупные двигатели, мелкие станции следует сводить в схему только в тех случаях, когда они сравнительно близко расположены к месту КЗ.

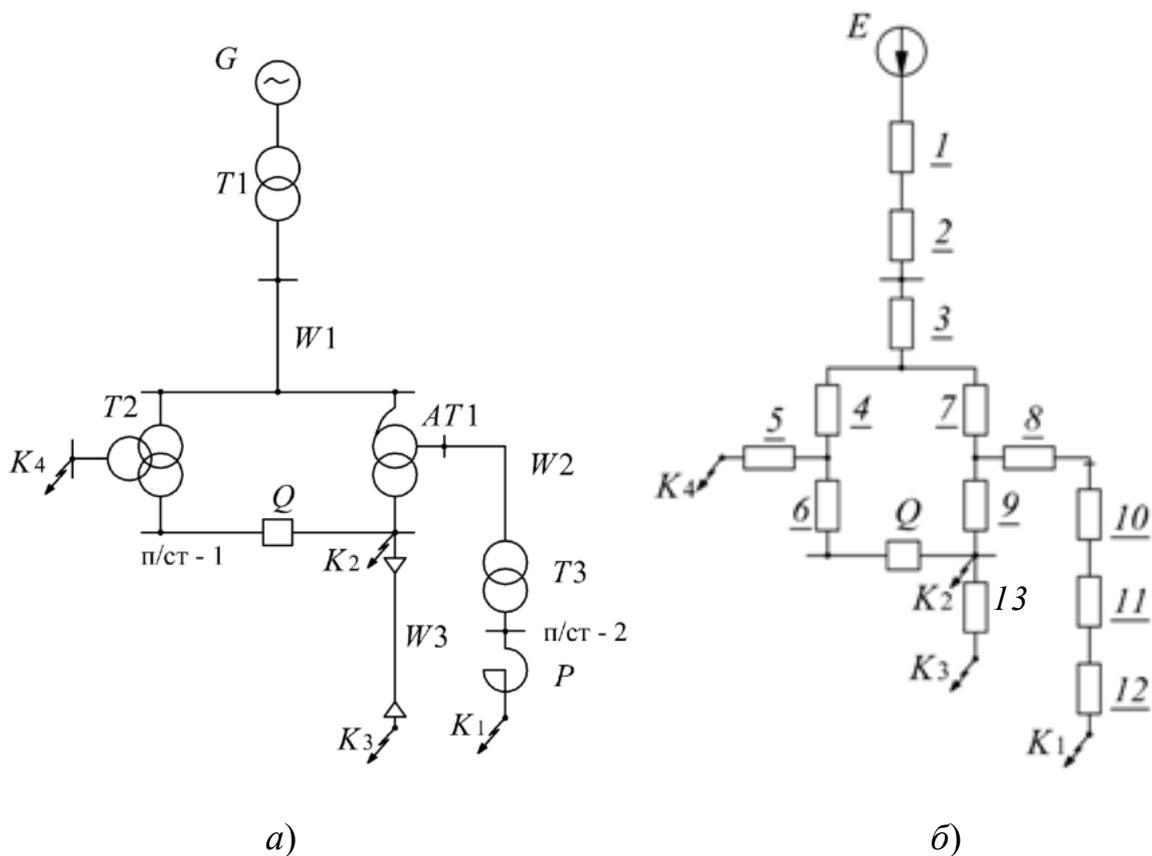


Рис. 2.1. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) для расчета токов КЗ в различных точках ЭЭС

Если параметры генераторов, трансформаторов и других элементов наиболее удаленной от точки КЗ части ЭЭС неизвестны, то эту часть системы допускается представлять на исходной расчетной схеме в виде одного источника энергии с неизменной по амплитуде ЭДС.

Учет или неучет в расчетной схеме других элементов ЭЭС зависит от требуемой точности расчетов токов КЗ, расчетного времени КЗ, используемого метода расчета.

Очень крупные источники (смежные системы и др.) часто можно заменять источниками неограниченной мощности, т. е. считать, что напряжения в точках их присоединения в схеме остаются неизменными в течение всего процесса КЗ.

При учете нагрузок их можно объединить в достаточно крупные группы, такие как: нагрузка района сети, подстанции, секции шин и т. д.

2.6. Составление схемы замещения

При расчете токов КЗ аналитическим методом следует по расчетной схеме составить соответствующую схему замещения (рис. 2.1, б). При этом сопротивления всех элементов схемы и ЭДС источников энергии могут быть выражены в именованных или относительных единицах.

Если известны фактические при принятых исходных условиях коэффициенты трансформации всех трансформаторов и автотрансформаторов расчетной схемы, то составление схемы замещения следует производить с учетом этих коэффициентов (точное приведение). Если же фактические коэффициенты трансформации части трансформаторов и автотрансформаторов неизвестны, то допускается при составлении схемы замещения указанные коэффициенты учитывать приближенно при средних значениях напряжений (см. табл. 1.1) (приближенное приведение).

2.7. Определение параметров элементов расчетной схемы

К элементам ЭЭС, сопротивления которых учитываются при расчетах токов КЗ, относятся: генераторы, силовые трансформаторы, воздушные и кабельные линии, реакторы и нагрузки.

Значения сопротивлений определяются либо по каталожным данным (генераторы, трансформаторы, реакторы), либо по удельным параметрам (воздушные и кабельные линии).

Параметры различных элементов расчетных схем, которые необходимы для расчетов токов КЗ, указаны в приложениях.

Синхронные машины (генераторы, синхронные компенсаторы, двигатели). К паспортным, или каталожным параметрам синхронных машин относятся:

- полная номинальная мощность $S_{\text{ном}}$, МВ · А, или номинальная активная мощность $P_{\text{ном}}$, МВт, и номинальный коэффициент мощности $\cos \varphi_{\text{ном}}$;
- номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ;
- сверхпереходное индуктивное сопротивление по продольной оси $X''_{*d \text{ ном}}$;

- сверхпереходное индуктивное сопротивление по поперечной оси $X''_{q\text{ном}}$;
- синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси $X_{*d\text{ном}}$;
- синхронное индуктивное сопротивление по поперечной оси $X_{*q\text{ном}}$;
- отношение КЗ κ_c ;
- предельный ток возбуждения $I_{f\text{пр}}$, А;
- ток возбуждения при работе машины с номинальной нагрузкой $I_{f\text{ном}}$, А;
- ток возбуждения при работе машины в режиме холостого хода с номинальным напряжением I_{f_x} , А;
- напряжение на выводах машины, ток статора и коэффициент мощности в момент, предшествующий КЗ: $U_0, I_0, \cos\varphi_0$.

Индуктивные сопротивления синхронных машин изменяются в течение всего времени переходного процесса. В табл. 2.2 приведены средние значения ЭДС и реактивных сопротивлений синхронных машин в относительных единицах.

Таблица 2.2

Средние значения параметров синхронных машин

Параметры	Значения параметров			
	Турбогенераторы (двухполюсные)	Генераторы и двигатели явнополюсные		Синхронные компенсаторы
		с демпферными обмотками	без демпферных обмоток	
E''_{*d}	1,08	1,13	1,18	1,2
X''_{*d}	0,21 (0,143–0,286)	0,24 (0,13–0,35)	0,35 (0,2–0,45)	0,25 (0,18–0,38)
X''_{*q}	0,22 (0,192–0,286)	0,75 (0,4–1,0)	0,75 (0,4–1,0)	1,25 (0,7–1,5)
X_{*2}	0,26 (0,18–0,349)	0,24 (0,13–0,35)	0,55 (0,3–0,7)	0,24
Примечание. E''_{*d} , X''_{*d} , X''_{*q} , X_{*2} – ЭДС и реактивные сопротивления в относительных единицах.				

Для начального момента времени синхронная машина характеризуется сверхпереходным сопротивлением по продольной оси X''_{*d} и сверхпереходной ЭДС E''_{*d} . Величина сверхпереходного сопротивления в именованных единицах определяется из выражения

$$X''_d = \frac{X''_{*d} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}}, \text{ Ом.} \quad (2.1)$$

Величина сверхпереходной ЭДС по продольной оси E''_{*d} зависит от предшествующего короткому замыканию режима – от нагрузки генератора и напряжения на его зажимах.

Если генератор имеет до момента КЗ напряжение $U_{*\Gamma}$ и нагрузку $I_{*\Gamma}$, представленные на векторной диаграмме (рис. 2.2), то ЭДС генератора в начальный момент КЗ вычисляется по выражению

$$E''_{*d} = \sqrt{(U_{*\Gamma} \cos \varphi_{\Gamma})^2 + (U_{*\Gamma} \sin \varphi_{\Gamma} + I_{*\Gamma} X''_{*d})^2}. \quad (2.2)$$

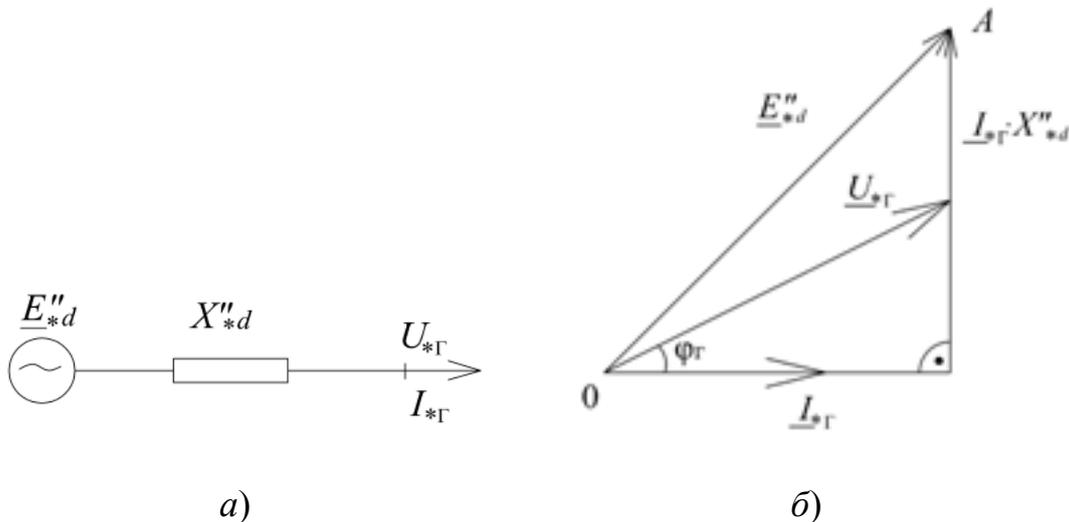


Рис. 2.2. Схема замещения (а) и векторная диаграмма (б) синхронного генератора

Для приближенных расчетов можно применять упрощенную формулу для определения E''_{*d} :

$$E''_{*d} \approx U_{*\Gamma} + I_{*\Gamma} X''_{*d} \sin \varphi_{\Gamma}. \quad (2.3)$$

Если предшествующий режим работы генератора неизвестен, то значение ЭДС можно определить по расчетным формулам (2.2) или (2.3) при номинальных условиях.

Для определения параметров синхронной машины в установившемся режиме следует использовать рекомендации, изложенные в гл. 4.

Электрическая система характеризуется параметрами:

- мощностью трехфазного КЗ S_{KC} , МВ · А;
- активным и реактивным сопротивлениями R_C , X_C .

Параметры, которыми система вводится в расчет, зависят от ее мощности и удаленности от места КЗ. Если система удалена от точки КЗ или ее мощность велика по сравнению с другими генераторами, вводимыми в расчет, то система вводится в расчет источником ЭДС бесконечной мощности с параметрами:

$$U_{*C} = 1 = \text{const}; S_{KC} = \infty; X_C = 0; R_C = 0. \quad (2.4)$$

Если КЗ рассматривается вблизи от шин системы или если ее мощность соизмерима с мощностями других генераторов, вводимых в расчетную схему, то система вводится в расчет источником ЭДС конечной мощности:

$$U_{*C} \neq 1; S_{KC} \neq \infty; X_C \neq 0; R_C \neq 0. \quad (2.5)$$

Сопротивление системы конечной мощности определяется по ее току КЗ I''_{KC} :

$$Z_C = \frac{U_C}{\sqrt{3} I''_{KC}}, \quad (2.6)$$

где U_C – линейное напряжение системы, кВ.

В ряде случаев задается мощность трехфазного КЗ, равная $S_{KC} = \sqrt{3} U_H I''_{KC}$, МВ · А, тогда сопротивление системы в именованных единицах определяется по формуле

$$Z_C = \frac{U_C^2}{S_{KC}}, \text{ Ом}, \quad (2.7)$$

или в относительных единицах

$$Z_{*C} = \frac{I_6}{I''_{KC}} = \frac{S_6}{S_{KC}}, \quad (2.8)$$

где I_6 и S_6 – базисный ток и мощность на той же ступени, что и ток I''_{KC} .

Расчетные сопротивления линий. Для воздушных и кабельных линий из цветных металлов активное сопротивление проще всего определить по справочным данным. Пользоваться для определения активного сопротивления R выражением $R = \rho L / S$ (где ρ – удельное сопротивление проводника; L и S – его длина, м, и сечение, мм²) не рекомендуется, так как действительное сечение проводов отличается от номинального сечения (прил. 1, табл. П.1.1, П.1.3, П.1.4), действительная длина проволок, из которых свивается провод, за счет скрутки больше длины отдельных проводников.

Индуктивное сопротивление воздушных линий для частоты $f = 50$ Гц и магнитной проницаемости $\mu = 1$ определяется по уравнению

$$X = 0,144 \lg(2 D_{\text{cp}} / D_p) + 0,0157, \text{ Ом/км}, \quad (2.9)$$

где D_p – расчетный диаметр провода, зависящий от числа и сечения отдельных проволок, из которых свивается провод. Величина D_p дается в приложении 1. Величина среднего расчетного расстояния между проводами определяется по выражению $D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}}$. Величины D_{12} , D_{23} , D_{31} определяются по чертежам опор. Так как расстояния между проводами обычно разные и индуктивные сопротивления трех разных фаз будут не одинаковы, то в распределительных сетях транспозиция фазных проводов не применяется.

Индуктивные сопротивления кабелей рассчитать сложно и конструкции их различны. Поэтому активные и индуктивные сопротивления кабелей лучше выбирать по справочным или каталожным данным (прил. 1).

Окружающая температура зависит от времени года, времени суток. Кроме того, температура самого провода обычно выше температуры окружающего воздуха за счет подогрева провода током нагрузки, а при отключении КЗ с большой выдержкой времени сопротивление возрастает от нагрева током КЗ. Учет всех этих зависимостей вызывает трудности, поэтому активные сопротивления условно рассчитываются при температуре 20 °С или максимальной длительно допустимой для данной конструкции.

Стальные провода. Активное сопротивление стальных проводов зависит от конструкции провода и значения протекающего по нему тока. Зависимость эта сложная и математическому расчету не поддается. Поэтому активное сопротивление стальных проводов определяется по справочным данным. В приложении 1 приведены зависимо-

сти активного, индуктивного и полного сопротивлений стальных проводов от плотности тока.

Расчет тока КЗ на линиях со стальными проводами выполняется методом последовательных приближений. Предварительно задаются ожидаемым током КЗ, для этого значения определяют активные и внутренние индуктивные сопротивления проводов. По D_{cp} определяют внешнее индуктивное сопротивление и по этим данным рассчитывают ток КЗ. Полученное значение тока КЗ сравнивают со значением, для которого определились сопротивления. Если разница не превышает 10 %, расчет заканчивается. Если разница велика, расчет повторяется, причем сопротивления определяют для нового значения тока КЗ. Так поступают до тех пор, пока результаты совпадут с точностью до 10 % значения токов.

Таким образом, особенностью стальных проводов является низкая удельная проводимость и нелинейная зависимость проводимости от тока, на которую влияет плотность тока и отношение периметра к сечению. Проводимость возрастает с увеличением плотности тока, A/mm^2 , и имеет относительно большие значения с увеличением отношения периметра к сечению.

Провода, кабели и шины. Активное сопротивление проводов, кабелей и шин, выполненных из алюминия, меди, зависит от температуры окружающего воздуха и при повышении температуры увеличивается. Это увеличение описывается уравнением

$$R_k = R_n [1 + \alpha (t_k - t_n)], \quad (2.10)$$

где R_n – сопротивление провода при начальной температуре t_n ; R_k – сопротивление провода при конечной температуре t_k ; α – температурный коэффициент, равный для меди 0,0041 $1/^\circ C$, для алюминия – 0,0044 $1/^\circ C$ и для стали – 0,006 $1/^\circ C$.

Расчетные сопротивления проводов, кабелей и шин рекомендуется определять по следующей методике. Активное сопротивление проводов

$$R = K_v C_c C_{пэ} \rho L / S, \quad (2.11)$$

где $K_v = 1 + \alpha(t_k - 20^\circ)$ – коэффициент увеличения сопротивления с повышением температуры. Коэффициент α определяется по рекомендациям к формуле (2.10). Значения K_v для различных температур приведены в табл. 2.3; $C_c = 1,02$ – коэффициент, учитывающий уве-

личение сопротивления многопроволочных жил проводов и кабелей за счет повива. Для шин и однопроволочных проводов $C_c = 1$. Значения $C_{пз}$ для медных и алюминиевых шин прямоугольного сечения приводятся в табл. 2.4. Значения коэффициента $C_{пз}$ для пакетов шин для приближенных расчетов допустимо принимать как для одиночных шин; ρ – удельное сопротивление при $t = 20\text{ }^\circ\text{C}$:

- для меди $\rho = 0,0178\text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – провода и шины;
- для алюминия $\rho = 0,0294\text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – провода и кабели;
- для алюминия $\rho = 0,0225\text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ – шины.

Сопротивления рассчитывают при следующих температурах:

- для проводов и кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией – $+65\text{ }^\circ\text{C}$;
- для шин – $+70\text{ }^\circ\text{C}$;
- для кабелей с бумажной изоляцией – $+80\text{ }^\circ\text{C}$.

Таблица 2.3

Значение коэффициента K_v

Материал проводника	При температуре проводника, $^\circ\text{C}$					
	20	40	50	60	70	80
Медь	1,041	1,082	1,122	1,164	1,205	1,246
Алюминий	1,044	1,088	1,122	1,176	1,22	1,264

Следует отметить, что температура нулевой жилы может быть меньше, чем фазной. Подобное допущение создает некоторый запас при расчетах.

В приложениях 1–3 приводятся значения активных сопротивлений медных и алюминиевых проводов и шин и конструкционных материалов.

Если нулевой провод круглый, но отличается от фазного площадью сечения, необходимо индуктивное сопротивление рассчитывать по проводу меньшего сечения. При плоском нулевом проводнике сопротивление определяется по сечению фазного проводника.

Таблица 2.4

Значение коэффициента $C_{пз}$ для одиночных шин прямоугольного сечения при расположении «на ребро»

Размер шин, мм	Параметр $C_{пз}$		Размер шин, мм	Параметр $C_{пз}$	
	Алюминий	Медь		Алюминий	Медь
25 × 2	1,00	1,00	80 × 6	1,04	1,04
20 × 4	1,00	1,00	80 × 8	1,05	1,08
40 × 4	1,01	1,00	80 × 10	1,08	1,10
40 × 4	1,02	1,014	100 × 6	1,04	1,07
50 × 4	1,025	1,02	100 × 8	1,08	1,10
50 × 6	1,028	1,02	100 × 10	1,10	1,14
60 × 6	1,022	1,04	120 × 8	1,15	1,17
60 × 8	1,02	1,04	120 × 10	1,22	1,24

Пример 2.1

От шин подстанции с вторичным напряжением 10,5 кВ питаются две линии. Первая линия выполнена алюминиевым кабелем с изоляцией из сшитого полиэтилена $3(1 \times 50) \text{ мм}^2$, вторая воздушная – алюминиевым проводом А-50. Длина каждой линии 5 км. Ток КЗ на шинах 10,5 кВ равен 4200 А. Определить ток КЗ в конце каждой линии.

Решение. Сопротивление ЭЭС, приведенное к шинам 10,5 кВ, равно

$$X_C = 10500 / \sqrt{3} \cdot 4200 = 1,445 \text{ Ом.}$$

Удельное активное сопротивление кабеля 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена по приложению 1 (табл. П.1.7) равно $R_0 = 0,641 \text{ Ом/км}$, а индуктивное – $X_0 = 0,184 \text{ Ом/км}$ и тогда $R_k = 0,641 \cdot 5 = 3,2 \text{ Ом}$; $X_k = 0,184 \cdot 5 = 0,92 \text{ Ом}$.

Ток КЗ в конце кабельной линии равен

$$I_K^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \sqrt{(1,445 + 0,92)^2 + 3,2^2}} = 2391,4 \text{ А.}$$

На рис. 2.3, а приведена схема расположения проводов на опоре ЛЭП 10 кВ, а на рис. 2.3, б – вспомогательное построение для определения $D_{\text{ср}}$.

Из рис. 2.3, б видно, что $DB = 250 + 170 + 250 = 670$ мм;
 $AD = DC = AC / 2 = 750$ мм.

Из треугольника ADB :

$$AB = \sqrt{AD^2 + DB^2} = \sqrt{750^2 + 670^2} = 1000 \text{ мм};$$

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{AB \cdot BC \cdot CA} = \sqrt[3]{1000 \cdot 1000 \cdot 1500} = 1150 \text{ мм}.$$

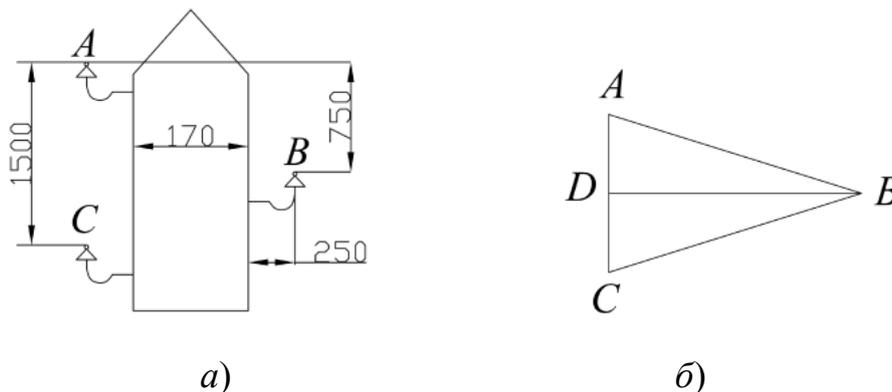


Рис. 2.3. Схема расположения проводов на опоре ЛЭП (а) и эпюра расположения фазных проводов (б)

По приложению 1 (табл. П.1.3) находим расчетный диаметр для провода А-50 $D_p = 9,0$ мм и тогда по формуле (2.9):

$$X_{0\text{вл}} = 0,144 \lg(2 \cdot 1150 / 9,0) + 0,0157 = 0,362 \text{ Ом/км},$$

а сопротивление фазы всей линии

$$X_{\text{л}} = 0,362 \cdot 5 = 1,81 \text{ Ом}.$$

Такой же результат можно получить, используя данные из приложения 1 (рис. П.1.24).

Активное сопротивление провода А-50 по приложению 1 (табл. П.1.16) равно $R = 0,588$ Ом/км, а сопротивление одной фазы линии $R_{\text{л}} = 0,588 \cdot 5 = 2,94$ Ом.

Ток трехфазного КЗ в конце линии

$$I_{\text{К}}^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \sqrt{(1,445 + 1,81)^2 + 2,94^2}} = 1714 \text{ А}.$$

Если КЗ сопровождается дугой длиной 1200 мм (примерно среднее расстояние между проводами), то

$$R_d = \frac{1050 \cdot 1,2}{1714} = 0,735 \text{ Ом}$$

и ток трехфазного КЗ с учетом активного сопротивления дуги

$$I_K^{(3)} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(1,445 + 1,81)^2 + (2,94 + 0,735)^2}} = 1236,4 \text{ А}$$

или 0,72 тока, определенного без учета дуги.

Шинопроводы. Активные сопротивления шин рассчитываются по формуле (2.11). В приложении 3 представлены значения активных и индуктивных сопротивлений плоских шин и шинопроводов.

Для расчета сопротивлений открытых четырехпроводных шинопроводов активное и индуктивное сопротивления цепи фазная шина – нулевая шина принимается по приложению 3.

Индуктивное сопротивление открытых четырехпроводных шинопроводов можно также рассчитывать по формуле

$$X = 0,29 \lg(d_{ш} / g_{ш}), \quad (2.12)$$

где $d_{ш}$ – расстояние между шинами, м; $g_{ш}$ – среднее геометрическое расстояние площади сечения фазы от самой себя для одиночной шины, м (табл. 2.5).

Таблица 2.5

Средние геометрические расстояния пакетов плоских шин

Сечение пакета	Среднее геометрическое расстояние $g_{ш}$, м
2(80 × 10)	1,53
2(100 × 10)	3,0
2(120 × 10)	3,45
2(80 × 10)	2,99
3(100 × 10)	3,50
3(120 × 10)	3,95

Для шин прямоугольного сечения со сторонами b и h , м:

$$g_{ш} = 0,2235 (b + h).$$

Для шины квадратного сечения со стороной b , м:

$$g_{\text{ш}} = 0,44705 b.$$

Для трубчатой шины квадратного сечения:

$$g_{\text{ш}} = 0,58 C b_{\text{н}}, \text{ м},$$

где $b_{\text{н}}$ – наружная (внешняя) сторона квадратного сечения, м; C – коэффициент, выбираемый из табл. 2.6.

Таблица 2.6

Значение коэффициента C

Отношение внутренней и внешней стороны шины квадратного сечения	Коэффициент C	Отношение внутренней и внешней стороны шины квадратного сечения	Коэффициент C
0,1	0,7825	0,6	0,8778
0,2	0,7930	0,7	0,9058
0,3	0,8087	0,8	0,9358
0,4	0,8286	0,9	0,9672
0,5	0,8519	1,0	1,00

При применении трехпроводного открытого шинпровода в качестве нулевого проводника обычно используются металлоконструкции зданий или специально проложенные стальные полосы. Точный расчет индуктивного сопротивления в этом случае очень затруднителен, особенно когда в качестве «нуля» используются металлоконструкции здания.

Для облегченного определения полного расчетного сопротивления цепи фаза-нуль открытых трех- или четырехпроводных алюминиевых шинпроводов приведены в приложении 3. В приближенных расчетах для активных и индуктивных сопротивлений шинпроводов можно принимать:

$$R_{\text{о.ш}} = R L_{\text{ш}} + 3R_{\text{нул.пр}}; \quad X_{\text{о.ш}} = (7,5 - 9,4) XL_{\text{ш}}. \quad (2.13)$$

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы. Для трансформаторов паспортным и или каталожным и данными являются:

– номинальная мощность $S_{\text{ном}}$, МВ · А;

- номинальные напряжения обмоток, кВ, и фактические коэффициенты трансформации;
- напряжения КЗ между обмотками $U_{кв-с}$, $U_{кв-н}$, $U_{кс-н}$ (для двухобмоточных трансформаторов – U_k) и их значения в зависимости от положения РПН;
- диапазон регулирования напряжения;
- потери КЗ $\Delta P_{кв-с}$, $\Delta P_{кв-н}$, $\Delta P_{кс-н}$ (для двухобмоточных трансформаторов – ΔP_k), кВт.

Все необходимые параметры указываются в каталожных данных (прил. 5) или паспортах трансформаторов. При расчетах необходимо иметь в виду, что все параметры трансформаторов имеют определенные разбросы. Например, действительная величина U_k трансформатора и действительные потери КЗ могут отличаться от каталожной величины для этого трансформатора на $\pm 10\%$. Поэтому при расчетах токов КЗ следует пользоваться паспортными данными, указанными в технической документации завода-изготовителя. Пользоваться каталожными данными можно только при проектировании, когда действительные параметры трансформаторов не известны.

Для двухобмоточных трансформаторов полное сопротивление определяется по формуле

$$Z_T = \frac{U_k \%}{100} \frac{U_{Н1}^2}{S_{НОМ}}, \text{ Ом.} \quad (2.14)$$

Активное сопротивление трансформатора определяется из выражения

$$R_T = \Delta P_k \frac{U_{Н1}^2}{S_{НОМ}^2}, \text{ Ом.} \quad (2.15)$$

Индуктивное сопротивление трансформатора определяется по выражению

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}.$$

Схема замещения трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора, имеющего обмотку низшего напряжения, представляет собой трехлучевую звезду. При этом

$$\begin{aligned}
U_{\text{кв}} &= 0,5 (U_{\text{кв-н}} + U_{\text{кв-с}} - U_{\text{кн-с}}), \quad \%; \\
U_{\text{кн}} &= 0,5 (U_{\text{кн-с}} + U_{\text{кв-н}} - U_{\text{кв-с}}), \quad \%; \\
U_{\text{кс}} &= 0,5 (U_{\text{кв-с}} + U_{\text{кн-с}} - U_{\text{кв-н}}), \quad \%.
\end{aligned}
\tag{2.16}$$

Сопротивление обмотки, расположенной на сердечнике между двумя другими, имеет обычно отрицательное значение, равное $-0,25\%$. На практике при приближенных расчетах сопротивление этой обмотки принимают равным нулю.

Используемые в электрических системах автотрансформаторы имеют две обмотки, связанные электрически и магнитно, и одну, связанную с остальными только магнитно. В симметричных режимах схема замещения автотрансформатора аналогична схеме замещения трехобмоточного трансформатора.

Для трансформаторов с обмоткой низшего напряжения, расщепленной на две части, паспортными данными являются:

– полная номинальная мощность первичной обмотки $S_{\text{Н1}}$, МВ · А;

– номинальные мощности расщепленной обмотки $S_{\text{Н2}}$, $S_{\text{Н3}}$, МВ · А (как правило, $S_{\text{Н2}} = S_{\text{Н3}} = 0,5 S_{\text{Н1}}$).

Схема замещения двухобмоточного трансформатора, у которого обмотка низшего напряжения расщеплена на две ветви, также представляет собой трехлучевую звезду. Индуктивные сопротивления ее ветвей в ОЕ при номинальных условиях следует определять по формулам:

$$\begin{aligned}
X_{\text{в(ном)}} &= 0,01 (U_{\text{кв-н}} - 0,25 U_{\text{кн1-н2}}); \\
X_{\text{н1(ном)}} &= X_{\text{н2(ном)}} = 0,005 U_{\text{кн1-н2}},
\end{aligned}
\tag{2.17}$$

где $U_{\text{кв-н}}$ – напряжение КЗ между обмоткой высшего напряжения и параллельно соединенными ветвями обмотки низшего напряжения; $U_{\text{кн1-н2}}$ – напряжение КЗ между ветвями обмотки низшего напряжения при разомкнутой обмотке высшего напряжения.

Напряжения КЗ:

$$U_{\text{кв}} = 0,5 (2 U_{\text{кв-н}} - U_{\text{кн1-н2}}), \quad \%; \tag{2.18}$$

$$U_{\text{кн1}} = U_{\text{кн2}} = 0,5 U_{\text{кн1-н2}}, \quad \%. \tag{2.19}$$

Пример 2.2

Определить сопротивления трехобмоточного трансформатора мощностью 16 МВ · А; 115/38,5/6,6; U_k : ВН–СН 10,5 %; ВН–НН 17 %; СН–НН 6 %.

Решение. По формулам (2.16):

$$U_{кв} = 0,5 (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \%;$$

$$U_{кс} = 0,5 (10,5 + 6 - 17) = -0,25 \%;$$

$$U_{кн} = 0,5 (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \%.$$

По выражению (2.14) при приведении сопротивлений к напряжению 115 кВ имеем:

$$Z_B = 10,75 \cdot 115^2 / 100 \cdot 16 = 88,85 \text{ Ом};$$

$$Z_C = (-0,25) \cdot 115^2 / 100 \cdot 16 = -2,066 \text{ Ом};$$

$$Z_H = 6,25 \cdot 115^2 / 100 \cdot 16 = 51,66 \text{ Ом}.$$

Важно обратить внимание на то, что одно из сопротивлений лучей эквивалентной звезды оказалось отрицательным. Это вызвано численными значениями U_k между разными парами обмоток трансформатора.

Сопротивление трансформатора между выводами ВН и СН равно $88,85 - 2,066 = 86,79 \text{ Ом}$; между выводами ВН и НН $88,85 + 51,66 = 140,51 \text{ Ом}$; между выводами НН и СН $51,66 - 2,066 = 49,594 \text{ Ом}$.

Пример 2.3

Рассчитать сопротивления трансформатора с расщепленной обмоткой типа ТРДН 25000/110. Исходные данные (прил. 5): $S_{Н1} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $S_{Н2} = S_{Н3} = 12,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, $U_{Н1} = 115 \text{ кВ}$, $U_{кв-н} = 10,5 \%$; $U_{кн1-н2} = 30 \%$ отнесено к мощности расщепленной обмотки.

Решение. Напряжение КЗ обмотки ВН, приведенное к $U_{вн} = 115 \text{ кВ}$ по (2.18), будет

$$U_{кв} = 0,5(2 \cdot 10,5 - 30) = -4,5 \%.$$

Напряжение КЗ обмотки НН, приведенное к $U_{вн} = 115 \text{ кВ}$ по (2.19), будет

$$U_{кн1} = U_{кн2} = 0,5 \cdot 30 = 15 \%.$$

Расчет сопротивлений ветвей:

$$Z_B = \frac{U_{KB} U_{BH}^2}{100 S_{HT}} = -\frac{4,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 25} = -23,8 \text{ Ом};$$

$$Z_{H1} = Z_{H2} = \frac{U_{KH1} U_{BH}^2}{100 S_{HT} / 2} = -\frac{15 \cdot 115^2}{100 \cdot 25 / 2} = 158,7 \text{ Ом}.$$

Активные сопротивления отдельных обмоток трехобмоточных трансформаторов и ветвей схемы замещения автотрансформаторов, имеющих обмотку низшего напряжения, в относительных единицах при номинальных условиях этих трансформаторов и автотрансформаторов определяются по формулам:

$$\begin{aligned} R_{B(\text{НОМ})} &= \frac{0,5 \cdot 10^{-3}}{S_{\text{НОМ}}} (\Delta P_{KB-C} + \Delta P_{KB-H} - \Delta P_{KC-H}); \\ R_{C(\text{НОМ})} &= \frac{0,5 \cdot 10^{-3}}{S_{\text{НОМ}}} (\Delta P_{KB-C} + \Delta P_{KC-H} - \Delta P_{KB-H}); \\ R_{H(\text{НОМ})} &= \frac{0,5 \cdot 10^{-3}}{S_{\text{НОМ}}} (\Delta P_{KB-H} + \Delta P_{KC-H} - \Delta P_{KB-C}). \end{aligned} \quad (2.20)$$

Активное сопротивление большинства трехобмоточных трансформаторов достаточно большой мощности настолько мало, что его можно не учитывать, а полные сопротивления считать чисто индуктивными. Если требуется определить активные сопротивления трехобмоточного трансформатора, то следует учитывать, что указываемые в каталогах значения потерь $KЗ$ относятся к наиболее тяжелому случаю: обмотка высшего напряжения и одна из обмоток среднего или низшего напряжения загружены полностью, вторая обмотка среднего или низшего напряжения находится без нагрузки.

Трехобмоточные трансформаторы выполняются с мощностями среднего или низшего напряжения обмоток, равными 100 %, или 67 % мощности первичной обмотки. Для трансформаторов с мощностью вторичной обмотки среднего или низшего напряжения, равной 100 % мощности обмотки высшего напряжения, активное сопротивление определяется по выражению

$$R_{100} = \Delta P_K U_H^2 / 2S_H. \quad (2.21)$$

Сопротивление обмотки, мощность которой равна 67 % мощности обмотки высшего напряжения, определяется по величине R_{100} :

$$R_{67} = 1,5 R_{100}. \quad (2.22)$$

Во многих случаях при определении тока КЗ на выводах трансформатора можно пренебречь не только сопротивлением ЭЭС, но и сопротивлением питающей сети. В этом случае расчетное уравнение принимает вид:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = U / (\sqrt{3} Z_T) = U S_{\text{н}} / \sqrt{3} \cdot 10 U_{\text{к}} U_{\text{н}}^2 = I_{\text{ном}} / U_{\text{к}}, \quad (2.23)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток трансформатора, А.

Таким приближенным расчетом удобно пользоваться для расчета токов КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ.

Пример 2.4

В конце линий для условий примера 2.1 включены два трансформатора: типа ТМ 10/0,4 кВ, полной мощностью 25 кВ · А и 400 кВ · А, $U_{\text{к}} = 4,5 \%$, $P_{\text{к}} = 690$ и 5900 Вт (прил. 5, табл. П.5.1). Определить ток КЗ на выводах 0,4 кВ трансформаторов.

Решение. Активные сопротивления трансформаторов равны:

$$R_{25} = 690 \cdot 10^2 / 25^2 = 110,4 \text{ Ом}; \quad R_{400} = 5900 \cdot 10^2 / 400^2 = 3,69 \text{ Ом}.$$

Полные сопротивления:

$$Z_{25} = 4,5 \cdot 10^2 / 100 \cdot 0,025 = 180 \text{ Ом}; \quad Z_{400} = 4,5 \cdot 10^2 / 100 \cdot 0,4 = 11,25 \text{ Ом}.$$

Индуктивные сопротивления:

$$X_{25} = \sqrt{180^2 - 110,4^2} = 142,17 \text{ Ом}; \quad X_{400} = \sqrt{11,25^2 - 3,69^2} = 10,63 \text{ Ом}.$$

Если пренебречь сопротивлением сети, то ток трехфазного КЗ на выводах 0,4 кВ:

$$I_{25}^{(3)} = 10500 / \sqrt{3} \cdot 180 = 33,72 \text{ А}; \quad I_{400}^{(3)} = 10500 / \sqrt{3} \cdot 11,25 = 539,5 \text{ А}.$$

Если трансформаторы подключены к кабельной линии (пример 2.1), то токи КЗ:

$$\begin{aligned} I_{25}^{(3)} &= 10500 / \sqrt{3} \sqrt{(2,12 + 0,92 + 142,17)^2 + (3,2 + 110,4)^2} = \\ &= 10500 / \sqrt{3} \cdot 184,37 = 32,92 \text{ А}; \end{aligned}$$

$$I_{400}^{(3)} = 10500 / \sqrt{3} \sqrt{(2,12 + 0,92 + 10,63)^2 + (3,2 + 3,69)^2} = \\ = 10500 / \sqrt{3} \cdot 15,31 = 396,43 \text{ А.}$$

Если трансформаторы подключены к воздушной линии с алюминиевыми проводами, то токи КЗ:

$$I_{25}^{(3)} = 10500 / \sqrt{3} \sqrt{(2,12 + 1,81 + 142,17)^2 + (2,94 + 110,4)^2} = \\ = 10500 / \sqrt{3} \cdot 184,91 = 32,82 \text{ А;}$$

$$I_{400}^{(3)} = 10500 / \sqrt{3} \sqrt{(2,12 + 1,81 + 10,63)^2 + (2,94 + 3,69)^2} = \\ = 10500 / \sqrt{3} \cdot 16,0 = 379,33 \text{ А.}$$

На основании результатов расчета примеров 2.1 и 2.4 можно сделать следующие выводы:

- для трансформаторов малой мощности расчеты всеми способами (с учетом, активных сопротивлений или по полному сопротивлению) дают практически одинаковые результаты;
- для трансформаторов большой мощности расчет без учета сопротивления ЭЭС недопустим.

Токоограничивающие реакторы. Параметрами токоограничивающих реакторов, служащих для уменьшения токов КЗ, являются:

- номинальное напряжение $U_{НОМ}$, кВ;
- номинальный ток $I_{НОМ}$, А;
- номинальное индуктивное сопротивление X_p , %, или X_p , Ом;
- номинальный коэффициент связи $K_{св}$ (для сдвоенных реакторов);
- потери мощности на фазу при номинальном токе ΔP , кВт.

Индуктивное сопротивление одинарного реактора определяется из выражения

$$X_p = \frac{X_p \text{ \%}}{100} \frac{U_{н1}}{\sqrt{3} I_{НОМ}} 10^3, \text{ Ом.} \quad (2.24)$$

Активное сопротивление фазы одинарного реактора определяется по формуле

$$R = \frac{\Delta P}{I_{НОМ}^2} 10^3, \text{ Ом.} \quad (2.25)$$

Схемы включения линейного и сдвоенного реактора, а также схема замещения сдвоенного токоограничивающего реактора представлены на рис. 2.4.

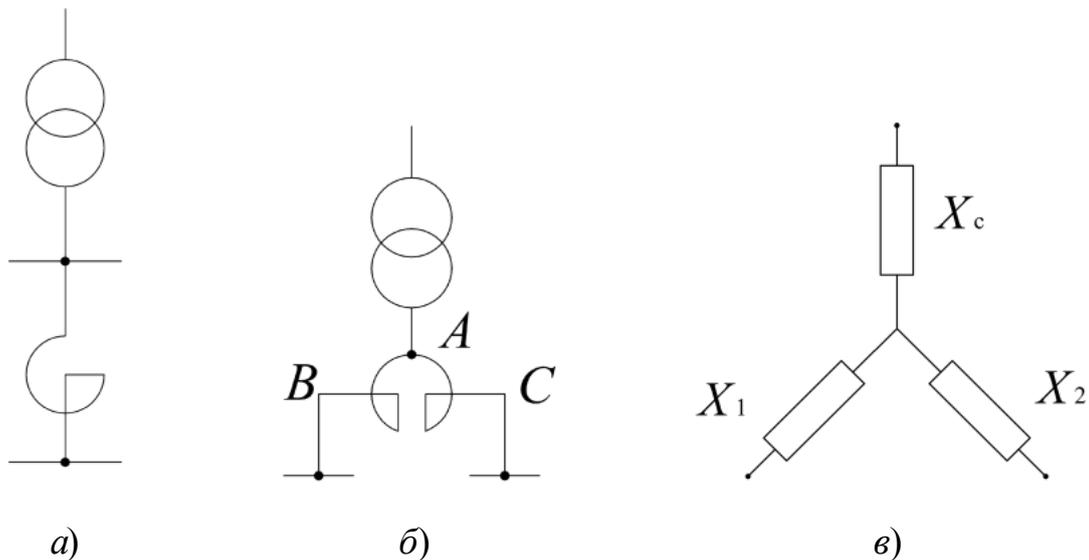


Рис. 2.4. Схемы включения линейного (а) и сдвоенного реактора (б), а также схема замещения сдвоенного токоограничивающего реактора (в)

Индуктивное сопротивление луча сдвоенного токоограничивающего реактора со стороны среднего зажима X_c (т. е. зажима, обращенного в сторону источника энергии) следует определять по формуле

$$X_c = -K_{св} \frac{X_p \%}{100} \frac{U_H}{\sqrt{3} I_{ном}} 10^3, \text{ Ом.} \quad (2.26)$$

Индуктивные сопротивления двух других лучей схемы замещения одинаковы и определяются по формуле

$$X_1 = X_2 = (1 + K_{св}) \frac{X_p \%}{100} \frac{U_H}{\sqrt{3} I_{ном}} 10^3, \text{ Ом,} \quad (2.27)$$

где $K_{св}$ – номинальный коэффициент связи между ветвями реактора, выбирается из паспортных данных (как правило, $K_{св} = 0,5$); $X_p \%$ – номинальное индуктивное сопротивление реактора (т. е. сопротивление одной ветви реактора при отсутствии тока в другой ветви).

Активное сопротивление каждой ветви сдвоенного реактора в именованных единицах следует определять по формуле

$$R = \frac{\Delta P}{2I_{\text{НОМ}}^2} 10^3, \text{ Ом.} \quad (2.28)$$

Напряжение на шинах при КЗ на выводах реактора равно потере напряжения в нем, остальное напряжение теряется в сопротивлении ЭСС. Так как сопротивление системы и реактора принимается чисто индуктивным, то в данном частном случае потеря и падение напряжения численно равны. Напряжение на шинах определяется по выражениям:

$$U_{\text{ш}} = \sqrt{3} I_{\text{к}}^{(3)} X_{\text{р}}; U_{\text{ш}} = U \frac{X_{\text{р}}}{X_{\text{р}} + X_{\text{с}}}. \quad (2.29)$$

Пример 2.5

Определить ток КЗ за реактором и напряжение на шинах в схемах на рис. 2.4. Вторичное напряжение питающего трансформатора 6,6 кВ; ток КЗ до реактора 16 кА.

Линейный реактор: номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}} = 6$ кВ, индуктивное сопротивление $X_{\text{р}} = 8 \%$, номинальный ток $I_{\text{НОМ}} = 600$ А.

Сдвоенный реактор: номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}} = 6$ кВ, индуктивное сопротивление $X_{\text{р}} = 12 \%$, номинальный ток $I_{\text{НОМ}} = 2000$ А, коэффициент связи $K_{\text{св}} = 0,5$.

Решение. Сопротивление системы до выводов 6,6 кВ питающего трансформатора:

$$X_{\text{с}} = 6600 / \sqrt{3} \cdot 16000 = 0,228 \text{ Ом.}$$

Сопротивление линейного реактора (рис. 2.4, а):

$$X_{\text{р}} = X_{\text{р}} \% U_{\text{р}} / (I_{\text{нр}} 100 \sqrt{3}) = 8 \cdot 6000 / (100 \cdot \sqrt{3} \cdot 600) = 0,462 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ за линейным реактором:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = 6600 / \sqrt{3} (0,228 + 0,462) = 5450 \text{ А.}$$

Сопротивление одной ветви сдвоенного реактора:

$$X_{\text{р}} = 12 \cdot 6000 / (100 \cdot 2000) = 0,26 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ за реактором:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = 6600 / \sqrt{3} (0,228 + 0,26) = 6269,65 \text{ А.}$$

Необходимо обратить внимание на то, что хотя реакторы имеют номинальное напряжение 6,0 кВ, включены они на вторичное напряжение питающего трансформатора 6,6 кВ и приведения к одному расчетному напряжению в этом случае не требуется.

Напряжение на шинах при КЗ за линейным реактором

$$U_{ш1} = \sqrt{3} I_K^{(3)} X_p = \sqrt{3} \cdot 5450 \cdot 0,462 = 4356 \text{ В, или } 4356 / 6600 = 0,66$$

номинального значения.

Напряжение на неповрежденной секции шин равно

$$U_{ш2} = \sqrt{3} \cdot 0,26 \cdot 6269,65 = 2961,4 \text{ В, или } 0,602 \text{ номинального.}$$

Сопротивление электрической дуги. Обычно в месте КЗ образуется некоторое переходное сопротивление, состоящее из сопротивления возникшей электрической дуги и сопротивлений прочих элементов пути токов КЗ от одной фазы к другой или от фазы на землю. Точный учет переходного сопротивления практически невозможен, прежде всего вследствие трудности надежной оценки сопротивления дуги, которое, являясь функцией тока и длины дуги, изменяется в широких пределах.

Учет электрической дуги в месте КЗ рекомендуется производить введением в расчетную схему активного сопротивления дуги R_d . Экспериментальные исследования открытых дуг показали, что при токах КЗ в сотни ампер и выше градиент напряжения в дуге мало зависит от тока. При этом сопротивление дуги, являющееся практически активным, определяется по выражению

$$R_d = \frac{1050 L_d}{I_d}, \text{ Ом,} \quad (2.30)$$

где L_d – длина дуги, м; I_d – действующее значение тока в дуге, А.

Так, при длине дуги 0,1 м и токе равном 1000 А, сопротивление дуги равно $R_d = 0,105$ Ом.

В ряде случаев переходные сопротивления могут быть столь малы, что практически ими можно пренебречь. Такие замыкания называются *металлическими*. Естественно, при прочих равных условиях ток при металлическом КЗ больше, чем при наличии переходного сопротивления. Поэтому, когда требуется найти возможные наибольшие величины токов, исходят из наиболее тяжелых условий, считая, что в месте КЗ отсутствуют какие-либо переходные сопротивления.

Расчет максимальных и минимальных значений тока дугового КЗ рекомендуется выполнять на основе предельных значений сопротивления дуги, определяемых по статистическим характеристикам разброса поправочного коэффициента, учитывающего снижение тока дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ. При определении минимального значения тока КЗ в установках напряжением до 1000 В следует учитывать влияние на ток КЗ активного сопротивления электрической дуги в месте КЗ. Приближенные значения активного сопротивления дуги приведены в табл. 2.7.

Таблица 2.7

Приближенные значения активных сопротивлений дуги
в установках до 1000 В

Расчетные условия КЗ			Активное сопротивление дуги, мОм, при КЗ за трансформаторами мощностью, кВ · А					
			250	400	630	1000	1600	2500
КЗ вблизи выво- дов низшего напряжения трансформатора	В разделке кабелей напряжением, кВ	0,4	15	10	7	5	4	3
		0,69	12	7	5	4	3	2
	В шинпроводе типа ШМА напряжением, кВ	0,4	–	–	–	6	4	3
		0,69	–	–	–	4	3	2
КЗ в конце шинпровода типа ШМА длиной 100–150 м напряжением, кВ		0,4	–	–	–	6–8	5–7	4–6
		0,69	–	–	–	4–6	3–5	2–4

В практических расчетах применяются еще две формулы для определения активного сопротивления дуги:

1. Среднее значение активного сопротивления дуги в начальный момент КЗ допустимо определять по формуле

$$R_d = \sqrt{\frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{3I_{\text{п0}}^2 K_c^2} - X_{1\Sigma}^2 - R_{1\Sigma}}, \quad (2.31)$$

где $I_{\text{п0}}$ – начальное значение периодической составляющей тока в месте металлического КЗ, кА; $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ – соответственно суммарное индуктивное и суммарное активное сопротивления цепи КЗ, мОм; K_c – среднестатистическое значение поправочного коэффициента, учитывающе-

го снижение тока в начальный момент дугового КЗ по сравнению с током металлического КЗ, который можно определить по формуле

$$K_c = 0,6 - 0,0025Z_K + 0,114\sqrt{Z_K} - 0,133\sqrt[3]{Z_K},$$

где Z_K – сопротивление цепи КЗ, зависящее от вида КЗ.

При трехфазном КЗ $Z_K^{(3)} = \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}$.

2. При точных расчетах активное сопротивление дуги зависит от тока КЗ и длины дуги и рассчитывается по формуле

$$R_d = 16 \frac{\sqrt{L_d}}{I_{\Pi}^{0,85}}, \quad (2.32)$$

где I_{Π} – начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ, кА, определяемое с учетом сопротивления дуги; L_d – длина дуги, см, которая принимается равной: $L_d = 4a$ при $a < 5$ мм; $L_d = 20,4 \ln(a / 2) \exp(-0,15) (R_{\Sigma} / X_{\Sigma})$ при $a = 5-50$ мм; $L_d = a$ при $a > 50$ мм; R_{Σ}, X_{Σ} – суммарные активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ, мОм; a – расстояние между фазами проводников, мм.

2.8. Приведение сопротивлений элементов схем к базисным условиям в именованных единицах

Для расчетов переходного процесса возникает необходимость в определении результирующего сопротивления, связывающего место возникновения переходного процесса с источником питания.

Если расчетная схема содержит несколько магнитосвязанных цепей (элементов схемы, связанных между собой трансформаторами) (рис. 2.5), то сопротивления всех элементов цепи должны быть приведены к напряжению одной из ступеней, что позволяет перейти к электрической схеме замещения.

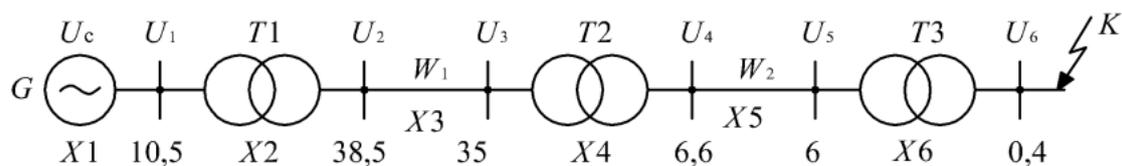


Рис. 2.5. Расчетная схема

Электрические величины E , U , I , Z могут быть приведены к выбранной ступени (например, к точке КЗ – K) по формулам:

$$\begin{aligned} \overset{\circ}{E} &= (K_1 \cdot K_2 \cdot \dots \cdot K_n) E; \\ \overset{\circ}{U} &= (K_1 \cdot K_2 \cdot \dots \cdot K_n) U; \\ \overset{\circ}{I} &= I / (K_1 \cdot K_2 \cdot \dots \cdot K_n); \\ \overset{\circ}{Z} &= (K_1 \cdot K_2 \cdot \dots \cdot K_n)^2 Z, \end{aligned} \quad (2.33)$$

где K_1, K_2, \dots, K_n – коэффициенты трансформации, через которые величины E, U, I, Z связаны с выбранной ступенью.

Знак $\overset{\circ}$ над буквенным обозначением электрической величины указывает, что данная величина является приведенной.

В этих и последующих выражениях под коэффициентом трансформации каждого трансформатора или автотрансформатора (как повышающего, так и понижающего) понимается отношение между фазного напряжения холостого хода его обмотки, обращенной в сторону основной ступени напряжения, к аналогичному напряжению его другой обмотки, находящейся ближе к ступени, элементы которой подлежат приведению.

Если для схемы на рис. 2.5 за основную (базисную) ступень принять точку КЗ (т. е. линейное напряжение U_6), то сопротивления элементов, приведенные к этой ступени, определяются:

$$\begin{aligned} - \text{ для генератора: } X_{1(6)} &= X_1 \left[\frac{U_6}{U_5} \frac{U_4}{U_3} \frac{U_2}{U_1} \right]^2; \\ - \text{ для трансформатора: } X_{2(6)} &= X_2 \left[\frac{U_6}{U_5} \frac{U_4}{U_3} \right]^2; \\ - \text{ для линии } W1: X_{3(6)} &= X_3 \left[\frac{U_6}{U_5} \frac{U_4}{U_3} \right]^2 \text{ и т. д.} \end{aligned} \quad (2.34)$$

В этих выражениях U_1, U_2, \dots, U_6 – действительные линейные напряжения на выводах трансформаторов для одного из расчетных режимов (максимальный, минимальный и др.), для которого рассчитывается переходный процесс. Данное приведение элементов к базисным условиям называется точным, так как коэффициенты трансформации трансформаторов определялись по действительным напряжениям на их выводах.

Чтобы не ошибиться при приведении токов и сопротивлений к разным напряжениям, можно пользоваться следующим правилом: при увеличении напряжения сопротивления увеличиваются, токи уменьшаются. При уменьшении напряжения сопротивления уменьшаются и токи увеличиваются.

В практических расчетах часто выполняют приближенное приведение, позволяющее значительно быстрее и проще получить приближенную схему замещения.

Сущность приближенного приведения заключается в следующем. Для каждой ступени трансформации устанавливают среднее напряжение U_{cp} , а именно: 770; 340; 230; 115; 37; 10,5; 6,3; 0,69; 0,4; 0,23 кВ и при этом условно принимают, что номинальные напряжения всех элементов, находящихся на одной ступени, одинаковы и равны соответствующим значениям по указанной шкале. Тогда коэффициент трансформации каждого трансформатора равен отношению средних номинальных напряжений U_{cp} тех ступеней, которые он связывает. Результирующий коэффициент трансформации каскада трансформаторов будет определяться как отношение U_{cp} крайних ступеней. Следовательно, при приближенном приведении в именованных единицах выражения для пересчета принимают более простой вид:

$$\overset{\circ}{E}_6 = E \frac{U_{cp(6)}}{U_{cp}}; \quad \overset{\circ}{U}_6 = \frac{U_{cp(6)}}{U_{cp}}; \quad \overset{\circ}{I}_6 = I \frac{U_{cp(6)}}{U_{cp}}; \quad \overset{\circ}{Z}_6 = \left[\frac{U_{cp(6)}}{U_{cp}} \right]^2 Z, \quad (2.35)$$

где U_{cp} – среднее номинальное напряжение ступени, с которой производится пересчет; $U_{cp(6)}$ – то же выбранной основной ступени.

Например, для схемы на рис. 2.5 сопротивления, приведенные к базисному напряжению $U_6 = U_6$, будут:

$$\begin{aligned} - \text{ для генератора: } X_{1(6)} &= X_1 \left[\frac{U_6}{U_5} \frac{U_4}{U_3} \frac{U_2}{U_1} \right]^2 = X_1 \left(\frac{U_6}{U_1} \right)^2; \\ - \text{ для трансформатора: } X_{2(6)} &= X_2 \left[\frac{U_6}{U_5} \frac{U_4}{U_3} \right]^2 = X_2 \left(\frac{U_6}{U_3} \right)^2; \\ - \text{ для линии } W1: X_{3(6)} &= X_3 \left[\frac{U_6}{U_5} \frac{U_4}{U_3} \right]^2 = X_3 \left(\frac{U_6}{U_3} \right)^2, \end{aligned} \quad (2.36)$$

так как $U_2 = U_3$, $U_4 = U_5$, промежуточные коэффициенты трансформации сокращаются.

При расчетах, связанных с определением устойчивости ЭЭС и расчетом устройств релейной защиты и автоматики, следует пользоваться формулами точного приведения, а при расчетах, проводимых с целью проверки электрического оборудования на термическую и динамическую устойчивость токам КЗ – приближенными формулами приведения.

При расчетах действующих сетей способ приближенного приведения недопустим, так как может вызвать значительные ошибки из-за того, что действительные напряжения могут значительно отличаться от средних значений. Вызвано это тем, что в действующих сетях многие трансформаторы выпускались в разное время, по разным техническим условиям, с разными номинальными напряжениями. Поскольку токи КЗ в распределительных сетях невелики, применение при расчете средних напряжений может вызвать отказы или неселективную работу релейной защиты из-за ошибок в вычислении уставок. Поэтому при приведении сопротивлений необходимо пользоваться действительными напряжениями холостого хода трансформаторов и уравнениями (2.34), а не (2.36).

Пример 2.6

Привести к генераторному напряжению сопротивление X в схеме на рис. 2.5. Коэффициенты трансформации трансформаторов:

$$U_1 / U_2 = 10,5 / 38,5; U_3 / U_4 = 35 / 6,6; U_5 / U_6 = 6 / 0,4.$$

Решение. Приближенное приведение по уравнениям (2.36) дает

$$X_1 = X (U_1 / U_6)^2 = X (10,5 / 0,4)^2 = 689X.$$

Точное приведение по уравнениям (2.34):

$$X_1 = X ((U_5 U_2 U_1) / (U_6 U_4 U_2))^2 = X ((6 \cdot 35 \cdot 10,5)^2 / (0,4 \cdot 6,6 \cdot 38,5)^2) = 470,6X.$$

Ошибка при расчете тока КЗ за сопротивлением X , определенным по уравнениям (2.36), будет очень велика.

Пример 2.7

В схеме, представленной на рис. 2.5, ток КЗ за сопротивлением X определен при расчетном напряжении $U_1 = 11$ кВ. Определить действительные токи при напряжении $U_2 = U_3; U_4 = U_5, U_6$. Коэффициенты трансформации указаны в примере 2.6; сопротивления генератора и линий не учитывать ($X_c = 0$). Величина $X_1 = 470,6$ Ом.

Решение. Ток КЗ $I_K^{(3)} = U / (\sqrt{3} X) = 11000 / (\sqrt{3} \cdot 470,6) = 13,51$ А при напряжении 11 кВ. Приведенный ток КЗ равен:

– на стороне $U_2 = U_3$: $I_2 = 13,51 \cdot 10,5 / 38,5 = 3,685$ А;

– на стороне $U_4 = U_5$: $I_4 = 3,685 \cdot 35 / 6,6 = 19,54$ А;

– на стороне U_6 : $I_6 = 19,54 \cdot 6 / 0,4 = 293,1$ А.

Если пользоваться средними напряжениями, то ток КЗ будет равен:

– на напряжении 10,5 кВ: $10500 / (\sqrt{3} \cdot 689) = 8,81$ А;

– на стороне 0,4 кВ: $8,81 \cdot 10,5 / 0,4 = 221,23$ А.

В примерах 2.6 и 2.7 не учтены сопротивления самих трансформаторов и линий между ними. В действительных расчетах эти сопротивления суммируются с сопротивлением X , токи КЗ будут меньше и разница между величинами, определенными по формулам (2.34) и (2.36), также уменьшится. Однако ошибка при расчете токов КЗ оказывается недопустимо большой для расчетов устойчивости ЭСС и релейной защиты.

2.9. Система относительных единиц

Относительные единицы широко используются в электротехнических расчетах, так как позволяют значительно упростить выкладки и придают им более общий характер.

Любые физические величины могут быть представлены не в обычных для них соответствующих именованных единицах, а в относительных, безразмерных единицах. В практических расчетах такое представление физических величин придает результатам большую наглядность и позволяет быстрее ориентироваться в порядке определяемых значений.

Под относительным значением какой-либо величины следует понимать ее отношение к другой одноименной величине, выбранной за единицу измерения.

Следовательно, чтобы выразить отдельные величины в относительных единицах, нужно выбрать те величины, которые должны служить соответственными единицами измерения, т. е. установить базисные единицы или условия.

Электрические величины могут быть заданы следующими параметрами: ток I – в амперах (А), напряжение U – в вольтах (В), сопротивление Z – в омах (Ом) и т. д., а также в процентах (%) и относи-

тельных единицах (ОЕ), т. е. в долях от некоторых одноименных величин, называемых в дальнейшем базисными.

Пусть за базисный ток и базисное междуфазное напряжение приняты величины $I_{\text{б}}$ и $U_{\text{б}}$. Тогда базисная мощность трехфазной системы

$$S_{\text{б}} = \sqrt{3} U_{\text{б}} I_{\text{б}}, \quad (2.37)$$

а базисное сопротивление

$$Z_{\text{б}} = U_{\text{б}} / \sqrt{3} I_{\text{б}} = U_{\text{б}}^2 / S_{\text{б}}. \quad (2.38)$$

Как видно, из четырех базисных единиц $S_{\text{б}}$, $U_{\text{б}}$, $I_{\text{б}}$ и $Z_{\text{б}}$ две могут быть выбраны произвольно, а две другие получаются из соотношений (2.37) и (2.38).

При выбранных базисных условиях относительные значения ЭДС, напряжений, токов, мощностей и сопротивлений будут:

$$E_{*(\text{б})} = \frac{E}{U_{\text{б}}}; \quad U_{*(\text{б})} = \frac{U}{U_{\text{б}}}; \quad I_{*(\text{б})} = \frac{I}{I_{\text{б}}}; \quad S_{*(\text{б})} = \frac{S}{S_{\text{б}}}; \quad Z_{*(\text{б})} = \frac{Z}{Z_{\text{б}}}, \quad (2.39)$$

где «звездочка» указывает, что величина выражена в относительных единицах, а индекс (б) – что она приведена к базисным условиям.

Поскольку выбор базисных условий произволен, то одна и та же действительная величина при выражении ее в относительных единицах может иметь разные численные значения.

Перепишем из выражений (2.38) и (2.39) сопротивление

$$Z_{*(\text{б})} = \frac{Z}{Z_{\text{б}}} = Z \frac{\sqrt{3} I_{\text{б}}}{U_{\text{б}}} = Z \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{б}}^2}, \quad (2.40)$$

где Z – заданное сопротивление, Ом на фазу; $I_{\text{б}}$ – базисный ток, кА; $U_{\text{б}}$ – базисное междуфазное напряжение, кВ; $S_{\text{б}}$ – базисная мощность, МВ · А.

Для различных элементов системы электроснабжения параметры, характеризующие их сопротивления, могут быть заданы в разных формах. Так, для воздушных и кабельных ЛЭП задаются погонные индуктивное и активное сопротивления на фазу X_0 и R_0 , Ом/км, а также длина L , км. Поэтому для этих элементов удобнее пользоваться выражениями:

$$X_{*(6)} = X_0 L \frac{S_6}{U_6^2}; R_{*(6)} = R_0 L \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (2.41)$$

Как известно, напряжение КЗ трансформатора задается в процентах от его номинального напряжения. Пренебрегая весьма малой составляющей активного сопротивления обмоток трансформатора, можно считать $U_K \% = Z \% \approx X \%$. При этом реактивное сопротивление трансформатора в относительных единицах определяется

$$X_{*(6)} = \frac{U_K \%}{100} \frac{U_H^2}{S_H} \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (2.42)$$

Для реактора обычно задается его реактивное сопротивление в процентах $X_p \%$, определенное при номинальных напряжении и токе. Сопротивление реактора, приведенное к базисным условиям, определится

$$X_{*(6)} = \frac{X_p \%}{100} \frac{U_H}{I_H} \frac{I_6}{U_6}. \quad (2.43)$$

Для синхронных генераторов и компенсаторов приводится индуктивное сопротивление X''_{*dH} , приведенное к номинальным условиям (табл. 2.2). Сопротивление генератора или синхронного компенсатора, приведенное к базисным условиям, будет

$$X_{*(6)} = X''_{*dH} \frac{U_H^2}{S_H} \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (2.44)$$

При выборе базисных условий следует руководствоваться соображениями, чтобы вычислительная работа была по возможности проще и порядок числовых значений относительных базисных величин был достаточно удобен для оперирования с ними.

Для базисной мощности S_6 целесообразно принимать круглые числа (1000, 100, 10 МВ · А) или часто повторяющуюся в заданной схеме номинальную мощность. За базисное напряжение U_6 рекомендуется принимать U_H или близкое к нему.

При приведении сопротивлений элементов в относительных единицах к одной ступени трансформации возможно точное или приближенное приведение.

Точное приведение в относительных единицах. Так, если сопротивление Z связано с основной ступенью, для которой выбраны

базисные величины $U_{\bar{6}}$ и $I_{\bar{6}}$ (или $S_{\bar{6}}$), трансформаторами с коэффициентами трансформации K_1, K_2, \dots, K_n , то относительная величина его в схеме замещения будет:

$$Z_{*(\bar{6})} = \frac{Z}{Z_{\bar{6}}} = Z (K_1 \cdot K_2 \cdot \dots \cdot K_n)^2 \frac{\sqrt{3} I_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}} \quad (2.45)$$

или

$$Z_{*(\bar{6})} = Z (K_1 \cdot K_2 \cdot \dots \cdot K_n)^2 \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2}. \quad (2.46)$$

Этим выражениям можно придать другой вид, введя коэффициенты трансформации в соответствующие базисные величины, т. е.

$$Z_{*(\bar{6})} = Z \frac{\sqrt{3} I_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}} = Z \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2}, \quad (2.47)$$

где $U_{\bar{6}} = (1 / K_1 \cdot K_2, \dots, K_n) U_{\bar{6}В}$; $I_{\bar{6}} = (K_1 \cdot K_2, \dots, K_n) I_{\bar{6}В}$.

Следовательно, для составления эквивалентной схемы замещения в относительных единицах нужно, прежде всего, на одной из ступеней напряжения заданной схемы выбрать базисные единицы. После этого по формулам

$$E_{*(\bar{6})} = \frac{E}{U_{\bar{6}}}; \quad U_{*(\bar{6})} = \frac{U}{U_{\bar{6}}}; \quad I_{*(\bar{6})} = \frac{I}{I_{\bar{6}}}; \quad Z_{*(\bar{6})} = \frac{Z}{Z_{\bar{6}}}; \quad E_{*(\bar{6})} = E_{*Н} \frac{U_{Н}}{U_{\bar{6}}};$$

$$Z_{*(\bar{6})} = Z_{*Н} \frac{I_{\bar{6}}}{I_{Н}} \frac{U_{Н}}{U_{\bar{6}}} = Z_{*Н} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{Н}} \frac{U_{Н}^2}{U_{\bar{6}}^2} \quad (2.48)$$

следует подсчитать все величины в относительных единицах при базисных условиях, имея в виду, что в каждом из указанных выражений под $U_{\bar{6}}$, $I_{\bar{6}}$ и $Z_{\bar{6}}$ всегда надо понимать базисное напряжение, ток и сопротивление той ступени трансформации, на которой находятся подлежащие приведению величины.

При такой последовательности приведения магнитосвязанной схемы коэффициенты трансформации промежуточных трансформаторов учтены в базисных единицах каждой ступени напряжения заданной схемы.

Приближенное приведение в относительных единицах. Когда приведение схемы производится приближенно, пересчет к базисным условиям значительно упрощается, если за $U_{\bar{6}}$ принимать значение $U_{ср}$

соответствующей ступени. В этом случае можно использовать соотношения

$$Z_{*(б)} = \frac{Z}{Z_б} = Z \frac{\sqrt{3} I_б}{U_б} = Z \frac{S_б}{U_б^2}; \quad Z_{*(б)} = Z_{*н} \frac{S_н}{S_б}; \quad Z_{*(б)} = Z_{*н} \frac{I_б}{I_н}, \quad (2.49)$$

помня, что в последнем из них $I_б$ и $I_н$ должны быть отнесены к одной ступени напряжения. Что касается ЭДС и напряжений, то при этих условиях их относительные номинальные и базисные значения совпадают.

Следовательно, при приближенном приведении выражения (2.45)–(2.47) принимают более простой вид:

– для трансформаторов: $X_{*(б)} = \frac{u_k \%}{100} \frac{S_б}{S_н};$

– для реакторов: $X_{*(б)} = \frac{X_p \%}{100} \frac{I_б}{I_н};$

– для генераторов, синхронных компенсаторов: $X''_{*(б)} = X''_{*н} \frac{S_б}{S_н}.$

Выражение для приближенного приведения сопротивлений воздушных и кабельных ЛЭП остается неизменным (2.47), только $U_б = U_{ср}.$

Формулой приближенного приведения для реакторов следует пользоваться с некоторой осторожностью, так как реактор одного номинального напряжения может быть установлен на стороне меньшего напряжения.

Точность расчета не зависит от того, в какой системе единиц выражены параметры схемы замещения.

Если схема замещения составлена в системе относительных единиц, то для получения значений токов и напряжений в именованных единицах нужно полученные относительные величины умножить на соответствующие базисные единицы данной ступени трансформации.

Формулы для приведения сопротивлений элементов ЭЭС в относительные единицы при принятых базисных условиях сведены в табл. 2.8.

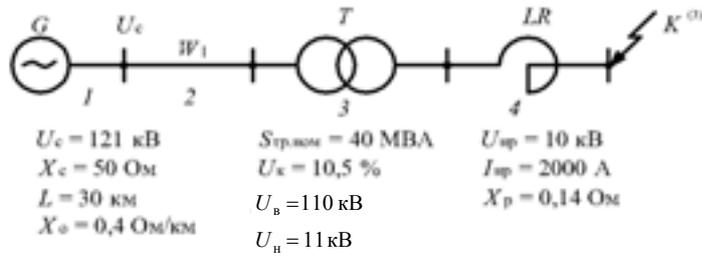
Таблица 2.8

Формулы для определения реактивных сопротивлений элементов СЭС

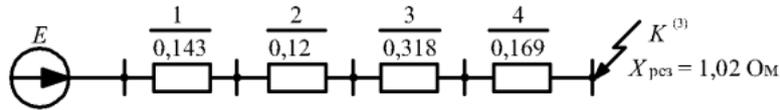
Наименование элементов СЭС	Реактивные сопротивления элементов			
	Относительные номинальные единицы	Именованные единицы	Относительные единицы	
			Точное приведение	Приближенное приведение
Синхронный генератор (двигатель, компенсатор)	X''_d, X_d	$\frac{X''_{*d} U_H^2}{S_H}$	$\frac{X''_{*d} U_H^2 S_{\bar{6}}}{S_H U_{\bar{6}}^2}$	$\frac{X''_{*d} S_{\bar{6}}}{S_H}$
Двухобмоточный трансформатор	$u_k \%$	$\frac{u_k \% U_H^2}{100 S_H}$	$\frac{u_k \% U_H^2 S_{\bar{6}}}{100 S_H U_{\bar{6}}^2}$	$\frac{u_k \% S_{\bar{6}}}{100 S_H}$
ЛЭП воздушная или кабельная	$X_0, \text{Ом/км}$	$X_0 L$	$\frac{X_0 L S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2}$	$\frac{X_0 L S_{\bar{6}}}{U_{\text{cp}}^2}$
Токоограничивающий реактор	$X_p \%$	$\frac{X_p \% U_H}{100 \sqrt{3} I_H}$	$\frac{X_p \% I_{\bar{6}} U_H}{100 I_H U_{\bar{6}}}$	$\frac{X_p \% I_{\bar{6}} U_H}{100 I_H U_{\bar{6}}}$
Сдвоенный реактор	$X_C = -K_{\text{св}} X_p \%,$ $X_1 = X_2 =$ $= (1 + K_{\text{св}}) X_p \%$	$\frac{X_p \% U_H}{100 \sqrt{3} I_H}$	$\frac{X_p \% I_{\bar{6}} U_H}{100 I_H U_{\bar{6}}}$	$\frac{X_p \% I_{\bar{6}} U_H}{100 I_H U_{\bar{6}}}$
Асинхронный двигатель	$X_{\text{дв}} = 1 / K_n =$ $= 1 / I_{\text{пуск}}^*$	$\frac{1}{K_n} \frac{U_H}{\sqrt{3} I_H}$	$\frac{1}{K_n} \frac{U_H^2 S_{\bar{6}}}{S_H U_{\bar{6}}^2}$	$\frac{1}{K_n} \frac{S_{\bar{6}}}{S_H}$
Обобщенная нагрузка	$X_{*H} = 0,35,$ $E_{*H} = 0,8$	$\frac{0,35 U_H^2}{S_H}$	$0,35 \frac{U_H^2 S_{\bar{6}}}{S_H U_{\bar{6}}^2}$	$\frac{0,35 S_{\bar{6}}}{S_H}$

Пример 2.8

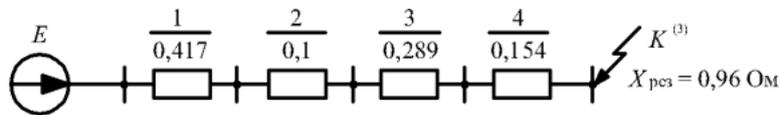
Для СЭС (рис. 2.6) составить схему замещения для расчета трехфазного КЗ в точке K и определить результирующее сопротивление короткозамкнутой цепи в именованных и относительных единицах при точном и приближенном приведении.



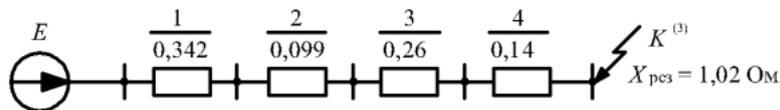
a)



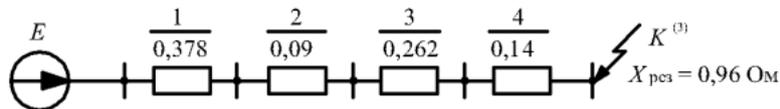
б)



в)



г)



д)

Рис. 2.6. Расчетная схема (а) к примеру 2.8; схемы замещения с точным приведением в именованных единицах (б); приближенным приведением в именованных единицах (в); точным приведением в относительных единицах (г); приближенным приведением в относительных единицах (д)

Решение. Расчет в именованных единицах с точным приведением параметров к базисным условиям (рис. 2.6, б).

За базисное напряжение принимаем напряжение ступени, где произошло КЗ, т. е. $U_{\text{б}} = U_{\text{к}}$. Тогда

$$U_c = U_c \frac{U_H}{U_B} = 121 \frac{11,0}{110} = 12,1 \text{ кВ};$$

$$x_1 = x_c \frac{U_H^2}{U_c^2} = 50 \frac{11,0^2}{121^2} = 0,413 \text{ Ом}; \quad x_2 = x_0 L \frac{U_H^2}{U_B^2} = 0,4 \cdot 30 \frac{11,0^2}{110^2} = 0,12 \text{ Ом};$$

$$x_3 = \frac{U_K}{100} \frac{U_B^2 U_H^2}{S_{\text{ТНОМ}} \cdot U_B^2} = \frac{10,5}{100} \frac{110^2 \cdot 11^2}{40 \cdot 110^2} = 0,318 \text{ Ом};$$

$$x_4 = X_p \frac{U_K^2}{U_{\text{рНОМ}}^2} = 0,14 \frac{11,0^2}{10^2} = 0,169 \text{ Ом}.$$

Результирующее сопротивление цепи КЗ

$$x_{\text{рез}} = x_1 + x_2 + x_3 + x_4 = 0,413 + 0,12 + 0,318 + 0,169 = 1,02 \text{ Ом}.$$

Расчет в именованных единицах с приближенным приведением параметров к базисным условиям (рис. 2.6, б).

Для рассматриваемой схемы средние напряжения ступеней равны соответственно 115 и 10,5 кВ (см. табл. 1.1). Тогда

$$U_c = U_c \frac{U_{\text{срН}}}{U_{\text{срВ}}} = 121 \frac{10,5}{115} = 11,04 \text{ кВ};$$

$$x_1 = x_c \frac{U_H^2}{U_c^2} = 50 \frac{10,5^2}{115^2} = 0,417 \text{ Ом}; \quad x_2 = x_0 L \frac{U_{\text{срН}}^2}{U_{\text{срВ}}^2} = 0,4 \cdot 30 \frac{10,5^2}{115^2} = 0,1 \text{ Ом};$$

$$x_3 = \frac{U_K}{100} \frac{U_{\text{срВ}}^2 U_{\text{срН}}^2}{S_{\text{ТНОМ}} U_{\text{срВ}}^2} = \frac{10,5}{100} \frac{115^2 \cdot 10,5^2}{40 \cdot 115^2} = 0,289 \text{ Ом};$$

$$x_4 = X_p \frac{U_{\text{срН}}^2}{U_{\text{рНОМ}}^2} = 0,14 \frac{10,5^2}{10^2} = 0,154 \text{ Ом}.$$

Результирующее сопротивление

$$X_{\text{рез}} = 0,417 + 0,1 + 0,289 + 0,154 = 0,96 \text{ Ом}.$$

Расчет в относительных единицах с точным приведением параметров к базисным условиям (рис. 2.6, г)

Принимаем за базисную мощность $S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и приводим к ней параметры элементов

– на ступени напряжения, где произошло КЗ $U_6 = 11,0 \text{ кВ}$:

$$I_{\text{нб}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} U_{\text{нб}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 11,0} = 5,255 \text{ кА};$$

– на ступени высшего напряжения:

$$U_{\text{вб}} = U_{\text{нб}} \frac{U_{\text{в}}}{U_{\text{н}}} = 11,0 \frac{110}{11,0} = 110 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{вб}} = I_{\text{нб}} \frac{U_{\text{н}}}{U_{\text{в}}} = 5,255 \frac{11,0}{110} = 0,525 \text{ кА}.$$

Относительное напряжение системы $U_{*c} = \frac{U_c}{U_B} = \frac{121}{110} = 1,1$.

Сопротивления, приведенные к базисным условиям:

$$x_{*1} = x_c \frac{S_{\bar{6}}}{U_c^2} = 50 \frac{100}{121^2} = 0,342; \quad x_{*2} = x_0 L \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\text{вб}}^2} = 0,4 \cdot 30 \frac{100}{110^2} = 0,099;$$

$$x_{*3} = \frac{U_k}{100} \frac{S_{\bar{6}}}{S_{\text{ТНОМ}}} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{40} = 0,262; \quad x_{*4} = X_p \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\text{рНОМ}}^2} = 0,14 \frac{100}{10^2} = 0,14.$$

Результирующее сопротивление

$$X_{*\text{рез}} = 0,342 + 0,099 + 0,262 + 0,14 = 0,843.$$

Определим базисное сопротивление:

$$X_{\bar{6}} = \frac{U_{\bar{6}}}{\sqrt{3} I_{\text{нб}}} = \frac{11,0}{\sqrt{3} \cdot 5,255} = 1,21 \text{ Ом}.$$

Величина результирующего сопротивления в именованных единицах

$$X_{\text{рез}} = X_{*\text{рез}} X_{\bar{6}} = 0,843 \cdot 1,21 = 1,02 \text{ Ом},$$

т. е. величина результирующего сопротивления одинаковая при применении именованных и относительных единиц.

Расчет в относительных единицах с приближенным приведением параметров к базисным условиям (рис. 2.6, д)

$$U_{*c} = \frac{U_c}{U_{\text{сп}}} = \frac{121}{115} = 1,052;$$

$$x_{*1} = 50 \frac{S_{\delta}}{U_{\text{срв}}^2} = 50 \frac{100}{115^2} = 0,378;$$

$$x_{*2} = x_0 L \frac{S_{\delta}}{U_{\text{вб}}^2} = 0,4 \cdot 30 \frac{100}{115^2} = 0,09;$$

$$x_{*3} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \frac{S_{\delta}}{S_{\text{Трном}}} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{40} = 0,262;$$

$$x_{*4} = X_{\text{р}} \frac{S_{\delta}}{U_{\text{рном}}^2} = 1,4 \frac{100}{10,5^2} = 0,14.$$

Результирующее сопротивление

$$X_{*\text{рез}} = 0,378 + 0,09 + 0,262 + 0,14 = 0,87.$$

Базисные ток и сопротивление:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} U_{\text{ср}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}; \quad X_{\delta} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} I_{\delta}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5,5} = 1,104 \text{ Ом}.$$

Величина результирующего сопротивления в именованных единицах:

$$X_{\text{рез}} = 0,87 \cdot 1,104 = 0,96 \text{ Ом}.$$

2.10. Преобразование схем замещения

После составления схемы замещения, определения сопротивлений всех элементов и приведения этих сопротивлений к одной ступени трансформации схема преобразуется к простому виду, показанному на рис. 2.7.

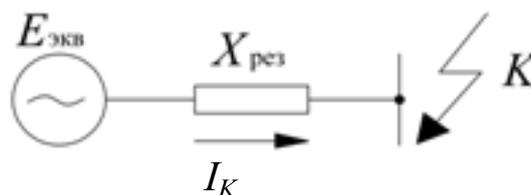


Рис. 2.7. Результирующая схема замещения

Для преобразования схем используются методы, известные из курса ТОЭ. Так, последовательные сопротивления непосредственно

суммируются, параллельные – суммируются через проводимости, производится преобразование треугольника в звезду, трехлучевой звезды в треугольник, замена нескольких источников одним эквивалентным и т. д.

При преобразованиях схем в ходе выполнения расчетов нужно учитывать некоторые специфические особенности:

1. Первоочередной задачей расчета КЗ является нахождение тока непосредственно в аварийной ветви или в месте КЗ. Поэтому преобразование схемы нужно вести так, чтобы аварийная ветвь по возможности была сохранена до конца преобразования или, в крайнем случае, участвовала в нем на последних этапах.

2. Часто схема замещения является симметричной относительно некоторой промежуточной точки. Использование этого обстоятельства позволяет значительно упростить преобразование схемы. Например, если в представленной на рис. 2.8, а схеме параметры $T1$ и $T2$, $G1$ и $G2$ одинаковы, то потенциалы точек A и B одинаковы, поэтому точки A и B можно либо закоротить, либо разорвать.

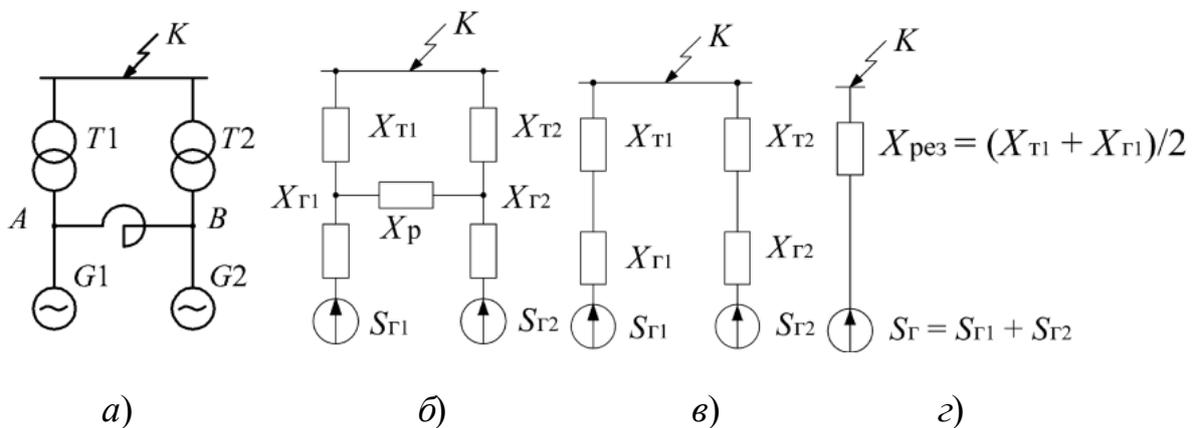


Рис. 2.8. Преобразование симметричной схемы

3. Замена двух и более однотипных источников питания одним эквивалентным возможна, если источники питания находятся в практически одинаковых условиях по отношению к точке КЗ, что проверяется по условию

$$S_{1ном} x_{*рез1} / (S_{2ном} x_{*ном2}) = 0,4 - 2,5, \quad (2.50)$$

где $S_{1ном}$, $S_{2ном}$ – номинальные мощности источников питания; $x_{*рез1}$, $x_{*рез2}$ – результирующие сопротивления между соответствующим источником питания и точкой КЗ.

Если расчетное сопротивление ветви между источником питания и точкой КЗ $x_{*расч} \geq 3$, то объединение источников питания допустимо при наличии в схеме ветвей, содержащих источник бесконечной мощности ($U = const$) и источник сопротивления ветви $x_{*расч} \leq 3$, объединять их в один эквивалентный источник не рекомендуется, так как при этом ухудшается точность определения тока КЗ. При упрощении схемы замещения ЭЭС можно пренебречь источником меньшей мощности, если

$$x_{*рез2} / x_{*рез1} \geq 20 \text{ и } S_{2ном} / S_{1ном} \leq 0,05, \quad (2.51)$$

где $S_{2ном}$ – мощность источника питания, меньшего по мощности; $x_{*рез2}$ – сопротивление цепи между этим источником и точкой КЗ.

4. Коэффициенты распределения токов. В практике расчетов токов КЗ часто возникает необходимость в определении взаимных сопротивлений между точкой КЗ и отдельными источниками. Для этой цели используются коэффициенты распределения. Рассмотрим случай, когда два источника связаны с точкой КЗ через общее сопротивление X_3 (рис. 2.9).

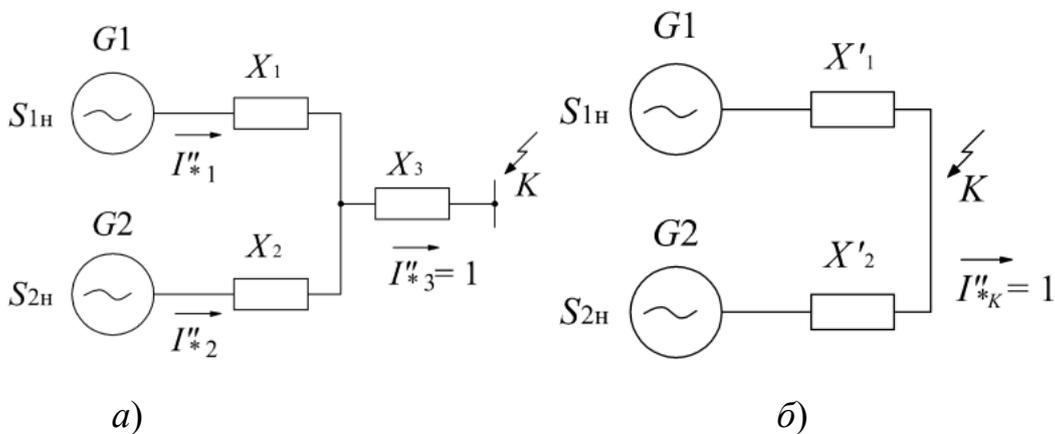


Рис. 2.9. Преобразование схемы с помощью коэффициентов распределения

Для получения схемы рис. 2.9, б необходимо:

а) определить результирующее сопротивление из схемы, приведенной на рис. 2.9, а:

$$X_{рез} = \frac{X_1 X_2}{X_1 + X_2} + X_3 = X_9 + X_3; \quad (2.52)$$

б) принять относительное значение сверхпереходного тока КЗ в точке K равным 1, т. е. $I''_{*K} = 1$, откуда в соответствии с законами Кирхгофа можно записать уравнения:

$$I''_{1*} + I''_{2*} = I''_{K*} = 1; \quad I''_{*1} X_1 = I''_{*2} X_2; \quad (2.53)$$

в) совместно решая (2.52) и (2.53), находим:

$$I''_{1*} = \frac{X_2}{X_1 + X_2} = C_1; \quad I''_{2*} = \frac{X_1}{X_1 + X_2} = C_2, \quad (2.54)$$

где C_1 и C_2 – коэффициенты распределения, т. е. относительные значения токов КЗ, которыми каждый генератор участвует в питании точки КЗ.

Коэффициенты C_1 и C_2 могут быть определены следующим образом:

$$C_1 = X_2 / X_1; \quad C_2 = X_1 / X_2; \quad C_1 + C_2 = 1;$$

г) для замены схемы на рис. 2.9, а схемой на рис. 2.9, б необходимо соблюсти условия:

$$\frac{X'_1 X'_2}{X'_1 + X'_2} = X_{рез}; \quad \frac{X'_1}{X'_2} = \frac{I''_{2*}}{I''_{1*}} = \frac{C_2}{C_1}; \quad (2.55)$$

д) решая совместно (2.55), получим:

$$X'_1 = \frac{X_{рез}}{C_1}; \quad X'_2 = \frac{X_{рез}}{C_2}. \quad (2.56)$$

Если к точке короткого замыкания через общее сопротивление X_0 присоединены n источников, то расчет производится в следующей последовательности:

а) определяются эквивалентное и результирующее сопротивления:

$$X_{экр} = X_1 \parallel X_2 \parallel \dots \parallel X_n; \quad X_{рез} = X_{экр} + X_0; \quad (2.57)$$

б) определяются коэффициенты токораспределения:

$$C_1 = \frac{X_{экр}}{X_1}; \quad C_2 = \frac{X_{экр}}{X_2}; \quad \dots; \quad C_n = \frac{X_{экр}}{X_n}, \quad (2.58)$$

причем $C_1 + C_2 + \dots + C_n = 1$;

в) рассчитываются сопротивления новой схемы замещения:

$$X'_1 = \frac{X_{\text{рез}}}{C_1}; \quad X'_2 = \frac{X_{\text{рез}}}{C_2}; \quad \dots; \quad X'_n = \frac{X_{\text{рез}}}{C_n}. \quad (2.59)$$

Трудность преобразования схем замещения в значительной степени определяется выбранным порядком выполнения операций по упрощению схемы. Поэтому при преобразовании схем следует придерживаться такого порядка расчетов и записи результатов, которые обеспечивают простую проверку получаемых результатов.

После получения простейшей схемы (рис. 2.7), содержащей место КЗ и эквивалентную ЭДС за эквивалентным сопротивлением для расчета тока в месте КЗ, используют закон Ома, а для определения токов и напряжений в других ветвях схемы (если в этом есть необходимость) совершают обратный переход – от простейшей схемы к более сложной, вплоть до исходной.

Контрольные вопросы и задания

1. Что понимают под расчетом электромагнитного переходного процесса?
2. Какие задачи решаются расчетом электромагнитного переходного процесса?
3. Какие условия и основные допущения принимают при расчетах КЗ?
4. Назовите основные этапы расчета электромагнитных переходных процессов.
5. В чем заключается выбор расчетных условий?
6. Как составляется расчетная схема?
7. Какие параметры элементов СЭС необходимы для расчета переходных процессов?
8. Какие величины характеризуют сопротивление трансформатора?
9. Как выбирают базисные условия для различных ступеней напряжения ЭЭС?
10. Зависит ли результат расчета токов КЗ от выбора базисных условий?
11. В чем заключаются преимущества системы относительных величин перед системой именованных единиц?

12. Как выбирают базисные единицы при составлении схемы замещения в относительных единицах с учетом фактических коэффициентов трансформации и при их приближенном учете?

13. Какую ступень напряжения целесообразно принимать за основную?

14. В каких случаях при составлении схемы замещения используют шкалу средних напряжений?

15. Может ли являться расчетной точкой КЗ точка, в которой соединены все три ветви схемы замещения трехобмоточного трансформатора или сдвоенного реактора?

16. На чем основаны точное и приближенное приведения сопротивлений элементов короткозамкнутой цепи (генераторов, трансформаторов, ЛЭП и реакторов) в схемах замещения?

17. Какова последовательность преобразования схем замещения при расчетах?

ГЛАВА 3. Переходный электромагнитный процесс в магнитосвязанных цепях

3.1. Общие положения анализа переходного процесса в неподвижных магнитосвязанных цепях

Многие цепи электрических систем имеют между собой магнитную связь, которая в основном осуществляется через трансформаторы, т. е. аппараты, имеющие специальные магнитные цепи. Значительная магнитная связь может существовать между элементами, не имеющими специально предусмотренных магнитных цепей, что имеет место между обмотками сдвоенных реакторов, близко расположенными воздушными и кабельными линиями. Протекание электромагнитного переходного процесса в магнитосвязанных цепях имеет некоторые характерные особенности, обусловленные наличием взаимной индукции.

Ранее было принято, что насыщение магнитных систем отсутствует, т. е. собственная L и взаимная M индуктивности элементов являются постоянными величинами. Это важное допущение позволяет описывать режимы рассматриваемых цепей линейными дифференциальными уравнениями с постоянными коэффициентами.

Характер изменения свободных токов определяется только параметрами элементов рассматриваемой схемы и ее конфигурацией. Поэтому полученные ниже закономерности изменения свободных токов справедливы для любых ЭДС источников питания. Для простоты исследования закона изменения свободных токов в магнитосвязанных цепях анализ будем вести при включении их на постоянное напряжение, так как от закона изменения приложенной ЭДС зависят лишь начальные значения свободных токов.

3.2. Результирующая индуктивность и полное сопротивление двухобмоточного трансформатора в дифференциальной форме

Однофазный двухобмоточный трансформатор представляет собой простейшую цепь с взаимной индукцией, имеющую два индуктивно связанных контура (рис. 3.1).

Потокасцепления обмоток ψ_{11} и ψ_{22} равны сумме собственных потокасцеплений, создаваемых токами, протекающими по рассматриваемой обмотке, и потокасцеплений взаимной индукции:

$$\begin{cases} \psi_{11} = L_1 i_1 + M_{12} i_2; \\ \psi_{22} = M_{21} i_1 + L_2 i_2. \end{cases} \quad (3.1)$$

Дифференциальные уравнения для напряжений обмоток трансформатора имеют вид:

$$\begin{cases} U_1 = \frac{d\psi_{11}}{dt} + R_1 i_1; \\ U_2 = \frac{d\psi_{22}}{dt} + R_2 i_2, \end{cases} \quad (3.2)$$

где U_1 и U_2 – напряжения на зажимах первичной и вторичной обмоток; i_1 и i_2 – токи, протекающие по обмоткам; R_1 и R_2 – активные сопротивления обмоток.

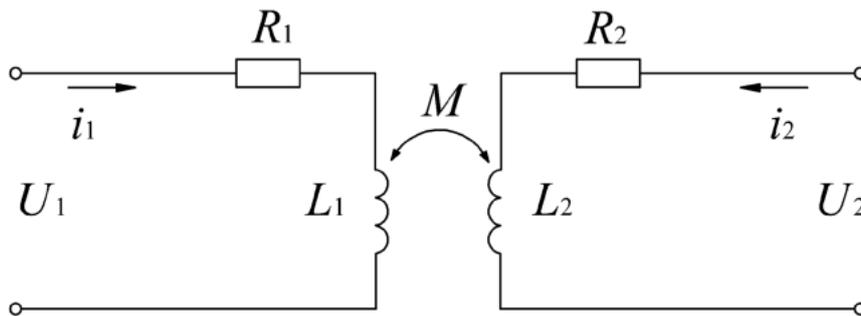


Рис. 3.1. Схема двухобмоточного трансформатора

Уравнения для напряжений (3.2) с учетом выражений (3.1) для потокасцеплений обмоток можно записать в виде системы уравнений:

$$\begin{cases} U_1 = L_1 \frac{di_1}{dt} + M_{12} \frac{di_2}{dt} + R_1 i_1; \\ U_2 = L_2 \frac{di_2}{dt} + M_{21} \frac{di_1}{dt} + R_2 i_2, \end{cases} \quad (3.3)$$

где L_1 и L_2 – собственные индуктивности первичной и вторичной обмоток; $M_{12} = M_{21}$ – взаимные индуктивности обмоток, равные друг другу в связи с тем, что обмотки находятся в одинаковых магнитных условиях.

В идеализированном трансформаторе принимается, что насыщение магнитной цепи отсутствует, поэтому коэффициенты L_1 , L_2 , M_{21} и M_{12} – постоянные величины. При таком допущении решение системы уравнений (3.3) не представляет затруднений. Учитывая это допущение, рассмотрим внезапное КЗ на выводах вторичной обмотки трансформатора.

В этом случае при КЗ уравнения (3.3) будут для одной фазы:

$$\begin{cases} U_1 = L_1 \frac{di_1}{dt} + M_{12} \frac{di_2}{dt} + R_1 i_1; \\ 0 = L_2 \frac{di_2}{dt} + M_{21} \frac{di_1}{dt} + R_2 i_2. \end{cases} \quad (3.4)$$

На основе схемы замещения трансформатора, пренебрегая током намагничивания и предполагая $i_1 = i_2 = i$, сложим уравнения системы (3.4) и после преобразования получим:

$$U_1 = iR_K + L_K \frac{di}{dt}, \quad (3.5)$$

где $R_K = R_1 + R_2$ и $L_K = L_1 + L_2 + 2M$ – активное сопротивление и индуктивность трансформатора, обусловленная потоками обмоток.

Таким образом, при анализе процесса КЗ в схеме, содержащей трансформаторы, каждый трансформатор можно рассматривать как обычный элемент электрической цепи со своими сопротивлениями (R_K и L_K) после приведения параметров одной обмотки к другой.

3.3. Уравнения двухобмоточного трансформатора в операторной форме

Для получения операторной формы записи уравнений, т. е. для перехода от функций к изображениям, нужно заменить d / dt на опе-

ратор p . При этом уравнения (3.3) для напряжений первичной и вторичной обмоток трансформатора будут иметь вид:

$$\begin{cases} U_1(p) = p\psi_{11}(p) + R_1 i_1(p); \\ U_2(p) = p\psi_{22}(p) + R_2 i_2(p). \end{cases} \quad (3.6)$$

В системе уравнений (3.6):

$$\begin{cases} \psi_{11}(p) = L_1 i_1(p) + M_{12} i_2(p); \\ \psi_{22}(p) = L_2 i_2(p) + M_{21} i_1(p), \end{cases} \quad (3.7)$$

где $i_1(p)$ и $i_2(p)$ – изображения токов обмоток; $\psi_{11}(p)$ и $\psi_{22}(p)$ – изображения потокосцеплений обмоток; $U_1(p)$ и $U_2(p)$ – изображения напряжений, приложенных к обмоткам.

На практике расчеты ведут в системе относительных единиц, заменяя при базисной частоте индуктивности и взаимные индуктивности равными им в системе относительных единиц индуктивными и сопротивлениями. Тогда для обмоток трансформатора:

$$L_1 = X_1; \quad L_2 = X_2; \quad M_{12} = M_{21} = X_{12},$$

где X_1 и X_2 – полные индуктивные сопротивления обмоток трансформатора; X_{12} – сопротивление взаимной индуктивности обмоток.

Тогда систему уравнений (3.4) можно представить в следующем виде:

$$\begin{cases} U_1(p) = (R_1 + pX_1) i_1(p) + pX_{12} i_2(p); \\ 0 = (R_2 + pX_2) i_2(p) + pX_{12} i_1(p). \end{cases} \quad (3.8)$$

Сравнивая систему комплексных уравнений (3.3) с системой уравнений в операторной форме (3.8), приходим к заключению, что уравнения установившегося режима при синусоидальных приложенных напряжениях и постоянных параметрах обмоток могут быть получены из операторных уравнений простой заменой p на j и изображений функций их комплексными значениями.

3.4. Изменение свободных токов двухобмоточного трансформатора

Рассмотрим переходный процесс при включении на постоянное напряжение (рис. 3.2) трансформатора. Для простоты будем считать,

что все параметры вторичной обмотки приведены к напряжению первичной обмотки.

При включении первичной обмотки на постоянное напряжение в обмотках появятся апериодические составляющие токов, которые будут затухать с постоянными времени, определяемыми только параметрами контуров первичной и вторичной обмоток:

$$T_{1o} = L_1 / R_1, \text{ с}; T_{2o} = L_2 / R_2, \text{ с}. \quad (3.9)$$

В выражениях (3.9) индекс «о» у постоянных времени указывает, что она определена для данного контура при отсутствии влияния другого контура. Магнитосвязанные цепи характеризуются коэффициентом рассеяния C и коэффициентом связи K .

Если имеются две магнитосвязанные цепи, то коэффициент рассеяния C представляет собой отношение индуктивности первичной обмотки при замкнутой накоротко вторичной обмотке к индуктивности первичной обмотки при разомкнутой вторичной обмотке, т. е. $C_1 = (L_1 - M) / L_1$.

Аналогично для вторичной обмотки $C_2 = (L_2 - M) / L_2$.

Коэффициент магнитной связи между обмотками $K = M / \sqrt{L_1 L_2}$.

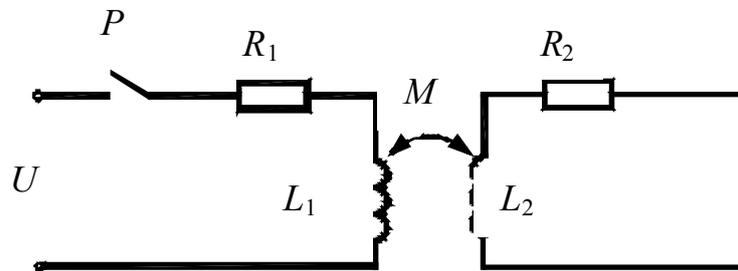


Рис. 3.2. Схема включения трансформатора на постоянное напряжение

Общий коэффициент рассеяния

$$C = 1 - K^2 = 1 - M^2 / L_1 L_2 = C_1 + C_2 - C_2.$$

При малых значениях C_1 и C_2 можно принять приближенно: $C \approx C_1 + C_2$.

В операторной форме при нулевых начальных условиях ($U_2 = 0$) система уравнений (3.8) будет иметь вид:

$$\begin{cases} U_1(p) = R_1 i_1(p) + L_1 p i_1(p) + M p i_2(p); \\ O = R_2 i_2(p) + L_2 p i_2(p) + M p i_1(p). \end{cases} \quad (3.10)$$

Решая совместно систему уравнений (3.10), после промежуточных преобразований имеем:

$$\begin{cases} i_1(p) = \frac{U_1(p)}{Z(p)} = \frac{U_1(p)}{R_1 + L_1 p - M^2 \cdot p^2 / (R_2 + L_2 p)} = \\ = \frac{U_1(p) (R_2 + L_2 p)}{p^2 (L_1 L_2 - M^2) + p(L_1 R_2 + L_2 R_1) + R_1 R_2} = \frac{N(p)}{M(p)}; \\ i_2(p) = -\frac{M p}{R_2 + L_2 p} I_1(p), \end{cases} \quad (3.11)$$

где $Z(p) = R_1 + (L_1 - \frac{M^2 p}{R_2 + L_2 p}) p = R_1 + \frac{1 + C T_{2o} p}{1 + T_{2o} p} L_1 p$.

Из системы уравнений (3.11) видно, что влияние вторичной обмотки приводит к уменьшению L_1 , причем оно тем сильнее, чем меньше рассеяние C . В пределе, когда $C = 1$, а, следовательно, $K = 0$, т. е. при отсутствии магнитной связи между обмотками индуктивность L_1 неизменна.

Найдем корни p_1 и p_2 характеристического уравнения $Z(p) = 0$, предварительно выполнив некоторые преобразования.

Так как $T_{1o} = L_1 / R_1$, $T_{2o} = L_2 / R_2$, $(L_1 L_2 - M^2) = L_1 L_2 C$, то

$$\begin{aligned} Z(p) &= \frac{p^2 (L_1 L_2 - M^2) + p(L_1 R_1 + L_2 R_2) + R_1 R_2}{R_2 + L_2 p} = \\ &= \frac{\frac{L_1 L_2}{T_{1o} T_{2o}}}{\frac{L_2}{T_{2o}} (1 + T_{2o} p)} (p^2 C T_{1o} T_{2o} + p(T_{1o} + T_{2o}) + 1) = \\ &= \frac{p^2 C T_{1o} T_{2o} + p(T_{1o} + T_{2o}) + 1}{1 + T_{2o} p} R_1 = 0. \end{aligned} \quad (3.12)$$

Из выражения (3.12) имеем:

$$p^2 C T_{1o} T_{2o} + p(T_{1o} + T_{2o}) + 1 = 0. \quad (3.13)$$

Решение уравнения (3.13) имеет вид:

$$p_{1,2} = \frac{-(T_{1o} + T_{2o}) \pm \sqrt{(T_{1o} + T_{2o})^2 - 4CT_{1o}T_{2o}}}{2CT_{1o}T_{2o}} = -\frac{T_{1o} + T_{2o}}{2CT_{1o}T_{2o}}(1 \mp q), \quad (3.14)$$

где $q = \sqrt{1 - \frac{4CT_{1o}T_{2o}}{(T_{1o} + T_{2o})^2}}$.

Поскольку всегда $(T_{1o} + T_{2o})^2 > 4CT_{1o}T_{2o}$, оба корня являются действительными отрицательными числами.

Наличие двух корней свидетельствует о том, что свободный ток в каждой обмотке состоит из двух составляющих, затухающих по экспоненте с постоянными времени T' и T'' :

$$T' = -\frac{1}{p_1} = \frac{1}{(1-q)} \frac{2CT_{1o}T_{2o}}{T_{1o} + T_{2o}} = \frac{(1+q)2CT_{1o}T_{2o}}{(1-q^2)(T_{1o} + T_{2o})} = \frac{(1+q)(T_{1o} + T_{2o})}{2},$$

$$T'' = -\frac{1}{p_2} = \frac{1}{(1+q)} \frac{2CT_{1o}T_{2o}}{T_{1o} + T_{2o}} = \frac{(1-q)(T_{1o} + T_{2o})}{2}. \quad (3.15)$$

При $C = 0$ $T' = T_{1o} + T_{2o}$, $T'' = 0$.

Для определения тока первичной обмотки в функции времени $i_1 = f(t)$ воспользуемся для выражения (3.11) формулой разложения

$$i_1(t) = i_1 + i_1' + i_1'' = \frac{U}{R_1} + \frac{U(R_2 + L_2 p_1) e^{p_1 t}}{p_1 [2p(L_1 L_2 - M^2) + (L_1 R_2 + L_2 R_1)]} +$$

$$+ \frac{U(R_2 + L_2 p_2) e^{p_2 t}}{p_2 [2p_2(L_1 L_2 + M^2) + (L_1 R_2 + L_2 R_1)]} =$$

$$= \frac{U}{R_1} - \frac{U}{R_1} \frac{T_{1o} - T''}{T' - T''} e^{-\frac{t}{T'}} - \frac{U}{R_1} \frac{T_{2o} - T''}{T' - T''} e^{-\frac{t}{T''}}, \quad (3.16)$$

где i' – медленно затухающий свободный ток; i'' – быстро затухающий свободный ток.

Аналогично находится ток во вторичной обмотке:

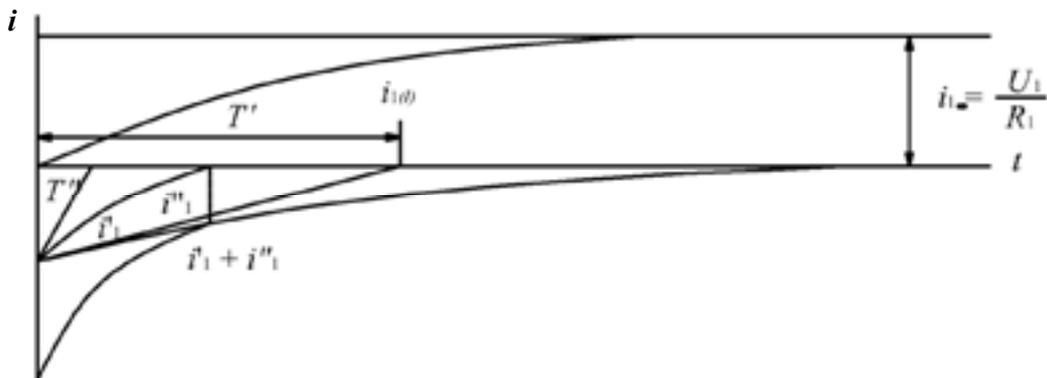
$$i_2(p) = -\frac{U(p) M p}{P^2(L_1 L_2 - M^2) + p(L_1 R_2 + L_2 R_1) + R_1 R_2}. \quad (3.17)$$

Воспользовавшись теоремой разложения, получим ток вторичной обмотки в функции времени:

$$\begin{aligned}
i_2(t) = i_2' + i_2'' &= \frac{UMp_1 e^{p_2 t}}{p_1 [2p_1(L_1L_2 - M^2) + (L_1R_2 + L_2R_1)]} + \\
&+ \frac{-UMp_2 e^{p_2 t}}{p_2 [2p_2(L_1L_2 - M^2) + (L_1R_2 + L_2R_1)]} = \\
&= -\frac{UMT_{10}T_{20}}{L_1L_2(T' - T'')} \left(e^{-\frac{t}{T'}} - e^{-\frac{t}{T''}} \right). \quad (3.18)
\end{aligned}$$

Естественно, что при включении на постоянное напряжение принужденный ток во вторичной обмотке отсутствует, а начальные значения свободных токов равны и взаимно противоположны:

$$i_{2(o)}'' = -i_{2(o)}'. \quad (3.19)$$



а)



б)

Рис. 3.3. Кривые изменения токов первичной (а) и вторичной (б) обмоток трансформатора при включении его на постоянное напряжение

Для рассматриваемого переходного процесса на рис. 3.3 приведены кривые изменения свободных токов и их отдельных составляющих. Начальные значения свободных токов первичной обмотки (рис. 3.3, *a*) для простоты приняты равными $i'_{1(0)} = i''_{1(0)}$. Ток $i'_1(t)$, возрастая по экспоненциальному закону, стремится к своему установившемуся значению U/R_1 . Ток $i_2(t)$ вначале возрастает до некоторого своего максимального значения, а затем затухает, стремясь к нулю.

В начальной стадии переходного процесса скорость изменения токов в обмотках велика, что обусловлено наличием быстрозатухающих свободных токов (i'_1 и i''_2). После полного исчезновения быстрозатухающих свободных токов скорость изменения полного тока резко снижается, так как характер изменения общего тока определяется в этом случае оставшимся медленно затухающим свободным током (для первичной обмотки – это ток i'_1 , для вторичной – это ток i'_2).

Медленно затухающие свободные токи практически связаны с изменением только общего магнитного потока или потока взаимной индукции между контурами, а быстро затухающие свободные токи связаны только с изменением потоков рассеяния контуров.

3.5. Общие положения для анализа переходного процесса в подвижных магнитосвязанных цепях

При рассмотрении переходного процесса в простейшей цепи и в цепи, содержащей трансформаторы, предполагалось, что питание осуществляется от синусоидального источника, амплитуда которого постоянна. При таких условиях длительность переходного процесса определялась лишь временем существования свободных апериодических составляющих тока, поскольку величина периодического принужденного тока оставалась неизменной в течение всего переходного процесса и представляла собой установившийся ток нового режима.

Принятое предположение о неизменности напряжения источника достаточно справедливо лишь при значительной электрической удаленности точки короткого замыкания. По мере приближения места КЗ к источнику, а также в случае соизмеримой величины мощностей источника питания и потребителей принятое предположение становится все менее и менее приемлемым. Это объясняется тем, что в последнем случае все в большей степени увеличивается ответная реакция статора, которая приводит к размагничиванию генератора и, следовательно, к снижению его напряжения. При наличии АРВ в зависи-

мости от удаленности КЗ возможна частичная или полная компенсация снижения напряжения за счет увеличения тока возбуждения.

Под установившимся режимом понимают ту стадию процесса КЗ, когда все возникшие в начальный момент нарушения режима свободные токи практически затухли и полностью закончен подъем тока возбуждения от действия АРВ. Практически можно считать, что он наступает через 3–5 с после возникновения КЗ.

Существующие средства релейной защиты (особенно – микропроцессорные) позволяют предельно быстро отключать КЗ. Поэтому в системах установившийся режим КЗ маловероятен. Однако определение величин установившегося режима оказывается полезным с точки зрения установления теоретических пределов этих величин.

3.6. Понятие реактивностей синхронной машины в продольной и поперечной осях

Через обмотку возбуждения синхронной машины протекает постоянный ток, основная часть результирующего магнитного потока $\underline{\Phi}_f$, созданная потоком возбуждения, направлена по продольной оси ротора (рис. 3.4).

При замкнутой цепи статора вследствие пересечения потоком $\underline{\Phi}_f$ его обмоток по ним будут протекать токи. Токи фаз статора создают свой магнитный поток, который полностью связан с обмотками статора и обуславливает реактивное сопротивление машины. Одна часть этого потока замыкается по путям рассеяния статорной обмотки и обуславливает реактивность рассеяния статорной обмотки. Другая часть полного потока статора замыкается по путям, проходящим через статор и ротор, которая на рис. 3.4 представлена результирующим вектором $\underline{\Phi}_a$ и называется ответной реакцией статора.

Вектор $\underline{\Phi}_a$ составляет с положительным направлением $\underline{\Phi}_f$ некоторый угол ψ , величина которого определяется соотношением реактивного и активного сопротивлений статорной цепи. Под сопротивлением статорной цепи понимается сумма сопротивления внешней цепи и генератора.

Вектор $\underline{\Phi}_a$ можно разложить на продольную $\underline{\Phi}_{ad}$ и поперечную $\underline{\Phi}_{aq}$ реакции статора. Аналогично на продольную \underline{I}_d и поперечную \underline{I}_q составляющие разлагают общий ток статора \underline{I} .

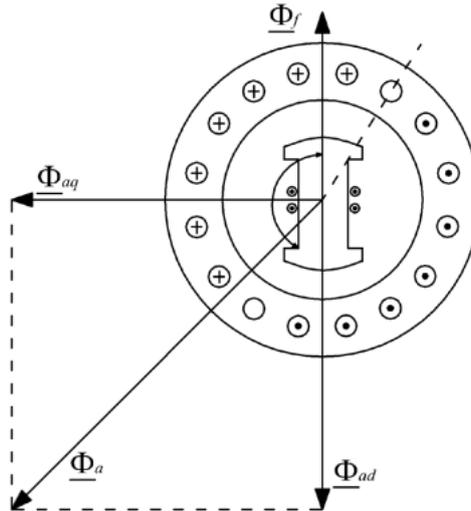


Рис. 3.4. Разложение реакции статора $\underline{\Phi}_a$ по продольной и поперечной осям машины

При отсутствии насыщения магнитной системы все потоки, а также и другие величины, характеризующие машину (\underline{U} , \underline{E} , \underline{I} , X), можно рассматривать в осях d и q независимо друг от друга, используя принцип наложения.

На рис. 3.5 показаны пути, по которым замыкаются ответные реакции статора $\underline{\Phi}_{ad}$ и $\underline{\Phi}_{aq}$. Магнитное сопротивление пути потока $\underline{\Phi}_{aq}$ значительно больше магнитного сопротивления пути потока $\underline{\Phi}_{ad}$ из-за того, что величина воздушного зазора в поперечной оси больше, чем в продольной для явнополусного ротора.

Соответственно, поток $\underline{\Phi}_{aq}$ и сопротивление X_{aq} меньше соответствующих величин в продольной оси.

Часть полного потока, созданного током статора, замыкается по путям рассеяния $\underline{\Phi}_\sigma$ и обуславливает реактивность рассеяния статорной обмотки X_σ .

Полный поток сцеплен со статорной обмоткой в продольной ос и $\underline{\Phi}_{ad} + \underline{\Phi}_\sigma$ и в поперечной оси $\underline{\Phi}_{aq} + \underline{\Phi}_\sigma$. Учитывая, что в относительных единицах $X = L$, имеем:

$$\begin{aligned} I_d X_{ad} + I_d X_\sigma &= I_d (X_{ad} + X_\sigma) = I_d X_d; \\ I_q X_{aq} + I_q X_\sigma &= I_q (X_{aq} + X_\sigma) = I_q X_q, \end{aligned} \quad (3.20)$$

где параметры $X_d = X_{ad} + X_\sigma$, $X_q = X_{aq} + X_\sigma$ носят название продольного (X_d) и поперечного (X_q) синхронных реактивных сопротив-

лений. Эти сопротивления являются характеристиками машины в установившемся режиме.

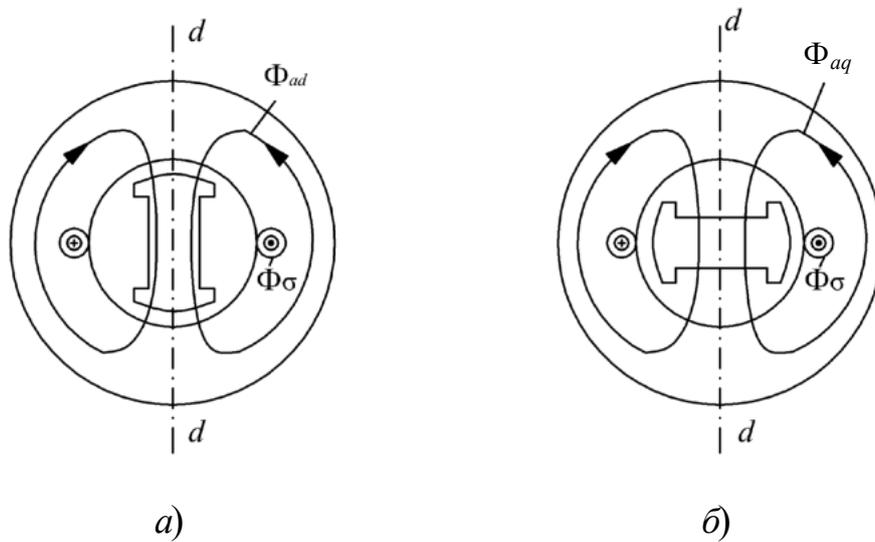


Рис. 3.5. Магнитные потоки, обуславливающие сопротивление машины в продольной (а) и поперечной (б) осях

Величины X_{ad} и X_{aq} называют синхронными реактивными сопротивлениями продольной реакции статора и поперечной реакции статора, и они представляют собой сопротивление связи между статором и ротором в продольной и поперечной осях.

Вследствие того, что воздушный зазор в продольной оси значительно меньше, чем в поперечной, насыщение заметно проявляется только в продольной оси, что вызывает уменьшение продольной реакции статора X_{ad} , а вместе с ней и продольной синхронной реактивности $X_d = X_{ad} + X_{\sigma}$.

В рассуждениях не было упомянуто о наличии успокоительных обмоток. Следует отметить, что их присутствие совершенно не оказывает никакого влияния на реактивность машины в установившемся режиме.

3.7. Общие замечания для анализа начального момента внезапного нарушения режима

В установившемся симметричном режиме синхронной машины в обмотках статора протекают установившиеся токи прямой последовательности с постоянной амплитудой, а в обмотке возбуждения – постоянный ток. Установившиеся токи прямой последовательности соз-

дают неизменное по величине магнитное поле реакции, вращающееся с частотой вращения ω_r относительно статора и, следовательно, неподвижное относительно ротора. По этой причине в демпферных контурах не индуцируется ток и они в установившемся режиме себя не проявляют.

Значительно сложнее обстоит дело в переходных режимах. Переходные электромагнитные процессы в синхронной машине возникают вследствие самых различных причин. Эти причины можно разделить на две группы: внутренние повреждения машины и изменения внешних параметров цепи статора. К изменениям внешних параметров машины относятся симметричные и несимметричные КЗ во внешней сети, в том числе КЗ на выводах статора, включения и отключения линий, трансформаторов, параллельно работающих генераторов. Все эти нарушения происходят мгновенно и внезапно.

Генератор и трансформатор как элементы, работающие на электромагнитном принципе, имеют много общего. Причем эту аналогию можно усмотреть как в установившемся, так и в переходном режимах их работы.

Статорная обмотка синхронной машины аналогична первичной обмотке трансформатора, обмотка возбуждения – вторичной обмотке трансформатора. В установившемся режиме работы генератора синхронное индуктивное сопротивление по продольной оси X_d аналогично индуктивному сопротивлению первичной обмотки трансформатора при разомкнутой вторичной обмотке, т. е. индуктивному сопротивлению холостого хода X_1 .

Ранее было установлено, что при КЗ во вторичной обмотке трансформатора индуктивное сопротивление КЗ выражается как

$$X_{кз} = X_1 - \frac{X_{12}^2}{X_2} = \sigma X_1, \quad (3.21)$$

где σ – общий коэффициент рассеяния машины, т. е. благодаря магнитной связи вторичная обмотка трансформатора уменьшает сопротивление первичной. Аналогичное влияние оказывает вторичная обмотка трансформатора и в установившемся режиме при замкнутых ее выводах.

Проводя аналогию дальше, приходим к выводу, что при нарушении режима в статорной цепи генератора (т. е. при КЗ) обмотка возбуждения благодаря магнитной связи со статорной обмоткой через реактивное сопротивление X_{ad} будет оказывать на продольное реак-

тивное сопротивление машины X_d такое же влияние, что и вторичная обмотка трансформатора на величину X_1 , т. е.

$$X'_d = X_d - \frac{X_{ad}^2}{X_{ad} + X_{f\sigma}}, \quad (3.22)$$

где X'_d – переходное реактивное сопротивление машины в продольной оси; $X_{f\sigma}$ – реактивное сопротивление рассеяния обмотки возбуждения; $X_{ad} + X_{f\sigma} = X_f$ – полное реактивное сопротивление обмотки возбуждения.

Подобную аналогию между трансформатором и синхронной машиной в начальный момент нарушения режима можно усмотреть и в том случае, если машина имеет успокоительные обмотки.

Для данного случая можно получить схему замещения машины в продольной и поперечной осях, следовательно, и установить реактивные сопротивления в соответствующих осях, которыми следует характеризовать машину в начальный момент нового режима.

Однако между трансформатором и синхронной машиной имеется различие: у трансформатора обмотки неподвижны друг относительно друга, в то время как обмотка ротора вращается в синхронной машине относительно статорной обмотки. Это различие существенно проявляется в переходном режиме.

Если сопротивление трансформатора в переходном и установившемся режимах одинаково и неизменно, то этого нельзя сказать о синхронной машине. В начальный момент нарушения режима генератор характеризуется иными реактивными сопротивлениями, чем в установившемся режиме, причем в течение переходного процесса это реактивное сопротивление не остается постоянным.

Анализ начального момента переходного процесса проще и нагляднее вести на основе принципа инерции магнитного потока или, точнее, принципа неизменности первоначального потокосцепления. Действительно, если поток, сцепленный с ротором, в первый момент внезапного нарушения режима остается таким же, что и в предшествующем режиме, то и ЭДС, наведенная этим потоком в статоре, в тот же момент остается постоянной, т. е. известной величиной.

Установим, какими ЭДС и реактивностями можно характеризовать синхронную машину в начальный момент переходного процесса.

3.8. Начальный момент внезапного нарушения режима синхронной машины без демпферных обмоток

Возникновение КЗ на зажимах синхронной машины приводит к появлению в машине переходного процесса, обусловленного изменением результирующего магнитного потока в ее воздушном зазоре.

Во время переходного процесса изменяются ЭДС и ток короткозамкнутой цепи от их номинальных значений, которые они имели перед КЗ, до новых значений, соответствующих установившемуся режиму КЗ.

При нормальном режиме работы синхронной машины без демпферных обмоток полный поток ее обмотки возбуждения Φ_f при холостом ходе состоит из полезного потока Φ_{fad} и потока рассеяния $\Phi_{\sigma f}$ (рис. 3.6, а). В свою очередь, полезный поток Φ_{fad} равен геометрической разности продольного потока в воздушном зазоре $\Phi_{\delta d}$ и потока продольной реакции статора Φ_{ad} .

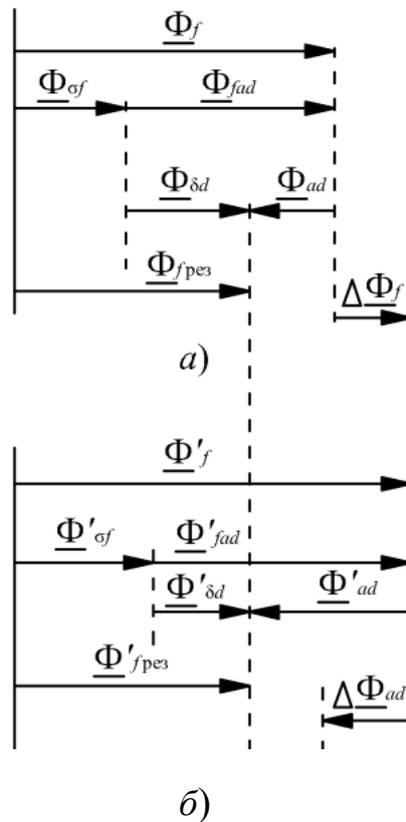


Рис. 3.6. Диаграммы магнитных потоков синхронной машины при нормальном режиме (а) и внезапном КЗ на ее выходах (б)

Результирующий магнитный поток $\underline{\Phi}_{fрез}$, сцепленный с обмоткой возбуждения, равен сумме потоков $\underline{\Phi}_{\sigma f}$ и $\underline{\Phi}_{\sigma d}$.

При внезапном КЗ на зажимах синхронной машины происходит увеличение магнитного потока реакции статора на $\Delta\underline{\Phi}_{ad}$ из-за изменения тока в обмотке статора. Ввиду малого активного сопротивления обмотки статора этот поток направлен против основного потока возбуждения $\underline{\Phi}_f$ и стремится изменить его в сторону уменьшения.

Однако баланс магнитных потоков в начальный момент не изменится (рис. 3.6, б), так как согласно закону Ленца изменение потока на $\Delta\underline{\Phi}_{ad}$ вызовет ответный поток реакции обмотки возбуждения $\Delta\underline{\Phi}_f$, компенсирующий поток $\Delta\underline{\Phi}_{ad}$. В результате сумма приращений потоков сцеплений равна нулю:

$$\Delta\underline{\psi}_{ad} + \Delta\underline{\psi}_f = 0 \quad (3.23)$$

или

$$\Delta\underline{I}_d x_{ad} + \Delta\underline{I}_f (x_{\sigma f} + x_{ad}) = 0, \quad (3.24)$$

где $\Delta\underline{I}_d$ и $\Delta\underline{I}_f$ – соответственно приращение токов статора и ротора, которые отличаются между собой на величину, обусловленную рассеянием обмотки возбуждения.

Поток рассеяния в ненасыщенной машине $\underline{\Phi}_{\sigma f}$ характеризуется коэффициентом рассеяния обмотки возбуждения:

$$\sigma_f = \frac{\Phi_{\sigma f}}{\Phi_f} = \frac{x_{\sigma f}}{(x_{\sigma f} + x_{ad})} = \frac{x_{\sigma f}}{x_f}. \quad (3.25)$$

Увеличение потока $\underline{\Phi}_f$ до $\underline{\Phi}'_f$ приводит к пропорциональному увеличению потока $\underline{\Phi}_{\sigma f}$ до $\underline{\Phi}'_{\sigma f}$ и соответствующему уменьшению потока $\underline{\Phi}_{\sigma d}$ до $\underline{\Phi}'_{\sigma d}$. При этом результирующий поток $\underline{\Phi}'_{fрез}$, сцепленный с обмоткой возбуждения, остается неизменным и равным $\underline{\Phi}_{fрез}$.

Неизменность результирующего потока, сцепленного с обмоткой возбуждения, позволяет характеризовать машину в начальный момент переходного процесса результирующим потоком сцепления этой обмотки $\underline{\psi}_{fрез}$. Если рассматривать $\underline{\psi}_{fрез}$ как потоком сцепление на

холостом ходу машины, то часть этого потокосцепления, связанная со статором, определяется

$$\underline{\Psi}'_d = (1 - \sigma_f) \underline{\Psi}_{fрез}. \quad (3.26)$$

Этому потокосцеплению соответствует ЭДС статора E'_q , которая в начальный момент переходного процесса остается такой же, как и до его появления (до КЗ).

Потокосцепление (3.26) можно выразить через соответствующие токи и сопротивления, записав

$$\begin{aligned} \underline{\Psi}'_d &= \left(\frac{1 - x_{\sigma f}}{x_{\sigma f} + x_{ad}} \right) (\underline{\Psi}_f - \underline{\Psi}_{ad}) = \left(\frac{x_{ad}}{x_{\sigma f} + x_{ad}} \right) [\underline{I}_f (x_{\sigma f} + x_{ad}) - \underline{I}_d x_{ad}] = \\ &= \underline{I}_f x_{ad} - \underline{I}_d \left(\frac{x_{ad}^2}{x_{\sigma f} + x_{ad}} \right). \end{aligned}$$

Так как при приведении параметров ротора к статору имеем:

$$\underline{I}_f x_{ad} = \underline{E}_q; \quad \underline{\Psi}'_d = \underline{E}'_q,$$

то получим:

$$\underline{E}'_q = \underline{E}_q - j \underline{I}_d \left(\frac{x_{ad}^2}{x_{\sigma f} + x_{ad}} \right). \quad (3.27)$$

Прибавим и отнимем в правой части в формуле (3.27) выражение $j \underline{I}_d x_d$, после чего получим:

$$\underline{E}'_q = \underline{E}_q - j \underline{I}_d x_d + j \underline{I}_d x_d - j \underline{I}_d \left(\frac{x_{ad}^2}{x_{\sigma f} + x_{ad}} \right) = \underline{U}_q + j \underline{I}_d x'_d, \quad (3.28)$$

где ЭДС \underline{E}'_q называют *поперечной переходной ЭДС*, а сопротивление

$$x'_d = x_d - \frac{x_{ad}^2}{x_{\sigma f} + x_{ad}} = x_d - \frac{x_{ad}^2}{x_f} \quad (3.29)$$

иногда называют *продольным переходным индуктивным сопротивлением*. Оно является характерным параметром синхронной машины, и его величина указывается в паспортных данных синхронных машин.

По направлению ЭДС \underline{E}'_q совпадает с ЭДС \underline{E}_q , а по значению меньше ее на величину $\underline{I}_d(x_d - x'_d)$. Поскольку ЭДС \underline{E}'_q остается неизменной в начальный момент КЗ, эта ЭДС совместно с сопротивлением x'_d позволяет оценить внезапный переход от одного режима работы машины к другому.

Поскольку \underline{E}'_q в общем случае измерить нельзя, ее иногда называют расчетной или условной ЭДС.

Выражению (3.29) можно придать иной вид:

$$x'_d = x_d - \frac{x_{ad}^2}{x_{\sigma f} + x_{ad}} = x_{\sigma} + \frac{x_{\sigma f} x_{ad}}{x_{\sigma f} + x_{ad}}. \quad (3.30)$$

Переходные ЭДС, индуктивное сопротивление машины без демпферных обмоток могут быть получены также из ее схемы замещения (рис. 3.7, а), которая аналогична схеме замещения двухобмоточного трансформатора (рис. 3.7, б).

Заменив ветви $x_{\sigma f}$ и x_{ad} одной эквивалентной ветвью, можно получить схему замещения машины с параметрами \underline{E}'_q и x'_d (рис. 3.7, в).

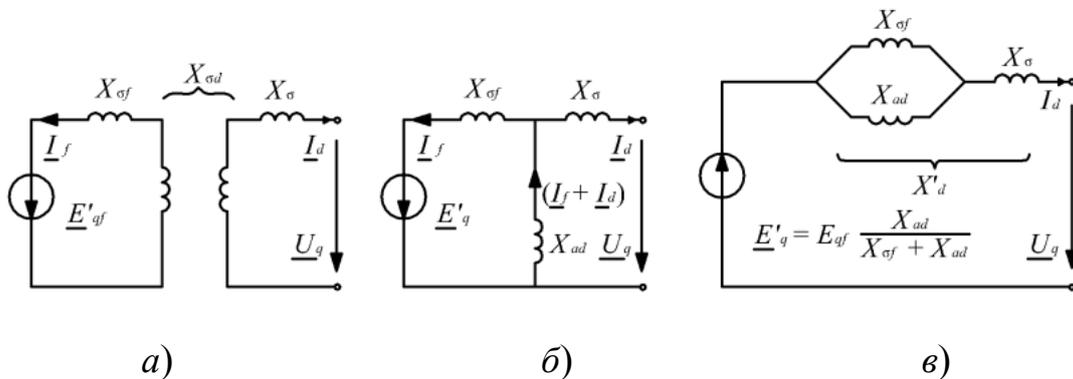


Рис. 3.7. К определению переходной реактивности синхронной машины по продольной оси ротора в переходном режиме:
а – исходная принципиальная схема; б, в – схемы замещения

В этих схемах обмотка возбуждения введена ЭДС. Если в поперечной оси ротора замкнутых контуров нет, то $E'_d = 0$, $x'_q = x_q$ и периодическая составляющая тока в начальный момент переходного процесса, называемая продольным переходным током, определяется выражением

$$\underline{I}'_d = \frac{E'_q}{x'_d + x_{\text{вн}}}, \quad (3.31)$$

где $x_{\text{вн}}$ – внешнее индуктивное сопротивление цепи статора.

3.9. Начальный момент внезапного нарушения режима синхронной машины с демпферными обмотками

В синхронной машине с демпферными обмотками значения ЭДС и индуктивного сопротивления в начальный момент переходного процесса зависят от параметров этих обмоток.

На рис. 3.8 изображена принципиальная схема синхронной машины, у которой на роторе, кроме обмотки возбуждения, расположены по одной демпферной обмотке в продольной и поперечной осях.

Обмотка статора и обе обмотки ротора в его продольной оси связаны между собой общим потоком взаимоиндукции $\underline{\Phi}_{ad}$, которому соответствует реактивное сопротивление продольной реакции x_{ad} .

Внезапное приращение потока $\Delta\underline{\Phi}_{ad}$ в такой машине вызывает реакцию ротора – приращения потока обмотки возбуждения $\Delta\underline{\Phi}_f$ и потока продольной демпферной обмотки $\Delta\underline{\Phi}_{1d}$. При этом баланс результирующих потокосцеплений должен сохраниться неизменным и соответствовать равенствам:

– для обмотки возбуждения

$$\Delta\underline{I}_f(x_{\sigma f} + x_{ad}) + \Delta\underline{I}_{1d}x_{ad} + \Delta\underline{I}_d x_{ad} = 0; \quad (3.32)$$

– для продольной демпферной обмотки

$$\Delta\underline{I}_{1d}(x_{\sigma 1d} + x_{ad}) + \Delta\underline{I}_f x_{ad} + \Delta\underline{I}_d x_{ad} = 0, \quad (3.33)$$

где $\Delta\underline{I}_{1d}$ и $x_{\sigma 1d}$ – начальный ток, наведенный в продольной демпферной обмотке и ее реактивность рассеяния.

Из уравнений (3.32) и (3.33) следует, что

$$\Delta\underline{I}_f x_{\sigma f} = \Delta\underline{I}_{1d} x_{\sigma 1d}, \quad (3.34)$$

т. е. чем меньше рассеяние обмотки, тем больше наведенный в ней ток и тем, соответственно, больше роль этой обмотки в создании ответной реакции ротора.

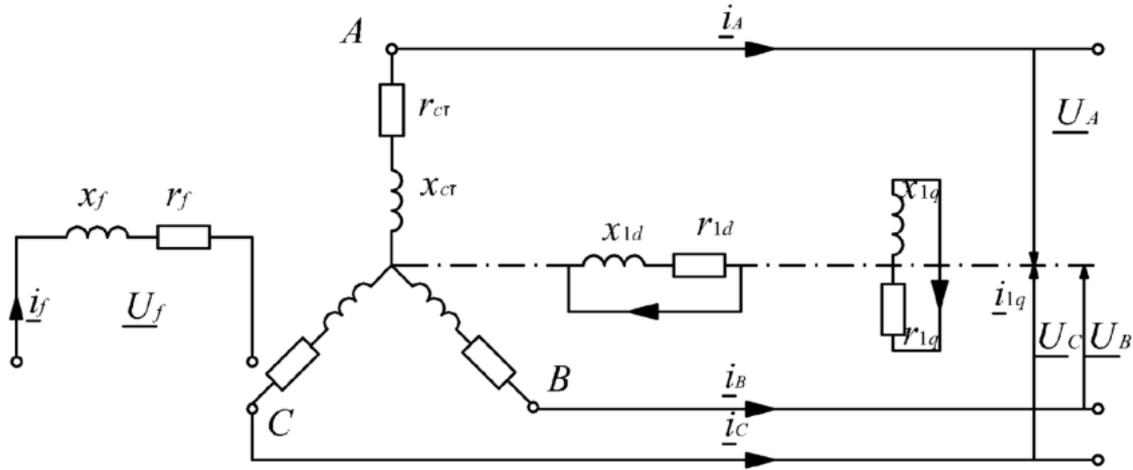


Рис. 3.8. Принципиальная схема синхронной машины с демпферными обмотками в продольной и поперечной осях ротора

Если совместную реакцию обмотки возбуждения и демпферной обмотки в начальный момент переходного процесса заменить такой же реакцией от суммарного тока $\Delta \underline{I}_{rd} = \Delta \underline{I}_f + \Delta \underline{I}_{1d}$ в одной эквивалентной обмотке продольной оси ротора реактивным сопротивлением рассеяния $x_{\sigma rd}$, то

$$\Delta \underline{I}_{rd} (x_{\sigma rd} + x_{ad}) = (\Delta \underline{I}_f + \Delta \underline{I}_{1d}) (x_{\sigma rd} + x_{ad}) = -\Delta \underline{I}_d x_{ad}. \quad (3.35)$$

С учетом (3.33)–(3.35) можно найти эквивалентное реактивное сопротивление рассеяния:

$$x_{\sigma rd} = \frac{x_{\sigma p} x_{\sigma 1f}}{(x_{\sigma f} + x_{\sigma 1d})}, \quad (3.36)$$

которое определяется как сопротивление двух параллельных ветвей с сопротивлениями $x_{\sigma f}$ и $x_{\sigma 1d}$.

Следовательно, для получения сопротивления, которым характеризуется такая машина, в продольной оси при внезапном нарушении режима достаточно в (3.30) вместо $x_{\sigma f}$ ввести $x_{\sigma rd}$. Сделав такую подстановку и произведя промежуточные преобразования, найдем *продольное сверхпереходное сопротивление*:

$$x_d'' = x_d - \frac{x_{ad}^2}{x_{\sigma rd} + x_{ad}} = x_{\sigma} + \frac{x_{\sigma rd} x_{ad}}{x_{\sigma rd} + x_{ad}} = x_{\sigma} + x_{ad} \parallel x_{\sigma f} \parallel x_{\sigma 1d}. \quad (3.37)$$

В поперечной оси ротора, где расположена только одна демпферная обмотка, можно найти *поперечное сверхпереходное сопротивление*:

$$x_q'' = x_q - \frac{x_{aq}^2}{x_{\sigma 1q} + x_{aq}} = x_{\sigma} + \frac{x_{\sigma 1q} x_{aq}}{x_{\sigma 1q} + x_{aq}}. \quad (3.38)$$

ЭДС за сопротивлениями x_d'' и x_q'' в начальный момент переходного процесса сохраняют свои значения неизменными и называются *сверхпереходными ЭДС* E_d'' и E_q'' . Значения этих ЭДС:

$$\begin{aligned} \underline{E}_d'' &= \underline{U}_d + j \underline{I}_q x_q'' ; \\ \underline{E}_q'' &= \underline{U}_q + j \underline{I}_d x_d'' , \end{aligned} \quad (3.39)$$

где \underline{U}_d , \underline{U}_q , \underline{I}_q , \underline{I}_d – составляющие напряжения и тока до нарушения нормального режима работы машины.

Таким образом, синхронную машину с демпферными обмотками в начальный момент переходного процесса характеризуют сверхпереходные сопротивления x_d'' и x_q'' , а также сверхпереходные ЭДС \underline{E}_d'' , \underline{E}_q'' . Приставкой «сверх» в названиях «сверхпереходные» подчеркивают влияние на переходный процесс демпферных обмоток машины.

Принципиальную схему трех магнитосвязанных обмоток в продольной оси ротора (рис. 3.9, а) можно представить эквивалентной схемой замещения (рис. 3.9, б), аналогичной схеме замещения трехобмоточного трансформатора, в которой ЭДС \underline{E}_{qf}'' и \underline{E}_{qld}'' соответствуют результирующим потокосцеплениям обмотки возбуждения и продольной демпферной обмотки. Упрощенная схема замещения машины с параметрами \underline{E}_q'' и x_d'' изображена на рис. 3.9, в.

В поперечной оси ротора с параметрами \underline{E}_d'' и x_q'' схема замещения машины имеет такой же вид, как и для двухобмоточного трансформатора.

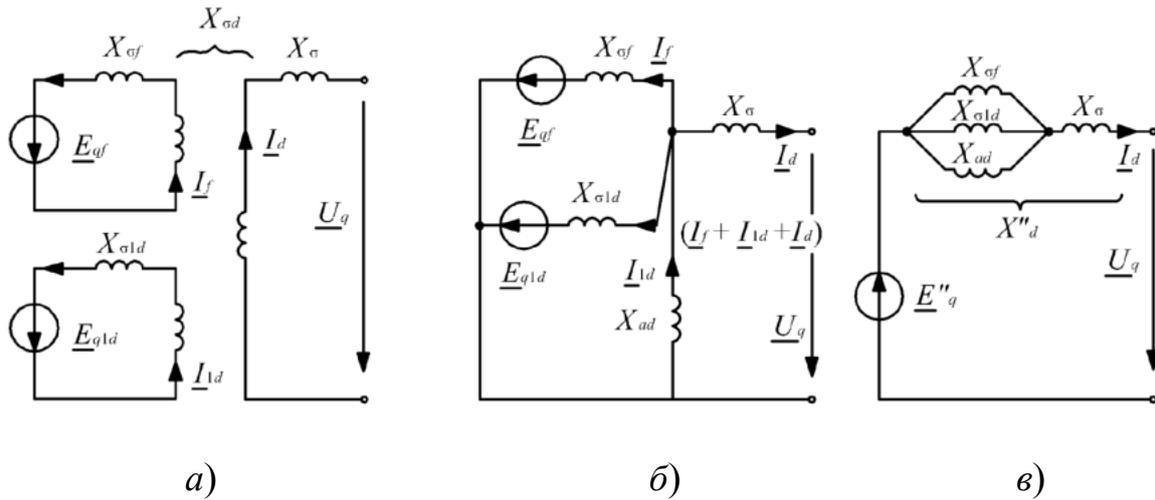


Рис. 3.9. Схема замещения синхронной машины по продольной оси ротора в сверхпереходном режиме

При чисто индуктивной цепи статора продольная и поперечная составляющие сверхпереходного процесса определяются выражениями:

$$I_d'' = \frac{E_q'}{x_d'' + x_{вн}}; \quad I_q'' = \frac{E_d''}{x_q'' + x_{вн}}. \quad (3.40)$$

Полный сверхпереходный ток равен

$$I'' = \sqrt{(I_d'')^2 + (I_q'')^2}.$$

3.10. Переходный процесс в синхронной машине без демпферных обмоток

Переходный процесс будем рассматривать в предположении, что синхронная машина работает отдельно от других источников питания. Внешняя цепь статора при возникшем КЗ характеризуется некоторым постоянным сопротивлением, преимущественно индуктивным.

В нормальном режиме в роторе протекает постоянная составляющая тока обмотки возбуждения I_f . Эта составляющая наводит в обмотке статора периодически изменяющийся ток. При внезапном КЗ на увеличение магнитного потока в продольной реакции статора Φ_{ad} , а соответственно, и тока в статоре, ротор отвечает увеличением тока возбуждения на величину ΔI_f , который из-за потерь в роторе будет затухать с постоянной времени T' . Этот ток будет наводить в обмотке статора периодически затухающий ток.

При внезапном КЗ в обмотке статора будет протекать ток, состоящий из двух составляющих: периодической и аperiodической $i_{(t)} = i'_{\Pi(t)} + i_{\text{св}(t)}$.

Определим периодическую составляющую тока КЗ:

$$i'_{\Pi(t)} = i_{\Pi\infty} + i'_{\Pi\text{св}};$$

$$i_{\Pi\infty} = I_{\Pi m\infty} \cos \omega t = \frac{E_q \cos \omega t}{x_d + x_{\text{вн}}};$$

$$i'_{\Pi\text{св}} = (I'_{\Pi m} - I_{\Pi m\infty}) e^{-\frac{t}{T'}} \cos \omega t = \left(\frac{E'}{x'_d + x_{\text{вн}}} - \frac{E_q}{x_d + x_{\text{вн}}} \right) \cdot e^{-\frac{t}{T'}} \cos \omega t;$$

$$i'_{\Pi(t)} = \left[\frac{E_q}{x_d + x_{\text{вн}}} + \left(\frac{E'}{x'_d + x_{\text{вн}}} - \frac{E_q}{x_d + x_{\text{вн}}} \right) e^{-\frac{t}{T'}} \right] \cos \omega t, \quad (3.41)$$

где T' – постоянная времени затухания свободного тока в обмотке возбуждения ($T' = \frac{T_f x'_d}{x_d}$); T_f – постоянная времени обмотки возбуждения.

Определим аperiodическую составляющую тока КЗ ($i_{\text{св}(t)} = i_{0\text{св}} e^{-\frac{t}{T_0}}$). Для определения начального значения аperiodической составляющей рассмотрим момент времени $t = 0$:

$$i_{0\text{св}} = -i'_{\Pi(0)} = -\frac{E'}{x'_d + x_{\text{вн}}}, \quad \text{тогда} \quad i_{\text{св}(t)} = -\left(\frac{E'}{x'_d + x_{\text{вн}}} \right) e^{-\frac{t}{T_a}}. \quad (3.42)$$

Запишем закон изменения полного тока:

$$i_{(t)} = \left[\frac{E_q}{x_d + x_{\text{вн}}} + \left(\frac{E'}{x'_d + x_{\text{вн}}} - \frac{E_q}{x_d + x_{\text{вн}}} \right) e^{-\frac{t}{T'}} \right] \cos \omega t - \frac{E}{x_d + x_{\text{вн}}} e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (3.43)$$

где $T_a = X_2 / \omega' R_{\text{ст}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей; X_2 – сопротивление обратной последовательности генератора; $R_{\text{ст}}$ – активное сопротивление обмотки статора.

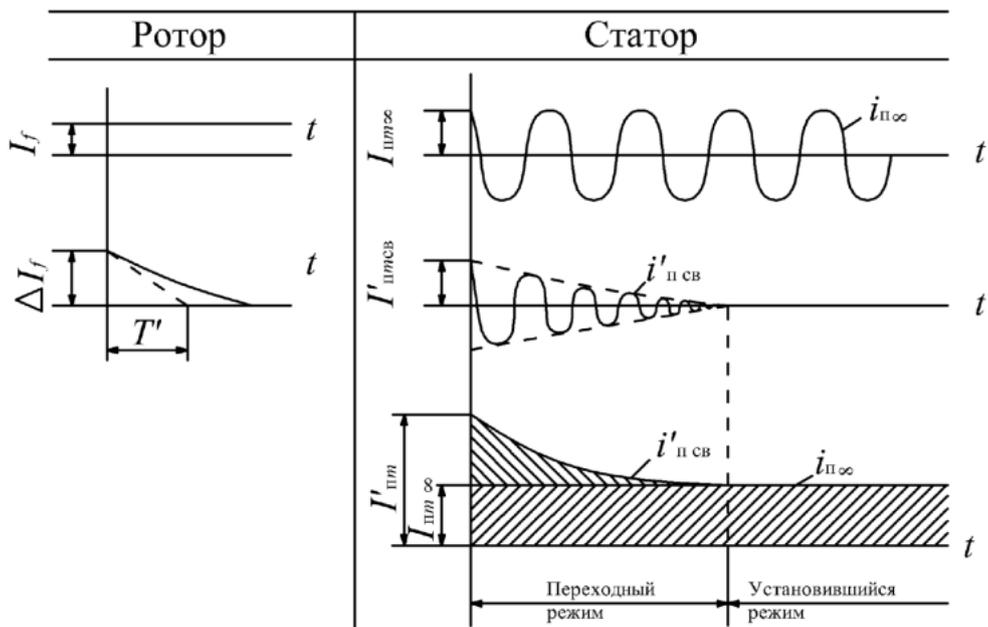


Рис. 3.10. Переходный процесс в синхронной машине без демпферных обмоток

Из выражения (3.43) следует, что при внезапном КЗ в синхронной машине без демпферных обмоток имеется две аperiodические составляющие, одна из которых изменяется по периодическому закону, вторая – по экспоненциальному закону.

Таким образом, переходный процесс состоит из двух режимов (рис. 3.10): переходного и установившегося. Переходный режим заканчивается тогда, когда затухнут свободные токи в обмотке возбуждения. Ток в обмотке ротора имеет следующие составляющие:

$$I_p = I_f + I_{п\text{св}} + I_{\text{св}}.$$

3.11. Переходный процесс в синхронной машине с демпферными обмотками

При внезапном КЗ на зажимах синхронной машины с демпферными обмотками на увеличение магнитного потока продольной реакции статора Φ_{ad} ротор отвечает изменением тока в двух обмотках: увеличением тока возбуждения на величину ΔI_f , который затухает с постоянной времени T' , и увеличением тока в продольной демпферной обмотке на величину ΔI_{1d} , который затухает с постоянной времени T'' . Эти токи будут наводить в обмотке статора периодически затухающие токи (см. рис. 3.8).

При внезапном КЗ в обмотке статора будет протекать ток, состоящий из двух составляющих: периодической и аperiodической, т. е. $i_{(t)} = i''_{\Pi(t)} + i_{\text{св}(t)}$.

Определим периодическую составляющую тока КЗ:

$$i''_{\Pi(t)} = i_{\Pi\infty} + i'_{\text{псв}} + i''_{\text{псв}};$$

$$i_{\Pi\infty} = I_{\text{пм}\infty} \cos \omega t = \frac{E_q \cos \omega t}{x_d + x_{\text{вн}}};$$

$$i'_{\text{псв}} = (I'_{\text{пм}} - I_{\text{пм}\infty}) e^{-\frac{t}{T'}} \cos \omega t = \left(\frac{E'}{x'_d + x_{\text{вн}}} - \frac{E_q}{x_d + x_{\text{вн}}} \right) e^{-\frac{t}{T'}} \cos \omega t;$$

$$i''_{\text{псв}} = (I''_{\text{пм}} - I'_{\text{пм}}) e^{-\frac{t}{T''}} \cos \omega t = \left(\frac{E''}{x''_d + x_{\text{вн}}} - \frac{E'}{x'_d + x_{\text{вн}}} \right) e^{-\frac{t}{T''}} \cos \omega t;$$

$$i''_{\Pi(t)} = \left[\frac{E_q}{(x_d + x_{\text{вн}})} + \left(\frac{E'}{x'_d + x_{\text{вн}}} - \frac{E_q}{x_d + x_{\text{вн}}} \right) e^{-\frac{t}{T'}} + \left(\frac{E''}{x''_d + x_{\text{вн}}} - \frac{E'}{x'_d + x_{\text{вн}}} \right) e^{-\frac{t}{T''}} \right] \cos \omega t. \quad (3.44)$$

Запишем закон изменения полного тока

$$i_{(t)} = \left[\frac{E_q}{(x_d + x_{\text{вн}})} + \left(\frac{E'}{(x'_d + x_{\text{вн}})} - \frac{E_q}{(x_d + x_{\text{вн}})} \right) e^{-\frac{t}{T'}} + \left(\frac{E''}{(x''_d + x_{\text{вн}})} - \frac{E'}{(x'_d + x_{\text{вн}})} \right) e^{-\frac{t}{T''}} \right] \cos \omega t - \frac{E''}{(x''_d + x_{\text{вн}})} e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (3.45)$$

где T'' – постоянная времени затухания свободного тока в продольной демпферной обмотке $T'' = T' \frac{x''_d}{x'_d} = T_f \frac{x''_d}{x_d}$.

Определим апериодическую составляющую тока КЗ

$$\left(i_{\text{св}}(t) = i_{0\text{св}} e^{-\frac{t}{T_a}} \right).$$
 Для определения $i_{0\text{св}}$ рассмотрим момент времени $t = 0$, получим $i_{0\text{св}} = -\frac{E''}{x_d'' + x_{\text{вн}}}$, тогда

$$i_{\text{св}}(t) = -\frac{E''}{x_d'' + x_{\text{вн}}} e^{-\frac{t}{T_a}}.$$

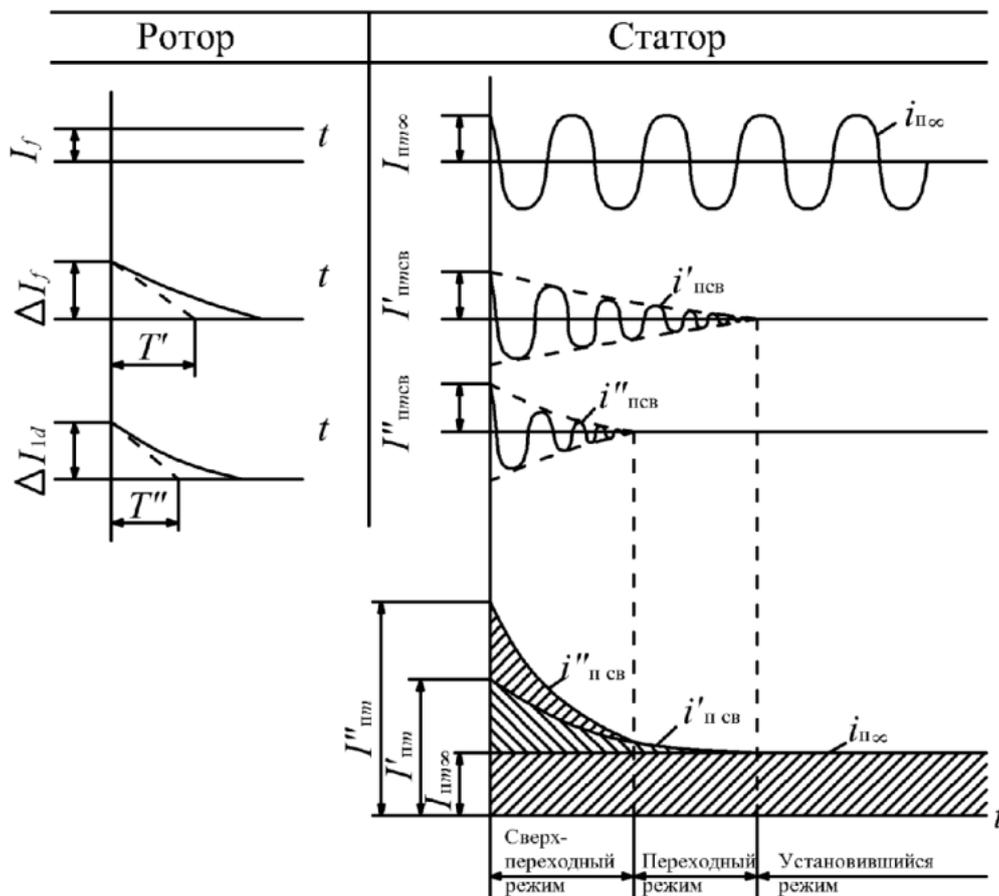


Рис. 3.11. Переходный процесс в синхронной машине с демпферными обмотками

Таким образом, переходный процесс состоит из трех режимов (рис. 3.11) – сверхпереходного, переходного и установившегося. Ток в роторе имеет следующие составляющие:

$$I_p = I_f + I_{\text{п св о. в}} + I_{\text{св о. в}} + I_{\text{св д. о}}.$$

Контрольные вопросы и задания

1. Какие допущения принимают при анализе переходного процесса в неподвижных магнитосвязанных цепях?
2. При каком условии индуктивности и взаимные индуктивности обмоток трансформатора являются постоянными величинами?
3. Каким образом получается операторная форма записи уравнений переходного процесса трансформаторов?
4. Каков процесс изменения свободных токов двухобмоточного трансформатора?
5. Что такое коэффициент магнитной связи между обмотками и коэффициент рассеяния?
6. Чем обусловлено появление медленно затухающего и быстро затухающего свободных токов?
7. Какой вид имеет принципиальная схема синхронной машины без демпферных обмоток?
8. Какой вид имеет принципиальная схема синхронной машины с демпферными обмотками?
9. Как протекает переходный процесс при КЗ на зажимах синхронной машины с демпферными обмотками?
10. Как протекает переходный процесс при КЗ на зажимах синхронной машины без демпферных обмоток?
11. Какие значения ЭДС и индуктивного сопротивления синхронной машины называются переходными?
12. Каковы особенности переходного процесса при КЗ на зажимах синхронной машины с демпферными обмотками?

ГЛАВА 4. Переходный электромагнитный процесс при трехфазном коротком замыкании

4.1. Методы анализа переходных электромагнитных процессов

Переходным называют процесс, протекающий от начала возникновения КЗ и до момента, когда наступает установившийся режим КЗ. Переходный процесс в общем случае характеризуется появлением свободной апериодической составляющей тока КЗ, которая накладывается на периодическую составляющую, изменяющуюся с частотой сети, и вместе с ней образует полный ток КЗ.

Правильно оценить электродинамическое и термическое действие тока КЗ невозможно, не учитывая переходный режим КЗ, так как мгновенное и действующее значения полного тока КЗ существенно больше их значений в установившемся режиме.

Уравнения, описывающие электромагнитные переходные процессы, могут быть записаны в дифференциальной или в операторной форме. Совпадая по существу, они имеют различные способы решения.

Решение уравнений переходных процессов в дифференциальной форме записи называют классическим методом. В этом случае при малом числе линейных дифференциальных уравнений система с помощью операций дифференцирования и исключения сводится к одному уравнению более высокого порядка, решение которого, как правило, не представляет трудности.

Широкое распространение при решении дифференциальных уравнений получил операторный метод решения задач.

Операционное исчисление базируется на специальном интегральном преобразовании функций вещественной переменной, позволяющем заменить операции интегрирования и дифференцирования функций алгебраическими операциями над интегральными преобразованиями (изображениями) этих функций. В результате этого оказы-

вается возможным значительно упростить решение линейных дифференциальных уравнений.

4.2. Переходный процесс в простейшей трехфазной цепи

Постановка задачи и допущения. Нормальный режим. Трехфазную симметричную цепь с сосредоточенными активными и индуктивными сопротивлениями при отсутствии в ней трансформаторных связей называют *простейшей трехфазной цепью*.

Электромагнитный процесс в такой цепи рассмотрим при допущении, что ее питание осуществляется от источника бесконечной мощности. Такой источник характеризуется неизменностью напряжения на шинах по амплитуде и по частоте. Этому определению соответствуют условия (2.4).

Однако любой реальный источник обладает конечной мощностью, но если она во много раз превышает мощность элементов, за которыми рассматривается КЗ, то напряжение на шинах питающей системы изменяется незначительно, что дает возможность в практических расчетах это изменение не учитывать. Кроме того, наличие автоматического регулирования возбуждения (АРВ) дополнительно способствует принятию этого допущения. При принятии этого допущения имеет место преувеличение тока КЗ, что, как правило, не влияет на выбор устанавливаемого оборудования.

В качестве основного допущения считаем, что между токами и напряжениями рассматриваемых цепей сохраняется линейная зависимость и, следовательно, они могут быть связаны линейными дифференциальными уравнениями с постоянными коэффициентами.

На рис. 4.1 представлена трехфазная симметричная цепь, питаемая источником с неизменным синусоидальным напряжением:

$$\begin{aligned}u_A &= \sqrt{2} U_{\text{н}} \sin(\omega t + \alpha), \text{ кВ}; \\u_B &= \sqrt{2} U_{\text{н}} \sin(\omega t + \alpha - 120^\circ), \text{ кВ}; \\u_C &= \sqrt{2} U_{\text{н}} \sin(\omega t + \alpha + 120^\circ), \text{ кВ},\end{aligned}\tag{4.1}$$

где $U_{\text{н}}$ – действующее значение напряжения источника питания; α – фаза включения – угол между вектором напряжения фазы A и действительной осью (рис. 4.2).

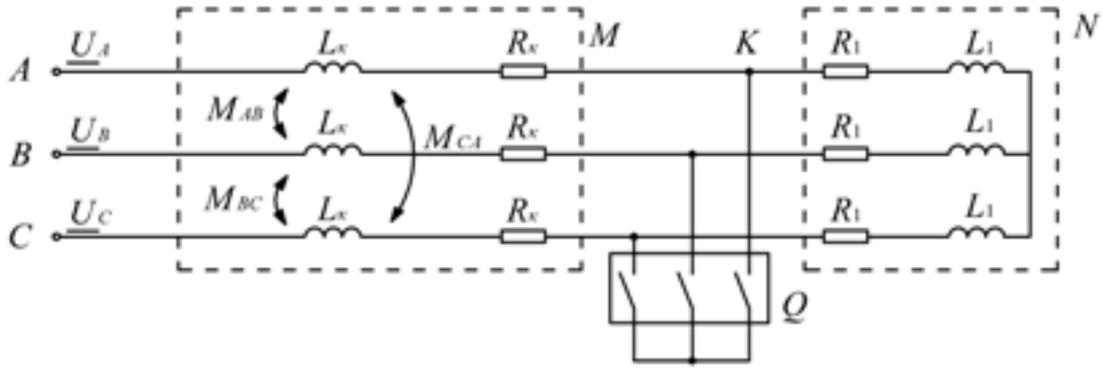


Рис. 4.1. Простейшая трехфазная цепь

В рассматриваемой схеме емкость фаз относительно земли и друг друга не учитывается вследствие ничтожно малого ее влияния на переходный электромагнитный процесс. Это исключает возможность возникновения колебательных контуров на промышленной частоте, что значительно упрощает анализ протекания переходного процесса в цепи.

В нормальном режиме работы цепи по фазам протекает ток, определяемый напряжением источника питания и результирующим сопротивлением:

$$\begin{aligned}
 i_A &= \sqrt{2} I_{\text{н}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_{\text{н}}); \\
 i_B &= \sqrt{2} I_{\text{н}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_{\text{н}} - 120^\circ); \\
 i_C &= \sqrt{2} I_{\text{н}} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_{\text{н}} + 120^\circ),
 \end{aligned}
 \tag{4.2}$$

где $I_{\text{н}} = U_{\text{н}} / Z_{\Sigma}$ – действующее значение периодической составляющей тока; $Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}$ – полное сопротивление цепи; $R_{\Sigma} = R_K + R_1$ – активное сопротивление цепи; $X_{\Sigma} = \omega (L_K + L_1)$ – индуктивное сопротивление цепи; $\varphi_{\text{н}} = \arctg \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma}}$ – угол сдвига между напряжением и током той же цепи.

4.3. Анализ протекания переходного процесса

При КЗ в точке K (рис. 4.1) простейшая электрическая цепь распадается на две независимые цепи (обозначим их M и N), одна из которых – M – остается присоединенной к источнику, а другая – N – превращается в короткозамкнутый контур, ток в котором будет поддерживаться до тех пор, пока запасенная в нем энергия магнитного

поля не перейдет в тепло, выделяющееся в активном сопротивлении R_1 . Для части схемы N дифференциальное уравнение баланса напряжений будет

$$0 = i_j R_1 + L_1 \frac{di_j}{dt}, \quad (4.3)$$

где $j = (A, B, C)$.

Решением уравнения (4.3) будет

$$i = i_0 e^{-\frac{t}{T_{a1}}}, \quad (4.4)$$

где i_0 – начальное значение свободного тока; T_{a1} – постоянная времени затухания свободного тока.

Уравнение (4.4) показывает, что на участке N имеется лишь свободный ток, который затухает по экспоненциальному закону с постоянной времени T_{a1} , величина которой определяется из выражения

$$T_{a1} = \frac{L_1}{R_1} = \frac{X_1}{\omega R_1}, \text{ с.} \quad (4.5)$$

Так как цепь симметрична, то выражение (4.4) правомерно по структуре для всех трех фаз. Начальные значения токов i_0 по фазам будут различны.

Векторная диаграмма и осциллограмма протекания переходного процесса в цепи N представлены на рис. 4.2. Необходимо помнить, что любую синусоидальную величину можно представить в виде неизменного по величине вектора, вращающегося относительно неподвижной оси $t-t$ с частотой вращения ω_c . Проекция этого вектора на неподвижную ось $t-t$ дают мгновенное значение этого тока. Проекция вращающихся векторов токов $\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C$ на ось $t-t$ дают начальные мгновенные значения токов i_{OA}, i_{OB}, i_{OC} , которые затухают с одинаковыми постоянными времени T_{a1} .

Касательная к любой точке экспоненты в принятом для оси времени t масштабе дает значение постоянной времени T_{a1} . Это свойство используется для опытного определения постоянных времени затухания апериодических составляющих свободных токов. Для большей точности точку, к которой проводят подкасательную, нужно брать в начальной (более крутой) части кривой. За время $t = T_{a1}$ апериодиче-

ский ток уменьшается в $e = 2,71$ раз или до $1/e = 0,368$ своего начального значения. В соответствии с этим величине T_{a1} можно дать следующее определение: **постоянная времени** T_{a1} – время, в течение которого аperiodическая составляющая уменьшается до 0,368 своего начального значения.

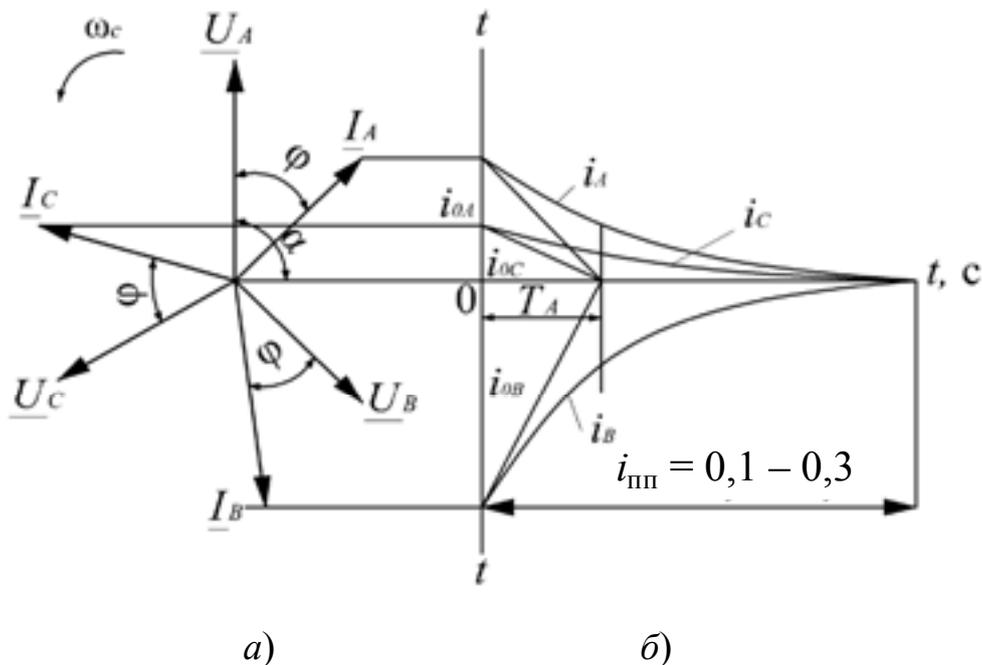


Рис. 4.2. Векторная диаграмма (а) и осциллограмма переходного процесса (б) для участка цепи N

После затухания аperiodической составляющей заканчивается переходный процесс в части цепи N .

В одной из фаз свободный ток может отсутствовать, если в момент возникновения КЗ предшествующий ток в этой фазе проходил через нуль. При этом свободные токи в двух других фазах будут одинаковы по величине, но противоположны по направлению.

Рассмотрим протекание переходного процесса на участке M , получающем питание от источника бесконечной мощности.

Так как суммарное сопротивление цепи, к которой присоединен источник, уменьшилось, то ток в общем случае должен увеличиться и должен измениться и угол φ сдвига тока относительно напряжения.

Обратимся к векторной диаграмме (рис. 4.3) для начального момента трехфазного КЗ. Пусть векторы $\underline{U}_A, \underline{U}_B, \underline{U}_C, \underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C$ характеризуют нормальный режим цепи. Ось абсцисс является осью отсчета углов, а вертикаль $t-t$ является неподвижной осью времени.

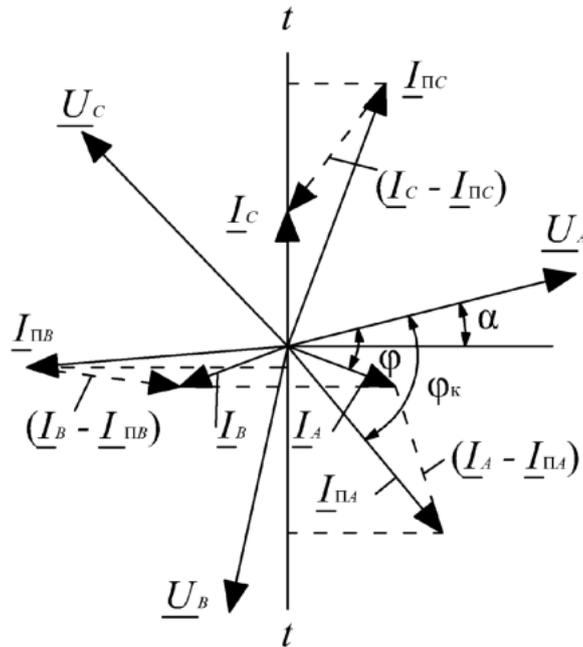


Рис. 4.3. Векторная диаграмма для начального момента трехфазного КЗ простейшей цепи для участка M

В момент КЗ сопротивление цепи M внезапно уменьшается. Следовательно, мгновенно должен возрасти периодический ток этой цепи, причем его сдвиг по фазе также изменится. Напряжение источника сохранится постоянным на все время переходного процесса, а поэтому новое значение периодической составляющей тока не будет затухать.

Допустим, что векторы $I_{пА}$, $I_{пВ}$, $I_{пС}$ характеризуют периодический ток установившегося режима КЗ. Поскольку цепь содержит индуктивность, то значение полного тока в такой цепи в момент нарушения режима не может измениться скачком. Периодическая же составляющая тока в момент КЗ увеличилась скачкообразно, изменится магнитный поток, обусловленный этой составляющей тока.

Изменение магнитного потока вызовет наведение в цепи ЭДС $\Delta e = -d\Phi/dt$ и появление свободной составляющей тока, начальное значение которой полностью компенсирует приращение мгновенного значения периодической составляющей. Это – аperiodическая составляющая (на рис. 4.3 для фазы A $I_A - I_{пА}$). Таким образом, наряду с периодической составляющей тока КЗ на участке M возникает аperiodическая составляющая тока КЗ. Сложение токов периодической и аperiodической составляющих дает значение полного тока КЗ.

Рассмотрим основные соотношения переходного процесса для участка M . Поскольку при трехфазном КЗ симметрия фаз не наруша-

ется, рассмотрим основные соотношения для одной фазы, например, для фазы A .

По второму закону Кирхгофа для любого момента времени имеем соотношение

$$U_A = R_K i_A + L_K \frac{di_A}{dt} + M_{AB} \frac{di_B}{dt} + M_{AC} \frac{di_C}{dt}, \quad (4.6)$$

которое, имея в виду, что $i_A + i_B + i_C = 0$, можно представить, опуская индекс фазы:

$$U = R_K i + (L_K - M) \frac{di}{dt} = R_K i + L \frac{di}{dt}, \quad (4.7)$$

где $L = (L_K - M)$ – результирующая индуктивность фазы.

Общее решение дифференциального уравнения (4.7) будет

$$i_K = \frac{U_m \sin(\omega t + \alpha - \varphi_K)}{Z_K} + i_0 e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (4.8)$$

где Z_K – полное сопротивление цепи КЗ; φ_K – аргумент комплексного сопротивления цепи КЗ; α – угол, определяющий направление вектора напряжения фазы A при $t = 0$, или фаза включения.

Следовательно, значение тока КЗ определится выражением

$$i_K = i_{\text{п}} + i_a, \quad (4.9)$$

где $i_{\text{п}}$ – вынужденная (периодическая) составляющая тока КЗ; i_a – аperiodическая (свободная) составляющая тока КЗ.

При рассматриваемых условиях амплитуда периодической составляющей тока КЗ $I_{mK} = U_m / Z_K$ остается неизменной.

Чем больше периодическая составляющая тока, тем больше смещение кривой полного тока относительно оси времени $t-t$. Мгновенные значения $i_{\text{п}}(-0)$, $i_{\text{п}}(+0)$ определяются как проекции векторов \underline{I}_m и \underline{I}_{mK} на ось времени $t-t$. Поэтому начальное значение $i_a(0)$ можно рассматривать как проекцию вектора $\underline{I}_m - \underline{I}_{mK}$ на эту линию. При таком представлении наглядно видно, что, в зависимости от момента возникновения КЗ, начальное значение $i_a(0)$ может изменяться от возможной наибольшей величины, когда вектор $\underline{I}_m - \underline{I}_{mK}$ параллелен оси времени, до нуля, когда этот вектор перпендикулярен оси времени. В последнем случае аperiodическая составляющая тока в данной фазе отсутствует, так как мгновенное значение предшествующего тока

совпадает с мгновенным значением периодической составляющей нового режима.

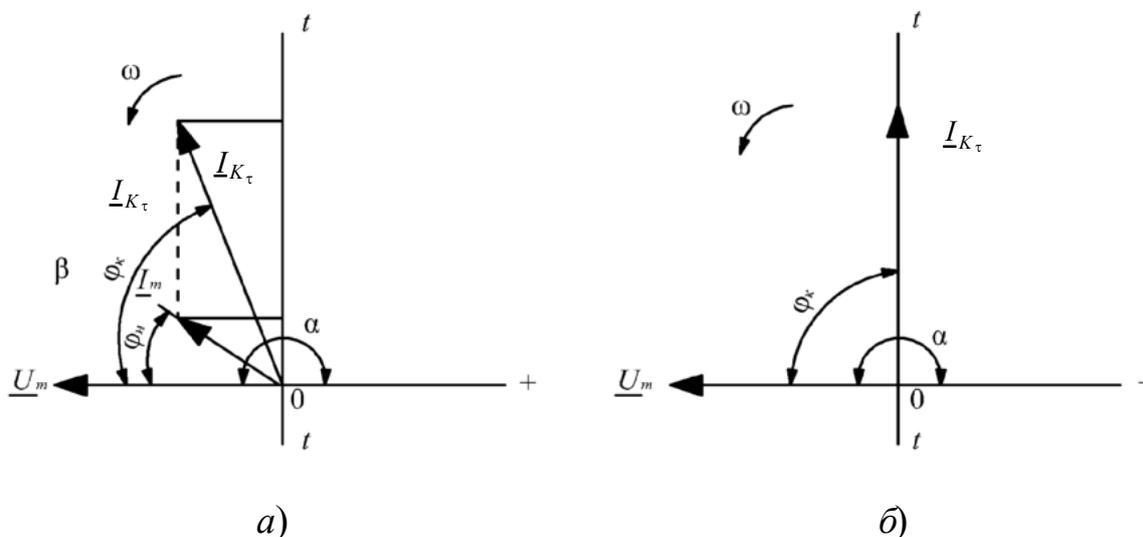


Рис. 4.4. Условия образования наибольшей величины аperiodической составляющей тока КЗ: а – при наличии предшествующего тока; б – при его отсутствии

Возможное наибольшее значение аperiodической составляющей тока КЗ зависит от фазы включения α и от предшествующего режима цепи. Максимальное значение $i_a(0)$ получается при условиях, показанных на рис. 4.4, т. е. когда разность $I_{K\tau} = I_m - I_{K\tau}$ параллельна оси времени $t-t$.

4.4. Ударный ток короткого замыкания

Наибольшего значения полный ток КЗ достигает при наибольших значениях его составляющих. Начальное значение аperiodического тока достигает максимума, когда ток предшествующего режима равен нулю (холостой ход), а в момент КЗ периодическая составляющая вынужденного тока проходит через свой максимум. Это условие принимается в качестве расчетного условия.

Максимальное мгновенное значение полного тока КЗ – i_y – называют ударным током. Найдем условия, при которых ударный ток достигает своего наибольшего значения для случая, когда ток предшествующего режима был равен нулю, т. е. $I_m = 0$. В этом случае уравнение для полного тока КЗ принимает вид:

$$i_K = I_{K\tau} \cdot \left[\sin(\omega t + \alpha - \varphi_K) - \sin(\alpha - \varphi_K) e^{-\frac{t}{T_a}} \right] \quad (4.10)$$

и представляет собой функцию двух независимых переменных: времени t и фазы включения α . Максимум тока наступает при $\alpha = 0^\circ$ или $\alpha = 180^\circ$.

Для цепей с преобладающей индуктивностью $\varphi_K \approx 90^\circ$, поэтому условия возникновения наибольшей апериодической составляющей и условие, при котором достигается максимум мгновенного значения полного тока, очень близки друг другу. Поэтому в практических расчетах максимальное значение полного тока КЗ находят при наибольшем значении апериодической составляющей, считая, что он наступает приблизительно через полпериода, что при $f = 50$ Гц составляет около 0,01 с с момента возникновения КЗ (рис. 4.5).

Таким образом, выражение для ударного тока КЗ можно записать в следующем виде:

$$i_y = \sqrt{2} (I_{\Pi} + I_{\Pi} e^{-\frac{0,01}{T_a}}) = K_y \sqrt{2} I_{\Pi}, \quad (4.11)$$

где

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (4.12)$$

который называют ударным коэффициентом и который показывает превышение ударного тока над амплитудой периодической составляющей. Его величина находится в пределах $1 \leq K_y \leq 2$, что соответствует предельным значениям T_a , т. е. $T_a = 0$ при $L_K = 0$ и $T_a = \infty$ при $R_K = 0$.

Естественно, чем меньше T_a , тем быстрее затухает апериодическая составляющая и тем, соответственно, меньше ударный коэффициент. Влияние этой составляющей сказывается лишь в начальной стадии переходного процесса. В сетях и установках высокого напряжения она практически исчезает спустя 0,1–0,3 с.

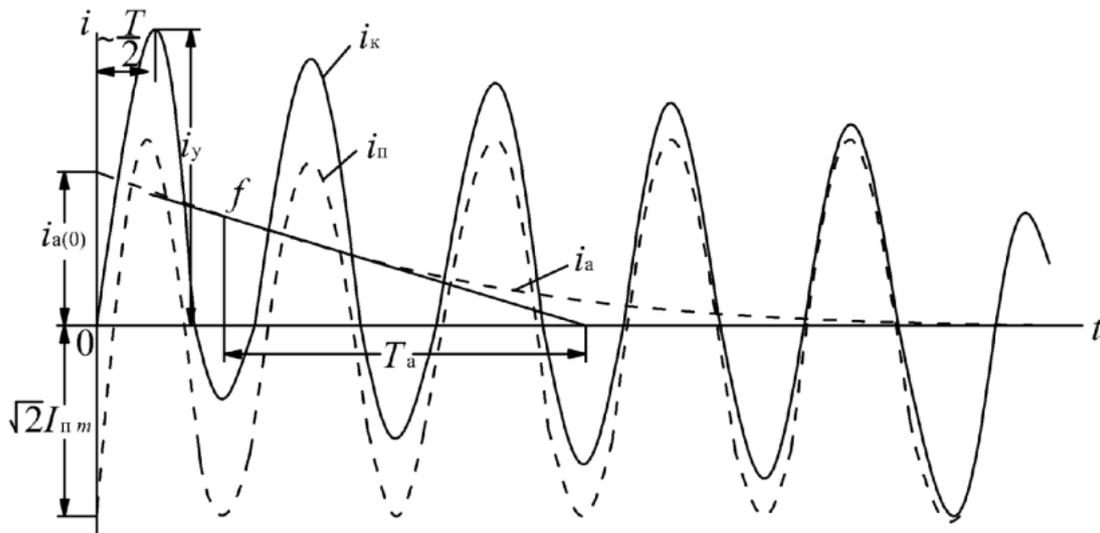


Рис. 4.5. Определение ударного тока КЗ

Трехфазное КЗ ранее было названо симметричным, но этот термин является строгим только к периодическим составляющим токов в фазах. Аперiodические же составляющие токов и, следовательно, полные токи во всех фазах не могут быть одинаковыми.

4.5. Действующее значение тока короткого замыкания

Под действующим значением тока КЗ для какого-либо момента времени процесса КЗ условно понимают среднеквадратичное значение тока за один период, в центре которого находится рассматриваемый момент времени. В соответствии с этим при известной зависимости $i = f(t)$ для действующего значения тока в момент t можно записать:

$$I_{\Pi} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_{t-T/2}^{t+T/2} i^2 dt}. \quad (4.13)$$

Зависимость $i = f(t)$ в общем случае сложна и поэтому для упрощения расчета I_{Π} принимают, что за рассматриваемый период обе составляющие тока не изменяются, т. е. амплитуда периодической составляющей и аперiodическая составляющая неизменны и каждая из них равна своему значению в данный момент времени t .

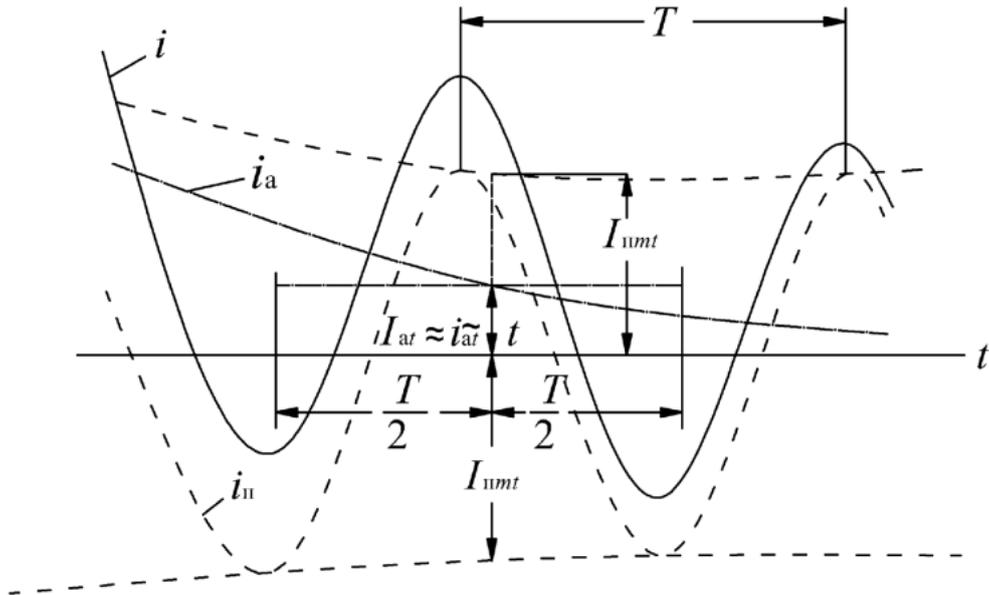


Рис. 4.6. К определению действующего значения тока КЗ

Действующее значение периодической составляющей в момент времени t находят:

$$I_{пт} = \frac{I_{амт}}{\sqrt{2}}. \quad (4.14)$$

Действующее значение аperiodической составляющей за один период при принятом допущении равно ее мгновенному значению в момент, находящийся посередине данного периода, т. е. $i_{ат} = I_{ат}$.

Действующее значение полного тока в тот же момент времени будет

$$I_t = \sqrt{I_{пт}^2 + I_{ат}^2}. \quad (4.15)$$

Точность определения I_t по (4.15) вполне удовлетворяет требованиям практики.

Наибольшее действующее значение полного тока КЗ I_y имеет место за первый период переходного процесса. При условии, когда $i_a(0) = I_{амт}$, его можно определить выражением (4.15), придав ему следующий вид:

$$I_y = \sqrt{I_{пт}^2 + [(K_y - 1) \sqrt{2} I_{пт}]^2} = I_{пт} \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}. \quad (4.16)$$

Согласно указанным пределам изменений K_y величина отношения $I_y / I_{пт}$ находится в пределах: $1 \leq I_y / I_{пт} \leq \sqrt{3}$.

Величина I_y определяется для проверки аппаратов на термическую устойчивость токам КЗ.

4.6. Переходный процесс при удаленном коротком замыкании в трехфазной сети

Характер протекания переходного процесса при удаленном КЗ аналогичен протеканию переходного процесса в простейшей цепи (рис. 4.5). Для простоты предположим, что сеть работает на холостом ходу, т. е. нагрузка в цепи отсутствует, а в момент $t = 0$ произошло КЗ.

При КЗ в СЭС токи в обмотках генератора будут меньше, чем в случае КЗ на зажимах генератора, так как результирующее сопротивление короткозамкнутой цепи увеличивается. Вследствие этого уменьшается влияние КЗ в СЭС на работу генератора, а также предел изменения тока КЗ в течение переходного процесса, который зависит от удаленности точки КЗ относительно источника и ток КЗ будет тем меньше, чем дальше находится точка КЗ. При КЗ в удаленных точках СЭС периодическая составляющая тока во время переходного процесса в генераторе практически не изменяется.

Удаленной точкой называют такую точку СЭС, при КЗ в которой ток генераторов электростанции изменяется настолько незначительно, что изменением ЭДС генераторов можно пренебречь и считать напряжение на их зажимах неизменным и равным номинальному напряжению. При этом ток КЗ может значительно превышать номинальный ток короткозамкнутой цепи и поэтому этот режим является опасным для участка СЭС, где расположена удаленная точка КЗ.

При КЗ в удаленной точке периодическая составляющая тока не изменяется и с первого же момента времени ток КЗ принимает свое установившееся значение $I'' = I_{пт} = I_\infty$. Очевидно, что в данном случае характер изменения тока в цепи будет таким же, как и при питании от шин бесконечной мощности.

Апериодическая составляющая тока возникает при любой удаленности точки КЗ от источника, поскольку всякая цепь обладает индуктивным сопротивлением, но ток затухает тем быстрее, чем больше активное сопротивление короткозамкнутой цепи. В протяженных КЛ и сетях с напряжением до 1 кВ, где преобладает активное сопротивление, апериодическая составляющая тока затухает в течение 0,15–0,2 с.

Внешнее сопротивление цепи генератора $x_{вн}$, при КЗ за которым сверхпереходный I'' и установившийся I_∞ токи одинаковы ($I'' = I_\infty$),

можно найти, выразив их через соответствующие ЭДС и сопротивление, из равенства

$$\frac{E''}{x_d'' + x_{\text{вн}}} = \frac{E_q}{x_d + x_{\text{вн}}}. \quad (4.17)$$

Из (4.17) следует, что

$$x_{\text{вн}} = \frac{E''x_d - E_q x_d''}{E_q - E''}. \quad (4.18)$$

Если построить зависимость отношения I'' / I_∞ от внешнего сопротивления $x_{\text{вн}}$ (рис. 4.7), то можно установить, что для генератора без АРВ это отношение всегда больше единицы и только в пределе стремится к единице (рис. 4.7, кривая 1). При наличии АРВ отношение I'' / I_∞ сначала уменьшается до минимального значения (0,6–0,8) I'' / I_∞ , а затем начинает возрастать, стремясь в пределе также к единице (рис. 4.7, кривая 2).

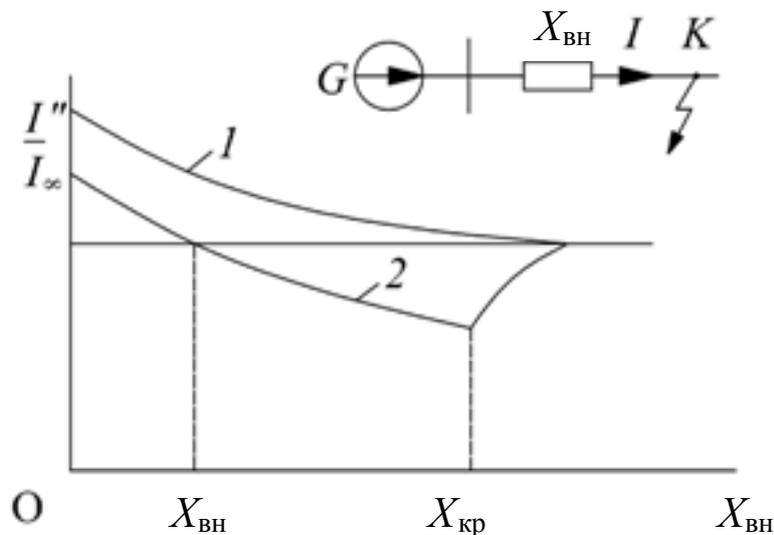


Рис. 4.7. Зависимость отношения I''/I_∞ от удаленности точки КЗ в СЭС без АРВ (кривая 1) и с АРВ (кривая 2)

Предельное значение внешнего сопротивления короткозамкнутой цепи генератора, при котором отношение сверхпереходного тока к установившемуся току КЗ в СЭС с АРВ начинает возрастать, называют критическим и обозначают $x_{\text{кр}}$. Значение $x_{\text{кр}}$ зависит от параметров синхронной машины и предшествующего режима ее работы.

4.7. Переходный процесс в СЭС, питающейся от генератора без АРВ

При КЗ на зажимах генератора, не имеющего АРВ, ток возбуждения i_f остается постоянным и обеспечивает неизменный магнитный поток Φ_f .

На рис. 4.8 приведены осциллограммы изменения полного тока и его составляющих в одной фазе цепи, питаемой от генератора без АРВ.

Допустим до начала КЗ (точка О) генератор работал в нормальном режиме, при котором в цепи протекал ток i_n . В момент времени, когда ток нагрузки имел значение $i_n = 0$, произошло КЗ, под влиянием которого наступил переходный процесс, сопровождающийся увеличением тока.

При КЗ на зажимах генератора преобладающее значение имеет индуктивное сопротивление цепи, поэтому ее активным сопротивлением пренебрегают.

При $\varphi_k \approx 90^\circ$ максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ наблюдается при нулевой фазе включения ($\alpha = 0$) и отсутствии предшествующего тока в цепи. В этом случае значение i_{a0} оказывается равным амплитуде периодической составляющей.

Полный ток КЗ во время переходного процесса состоит из периодической и апериодической составляющих. Мгновенное значение полного тока в любой момент времени t определяется

$$i_{Kt} = i_{пт} + i_{ат}. \quad (4.19)$$

Поскольку генератор является источником конечной мощности и в соответствии с принятым условием работает без АРВ, напряжение на его зажимах, а следовательно, и периодическая составляющая тока КЗ с течением времени уменьшаются. Объясняется это тем, что по мере затухания свободных токов, наведенных в начальный момент КЗ в обмотке возбуждения, демпферных обмотках, в массиве ротора, поток реакции статора при неизменном токе возбуждения ослабляет результирующий магнитный поток в воздушном зазоре генератора (гл. 3).

Последнее обстоятельство приводит к уменьшению ЭДС, наводимой в статоре, и к изменению периодической составляющей тока КЗ.



Рис. 4.8. Изменения полного тока и его составляющих одной из фаз генератора без АРВ при внезапном КЗ

На рис. 4.8 периодическая составляющая тока КЗ $i_{\text{п}}$ в течение переходного процесса изображена в виде синусоиды с убывающей амплитудой. Заметим при этом, что длительность переходного процесса не превышает времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ. Кроме того, начальный ток КЗ больше установившегося значения тока ($I'' > I_{\infty}$).

Аperiodическая составляющая тока КЗ затухает по экспоненте с постоянной времени T_a . Вследствие быстрого затухания аperiodической составляющей полный ток КЗ для времени $t \geq 0,15$ с после начала переходного процесса можно считать практически равным периодической составляющей, которая представляет собой установившийся ток КЗ. Мгновенное и действующее значения установившегося тока КЗ обозначаются, соответственно, i_{∞} и I_{∞} .

Длительность переходного процесса КЗ для современных генераторов обычно составляет не более 3–5 с. Как и в случае питания цепи КЗ от шин бесконечной мощности, максимальное значение полного тока – ударный ток – имеет место обычно через 0,01 с после начала процесса. При определении ударного тока условно считают, что к этому времени периодическая составляющая тока не претерпевает существенных изменений и равна значению $I_{\text{пм}}$, как и в начальный момент КЗ. При расчетах учитывается лишь затухание аperiodической составляющей, максимальное значение которой принимается равным также $I_{\text{пм}}$.

4.8. Переходный процесс в СЭС, питающейся от генератора с АРВ

Назначение АРВ состоит в поддержании на зажимах генератора номинального напряжения при всех возможных режимах работы генератора. В случае понижения напряжения, обусловленного КЗ, АРВ увеличивает ток возбуждения генератора, а следовательно, и напряжение в различных точках сети.

В начальный момент КЗ ввиду инерции магнитных потоков, сцепленных с обмотками генератора, АРВ на переходный процесс практически не влияет. В дальнейшем действие АРВ сказывается на увеличении тока возбуждения и связанных с ним составляющих тока статора и демпферных обмоток. Однако этот процесс протекает сравнительно медленно, так что изменяются только ЭДС генератора и зависящая от нее периодическая составляющая тока статора.

Повышение напряжения генератора благодаря АРВ начинается не в момент возникновения КЗ, а через некоторое время (рис. 4.9), необходимое для срабатывания АРВ. Поэтому ток КЗ до вступления в действие АРВ уменьшается так же, как и при отсутствии АРВ, а затем начинает увеличиваться и достигает установившегося значения, соответствующего возросшему напряжению генератора за счет действия АРВ.

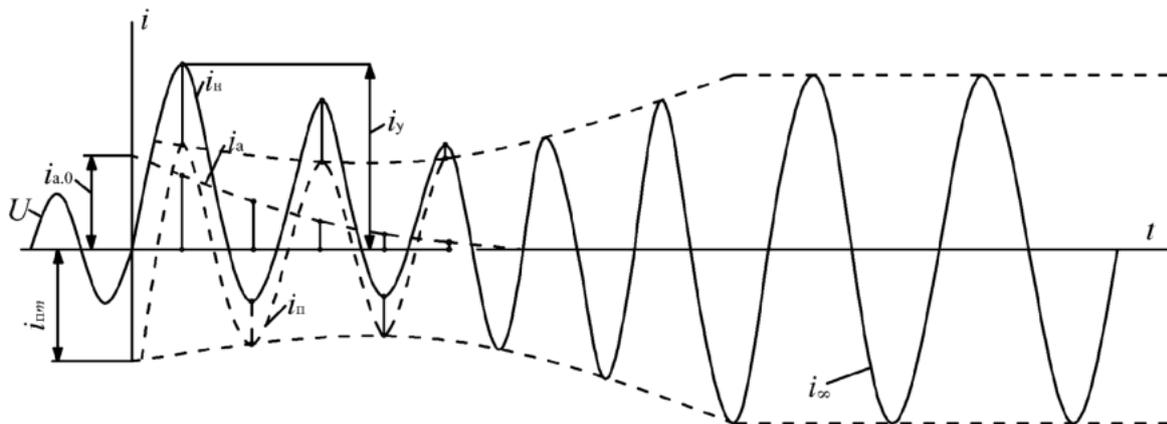


Рис. 4.9. Кривые изменения тока и его составляющих при КЗ на выходах генератора с АРВ

В связи с тем, что действие АРВ проявляется через несколько периодов после появления КЗ, начальное значение полного тока КЗ и его составляющих, а также ударный ток КЗ остаются такими же, как и при отсутствии АРВ.

Таким образом, при АРВ затухание свободных токов статора и обмотки возбуждения, возникших при внешнем КЗ, в некоторой степени компенсируется увеличением тока КЗ за счет действия АРВ.

В зависимости от соотношения между значениями этих токов и от характера их изменения кривая полного тока КЗ приобретает разный вид (рис. 4.10). При этом апериодическая составляющая i_{af} остается практически такой же, как при отсутствии АРВ, а периодическая составляющая $i_{пt}$ в зависимости от соотношения между начальным и установившимся токами КЗ при предельном токе возбуждения может затухать, возрастать или оставаться неизменной.

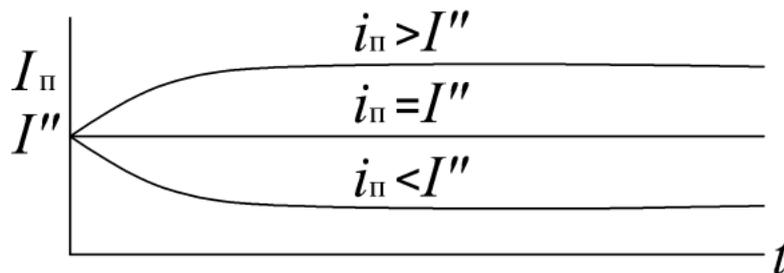


Рис. 4.10. Изменение периодической составляющей тока КЗ генератора с АРВ при постоянной времени обмотки возбуждения $T_f = 0$ и предельном токе возбуждения

4.9. Расчет начального действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания

При расчете начального действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ в электроустановках напряжением свыше 1 кВ в исходную расчетную схему должны быть введены все синхронные генераторы и компенсаторы, а также синхронные и асинхронные электродвигатели мощностью 100 кВт и более, если между электродвигателями и точкой КЗ отсутствуют токоограничивающие реакторы или силовые трансформаторы. В автономных электрических системах следует учитывать и электродвигатели меньшей мощности, если сумма их номинальных токов составляет не менее 1 % от тока в месте КЗ, определенного без учета этих электродвигателей.

Для расчета начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ аналитическим методом предварительно следует составить эквивалентную схему замещения, в которой синхрон-

ные и асинхронные машины должны быть представлены предварительно приведенными к базисной ступени напряжения или выраженными в относительных единицах при выбранных базисных условиях сверхпереходными сопротивлениями и сверхпереходными ЭДС. Исходные значения сверхпереходных ЭДС следует принимать численно равными их значениям в момент, предшествующий КЗ. Если синхронный генератор или синхронный электродвигатель имел до момента КЗ напряжение U_{Γ} , кВ, и нагрузку I_{Γ} , кА, то сверхпереходную ЭДС в предшествующем режиме следует определять по выражению

$$E''_{*d} = \sqrt{(U_{*\Gamma} \cos \varphi_{\Gamma})^2 \pm (U_{*\Gamma} \sin \varphi_{\Gamma} + I_{*\Gamma} X''_{*d})^2}. \quad (4.20)$$

Для приближенных расчетов можно применять упрощенную формулу для определения E''_{*d} :

$$E''_{*d} \approx U_{*\Gamma} \pm I_{*\Gamma} X''_{*d} \sin \varphi_{\Gamma}. \quad (4.21)$$

В формулах (4.20) и (4.21) знак «+» относится к синхронным генераторам и к синхронным электродвигателям, которые к моменту КЗ работали в режиме перевозбуждения, а знак «-» – к синхронным электродвигателям, работавшим с недовозбуждением.

Сверхпереходную ЭДС асинхронных электродвигателей в момент, предшествующий КЗ, следует определять по формуле

$$E''_{*АД} = \sqrt{(U_{*АД} \cos \varphi_{АД})^2 + (U_{*АД} \sin \varphi_{АД} - I_{*АД} X''_{*d})^2}, \quad (4.22)$$

где X''_{*d} – сверхпереходное индуктивное сопротивление электродвигателя.

При расчете тока КЗ с применением системы относительных единиц и приведением значений параметров элементов расчетной схемы к выбранным базисным условиям в формулы (4.20)–(4.22) целесообразно подставлять U_0 , I_0 , X''_d в относительных единицах при номинальных условиях машины, т. е., соответственно, $U_{0 \text{ ном}}$, $I_{0 \text{ ном}}$, $X''_{d \text{ ном}}$ и при этом $U_{0 \text{ ном}}$ допустимо принимать равным единице. Полученную ЭДС $E''_{0 \text{ ном}}$ следует затем привести к базисным условиям:

$$E''_{0(\delta)} = E''_{0(\text{ном})} \frac{U_{\text{ном}}}{U_{\delta}}.$$

Схему замещения следует путем преобразований привести к простейшему виду и определить результирующую ЭДС E''_{Σ} (или $E''_{\Sigma(\sigma)}$) и результирующее эквивалентное сопротивление X_{Σ} (или $X_{\Sigma(\sigma)}$) относительно расчетной точки КЗ.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ составляет:

$$I'' = \frac{E''_{\Sigma}}{\sqrt{3}X_{\Sigma}}; \quad I''_* = \frac{E''_{\Sigma(6)}}{X_{\Sigma(6)}} I_6, \quad (4.23)$$

где I_6 – базисный ток той ступени напряжения, на которой находится расчетная точка КЗ.

При приближенных расчетах начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ допускается определять, используя формулу

$$I'' = \frac{U}{\sqrt{3}X_{\Sigma}} = \frac{cU_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}X_{\Sigma}} \quad (4.24)$$

или

$$I'' = \frac{c}{X_{\Sigma(6)}} I_6, \quad (4.25)$$

где U – линейное напряжение в точке КЗ к моменту возникновения КЗ; $U_{\text{НОМ}}$ – линейное номинальное напряжение сети, в которой произошло КЗ; c – коэффициент, который рекомендуется принимать: $c = 1,1$ – при определении максимального значения тока КЗ; $c = 1,0$ – при определении минимального значения тока КЗ.

Поскольку сверхпереходные ЭДС близки к единице, в приближенных практических расчетах при любых значениях нагрузки, предшествующей КЗ, часто принимают $E_* = 1$. В тех случаях, когда нагрузку предварительного режима машины требуется учесть, для определения ЭДС используют выражения (4.20)–(4.22).

Начальный ток КЗ рассчитывают в следующем порядке:

- задаются базисными условиями ($S_6; U_6$);
- составляется схема замещения, в которой все элементы расчетной схемы приводят к выбранным базисным условиям (при расчете в ОЕ) или к одной ступени напряжения (при расчете в ИЕ);

– полученную схему замещения путем соответствующих преобразований приводят к простейшему виду и определяют результирующую ЭДС $E''_{*\Sigma}$ (или E''_{Σ}) и результирующее сопротивление $x_{*\Sigma}$ (или x_{Σ}) относительно точки КЗ;

– искомое начальное значение периодической составляющей тока КЗ рассчитывается по формуле (4.23).

4.10. Расчет аperiodической составляющей тока короткого замыкания

Модуль начального значения аperiodической составляющей тока КЗ следует определять как разность мгновенных значений периодической составляющей тока в начальный момент КЗ и тока в момент, предшествующий КЗ.

Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ в общем случае следует принимать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ, т. е.

$$i_{a0} = \sqrt{2}I''_{п}. \quad (4.26)$$

Это выражение справедливо при следующих условиях:

– активная составляющая результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно расчетной точки КЗ значительно меньше индуктивной составляющей, вследствие чего активной составляющей можно пренебречь;

– к моменту КЗ ветвь расчетной схемы, в которой находится расчетная точка КЗ, не нагружена;

– вектор напряжения сети к моменту возникновения КЗ проходит через нуль.

Для определения аperiodической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени предварительно должна быть составлена такая исходная схема замещения, чтобы в ней все элементы исходной расчетной схемы учитывались как индуктивными, так и активными сопротивлениями. При этом синхронные генераторы и компенсаторы, синхронные и асинхронные электродвигатели должны быть учтены индуктивным сопротивлением обратной последовательности (для асинхронных электродвигателей $X_2 \approx X''$) и сопротивлением обмотки статора постоянному току при нормированной рабочей температуре этой обмотки.

Если исходная расчетная схема имеет только последовательно включенные элементы, то апериодическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени следует определять по формуле

$$i_{at} = i_{a0} e^{-0,01/T_a}, \quad (4.27)$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Если исходная расчетная схема (и соответственно схема замещения) является многоконтурной, то апериодическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени следует определять путем решения соответствующей системы дифференциальных уравнений, составленных с учетом как индуктивных, так и активных сопротивлений всех элементов исходной расчетной схемы.

Методика приближенных расчетов апериодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени зависит от конфигурации исходной расчетной схемы и положения расчетной точки КЗ.

Если исходная расчетная схема является многоконтурной, но все источники энергии связаны с расчетной точкой КЗ общим сопротивлением (или схема содержит только один источник энергии), то при приближенных расчетах апериодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени допускается считать, что эта составляющая затухает во времени по экспоненциальному закону с некоторой эквивалентной постоянной времени. Существует несколько методов определения эквивалентной постоянной времени:

1. С использованием составляющих комплексного результирующего эквивалентного сопротивления схемы замещения относительно точки КЗ, измеренного при промышленной частоте:

$$T_{a\text{эКВ}} = \frac{\text{Im}Z_{\text{эКВ}}}{\omega_c \text{Re}Z_{\text{эКВ}}}, \quad (4.28)$$

где $Z_{\text{эКВ}}$ – комплексное результирующее эквивалентное сопротивление схемы замещения при частоте 50 Гц; $\text{Im}Z_{\text{эКВ}}$, $\text{Re}Z_{\text{эКВ}}$ – мнимая и действительная составляющие комплексного результирующего эквивалентного сопротивления.

2. С использованием результирующих эквивалентных сопротивлений схемы замещения относительно расчетной точки КЗ, полученных при поочередном исключении из схемы всех активных, а затем всех индуктивных сопротивлений

$$T_{a \text{ экв}} = \frac{X_{\text{экв}}(R=0)}{\omega_c R_{\text{экв}}(X=0)}, \quad (4.29)$$

где $X_{\text{экв}}(R=0)$ – результирующее эквивалентное сопротивление схемы замещения при учете в ней всех элементов расчетной схемы только индуктивными сопротивлениями, т. е. при исключении всех активных сопротивлений; $R_{\text{экв}}(X=0)$ – результирующее эквивалентное сопротивление схемы замещения при исключении из нее всех индуктивных сопротивлений.

Если расчетная точка КЗ делит исходную расчетную схему на несколько независимых друг от друга частей, то при приближенных расчетах апериодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени ее следует определять как сумму апериодических составляющих токов от отдельных частей схемы, полагая, что каждая из этих составляющих изменяется во времени с соответствующей эквивалентной постоянной времени, т. е.

$$i_{at} = \sum_{i=1}^m i_{a0i} e^{-\frac{t}{T_{a \text{ экв}}}}, \quad (4.30)$$

где m – число независимых частей схемы; i_{a0i} – начальное значение апериодической составляющей тока КЗ от i -й части схемы; $T_{a \text{ экв}}$ – эквивалентная постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ от i -й части схемы.

4.11. Расчет ударного тока короткого замыкания

Способ расчета ударного тока КЗ зависит от требуемой точности расчета и конфигурации исходной расчетной схемы.

Если исходная расчетная схема является многоконтурной, то для получения высокой точности расчета ударного тока КЗ следует решить систему дифференциальных уравнений, составленных для мгновенных значений токов в узлах и падений напряжения в контурах расчетной схемы, и определить максимальное мгновенное значение тока в ветви, в которой находится расчетная точка КЗ.

При расчете ударного тока КЗ с целью проверки проводников и электрических аппаратов по условиям КЗ допустимо считать, что амплитуда периодической составляющей тока КЗ в момент наступления ударного тока равна амплитуде этой составляющей в начальный мо-

мент КЗ. Исключение составляют случаи, когда вблизи расчетной точки КЗ включены асинхронные электродвигатели.

Если исходная расчетная схема содержит только последовательно включенные элементы, то ударный ток следует определять по формуле

$$i_y = \sqrt{2} I_{п0} K_y, \quad (4.31)$$

где K_y – ударный коэффициент, который рекомендуется определять по одной из следующих формул:

$$K_y = 1,02 + 0,98e^{-\frac{3}{X_{\text{ЭКВ}}/R_{\text{ЭКВ}}}}$$

или

$$K_y = 1 + e^{-\frac{0,5\pi + \varphi_K}{X_{\text{ЭКВ}}/R_{\text{ЭКВ}}}},$$

где

$$\varphi_K = \arctg \frac{X_{\text{ЭКВ}}}{R_{\text{ЭКВ}}}.$$

В тех случаях, когда $X_{\text{ЭКВ}}/R_{\text{ЭКВ}} \geq 5$, ударный коэффициент допустимо определять по формуле (4.12).

Если исходная расчетная схема является многоконтурной, причем все источники энергии связаны с расчетной точкой КЗ общим сопротивлением, то при приближенных расчетах ударного тока КЗ рекомендуется использовать формулу (4.31).

В тех случаях, когда исходная расчетная схема является многоконтурной, но расчетная точка КЗ делит ее на несколько независимых частей, то ударный ток допустимо принимать равным сумме ударных токов от соответствующих частей схемы, т. е.

$$i_y = \sqrt{2} \sum_1^m I_{п0i} K_{yi}, \quad (4.32)$$

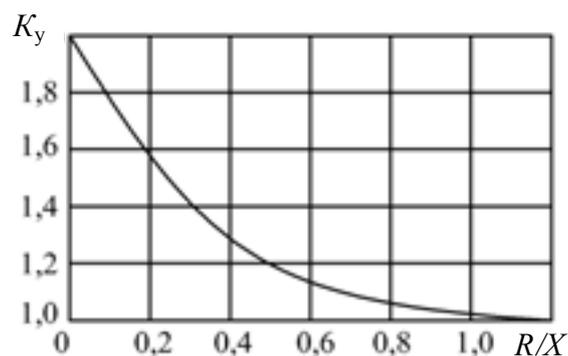
где $I_{п0i}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от i -й части схемы; K_{yi} – ударный коэффициент тока КЗ от i -й части схемы, определяемый по формуле (4.31) или по зависимостям по рис. 4.11.

Если к точности расчета не предъявляется особых требований, то в этих случаях принимают следующие значения постоянной времени и ударного коэффициента:

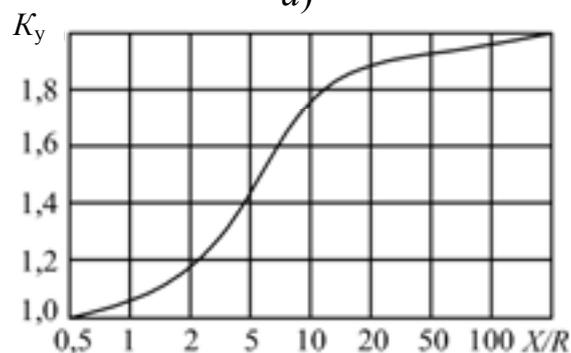
– при КЗ на шинах, питаемых непосредственно от генераторов средней и большой мощности: $T_a = 0,09$ с, $K_y = 1,9$;

– при КЗ в установках и сетях напряжением выше 1 кВ: $T_a = 0,045$ с, $K_y = 1,8$;

– при КЗ на стороне низшего напряжения понижающих трансформаторов мощностью 1,6 МВ · А и ниже: $T_a = 0,008$ с, $K_y = 1,3$.



a)



б)

Рис. 4.11. Зависимость ударного коэффициента K_y от отношения R / X (а), X / R (б)

4.12. Учет и влияние нагрузки в начальный момент короткого замыкания

Важным фактором в начальный момент внезапного нарушения режима является поведение подключенной нагрузки. Влияние нагрузки в начальный момент зависит от значения остаточного напряжения в месте ее присоединения и удаленности от точки КЗ. При $E''_H > U$ на-

грузка является дополнительным источником тока КЗ, и чем ближе она расположена к точке КЗ, тем сильнее сказывается ее роль в питании места повреждения. Поэтому в практических расчетах сверхпереходного тока в точке КЗ и ближайших к ней ветвях учитывают только те нагрузки и отдельные двигатели, которые непосредственно связаны с точкой КЗ или расположены на небольшой электрической удаленности от нее.

При расчетах сверхпереходного режима индивидуально учитываются синхронные генераторы и синхронные компенсаторы, а также мощные синхронные и асинхронные двигатели. Электродвигатели относительно небольшой мощности и все двигатели, связанные с точкой КЗ через трансформаторы или реакторы, относят к обобщенной нагрузке.

Величины сверхпереходных ЭДС и реактивных сопротивлений нагрузки определяются из табл. 4.1.

Таблица 4.1

Сверхпереходные ЭДС и реактивные сопротивления нагрузки

Вид нагрузки	Величина параметров		
	Сверхпереходная ЭДС E''_*	Сверхпереходное сопротивление X''_*	Ударный коэффициент K_y
Асинхронный двигатель мощностью более 5 МВт	0,9	0,2	1,8
Асинхронный двигатель мощностью 0,2–5 МВт	0,9	0,2	1,6
Асинхронный двигатель мощностью менее 0,2 МВт	0,9	0,2	1,0
Обобщенная нагрузка	0,8	0,35	1,0
Перевозбужденный синхронный двигатель	1,1	0,2	1,0–1,8 в зависимости от мощности двигателя
Недовозбужденный синхронный двигатель	0,9–1,0	0,2	То же
Синхронный компенсатор	1,2	0,2	-"-

Пример 4.1

Определить сверхпереходный и ударный токи при КЗ в точке К (рис. 4.12). Расчет произвести с учетом всех присоединенных нагрузок. В схеме замещения (рис. 4.12, б) ЭДС и сопротивления приведены к одним и тем же базисным условиям, при этом $I_б = 9,16$ кА.

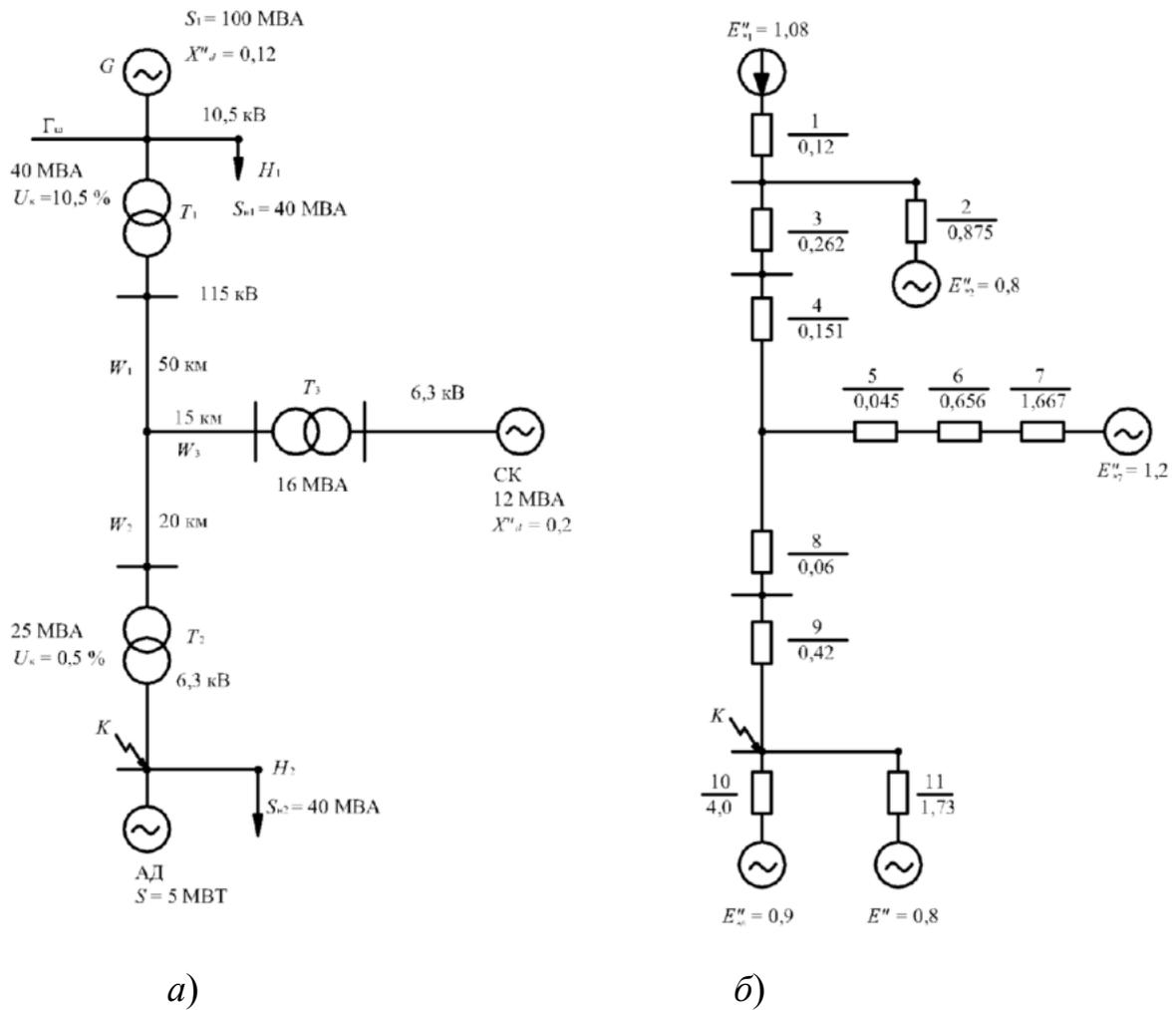


Рис. 4.12. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) СЭС к примеру 4.1

Решение. Упрощая схему замещения, находим:

$$X_{*12} = X_{*1} \parallel X_{*2} = \frac{0,12 \cdot 0,875}{(0,12 + 0,875)} = 0,105;$$

$$E''_{12} = \frac{(E''_{*1} X_{*2} + E''_{*2} X_{*1})}{(X_{*1} + X_{*2})} = \frac{(1,08 \cdot 0,875 + 0,8 \cdot 0,12)}{0,995} = 1,046;$$

$$X_{*13} = X_{*12} + X_{*3} + X_{*4} = 0,105 + 0,262 + 0,151 = 0,518;$$

$$X_{*14} = X_{*5} + X_{*6} + X_{*7} = 0,0454 + 0,656 + 1,667 = 2,367;$$

$$X_{*15} = X_{*13} \parallel X_{*14} = \frac{0,518 \cdot 2,368}{(0,528 + 2,367)} = 0,425;$$

$$E''_{15} = \frac{(E''_{*7} X_{*13} + E''_{*12} X_{*14})}{(X_{*13} + X_{*14})} = \frac{1,2 \cdot 0,518 + 1,0436 \cdot 2,637}{0,518 + 2,637} = 1,074;$$

$$X_{*16} = X_{*15} + X_{*8} + X_{*9} = 0,425 + 0,06 + 0,42 = 0,905.$$

Начальный сверхпереходный ток со стороны трансформатора T2 находится по выражению

$$I''_* = \frac{E''_{*15}}{X_{*16}} = \frac{1,074}{0,905} = 1,187.$$

Ток со стороны синхронного компенсатора:

$$I''_{*c.k} = \frac{I''_* X_{*13}}{(X_{*13} + X_{*14})} = \frac{1,187 \cdot 0,518}{2,885} = 0,213.$$

Ток со стороны генератора и нагрузки Н1:

$$I''_{*ГН1} = \frac{I''_* X_{*14}}{(X_{*13} + X_{*14})} = \frac{1,187 \cdot 2,367}{2,885} = 0,974.$$

Остаточное напряжение в точке Г_ш:

$$U_* = I''_*(X_{*9} + X_{*8}) + I''_{*Г}(X_{*3} + X_{*4}) = \\ = 1,187(0,42 + 0,06) + 0,974(0,262 + 0,151) = 0,973.$$

Поскольку остаточное напряжение в точке Г_ш* = 0,973 и больше ЭДС нагрузки Н1, равной 0,8, то она не является источником питания и ее можно не учитывать.

$$\text{Ток от асинхронного двигателя: } I''_{*АД} = \frac{0,9}{4,0} = 0,225.$$

$$\text{Ток от обобщенной нагрузки Н2: } I''_{*ОН2} = \frac{E''_{*ОН2}}{X_{*11}} = \frac{0,8}{1,73} = 0,457.$$

Ударный ток в точке КЗ с учетом подпитки от АД ($K_y = 1,6$) и ОН2 ($K_y = 1$) будет

$$i_y = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,187 \cdot 9,16 + 1,6 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,225 \cdot 9,16 + \sqrt{2} \cdot 0,457 \cdot 9,16 = \\ = 27,68 + 4,66 + 5,92 = 38,26 \text{ кА.}$$

$$\text{В данном случае участие АД составляет: } \frac{4,66}{38,26} = 12,18 \text{ \%}.$$

Участие обобщенной нагрузки Н2: $\frac{5,92}{38,26} = 15,47\%$.

При более упрощенном расчете, если пренебречь нагрузкой Н1 и синхронным компенсатором СК, ток со стороны трансформатора Т2 будет

$$I'' = \frac{1,08}{(0,12 + 0,262 + 0,151 + 0,06 + 0,42)} = \frac{1,08}{1,013} = 1,066,$$

т. е. эта составляющая оказалась преуменьшенной на $\frac{(1,187 - 1,066)}{1,187} = 10,19\%$.

4.13. Учет СЭС при расчетах токов короткого замыкания

При расчетах токов КЗ учет СЭС часто производится приближенно, считая СЭС источником бесконечной мощности. Такой источник не обладает собственным сопротивлением и напряжение на его зажимах не зависит от режима работы внешних присоединений. Отсюда следует, что изменение полного тока КЗ происходит только вследствие затухания его апериодической составляющей.

При таких условиях для действующего значения периодической составляющей тока КЗ достаточно найти результирующую реактивность X_{Σ} между точкой присоединения источника бесконечной мощности и точкой КЗ. Зная напряжение источника, которое обычно принимается равным среднему напряжению той ступени, где он подключен U_{cp} , величину тока КЗ определяют:

$$I_{п} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3}X_{\Sigma}}, \text{ кА.} \quad (4.33)$$

Если расчет ведется в относительных единицах и принято $U_{б} = U_{cp}$, то

$$I_{п} = \frac{1}{X_{*\Sigma}} I_{б}, \text{ кА.}$$

Такой способ расчета при соизмеримых мощностях исследуемой схемы и СЭС может дать значительную погрешность. Поэтому им можно пользоваться только в случае, если нет другого пути для оцен-

ки влияния СЭС или заведомо известно, что СЭС имеет весьма большую мощность по сравнению с мощностью исследуемой цепи.

Однако имеется другой способ учета СЭС, в котором ее сопротивление приближенно оценивается по известному значению тока КЗ в какой-либо точке схемы. Если известна величина начального тока $I''_{КС}$, кА, или мощности $S''_{КС}$, МВ · А, при трехфазном КЗ, то реактивность системы относительно этого узла определяется

$$X_{КС} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} I''} = \frac{U_{\text{ср}}^2}{S''_{КС}}, \text{ Ом, или } X_{*КС(6)} = \frac{I_6}{I''} = \frac{S_6}{S''_{КС}}, \quad (4.34)$$

где $U_{\text{ср}}$ – среднее напряжение той ступени, где заданы ток I'' или мощность $S_{КС}$. За этой реактивностью считают подключенным источник бесконечной мощности.

Пример 4.2

Для схемы (рис. 4.13, а) определить ударный ток КЗ, наибольшее действующее значение тока КЗ и мощность КЗ для $t = 0$ и $t = 0,3$ с при трехфазном КЗ в точке К1.

Решение. Принимая за $S_6 = 100$ МВ · А, $U_6 = U_{\text{ср}} = 6,3$ кВ, $I_6 = 100 / \sqrt{3} \cdot 6,3 = 9,2$ кА, находим относительные значения реактивных сопротивлений элементов схемы замещения, приведенные к базисным условиям:

$$X_{*1} = \frac{X_0 L S_6}{U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,4 \cdot 60 \cdot 100}{115^2} = 0,18;$$

$$X_{*2} = X_{*3} = \frac{U_{\text{к}} \% S_6}{100 S_{\text{HT}}} = \frac{10,5 \cdot 100}{100 \cdot 16} = 0,656;$$

$$X_{*4} = \frac{X_{\text{р}} \% I_6}{100 I_{\text{Н}}} = \frac{6,0 \cdot 9,2}{100 \cdot 0,4} = 1,38;$$

$$X_{*5} = \frac{X_0 L_{\text{кЛ}} S_6}{U_{\text{кЛ}}^2} = \frac{0,08 \cdot 2 \cdot 100}{6,3^2} = 0,4.$$

Суммарное реактивное сопротивление до точки К1:

$$X_{*\Sigma} = 0,18 + 0,328 + 1,38 + 0,4 = 2,288.$$

Действующее значение периодической составляющей:

$$I = \frac{I_6}{X_{*\Sigma}} = \frac{9,2}{2,288} = 4,02 \text{ кА.}$$

Ударный ток при $K_y = 1,8$ составит:

$$i_y = 1,8 \sqrt{2} \cdot 4,02 = 10,23 \text{ кА.}$$

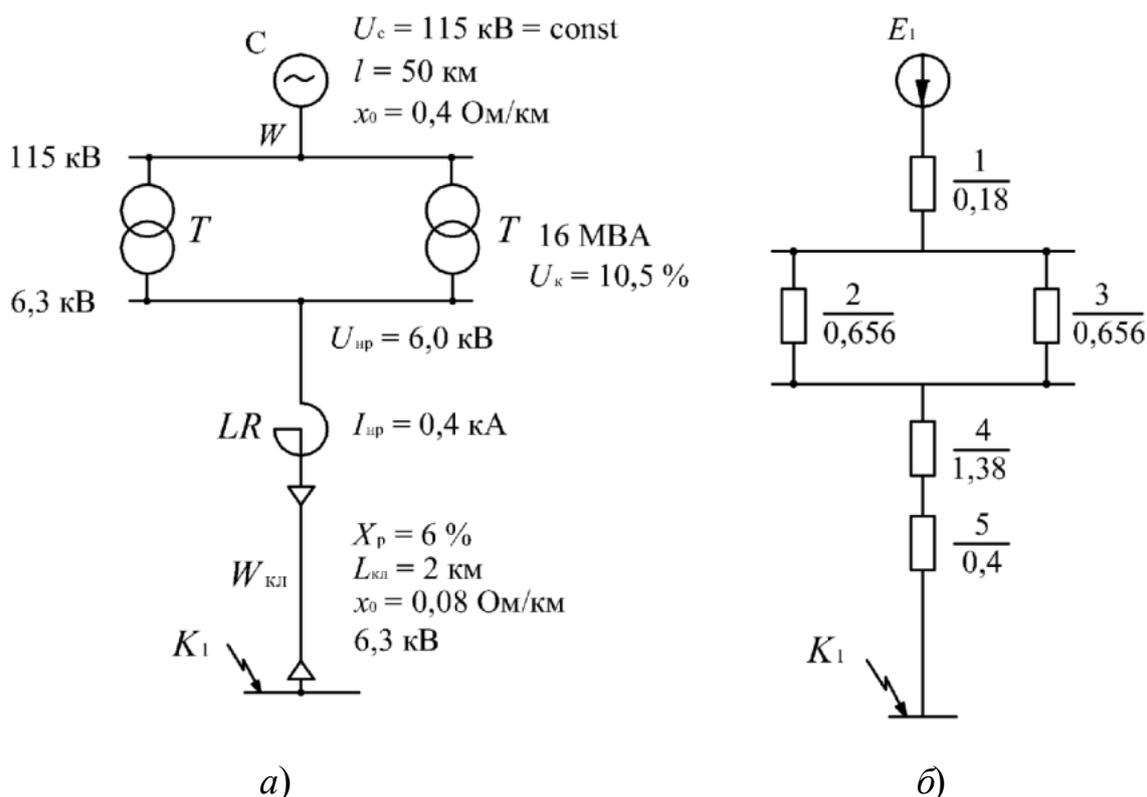


Рис. 4.13. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) к примеру 4.2

При $T_a = 0,045 \text{ с}$ (что соответствует $K_y = 1,8$) аperiodическая составляющая через $t = 0,3 \text{ с}$ практически затухнет и мощность КЗ через $t = 0,3 \text{ с}$ составит:

$$S_K = I_{п} \sqrt{3} U_{ср} = 4,02 \sqrt{3} \cdot 6,3 = 43,87 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

4.14. Расчет установившегося режима короткого замыкания

Установившимся режимом называют такую стадию переходного процесса, при которой произошло затухание всех возникших в

начальный момент КЗ свободных токов в синхронной машине и изменение напряжения на ее зажимах под действием АРВ прекращено. Обычно считают, что этот режим наступает через 3–5 с после возникновения КЗ. При этом предполагается, что скорость вращения машины остается неизменной и равной синхронной. Такое представление установившегося режима является условным, так как установившийся режим в современной ЭЭС фактически не может иметь места благодаря наличию быстродействующих релейных защит.

В настоящее время установившийся режим не является характерным, однако знакомство с ним очень полезно, так как при анализе установившегося режима можно получить в наглядной форме ряд практически важных представлений и соотношений. Поэтому необходимо определить ток КЗ для установившегося режима.

Параметры режима короткозамкнутой цепи при установившемся режиме КЗ можно определить на основании характеристик холостого хода (ХХХ) и короткого замыкания (ХКЗ) синхронной машины, ее синхронных сопротивлений x_d, x_q в продольной и поперечной осях, сопротивление рассеяния статора x_σ и предельного тока возбуждения $I_{*гр}$.

1. ХХХ синхронной машины (рис. 4.14) представляет собой зависимость $E_* = \varphi(I_{*f})$. Она построена в ОЕ, причем за единицу ЭДС принято номинальное напряжение синхронной машины на холостом ходу (т. е. при $U_{*н} = 1$), а за единицу тока возбуждения принят ток возбуждения, при котором напряжение синхронной машины на холостом ходу равно номинальному.

Для ненасыщенной машины связь между ЭДС E_* и током возбуждения прямолинейная и выражается зависимостью (рис. 4.14):

$$E_* = cI_{*f}; \quad c = \frac{MD}{ED}, \quad (4.35)$$

где c – коэффициент пропорциональности, численно равный ЭДС в относительных величинах ненасыщенной машины при токе возбуждения равном единице. Среднее значение c для турбогенераторов (ТГ) – 1,2, а для гидрогенераторов (ГГ) – 1,06.

2. Вместо x_d может быть задано отношение КЗ κ_c , которое представляет собой относительный установившийся ток КЗ $I_{*∞}$, когда машина замкнута накоротко на выводах, а ток возбуждения равен единице. Величина κ_c определяет ординату второй точки F , через которую проходит прямая OF , представляющая характеристику КЗ машины (рис. 4.14):

$$\kappa_c = \frac{I_\infty}{I_{\text{НОМ}}} (I_{*f} = 1). \quad (4.36)$$

Среднее значение κ_c для турбогенераторов равно 0,7, для гидрогенераторов – 1,1.

Реактивность x_d складывается из сопротивления рассеяния фазы статора x_σ и сопротивления продольной реакции статора x_{ad} . Учитывая небольшое насыщение машины и приближенность расчета установившегося режима КЗ, заменим действительную XXX прямой, проходящей через начало координат и точку E с координатами (1;1) (прямая OE на рис. 4.14). При таком спрямлении XXX имеем: $E_* = I_{*f}$; $x_d = 1/\kappa_c$.

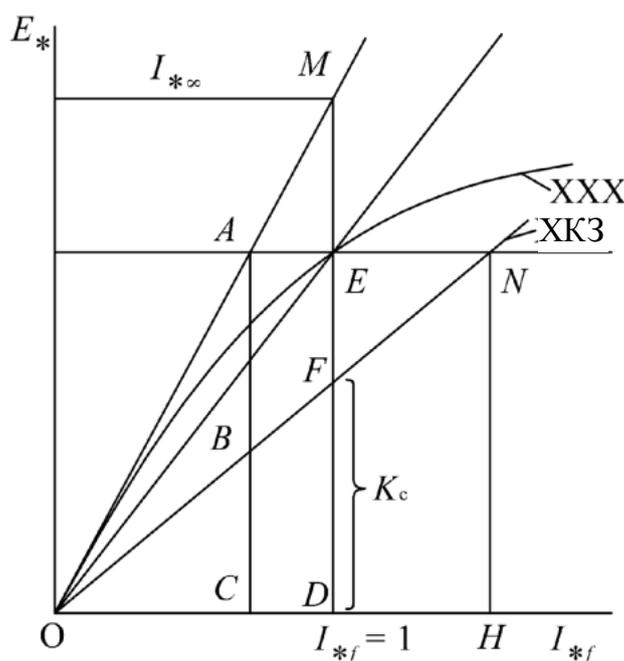


Рис. 4.14. Характеристики холостого хода и КЗ генератора

3. Индуктивное сопротивление рассеяния x_σ зависит от конструкции синхронной машины. Для ТГ среднее значение $x_\sigma = 0,1-0,15$, а для ГГ – 0,15–0,25.

Связь между κ_c и x_d вытекает из условия КЗ на зажимах машины, а также из подобия $\triangle OBC$ и $\triangle ONH$, т. е.

$$x_d = c/\kappa_c. \quad (4.37)$$

4. Для машин с АРВ характерным параметром является предельный ток возбуждения – это наибольшее значение тока возбужде-

ния при форсировке. Величина его зависит от типа системы возбуждения и находится в пределах $I_{*гр} = 3-5$, что примерно в 2 раза больше тока возбуждения машин при номинальной нагрузке.

Влияние и учет нагрузки. При установившемся режиме КЗ влияние нагрузки проявляется в следующем.

1. Предварительно нагруженный генератор имеет бóльшую ЭДС, чем генератор, работающий на холостом ходу.

2. Оставаясь присоединенной к сети, нагрузка может существенно изменить распределение токов в схеме.

Из простейшей схемы рис. 4.15, а видно, что нагрузка шунтирует поврежденную ветвь и тем самым уменьшает внешнее сопротивление цепи статора. Это приводит к увеличению тока генератора, уменьшению его напряжения и, соответственно, к уменьшению тока в месте КЗ. С увеличением удаленности КЗ влияние нагрузки сказывается сильнее. Нагрузка, присоединенная непосредственно к точке КЗ, в установившемся режиме не играет никакой роли.

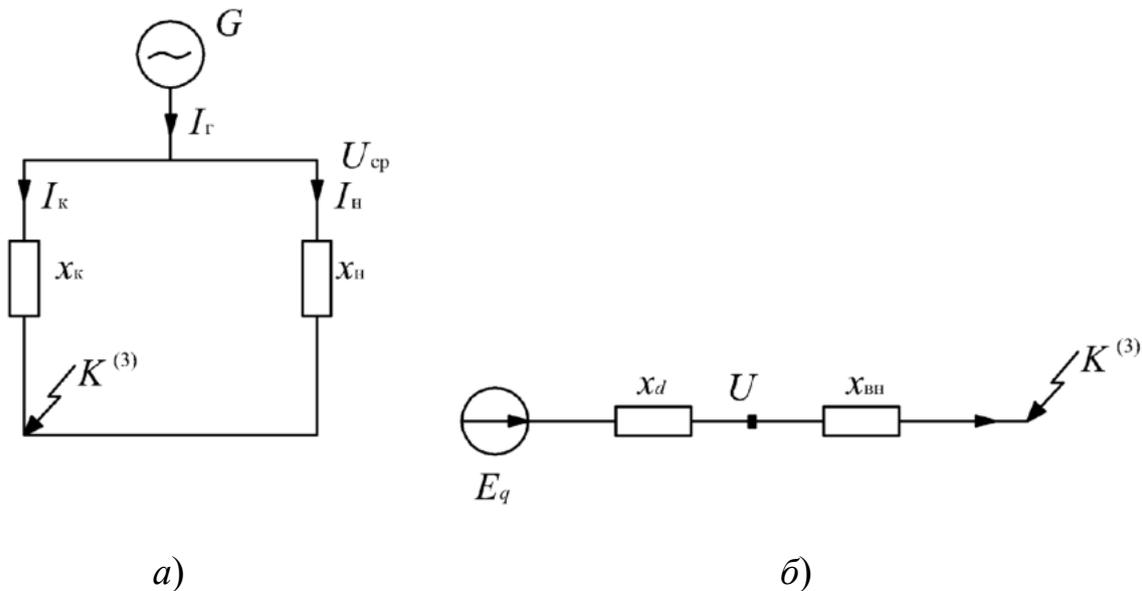


Рис. 4.15. Простейшая схема СЭС, поясняющая влияние и учет нагрузки при трехфазном КЗ

Промышленная нагрузка состоит преимущественно из асинхронных двигателей, сопротивление которых резко зависит от скольжения, которое, в свою очередь, определяется напряжением на зажимах двигателя в рассматриваемом аварийном режиме. Эти зависимости нелинейны, что сильно усложняет достаточно точный учет нагрузки.

Поэтому для упрощения практических расчетов нагрузку учитывают приближенно, характеризуя ее некоторым постоянным сопротивлением.

На рис. 4.15, б генератор с ЭДС E_q и реактивностью x_d работает на чисто индуктивную цепь, реактивность которой $x_{вн}$. Для напряжения генератора можно написать, с одной стороны,

$$U = E_q - Ix_d, \quad (4.38)$$

а с другой стороны,

$$U = Ix_{вн}. \quad (4.39)$$

Сопротивление нагрузки можно определить из совместного решения (4.38) и (4.39), положив $x_{вн} = x_{нагр}$ и $U = U_{ном}$, что приводит к выражению

$$x_{*нагр} = \frac{x_d U_{ном}}{E_q - U_{ном}}. \quad (4.40)$$

Как видно, величина $x_{*нагр}$ определяется параметрами генератора, причем влияние коэффициента мощности нагрузки сказывается в скрытом виде – через значение E_q . При средних значениях параметров типовых генераторов, работающих с полной нагрузкой при $\cos \varphi = 0,8$, относительная величина сопротивления нагрузки после округления результатов подсчета по выражению (4.40) составляет $x_{*нагр} = 1,2$. Эта величина отнесена к полной мощности нагрузки и к среднему напряжению ступени, где присоединена данная нагрузка. ЭДС нагрузки в установившемся режиме трехфазного КЗ принимается равной нулю.

Аналитический расчет при отсутствии в схеме генераторов с АРВ. Когда генераторы не имеют АРВ, расчет установившегося режима трехфазного КЗ сводится к определению токов и напряжений в линейной схеме. Порядок расчета следующий:

- задаемся базисными условиями ($S_б$ и $U_б$);
- составляется схема замещения, в которую активные элементы

(генераторы) вводятся ЭДС E_q и сопротивлением $\frac{x_d S_б}{S_{ном}}$, нагрузкой –

$E_n = 0$ и $x_n = \frac{1,2 S_б}{S_{ном}}$, а пассивные элементы (трансформаторы, авто-

трансформаторы, воздушные и кабельные линии, реакторы) – только своими сопротивлениями;

– схема замещения преобразуется к простейшему виду, т. е. все сопротивления схемы замещения заменяются одним результирующим x_{Σ} с приложенной за ним эквивалентной ЭДС $E_{\text{экв}}$;

– пользуясь законом Ома, по результирующим ЭДС и сопротивлению определяется установившийся ток $I_{\infty}^{(3)} = \frac{E_{\text{экв}} I_{\text{б}}}{x_{\Sigma}}$.

Аналитический расчет при наличии в схеме генераторов с АРВ. Снижение напряжения при КЗ приводит в действие АРВ, которое стремится поддерживать напряжение на выводах генераторов на уровне номинального путем увеличения тока возбуждения. Поэтому можно заранее предвидеть, что токи и напряжения при этих условиях всегда больше, чем при отсутствии АРВ. Однако величина тока возбуждения у генераторов ограничена предельным током возбуждения $I_{*f_{\text{пр}}}$.

Следовательно, для каждого генератора можно установить наименьшую величину внешней реактивности при КЗ, за которой генератор при предельном возбуждении обеспечивает нормальное напряжение на своих выводах. Такую реактивность называют критической $x_{*_{\text{кр}}}$, которая может быть определена по выражению

$$x_{*_{\text{кр}}} = \frac{x_d U_{*_{\text{н}}}}{E_{*_{q_{\text{пр}}}} - U_{*_{\text{н}}}}, \quad (4.41)$$

и связанный с ней ток

$$I_{*_{\text{кр}}} = \frac{U_{*_{\text{н}}}}{x_{*_{\text{кр}}}}. \quad (4.42)$$

Относительное значение $E_{*_{q_{\text{пр}}}} = I_{*_{f_{\text{пр}}}}$ известно по каталожным данным системы возбуждения генераторов.

Среднее значение $x_{*_{\text{кр}}}$ для типовых генераторов при номинальных условиях составляет 0,5, а критического тока – 2.

В установившемся режиме трехфазного КЗ генератор, имеющий АРВ, может оказаться в одном из двух режимов – предельного возбуждения и нормального напряжения. Зная $x_{*_{\text{кр}}}$, достаточно сопоставить с ней внешнюю реактивность $x_{*_{\text{вн}}}$, чтобы решить вопрос, в каком режиме работает генератор.

Внешняя реактивность представляет собой суммарное сопротивление всех элементов сети, по которым протекает ток, от выводов генератора до точки КЗ.

При сравнении $x_{*ВН}$ и $x_{*кр}$ следует помнить, что они должны быть приведены к общим базисным условиям.

В табл. 4.2 сведены все соотношения, характеризующие указанные выше режимы работы генераторов при КЗ. Порядок расчета следующий:

- составляется схема замещения;
- определяются параметры $x_{*ВН}$ и $x_{*кр}$;
- сравнивая между собой реактивности, определяют режим работы генератора;
- в режиме предельного возбуждения генератор вводится в схему замещения параметрами $E_{*fпр}$ и $x_{Г} = \frac{x_d S_{б}}{S_{ном}}$;
- в режиме нормального напряжения генератор вводится в схему замещения $E_* = 1$ и $x_{Г} = 0$;
- определяется $I_{*∞}^{(3)}$ по выражениям, приведенным в табл. 4.2.

Таблица 4.2

Соотношения параметров, характеризующие режимы генераторов с АРВ

Режим предельного возбуждения	Режим нормального напряжения
$x_{*ВН} < x_{*кр}; I_{*f} = I_{*fпр}; U_* < U_{*н}$	$x_{*ВН} > x_{*кр}; I_{*f} < I_{*fпр}; U_* < U_{*н}$
$I_{*∞}^{(3)} = \frac{E_{*fпр}}{x_{\Sigma}}$	$I_{*∞}^{(3)} = \frac{1}{x_{*ВН}}$

Расчет установившегося режима в сложных схемах. В схеме с несколькими генераторами, ток от которых протекает по общим для них ветвям, понятие внешней реактивности $x_{*ВН}$ для каждого генератора с АРВ в отдельности теряет смысл. Поэтому здесь нельзя однозначно определить возможный режим работы каждого генератора относительно точки КЗ.

В этих случаях расчет ведется путем последовательного приближения, задаваясь для каждого генератора, в зависимости от его удаленности от точки КЗ, режимом предельного возбуждения или режимом нормального напряжения. В первом случае генератор вводится в схему с замещением параметрами E_{qnp} и x_d , во втором – $E = 1$ и $x_d = 0$. Затем производится расчет установившегося режима.

После этого делается проверка выбранных режимов, которая заключается в сопоставлении найденных для этих генераторов токов с их критическими токами. Для режима предельного возбуждения должно выполняться условие $I_{\Gamma} > I_{кр}$, а для режима нормального напряжения – $I_{\Gamma} < I_{кр}$.

Если в результате проверки оказалось, что режимы некоторых генераторов выбраны неверно, то после их корректировки нужно сделать повторный расчет с последующей проверкой, и так до тех пор, пока для каждого из генераторов полученные в результате расчетов и принятые режимы не совпадут.

Пример 4.3

Определить величину установившегося тока при трехфазном КЗ в точке $K^{(3)}$ (рис. 4.16). Произвести расчет аналитически для двух случаев: генератор в схеме без АРВ и генератор снабжен АРВ.



$$S_{\Gamma} = 120 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$S_T = 120 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$$L = 50 \text{ км}$$

$$\cos \varphi = 0,8$$

$$U_K = 10,5\%$$

$$X_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$$

$$c = 1,2$$

$$k_c = 0,7$$

Рис. 4.16. Расчетная схема к примеру 4.3

Решение. Выполним расчет в ОЕ.

Для расчета параметров элементов схемы примем следующие базисные условия: $S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_6 = 115 \text{ кВ}$; $I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}$.

Определим параметры элементов СЭС $X_{\text{вн}}$ в относительных единицах.

Сопротивление трансформатора

$$X_2 = \frac{U_K \%}{100} \frac{S_\sigma}{S_T} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{120} = 0,0875.$$

Сопротивление воздушной линии

$$X_3 = X_0 L \frac{S_\sigma}{U_{\text{ЛЭП}}^2} = 0,4 \cdot 50 \frac{100}{115^2} = 0,151.$$

1. Генератор в схеме без АРВ

Предположим, что в системе генератор до КЗ в точке $K^{(3)}$ работал с номинальными параметрами. В этом случае для расчета установившегося режима КЗ генератор будет введен в схему замещения (рис. 4.17) следующими ЭДС и сопротивлением:

$$E_{*1} = \sqrt{(U_* \cos \varphi)^2 + (U_* \sin \varphi + I_{*\text{НОМ}} c / K_c)^2} = \\ = \sqrt{(1 \cdot 0,8)^2 + (1 \cdot 0,6 + 1 \cdot 1,2 / 0,7)^2} = 2,45;$$

$$X_1 = \frac{X_d S_\sigma}{S_\Gamma} = \frac{c}{K_c} \frac{S_\sigma}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{1,2}{0,7} \frac{100}{120} = 1,43.$$

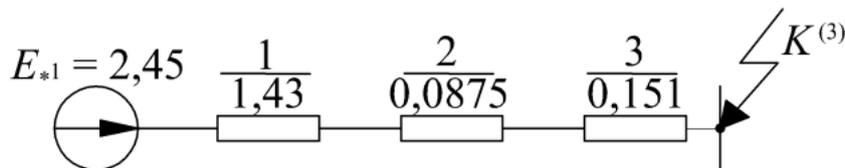


Рис. 4.17. Схема замещения к примеру 4.3

Упрощая схему, получим (рис. 4.18):

$$X_4 = X_1 + X_2 + X_3 = 1,43 + 0,0875 + 0,151 = 1,67.$$

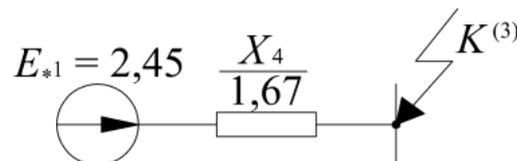


Рис. 4.18. Результирующая схема замещения

По результирующим E_1 и X_4 относительно места повреждения определяем относительное значение установившегося тока трехфазного КЗ:

$$I_{*\infty}^{(3)} = \frac{E_1}{X_4} = \frac{2,45}{1,67} = 1,467.$$

Установившийся ток КЗ в именованных единицах:

$$I_{\infty}^{(3)} = I_{*\infty}^{(3)} I_{\bar{6}} = 1,467 \cdot 0,502 = 0,736 \text{ кА.}$$

2. Генератор в АРВ

Для определения режима работы генератора вычислим внешние и критические реактивности, приведенные к базисным условиям, а также критический ток:

$$X_{\text{вн}} = X_2 + X_3 = 0,0875 + 0,151 = 0,238;$$

$$X_{*\text{кр}G} = \frac{X_{*\text{кр}} S_{\bar{6}}}{S_{\Gamma}} = 0,5 \frac{100}{120} = 0,417;$$

$$I_{*\text{кр}G} = \frac{U_*}{X_{*\text{кр}G}} = \frac{1}{0,417} = 2,40.$$

Так как $X_{\text{вн}} = 0,238 < X_{*\text{кр}G} = 0,417$, генератор работает в режиме предельного возбуждения. Относительное значение $E_{*1} = I_{*\text{фпр}}$ известно по каталожным данным системы возбуждения генераторов. В этом случае генератор вводится в схему замещения следующими параметрами:

$$E_{*1} = I_{*\text{фпр}} = 3; \quad X_{*\Sigma} = 0,238 + 0,417 = 0,655.$$

Относительный установившийся ток КЗ

$$I_{*\infty}^{(3)} = \frac{E_{*1}}{X_{*1}} = \frac{3,0}{0,655} = 4,58.$$

Установившийся ток КЗ в именованных единицах

$$I_{\infty}^{(3)} = 4,58 \cdot 0,502 = 2,3 \text{ кА.}$$

4.15. Практический метод расчета переходного процесса трехфазного короткого замыкания

Общие положения. В реальных СЭС с несколькими генераторами точный расчет процесса КЗ усложняется при наличии возникающих качаний генераторов с учетом несимметрии их параметров в продольной и поперечной осях.

Аналитические способы расчета токов КЗ позволяют вычислить начальные значения сверхпереходного тока, ударный ток и установившийся ток КЗ. Все промежуточные значения токов КЗ определяются довольно громоздко. Поэтому на практике для вычисления токов КЗ в произвольный момент времени используют метод типовых кривых, позволяющий определить ток КЗ весьма просто и с достаточной для инженерных расчетов точностью.

Метод типовых кривых позволяет с приемлемой точностью (ошибка не превышает 10 %) вычислить значение тока в аварийной ветви в произвольный момент переходного процесса.

При применении метода типовых кривых с целью уменьшения вычислительной работы приходится идти по пути упрощения задачи. С этой целью дополнительно принимаются допущения:

- закон изменения периодической составляющей тока КЗ, установленный для схемы с одним генератором, считается таким же и при произвольном числе генераторов;

- ротор каждого генератора симметричен, т. е. параметры машины одинаковы при любом положении ротора ($x_d = x_q$), что позволяет оперировать с ЭДС, напряжениями и токами без разложения их на продольные и поперечные составляющие.

Расчет токов КЗ методом типовых кривых производится с учетом влияния нагрузки.

Для приближенного расчета периодической составляющей тока КЗ в любой момент времени в течение многих лет широко применялся метод расчетных кривых. Этот метод был разработан применительно к существующим в то время условиям: мощность самого крупного генератора составляла 100 МВт, все генераторы имели воздушное охлаждение; однотипные генераторы независимо от их мощности имели практически одинаковые (в относительных единицах) параметры (например, сверхпереходное сопротивление X''_{*d} турбогенераторов составляло 0,12–0,13, гидрогенераторов с демпферными обмотками – 0,19–0,22), что позволяло говорить о «типовом» турбо-

или гидрогенераторе; все генераторы имели электромашинную систему возбуждения; большая часть энергии, вырабатываемой генераторами, распределялась на генераторном напряжении; коэффициент мощности всех синхронных генераторов составлял 0,8. Кроме того, при построении расчетных кривых было принято, что до КЗ генератор работал с номинальной нагрузкой и вся энергия потреблялась на генераторном напряжении.

В последнее время развитие энергетики происходит в основном за счет установки на электростанциях генераторов мощностью 300–1200 МВт с параметрами, существенно отличающимися от параметров тех генераторов, для которых были построены расчетные кривые. В частности, современные турбогенераторы имеют значительно большее сверхпереходное сопротивление. Большая часть энергии, вырабатываемой генераторами, передается потребителям при повышенных напряжениях (на генераторном напряжении потребляется лишь небольшая часть энергии, расходуемая в системе собственных нужд электростанции). Поэтому для расчета КЗ в современных ЭЭС расчетные кривые не применимы.

Типовыми кривыми называют графические зависимости, отражающие при заданной электрической удаленности точки КЗ, изменение во времени относительного значения периодической составляющей тока КЗ источника

$$I_{пт} / I_{\Gamma}'' = f(t) \text{ при } I_{\Gamma}'' / I_{\Gamma \text{ ном}} = \text{var.} \quad (4.43)$$

При приближенных расчетах токов КЗ для определения действующего значения периодической составляющей тока КЗ от синхронных генераторов в произвольный момент времени при радиальной расчетной схеме следует применять метод типовых кривых. Он основан на использовании кривых изменения во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, т. е. $I_{пт} / I_{\Gamma}'' = f(t)$, построенных для разных удаленностей точки КЗ. При этом электрическая удаленность точки КЗ от синхронной машины характеризуется отношением действующего значения периодической составляющей тока генератора в начальный момент КЗ к его номинальному току, т. е.

$$I_{*п0(\text{ном})} = \frac{I_{п0}}{I_{\text{ном}}}; \quad I_{*п0(\text{б})} = \frac{I_{\text{б}}}{I_{\text{ном}}}, \quad (4.44)$$

где $I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ от генератора в относительных единицах при выбранных базисных условиях.

На рис. 4.19–4.22 приведены типовые кривые $\gamma_t = f(t)$ для различных групп турбогенераторов с учетом современной тенденции оснащения генераторов разных типов определенными системами возбуждения.

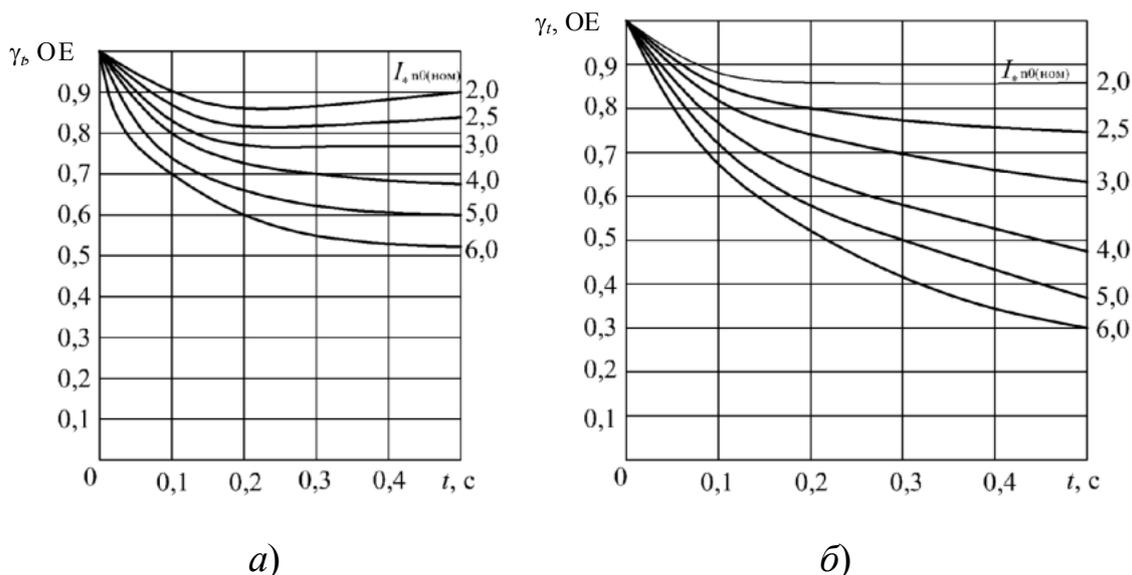


Рис. 4.19. Типовые кривые изменения периодической составляющей тока КЗ от турбогенераторов с тиристорной независимой системой возбуждения (а) и с тиристорной системой самовозбуждения (б)

На рис. 4.19, а представлены типовые кривые для турбогенераторов с тиристорной независимой системой возбуждения (СТН). При построении кривых приняты кратность предельного напряжения возбуждения $K_{uf} = 2,0$ и постоянная времени нарастания напряжения возбуждения при форсировке возбуждения $T = 0,02$ с.

На рис. 4.19, б представлены типовые кривые для турбогенераторов с тиристорной системой параллельного самовозбуждения (СТС). При построении этих кривых приняты $K_{uf} = 2,5$ и $T = 0,02$ с.

На рис. 4.20, а представлены типовые кривые для турбогенераторов с диодной независимой (высокочастотной) системой возбуждения (СДН). При построении кривых приняты $K_{uf} = 2,0$ и $T = 0,2$ с.

На рис. 4.20, б представлены типовые кривые для турбогенераторов с диодной бесщеточной системой возбуждения (СДБ). При построении кривых приняты $K_{uf} = 2,0$ и $T = 0,15$ с.

Все кривые получены с учетом насыщения стали статора, насыщения путей рассеяния статора, вызванного апериодической составляющей тока статора, эффекта вытеснения токов в контурах ротора и регулирования частоты вращения ротора турбины. При этом предполагалось, что до КЗ генератор работал в номинальном режиме.

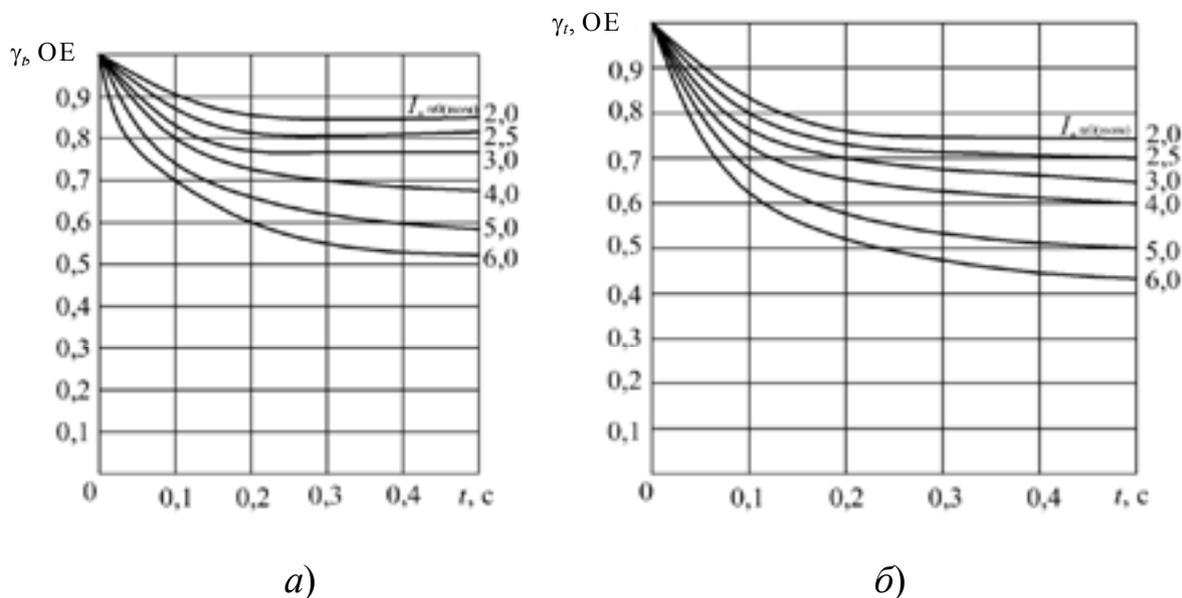


Рис. 4.20. Типовые кривые изменения периодической составляющей тока КЗ от турбогенераторов с диодной независимой (высокочастотной) системой возбуждения (а) и от турбогенераторов с диодной бесщеточной системой возбуждения (б)

Типовые кривые учитывают изменение действующего значения периодической составляющей тока КЗ, если отношение действующего значения периодической составляющей тока генератора в начальный момент КЗ к его номинальному току равно или больше двух. При меньших значениях этого отношения следует считать, что действующее значение периодической составляющей тока КЗ не изменяется во времени, т. е. $I_{пт} = I_{п0} = \text{const}$.

Расчет действующего значения периодической составляющей тока КЗ от синхронного генератора в произвольный (фиксированный) момент времени с использованием метода типовых кривых рекомендуется вести в следующем порядке:

1. По исходной расчетной схеме составляется эквивалентная схема замещения для определения начального значения периодической составляющей тока КЗ, в которой синхронную машину следует

учесть предварительно приведенными к базисной ступени напряжения или выраженными в относительных единицах при выбранных базисных условиях сверхпереходным сопротивлением и сверхпереходной ЭДС. С помощью преобразований привести схему к простейшему виду и определить действующее значение периодической составляющей тока в начальный момент КЗ.

2. Используя формулу (4.44), определяем значение величины $I_{*п0(ном)}$, характеризующей электрическую удаленность расчетной точки КЗ от синхронной машины.

3. Исходя из типа генератора и его системы возбуждения, выбираем соответствующие типовые кривые и по найденному значению $I_{*п0(ном)}$ выбираем необходимую кривую (при этом допустима линейная экстраполяция в области смежных кривых).

4. По выбранной кривой для заданного момента времени определяем коэффициент $\frac{I_{пт}}{I_{\Gamma}''} = \gamma(t)$ при $\frac{I_{\Gamma}''}{I_{\Gamma(ном)}''} = \text{var.}$

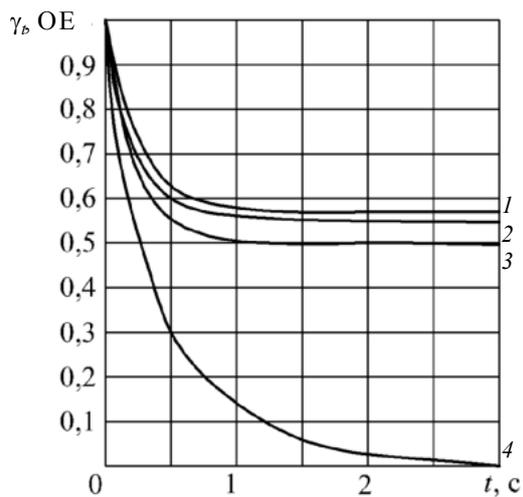
5. Определяем искомое значение периодической составляющей тока КЗ от синхронной машины в заданный момент времени:

$$I_{пт} = \gamma_t I_{п0(б)} I_{б}, \quad (4.45)$$

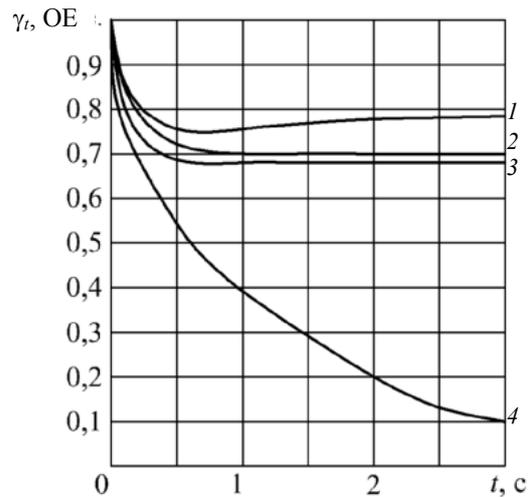
где $I_{б}$ – базисный ток той ступени напряжения сети, на которой находится расчетная точка КЗ.

Если исходная расчетная схема содержит несколько однотипных синхронных генераторов, находящихся в одинаковых условиях по отношению к расчетной точке КЗ, то порядок расчета периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени аналогичен изложенному ранее, только при определении значения $I_{п0(ном)}$ по формуле (4.44) в нее вместо $S_{ном}$ следует подставлять сумму номинальных мощностей всех этих генераторов.

В тех случаях, когда расчетная продолжительность КЗ превышает 0,5 с, для расчета периодической составляющей тока в произвольный момент времени при КЗ на выводах турбогенераторов допустимо использовать кривые $\gamma_t = f(t)$, приведенные на рис. 4.21, а, при КЗ на стороне высшего напряжения блочных трансформаторов – кривые, приведенные на рис. 4.21, б.



a)



б)

Рис. 4.21. Типовые кривые изменения периодической составляющей тока КЗ от турбогенераторов с различными системами возбуждения при трехфазных КЗ на выводах генераторов (а) и при КЗ на стороне высшего напряжения блочных трансформаторов (б): кривая 1 относится к турбогенераторам с диодной бесщеточной системой возбуждения; кривая 2 с тиристорной независимой системой возбуждения; кривая 3 с диодной независимой (высокочастотной) системой возбуждения; кривая 4 – с тиристорной системой самовозбуждения

Для приближенного определения действующего значения периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени от синхронных генераторов напряжением 6–10 кВ в автономных системах электроснабжения следует использовать типовые кривые, представленные на рис. 4.22.

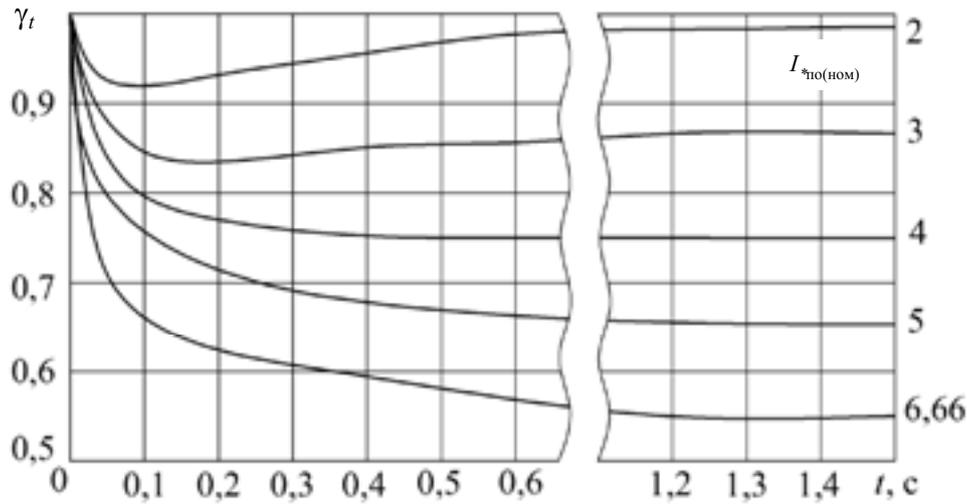


Рис. 4.22. Типовые кривые изменения периодической составляющей тока КЗ от синхронного генератора напряжением 6–10 кВ автономной системы электроснабжения

Пример 4.4

Определить ток трехфазного КЗ в точке K СЭС, схема которой изображена на рис. 4.23, a , в момент времени $t = 0,2$ с. Генераторы имеют диодную независимую систему возбуждения.

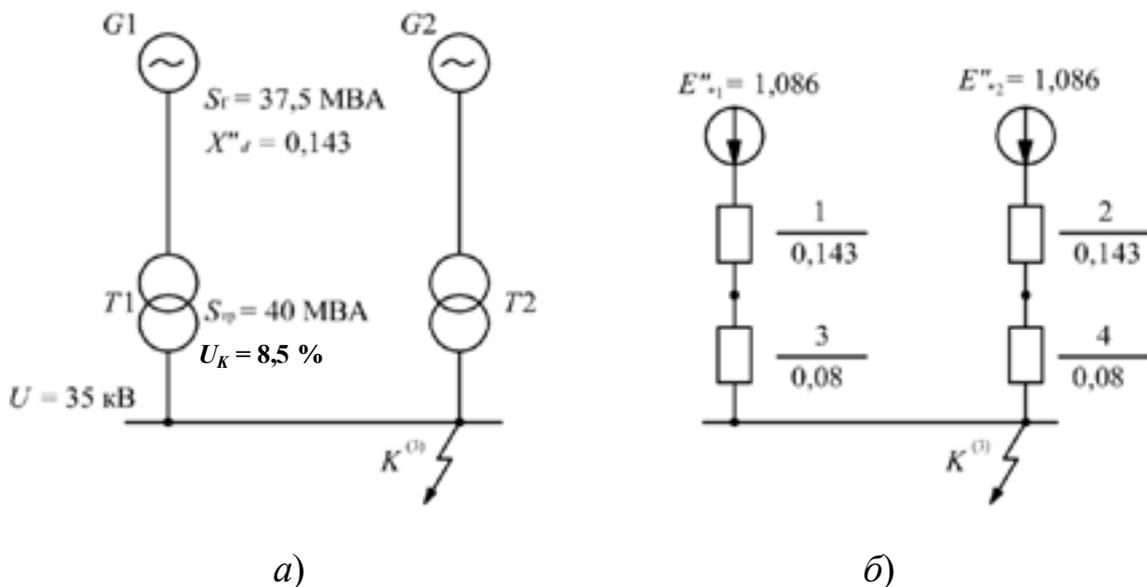


Рис. 4.23. Расчетная схема (a) и схема замещения (b) к примеру 4.4

Решение. Сопротивления элементов схемы замещения (рис. 4.23, б) в ОЕ при

$$S_{\bar{6}} = 37,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}, U_{\bar{6}} = 37 \text{ кВ} \text{ и } I_{\bar{6}} = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3}U_{\bar{6}}} = \frac{37,5}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,585 \text{ кА.}$$

$$x_1 = x_2 = \frac{x_d'' S_{\bar{6}}}{S_{\Gamma}} = \frac{0,143 \cdot 37,5}{37,5} = 0,143;$$

$$x_3 = x_4 = \frac{U_K S_{\bar{6}}}{100 S_{Tp}} = \frac{8,5 \cdot 37,5}{100 \cdot 40} = 0,08.$$

Номинальный ток одного генератора, приведенный к стороне 35 кВ:

$$I_{\Gamma \text{ ном}} = \frac{S_{\Gamma}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{37,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,619 \text{ кА.}$$

Оба генератора находятся в одинаковых условиях относительно точки КЗ. Поэтому рассматриваем их как эквивалентный генератор с результирующим сопротивлением

$$x_{*рез} = \frac{x_1 + x_3}{2} = \frac{0,143 + 0,08}{2} = 0,111.$$

Начальный ток, создаваемый эквивалентным генератором, при трехфазном КЗ в точке К

$$I_{\Gamma}^{(3)} = \frac{E'' I_{\bar{6}}}{x_{*рез}} = \frac{1,086 \cdot 0,585}{0,111} = 5,725 \text{ кА.}$$

Отношение тока эквивалентного генератора при трехфазном КЗ к номинальному току отдельных генераторов

$$\frac{I_{\Gamma}^{(3)}}{2I_{\Gamma \text{ ном}}} = \frac{5,725}{2 \cdot 0,619} = 4,62.$$

По кривым рис. 4.20 для $t = 0,2$ с находим $\gamma_t = \frac{I_{пт}}{I_{\Gamma}''} = 0,7$.

Ток трехфазного КЗ в точке К, создаваемый эквивалентным генератором, в момент времени $t = 0,2$ с составит

$$I_{пт=0,2} = \gamma_{t=0,2} I_{\Gamma}^{(3)} = 0,7 \cdot 5,725 = 4,01 \text{ кА.}$$

Расчет тока КЗ по его общему или индивидуальному изменению. Если в расчетной схеме ЭЭС точка КЗ питается от нескольких источников, то следует оценить возможность уменьшения их количества, располагая сведениями об их типе, мощности и электрической удаленности относительно точки КЗ. Различают расчет периодической составляющей тока КЗ по его общему изменению, если количество источников удастся сократить, и индивидуальному изменению, если необходимо вычислять составляющие тока КЗ от каждого или эквивалентных (объединенных однотипных) генераторов.

Расчет тока КЗ по общему изменению заключается в замене однотипных и одинаково электрически удаленных генераторов эквивалентными с последующим определением периодической составляющей тока КЗ для каждого из этих эквивалентных генераторов. Его выполняют в следующем порядке:

1. По исходной расчетной схеме составляют схему замещения ЭЭС для определения начального значения периодической составляющей тока КЗ (т. е. схему, в которую генераторы входят сверхпереходными сопротивлениями и ЭДС, найденными с учетом предшествующей нагрузки генераторов).

2. Находят результирующее сопротивление генерирующих ветвей относительно точки КЗ и определяют значение периодических составляющих тока генераторов в начальный момент КЗ.

3. Оценивают электрическую удаленность точки КЗ от каждого источника для независимых генерирующих ветвей, не связанных с точкой КЗ общим сопротивлением.

4. Выбирают метод определения тока КЗ: при оценке электрической удаленности $\left(x_{*расч} > 3 \text{ или } \frac{I_{шт}}{I_{Гном}} \leq 1 \right)$ ток, создаваемый экви-

валентным генератором, вычисляют по формуле $I''^{(3)} = \frac{I_{б}}{x_{*рез.б}}$; для

электрически близких точек КЗ в зависимости от характеристик эквивалентного генератора используются типовые кривые.

Расчет тока КЗ по индивидуальному изменению состоит в определении токов КЗ, создаваемых разнотипными генераторами или электростанциями с разной удаленностью их от точки КЗ. Периодические составляющие токов КЗ отдельных генераторов изменяются во времени неодинаково. Если вычислять токи КЗ, создаваемые разнотипными генераторами с разной удаленностью от точки КЗ, через

общее результирующее сопротивление, то расчет может иметь большую погрешность. Предельное отклонение результатов расчета по общему изменению периодической составляющей тока КЗ характеризуется отношением начального сверхпереходного тока к периодической составляющей тока источника в момент времени t при КЗ на зажимах генератора. Для турбогенераторов даже при малых промежутках времени (до 2 с) расчет приводит к существенным погрешностям (отношение $I''/I_{пт}$ достигает трех). Для гидрогенераторов предельные ошибки такого расчета гораздо меньше.

Если характеристики источников позволяют использовать для расчета тока КЗ типовые кривые, то в случае независимых генерирующих ветвей можно воспользоваться также рекомендациями последовательности расчета по общему изменению тока КЗ.

Преобразование схемы выполняют с использованием коэффициентов распределения тока. Источники, непосредственно связанные с точкой КЗ, а также источники бесконечной мощности следует рассматривать отдельно от остальных источников питания.

Токи, создаваемые источниками, находят отдельно для каждой ветви. В случае независимых генерирующих ветвей связи с точкой КЗ составляющие тока КЗ рассчитывают аналогично расчету по общему изменению тока КЗ.

При связи генератора и электрической системы с точкой КЗ через общее сопротивление x_K расчет периодической составляющей тока КЗ выполняют в следующей последовательности.

1. По исходной расчетной схеме составляем схему замещения и находим результирующее индуктивное сопротивление $x_{*рез}$ и суммарную ЭДС E''_{*C} для определения начального значения периодической составляющей тока в точке КЗ по формуле

$$I_C'' = \frac{E''_{*C} I_{\delta}}{x_{*рез}}. \quad (4.46)$$

2. Вычисляем начальное значение периодической составляющей тока в ветви генератора, пользуясь выражением

$$I_{\Gamma}'' = \frac{E''_{*\Gamma} I_{\delta} - I_C'' x_{*K}}{x_{*\Gamma}}. \quad (4.47)$$

3. Определяем отношение $\frac{I''_{\Gamma}}{I''_{\Gamma \text{ ном}}}$ и $\frac{I''_{\Gamma}}{I''_C}$.
4. По кривой $I''_{пт} / I''_{\Gamma} = f(t)$ на рис. 4.19–4.22 при известном значении $\left(\frac{I''_{\Gamma}}{I''_{\Gamma \text{ ном}}}\right)$ для расчетного момента времени t находим отношение $I''_{пт} / I''_{\Gamma}$ и по нему и кривой со значением $\frac{I''_{\Gamma}}{I''_C}$ устанавливаем значение $\frac{I''_{птC}}{I''_C}$.

5. По известному значению I''_C и найденному отношению $(I''_{птC} / I''_C)_t$ определяем периодическую составляющую тока КЗ, используя выражение $I''_{пт\Sigma} = \left(\frac{I''_{птC}}{I''_C}\right)_t I''_C$.

Суммарный ток в точке КЗ, создаваемый несколькими источниками, рассчитываем по формуле $I''_{пт(1..N)} = I''_{пт1} + I''_{пт2} + \dots + I''_{птN}$.

Заметим, что выделять много генерирующих ветвей в схеме не целесообразно. Схему любой сложности достаточно свести к двум-трем генерирующим ветвям, включая в каждую из них источники питания (генераторы или станции), находящиеся приблизительно на одинаковой удаленности от места КЗ.

Контрольные вопросы и задания

1. Какую трехфазную цепь называют простейшей?
2. Назовите основные допущения при анализе переходных процессов в простейшей цепи.
3. Как определяется начальное значение периодической составляющей тока КЗ?
4. Почему трехфазное КЗ в начальный момент является несимметричным КЗ?
5. При каких условиях полный ток КЗ в простейшей цепи будет иметь максимальное значение?
6. Как аналитически и графически определяется постоянная времени затухания? Что такое ударный ток КЗ?
7. В каких пределах изменяется величина ударного коэффициента?

8. Каков характер протекания переходного процесса в зависимости от величины постоянной времени затухания?
9. Как определяется действующее значение полного тока КЗ и его составляющих?
10. Как изменяется полный ток и его составляющие при трехфазном КЗ на зажимах генератора без АРВ?
11. Как влияет АРВ генератора на изменение тока при трехфазном КЗ?
12. Как изменяется полный ток и его составляющие при КЗ в удаленных точках СЭС?
13. Какой режим называется установившимся?
14. Как определить ток КЗ в установившемся режиме?
15. Какие режимы возможны у генераторов с АРВ?
16. Какие особенности определения установившегося тока в сложных схемах?
17. Когда возникает необходимость расчета токов КЗ по их индивидуальному изменению?
18. Для каких расчетных условий определения тока КЗ применяются типовые кривые?
19. Как определяется значение периодической составляющей тока КЗ в расчетный момент времени по типовым кривым?
20. В каких случаях можно выполнять расчет токов КЗ по общему изменению?

ГЛАВА 5. Переходные процессы в сетях с незаземленной нейтралью

5.1. Основные понятия и определения

Трехфазные электрические сети представляют собой совокупность трех цепей, объединенных через обмотки электрических машин – генераторов, трансформаторов, двигателей. Обмотки электрических машин трехфазных сетей при соединении по схеме «звезда» образуют общую точку Н (рис. 5.1), которую называют нейтралью. Фазные напряжения $\underline{U}_A, \underline{U}_B, \underline{U}_C$ – это напряжения между фазными выводами обмоток и их нейтралью.

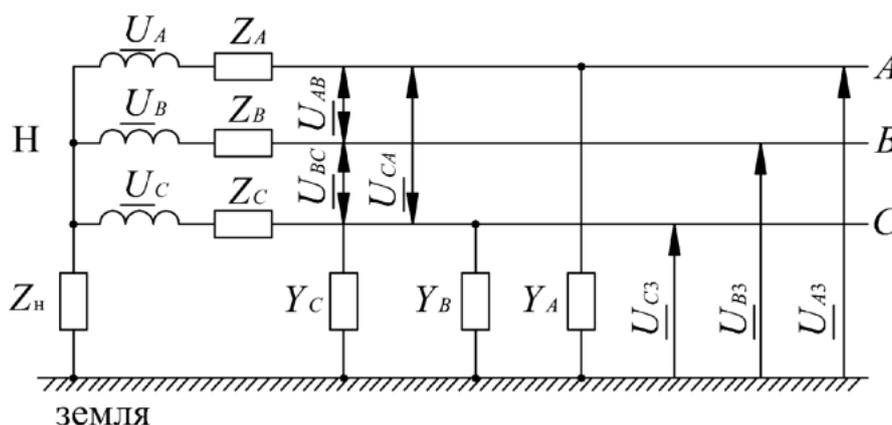


Рис. 5.1. Трехфазная сеть

Трехфазные сети в нормальном режиме могут быть или полностью изолированы от земли, или из режимных соображений какая-либо точка трехфазной системы может быть соединена с землей. Для выполнения заземления используется заземляющее устройство, представляющее собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

Заземления в электротехнических установках могут быть следующих видов:

1. Рабочее заземление – преднамеренное соединение с заземляющим устройством какой-либо точки токоведущих частей электрической установки, необходимое для обеспечения ее работы. Обычно

рабочее заземление осуществляется путем заземления нейтралей обмоток генераторов или трансформаторов.

2. Защитное заземление – заземление металлических нетоковедущих частей и вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока и напряжения из соображений безопасности людей.

3. Грозозащитное заземление – заземление молниеотводов, разрядников и ОПН.

Сети, в которых выполнено рабочее заземление, становятся заземленными электрическими сетями. Сети, в которых рабочее заземление отсутствует, называют незаземленными сетями.

Способ заземления нейтралей практически не сказывается на нормальном режиме работы сети, но при повреждении фазной изоляции оказывает решающее влияние на режим работы сети: на величину тока замыкания на землю и размеры разрушений, вызываемых им в месте повреждения; на величину напряжений фаз относительно земли и связанных с ними условий работы изоляции; на работу цепей связи. Величина тока замыкания на землю определяет требования, предъявляемые к заземляющим устройствам электроустановок и к релейной защите от замыканий на землю. Принятый способ заземления нейтралей обуславливает электрические характеристики этого аварийного режима и определяет способы защиты электроустановки от него.

Заземление нейтрали может быть осуществлено непосредственным ее соединением с заземляющим устройством электроустановки (глухозаземленная нейтраль) или через индуктивное или активное сопротивление. Чем меньше величина сопротивления в нейтрали, тем больше отличаются токи замыкания на землю и напряжения относительно земли от этих величин в незаземленных системах.

Эффективность заземления нейтрали по условиям работы изоляции удобно характеризовать отношением максимального напряжения неповрежденной фазы относительно земли при замыкании на землю $U_{\text{ФЗ}}$ к нормальному фазному напряжению $U_{\text{Ф}}$. Это отношение называют коэффициентом эффективности заземления нейтрали

$$K_3 = U_{\text{ФЗ}} / U_{\text{Ф}}. \quad (5.1)$$

Если $K_3 \leq 1,4$, то такое заземление нейтрали называют эффективным, а сеть – эффективно заземленной. Это имеет место, если нейтрали всех или некоторых обмоток электрических машин, объединенных сетями одного напряжения, заземлены наглухо или через небольшое индуктивное сопротивление.

В эффективно заземленных сетях нарушение изоляции на землю означает КЗ, сопровождающееся протеканием больших аварийных токов. Поврежденный участок подлежит быстрому автоматическому отключению устройствами релейной защиты.

Если нейтраль заземлена через большое индуктивное сопротивление, величина которого примерно равна результирующему емкостному сопротивлению системы, то такое заземление нейтрали называют резонансным, а сеть – резонансно-заземленной.

В резонансно-заземленных сетях ток в месте нарушения изоляции и перенапряжения, возникающие при дуговых замыканиях на землю, ограничивают до безопасных значений. Поэтому не требуется немедленного (автоматического) отключения поврежденного участка, который может быть оставлен на некоторое время в работе, что позволяет снизить требования к резервированию питания потребителей от сети.

Каждый способ заземления нейтрали имеет свои достоинства и недостатки, которые в сетях разных напряжений при разной суммарной протяженности сетей проявляются в той или иной степени. Поэтому универсального решения назвать нельзя. При повышенных напряжениях (110 кВ и выше) целесообразно применять эффективное заземление нейтрали, а при средних напряжениях (до 35 кВ включительно) оставлять нейтрали незаземленными или выполнять резонансное заземление нейтрали.

5.2. Сети с незаземленными нейтралью

Общая характеристика. Если нейтрали обмоток электрических машин незаземлены, то при нарушении фазной изоляции ток повреждения оказывается небольшим: его величина определяется проводимостями фазной изоляции и переходным сопротивлением в месте замыкания на землю. Сопротивлением элементов фазных цепей можно пренебречь и тогда исходная схема для простейшего случая будет иметь вид, показанный на рис. 5.2.

Проводимости фазной изоляции обусловлены, во-первых, емкостями C_A , C_B , C_C фаз относительно земли, во-вторых, активными сопротивлениями изоляции. Обычно активные проводимости фазной изоляции малы и одинаковы: $G_A = G_B = G_C = G$.

Емкости фаз относительно земли определяются в основном конструкцией и протяженностью линий электрических сетей. Они, естественно, имеют распределенный характер (на рис. 5.2 они показаны

условно как результирующие сосредоточенные емкости). Для кабельных линий свойственна емкостная симметрия, тогда как воздушные линии, даже при транспонировании проводов, обладают емкостной асимметрией.

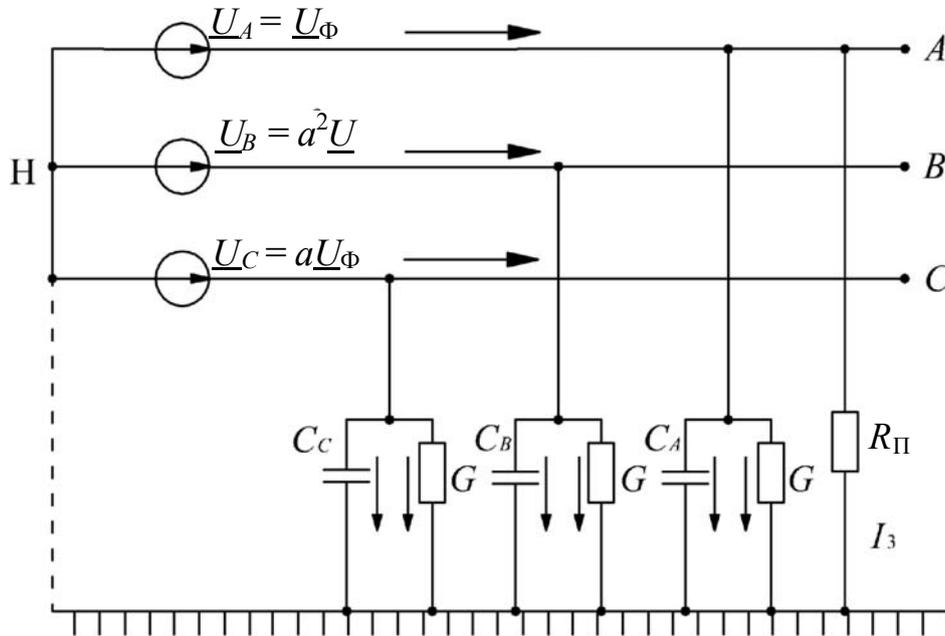


Рис. 5.2. Схема замещения электрической сети с незаземленной нейтралью

Напряжения источника питания будем во всех случаях считать симметричными и по фазам

$$\underline{U}_A = \underline{U}_\Phi; \quad \underline{U}_B = a^2 \underline{U}_\Phi; \quad \underline{U}_C = a \underline{U}_\Phi,$$

где a – оператор фазы.

Нормальный режим. Воспользовавшись схемой на рис. 5.2 для нормального режима, получим величины, характеризующие электрические сети с незаземленными нейтральями:

– на напряжение смещения нейтрали (для незаземленной сети равно эквивалентной ЭДС трехфазной цепи между точками Н и 3)

$$\begin{aligned} U_H &= \varphi_H - \varphi_3 = -E_{\text{экв}} = \\ &= -\frac{\underline{U}_A(G + j\omega C_A) + \underline{U}_B(G + j\omega C_B) + \underline{U}_C(G + j\omega C_C)}{(G + j\omega C_A) + (G + j\omega C_B) + (G + j\omega C_C)} = \\ &= -\underline{U}_\Phi \frac{j\omega(C_A + a^2 C_B + a C_C)}{3G + j\omega(C_A + C_B + C_C)}; \end{aligned} \quad (5.2)$$

– степень емкостной несимметрии сети

$$U_A = -\frac{C_A + a^2 C_B + a C_C}{C_A + C_B + C_C}. \quad (5.3)$$

Степень несимметрии кабельных сетей и напряжение смещения нейтрали равны нулю. Степень несимметрии воздушных сетей лежит в диапазоне 0,5–2 %.

Напряжения относительно земли при замыкании фазы на землю. При определении напряжений $\underline{U}_{\Phi 3}$ в режиме замыкания фазы на землю в сетях с незаземленными нейтральными влиянием несимметрии сети и активных токов утечки можно пренебречь, т. е. принять

$$C_A = C_B = C_C = C_{\Phi}; \quad G = 0.$$

Тогда напряжение смещения нейтрали в установившемся режиме замыкания на землю фазы A через переходное сопротивление R_{Π} будет равно (рис. 5.2):

$$\begin{aligned} \underline{U}_H = -\underline{E}_{\text{экв}} &= -\frac{\underline{U}_A(1/R_{\Pi} + j\omega C_{\Phi}) + \underline{U}_B j\omega C_{\Phi} + \underline{U}_C j\omega C_{\Phi}}{1/R_{\Pi} + j3\omega C_{\Phi}} = \\ &= -\underline{U}_{\Phi} \frac{1/R_{\Pi}}{1/R_{\Pi} + j3\omega C_{\Phi}} = -\underline{U}_{\Phi} \frac{1}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}}. \end{aligned} \quad (5.4)$$

При $R_{\Pi} = 0$ (металлическое КЗ) напряжение нейтрали относительно земли

$$\underline{U}_H = -\underline{U}_{\Phi}.$$

Напряжение поврежденной фазы A относительно земли

$$\underline{U}_{A3} = \underline{U}_H + \underline{U}_A = -\underline{U}_{\Phi} \frac{1}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}} + \underline{U}_{\Phi} = \underline{U}_{\Phi} \frac{j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}}. \quad (5.5)$$

При $R_{\Pi} = 0$ (металлическое КЗ) напряжение фазы A относительно земли равно нулю.

Напряжения неповрежденных фаз относительно земли

$$\underline{U}_{B3} = \underline{U}_H + \underline{U}_B = \underline{U}_{\Phi} \frac{a^2(1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}) - 1}{1 + j3\omega C_{\Phi} R_{\Pi}}. \quad (5.6)$$

При $R_{\Pi} = 0$ (металлическое КЗ) напряжение фазы B относительно земли $U_{B3} = \sqrt{3}U_{\Phi}$.

$$\underline{U}_{C3} = \underline{U}_H + \underline{U}_C = \underline{U}_\Phi \frac{a(1 + j3\omega C_\Phi R_\Pi) - 1}{1 + j3\omega C_\Phi R_\Pi}. \quad (5.7)$$

При $R_\Pi = 0$ (металлическое КЗ) напряжение фазы C относительно земли: $U_{C3} = \sqrt{3}U_\Phi$.

На рис. 5.3 приведены кривые зависимости напряжения смещения нейтрали и напряжений фазных проводов относительно земли от величины переходного сопротивления R_Π , выраженного в долях от результирующего емкостного сопротивления сети.

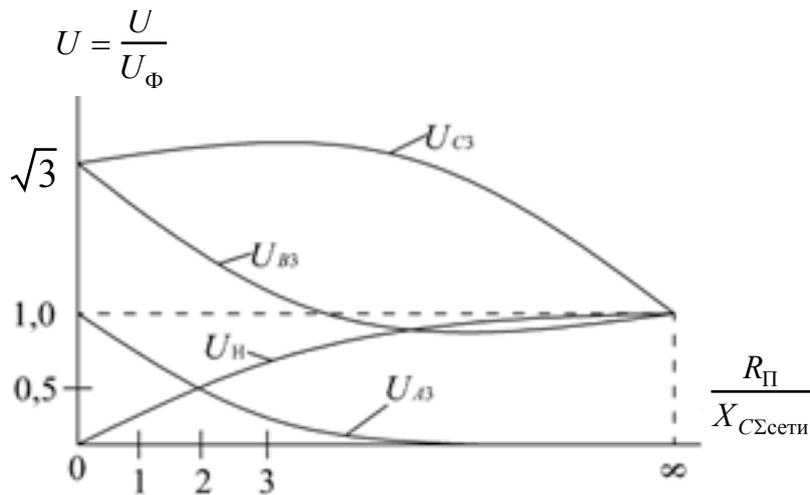


Рис. 5.3. Кривые зависимости напряжений фаз относительно земли и напряжения смещения нейтрали от величины переходного сопротивления в месте замыкания на землю R_Π

Векторная диаграмма напряжений представлена на рис. 5.4. При металлическом замыкании на землю ($R_\Pi = 0$) напряжение смещения нейтрали максимально и равно фазному напряжению сети, а напряжения неповрежденных фаз относительно земли симметричны и равны по модулю междуфазному напряжению ($1,73 U_\Phi$). По мере увеличения R_Π модуль напряжения U_H уменьшается, что соответствует скольжению конца вектора \underline{U}_H на векторной диаграмме по полуокружности, опирающейся на вектор \underline{U}_H при металлическом замыкании на землю. Так как вектор напряжения каждой фазы относительно земли равен сумме векторов соответствующего фазного напряжения и \underline{U}_H , то концы векторов фазных напряжений $\underline{U}_{\Phi3}$ также скользят по полуокружностям, пристроенным к концам векторов исходных фазных напряжений (на рис. 5.4 пунктиром показано положение векторов при $R_\Pi / X_{C\Sigma\text{сети}} = 1$).

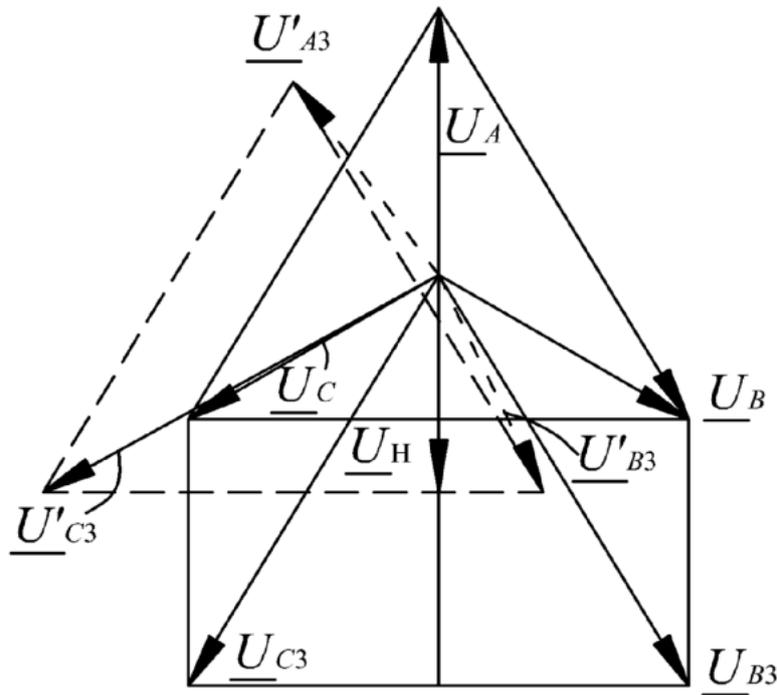


Рис. 5.4. Векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы на землю в сети с незаземленной нейтралью

Векторы напряжений $\underline{U}_{\text{фз}}$ получаются несимметричными, а треугольник междуфазных напряжений остается неизменным, так что трехфазные потребители электроэнергии не чувствуют этого нарушения нормального состояния питающей сети.

Рассмотренное выше относится к установившемуся режиму. Поскольку сети обладают индуктивностями и емкостями, то переход из одного состояния в другое сопровождается переходным процессом, в течение которого напряжения $U_{\text{фз}}$ могут превышать нормальные фазные напряжения в 2,1–2,2 раза. При замыкании фазы на землю при определенных условиях в месте замыкания может возникнуть перемежающаяся дуга. В этом случае переходный процесс затягивается, а дуговые перенапряжения могут достигать на поврежденной фазе $2,2 U_{\text{ф}}$, а на неповрежденных – $4,2 U_{\text{ф}}$.

Вследствие воздействия повышенного напряжения условия работы изоляции сетей с незаземленными нейтралью становятся тяжелыми. Изоляция электрических сетей, содержащих воздушные линии, должна выдерживать атмосферные перенапряжения, ограниченные разрядниками или ОПН. Под действием набегающей волны атмосферного перенапряжения происходит протекание импульсного тока через рабочее сопротивление в землю. Однако вследствие нелинейности рабочего сопротивления напряжение на разряднике, а следовательно-

но, и на изоляции, не поднимается выше некоторой величины, называемой остаточным напряжением $U_{ост}$. После протекания импульсного тока в землю разрядник или ОПН должен погасить дугу сопровождающего тока промышленной частоты при максимально возможном напряжении $U_{ф3max}$.

В соответствии с вышесказанным, разрядник или ОПН незаземленной сети должен быть рассчитан на $U_{ф3max} = 1,73U_{ф}$, т. е. на линейное напряжение $U_{л}$, а с учетом некоторого запаса – на $1,15U_{л}$, чем определяется уровень изоляции незаземленных сетей.

5.3. Установившийся режим однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью

Величина установившегося тока замыкания на землю определяется режимом работы нейтрали электрических систем. В сетях с изолированной нейтралью установившиеся значения токов в точке повреждения при однофазном замыкании обычно не превышают нескольких десятков ампер.

В сетях с изолированной нейтралью при нормальной работе, наряду с рабочими токами нагрузки, по фазам проходят емкостные токи, обусловленные распределенными по длине проводов емкостями фаз относительно земли. Если не учитывать токи нагрузки, то напряжения во всех точках сети можно считать одинаковыми, так как емкостные токи малы и можно не учитывать падение напряжения в проводах от этих токов. При этом напряжения фаз относительно земли равны соответствующим фазным напряжениям \underline{U}_A , \underline{U}_B , \underline{U}_C относительно нейтрали системы, а распределенные емкости фаз в эквивалентной схеме можно заменить сосредоточенными емкостями C_A , C_B , C_C (рис. 5.5, а).

Место присоединения сосредоточенных емкостей на величину емкостных токов практически не влияет, так как индуктивное и активное сопротивления линии ничтожно малы по сравнению с сопротивлением емкости фаз относительно земли. В симметричной трехфазной сети $C_A = C_B = C_C = C$.

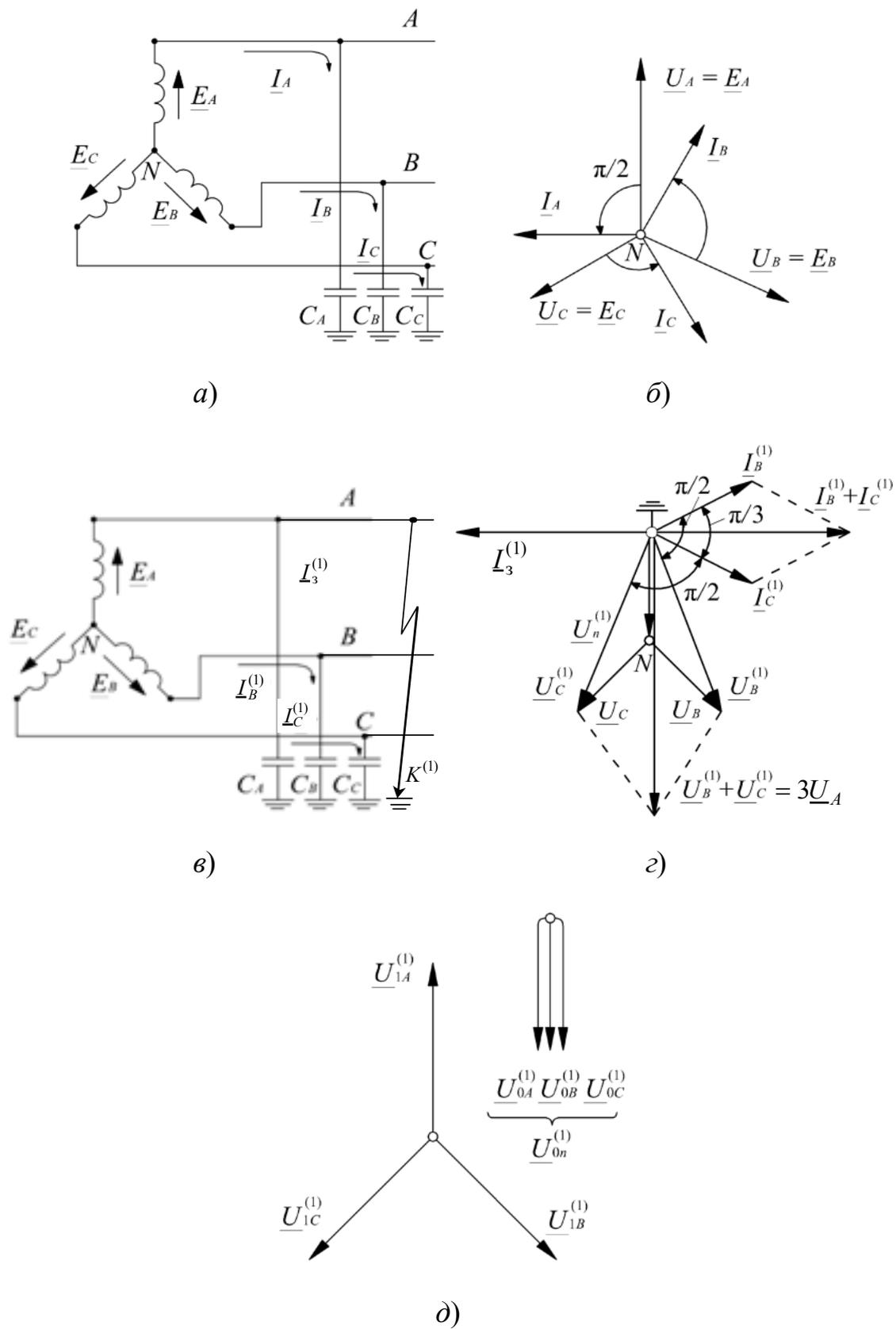


Рис. 5.5. Режимы сети с изолированной нейтралью и векторные диаграммы токов и напряжений

В связи с отсутствием падения напряжения в проводах напряжения \underline{U}_A , \underline{U}_B , \underline{U}_C равны соответствующим ЭДС источника питания, а их векторы образуют симметричную звезду фазных напряжений (рис. 5.5, б). В результате напряжение нейтрали Н относительно земли равно нулю, а через сосредоточенные емкости проходят токи, опережающие по фазе соответствующие фазные напряжения на углы $\pi/2$ и образующие симметричную систему токов

$$\underline{I}_A = j\underline{U}_A / X_C = j\omega C \underline{U}_A; \quad \underline{I}_B = j\omega C \underline{U}_B; \quad \underline{I}_C = j\omega C \underline{U}_C.$$

При замыкании какой-либо фазы на землю в сети с изолированной нейтралью напряжения фаз относительно земли изменяются, оставаясь неизменными относительно нейтрали системы Н. Так, при металлических замыканиях на землю, например фазы А (рис. 5.5, в), она получает потенциал земли ($U_A = 0$). В связи с этим напряжения двух других фаз и нейтрали Н относительно земли становятся напряжениями относительно замкнувшейся на землю фазы А (рис. 5.5, з):

$$\underline{U}_{AB} = \underline{U}_B; \quad \underline{U}_{CA} = \underline{U}_C; \quad \underline{U}_{HA} = \underline{U}_{HK} = -\underline{U}_A.$$

Так как междофазные напряжения остаются при этом неизменными, то напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли повышаются в $\sqrt{3}$ раз и становятся равными линейному напряжению.

Систему двух векторов \underline{U}_B и \underline{U}_C можно разложить на составляющие прямой \underline{U}_1 и нулевой \underline{U}_0 последовательностей (рис. 5.5, д). При $\underline{U}_A = 0$

$$\begin{aligned} \underline{U}_{1A} &= (a \underline{U}_B + a^2 \underline{U}_C) / 3 = \underline{U}_A; \\ \underline{U}_{0A} = \underline{U}_{0B} = \underline{U}_{0C} = \underline{U}_{0K} &= (\underline{U}_B + \underline{U}_C) / 3 = -\underline{U}_A; \\ \underline{U}_{2A} &= (a^2 \underline{U}_B + a \underline{U}_C) / 3 = 0. \end{aligned} \quad (5.8)$$

Таким образом, при металлическом замыкании на землю в сети появляется напряжение нулевой последовательности \underline{U}_{0K} которое, как и напряжение смещения нейтрали \underline{U}_{HK} , равно абсолютному значению и противоположно по фазе напряжению, которое имеет поврежденная фаза относительно земли при нормальной работе (напряжению относительно нейтрали системы). Напряжение прямой последовательности равно напряжению фаз относительно земли при нормальной работе. Вследствие этого изменение напряжения фаз при замыкании на землю можно рассматривать как результат наложения напряжения нулевой последовательности \underline{U}_{0K} на напряжение фаз сети при ее нормальной работе.

Изменения фазных напряжений и появление напряжения нулевой последовательности можно использовать для выполнения защиты от замыкания на землю. Одновременно с изменением фазных напряжений изменяются и полные фазные токи. Токи неповрежденных фаз замыкаются через точку K и поврежденную фазу, образуя ток I_3 (рис. 5.5, z).

При металлическом замыкании на землю ток I_A в емкости поврежденной фазы C_A отсутствует, так как напряжение поврежденной фазы относительно земли равно нулю. Токи I_B , I_C неповрежденных фаз определяются напряжениями фаз B и C относительно земли:

$$\underline{I}_B = j\omega C \underline{U}_B = \sqrt{3}\omega C \underline{U}_B e^{j\pi/3}; \quad (5.9)$$

$$\underline{I}_C = j\omega C \underline{U}_C = \sqrt{3}\omega C \underline{U}_C e^{j2\pi/3}. \quad (5.10)$$

При условном положительном направлении токов I_B , I_C , I_3 , показанном на рис. 5.5, z и на рис. 5.6б, 5.6в, $I_3 = -(I_B + I_C)$ или с учетом (5.9) и (5.10) и соотношения $\underline{U}_B + \underline{U}_C = -3\underline{U}_A$

$$I_3 = -(j\omega C \underline{U}_B + j\omega C \underline{U}_C) = j3\omega C \underline{U}_A. \quad (5.11)$$

Полученный ток I_3 опережает по фазе напряжение \underline{U}_A на угол $\pi/2$ и не зависит от расположения точки повреждения. Таким образом, при металлическом замыкании на землю фазы A токи через емкости неповрежденных фаз увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз, а ток I_3 , проходящий через место повреждения в землю, равен утроенному значению емкостного тока фазы A при нормальной работе.

Токи I_3 , I_B и I_C проходят в соответствующих фазах поврежденной линии на участке между источником питания и местом присоединения конденсаторов эквивалентной схемы (рис. 5.6г). Они представляют собой уравновешенную систему трех векторов, не содержащую токов нулевой последовательности ($I_3 + I_B + I_C = 0$) (рис. 5.6б).

На участке же между точкой повреждения K и местом присоединения конденсаторов проходит только ток I_3 по поврежденной фазе (рис. 5.6г). Поэтому здесь наряду с токами прямой и обратной последовательностей проходит ток нулевой последовательности $I_0 = I_3/3$ (рис. 5.6в). Пути замыкания токов нулевой последовательности показаны на рис. 5.6а и на рис. 5.7.

На рис. 5.6г показана в однофазном исполнении схема сети, состоящей из трех линий $W1-W3$, подключенных к шинам генераторного напряжения. При замыкании на землю, например в точке K , через место повреждения проходит ток I_3 , обусловленный не только емко-

стью поврежденной линии C_{01} , но и емкостями неповрежденных линий C_{02} и C_{03} , т. е.

$$\underline{I}_3 = 3\underline{I}_{01} + 3\underline{I}_{02} + 3\underline{I}_{03},$$

где $\underline{I}_{01} = j\omega C_{01}\underline{U}_\Phi$; $\underline{I}_{02} = j\omega C_{02}\underline{U}_\Phi$; $\underline{I}_{03} = j\omega C_{03}\underline{U}_\Phi$.

При этом распределение токов нулевой последовательности в системе таково, что при условном направлении тока \underline{I}_3 к месту повреждения токи нулевой последовательности неповрежденных линий $3\underline{I}_{02}$ и $3\underline{I}_{03}$, проходя через емкости C_{02} и C_{03} , направляются к шинам подстанции и далее по поврежденной линии от шин к месту замыкания K . Ток $3\underline{I}_{01}$, как и ток в случае одиночной линии, проходит по участку между местом повреждения и точкой присоединения конденсатора C_{01} . Таким образом, от шин по поврежденной линии направляется ток нулевой последовательности $I_{0ЭКВ}$, определяемый емкостью всех неповрежденных линий (рис. 5.6г и 5.7):

$$\underline{I}_{0ЭКВ} = \underline{I}_{02} + \underline{I}_{03} = j\omega\underline{U}_\Phi(C_{02} + C_{03}) = j\omega C_{0ЭКВ}\underline{U}_\Phi. \quad (5.12)$$

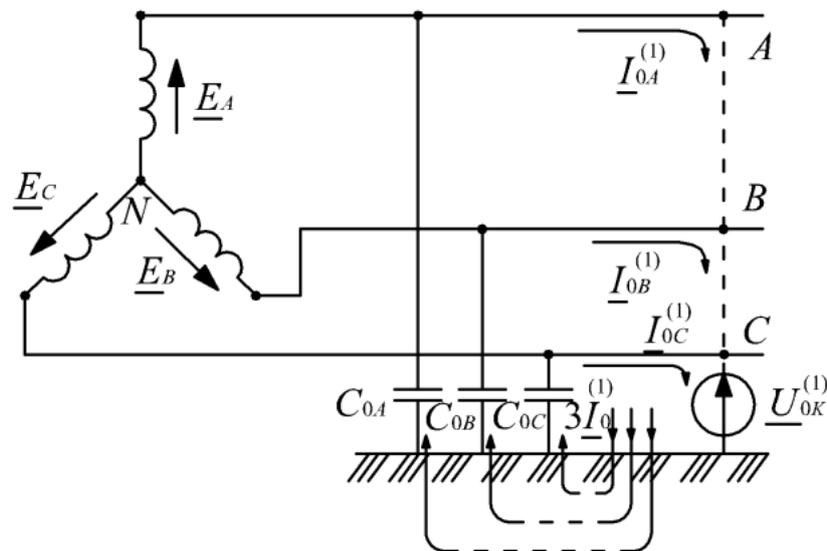


Рис. 5.6а. Однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью: нормальный режим работы

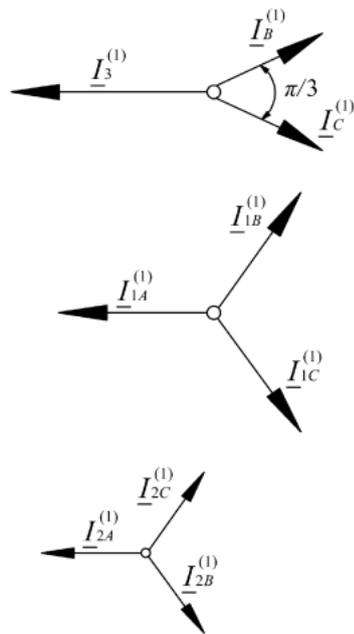


Рис. 5.6б. Однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью: векторные диаграммы токов при отсутствии токов нулевой последовательности между источником питания G и местом присоединения конденсаторов

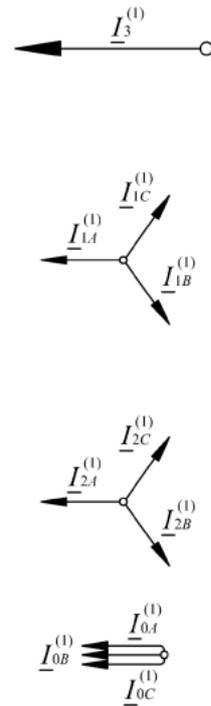


Рис. 5.6в. Однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью: симметричные составляющие тока замыкания на землю

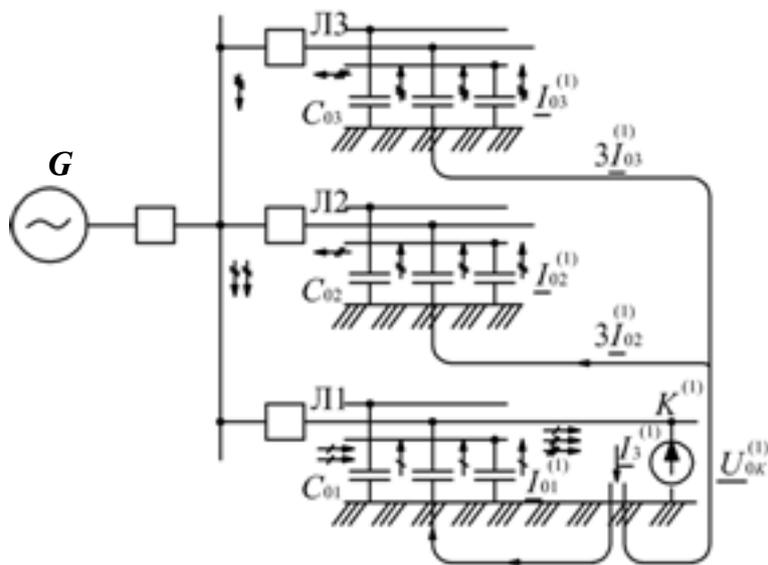


Рис. 5.6г. Однофазное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью: режим замыкания на землю

Токи замыкания на землю. Оценим сначала величину тока замыкания на землю I_3 в неразветвленной схеме, приведенной на рис. 5.2. Согласно первому закону Кирхгофа, учитывая положительные направления токов, указанные на рис. 5.5, можно записать:

$$\begin{aligned} \underline{I}_3 &= -((\underline{U}_A + \underline{U}_H)j\omega C_A + (\underline{U}_B + \underline{U}_H)j\omega C_B + (\underline{U}_C + \underline{U}_H)j\omega C_C + \\ &\quad + (\underline{U}_A + \underline{U}_H)G + (\underline{U}_B + \underline{U}_H)G + (\underline{U}_C + \underline{U}_H)G) = \\ &= (\underline{U}_\Phi j\omega(C_A + a^2 C_B + a C_C) + \underline{U}_H j\omega(C_A + C_B + C_C) + 3\underline{U}_H G) = \\ &= -(\underline{I}_{HC} + \underline{I}_C + \underline{I}_G). \end{aligned} \quad (5.13)$$

Из выражения (5.13) следует, что ток в месте замыкания на землю состоит из трех слагаемых: тока несимметрии \underline{I}_{HC} , емкостного тока \underline{I}_C и активного тока \underline{I}_G . Ток несимметрии и активная составляющая очень малы: I_{HC} в соответствии со значением U_0 составляет не более 2 % от I_C . Таким образом, в незаземленных системах основная составляющая тока замыкания на землю – это емкостный ток, величина которого зависит от характера замыкания (величины R_{Π}) и суммарной емкости сети.

Таким образом при металлическом замыкании на землю ток замыкания на землю будет максимален и по модулю равен

$$I_{CM} = U_\Phi \omega(C_A + C_B + C_C) = 3U_\Phi \omega C_\Phi.$$

Рассмотрим теперь картину распределения емкостных токов при замыкании на землю в разветвленной сети (рис. 5.7). Для простоты взят случай металлического замыкания на землю фазы A на линии $W3$, причем для наглядности взяты другие положительные направления емкостных токов.

Емкостные токи в поврежденных фазах неповрежденных линий отсутствуют, а емкостные токи неповрежденных фаз всех линий суммируются в обмотках электрической машины (генератора или трансформатора) и суммарный ток протекает через место повреждения.

Расчет токов замыкания на землю. Расчет токов замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью необходим для расчета уставок релейной защиты от замыканий на землю, выбора дугогасящих компенсирующих устройств и т. д.

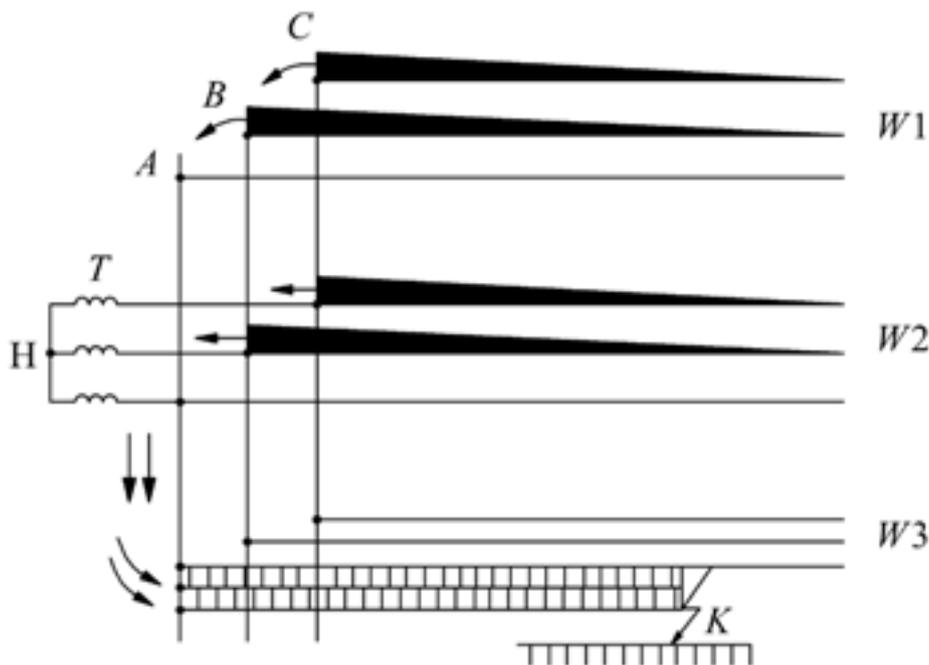


Рис. 5.7. Распределение емкостных токов при замыкании на землю в сети с изолированной нейтралью

Расчет ведется при следующих допущениях:

- учитывается лишь емкостный ток замыкания на землю;
- замыкание на землю считается металлическим, т. е. $R_{\Pi} = 0$.

Емкостный ток замыкания на землю определяется по формуле

$$I_C = 3U_{\Phi} \omega_c \sum C_{0i} L_i + 3U_{\Phi} \omega_c \sum C_{дв}, \quad (5.14)$$

где U_{Φ} – фазное напряжение, В; ω_c – круговая частота сети, $1/c$; C_0 – удельная емкость воздушной или кабельной линии, Ф/км; $C_{дв}$ – емкость фазы двигателя (генератора, компенсатора) относительно земли (корпуса), Ф.

Емкость фазы для воздушных и кабельных линий выбирается из справочной литературы.

Расчет тока замыкания на землю по току замыкания воздушных и кабельных ЛЭП и двигателей можно производить по формуле

$$I_C = \sum I_{скл} L_{кл} + \sum I_{свл} L_{вл} + \sum I_{сдв}, \quad (5.15)$$

где $I_{скл}$ и $I_{свл}$ – удельные токи кабельных и воздушных линий (прил. 1), А/км; $L_{кл}$, $L_{вл}$ – длина однотипных электрически связанных кабельных или воздушных ЛЭП, км; $I_{сдв}$ – ток замыкания на землю двигателей, А.

Для воздушных линий величина емкостного тока замыкания на землю определяется по эмпирической формуле

$$I_C = 2,7U_{\text{ном}}L_{\text{вл}}10^{-3}, \text{ А}, \quad (5.16)$$

где $U_{\text{ном}}$ – линейное напряжение, кВ; $L_{\text{вл}}$ – длина электрически связанных воздушных ЛЭП, км.

Ток замыкания на землю в сети с кабельными линиями можно определять по формуле

$$I_C = \frac{95 + 2,84sU_{\text{ном}}L}{2200 + 6s}, \text{ А}, \quad (5.17)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное линейное напряжение сети, кВ; L – суммарная длина кабельных линий одинакового сечения, км; s – сечение кабеля, мм².

Для приближенных расчетов допускается ток замыкания на землю кабельных и воздушных линий рассчитывать по эмпирической формуле

$$I_C = U_{\text{л}}L_{\text{кл}} / 10 + U_{\text{л}}L_{\text{вл}} / 350, \quad (5.18)$$

где $U_{\text{л}}$ – линейное напряжение, кВ; $L_{\text{кл}}$ и $L_{\text{вл}}$ – суммарная длина кабельных и воздушных ЛЭП, км.

Ток замыкания на землю электродвигателей определяется по эмпирическим формулам: при $U_{\text{ном}} = 6$ кВ $I_{C_{\text{дв}}} = 0,017S_{\text{дв.ном}}$, при $U_{\text{ном}} = 10$ кВ $I_{C_{\text{дв}}} = 0,03S_{\text{дв.ном}}$, где $S_{\text{дв.ном}}$ – номинальная мощность двигателя, МВ · А.

Переходные процессы при пробое фазы на землю и обрыве дуги. В незаземленных сетях при замыкании фазы на землю имеют место как устойчивые, так и перемежающиеся дуги. Характер дуги зависит от величины тока замыкания и условий, в которых она возникла. Замыкание через устойчивую дугу эквивалентно замыканию через небольшое активное сопротивление $R_{\text{п}}$ (от единиц до нескольких десятков Ом). Перемежающейся называется дуга, в процессе горения которой имеют место быстро следующие друг за другом пробои дугового промежутка (зажигания дуги и погасания дуги). Этот процесс может быть весьма длительным. Перемещающаяся дуга приводит к развитию электромагнитных колебаний в сети, возникающих при каждом зажигании и погасании дуги.

Эти колебания, накладываясь друг на друга, могут обусловить значительные перенапряжения, достигающие $4,2U_{\text{фmax}}$.

Рассмотрим характер переходных процессов при пробое фазы на землю и последующем обрыве дуги, используя упрощенную схему на рис. 5.8.

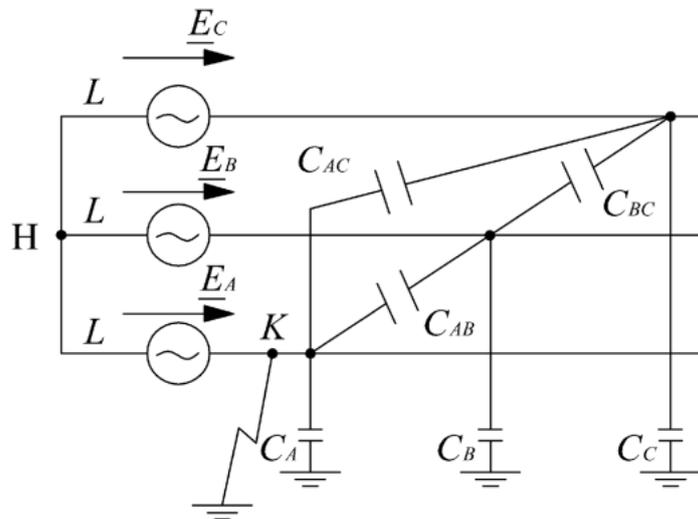


Рис. 5.8. Схема замещения незаземленной сети

На рис. 5.9 сплошными линиями показаны кривые изменения напряжений относительно земли: поврежденной фазы A (U_A), неповрежденной фазы B (U_B), нейтрали H (U_H), а также показан ток замыкания I_3 . Допустим, пробой произошел в момент времени t , когда напряжение поврежденной фазы проходит через максимальное значение $U_A(t_1) = -E_{\Phi\max}$. В установившемся после замыкания на землю режиме напряжение фазы B должно стать равным междуфазному напряжению e_{AB} , а напряжение на нейтрали – ЭДС – e_A . Однако установившемуся режиму предшествует переходный процесс, который можно разбить на два этапа. Непосредственно после замыкания фазы A емкость неповрежденной фазы C_B , заряженная до напряжения $U_B(t_1) = e_B(t_1)$, соединяется параллельно с междуфазной емкостью C_{AB} (рис. 5.8), находящейся под напряжением $U_{AB}(t_1) = e_{AB}(t_1)$. Напряжения на обеих емкостях практически мгновенно выравниваются, и они приобретают одинаковое напряжение $U_{начB}$:

$$U_{начB} = U_B(t_1) - \frac{C_{M\Phi}}{C_{\Phi} + C_{M\Phi}} U_A(t_1),$$

где $C_{M\Phi} = C_{AB} = C_{BC} = C_{CA}$ – емкости между проводами фаз; $C_{\Phi} = C_A = C_B = C_C$ – емкости между фазой 1 и землей.

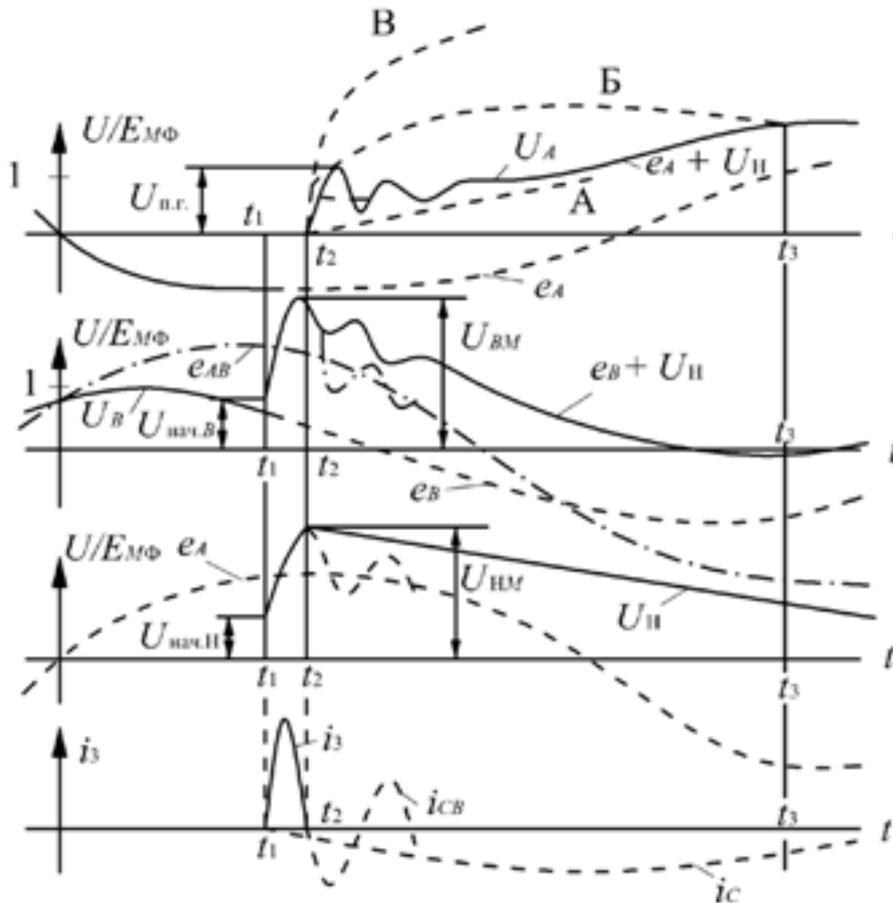


Рис. 5.9. Переходные процессы при дуговом замыкании

При значении $\frac{C_{M\Phi}}{C_{\Phi} + C_{M\Phi}} U_A(t_1) = 0,2$ получим: $U_{начB} = 0,7E_{M\Phi}$.

В фазе C процесс проходит аналогично, поэтому $U_{начC} = 0,7E_{M\Phi}$.

На нейтрали в момент замыкания также имеет место скачкообразное увеличение напряжения с нуля до $U_{начN}$. Нейтраль изменяет свой потенциал так, что он равен 2/3 напряжения на неповрежденных фазах, т. е.

$$U_{начN} = 2/3 U_{начB} = 0,47E_{M\Phi}.$$

Таким образом, непосредственно после замыкания на землю напряжение на неповрежденных фазах и нейтрали изменяется скачком, далее начинается второй этап переходного процесса – перезаряд емкостей C_B, C_{AB}, C_C, C_{AC} через источник и место замыкания, т. е. колебания вокруг вынужденных напряжений e_{AB}, e_{AC} .

Напряжение U_B достигает максимального значения через половину периода свободных колебаний, т. е. при $t_2 = T_1 / 2 = \pi / \omega_1$.

Для нашего случая: $U_{BM} = 2,22E_{MФ} = U_{CM}$.

Напряжение на нейтрали во втором этапе переходного процесса также представляет собой сумму вынужденной и свободной составляющих

$$U_H = -e_A - U_{свН}.$$

Для нахождения максимального значения U_H для времени t_2 имеем $U_{HM} = 1,48E_{MФ}$.

С момента замыкания в канале дуги проходит ток, который состоит из вынужденной составляющей промышленной частоты i_C и свободной составляющей $i_{св}$, обусловленной перезарядом емкостей неповрежденных фаз через источник питания. Амплитуда свободной составляющей намного больше вынужденной, поэтому полный ток i_3 проходит через нуль приблизительно в момент времени t_2 , т. е. в момент максимума напряжения в неповрежденных фазах и нейтрали. При переходе тока через нуль имеет место попытка гашения дуги, результат которой зависит от соотношения между скоростями восстановления электрической прочности дугового промежутка и напряжения на нем. Если дуга не погаснет ни в момент времени t_2 , ни в последующие моменты перехода тока замыкания через нуль, то свободные колебания затухнут и все величины примут значения вынужденных составляющих.

Если же дуга погаснет в момент времени t_2 , то вновь имеет место переходный процесс, который накладывается на еще не затухший переходный процесс, вызванный замыканием на землю. Именно наложение переходных процессов при быстро следующих друг за другом зажиганиях и погасаниях дуги приводит к значительным перенапряжениям.

Рассмотрим подробнее случай погасания дуги в момент времени t_2 . После погасания дуги вынужденное напряжение по отношению к земле на каждой из трех фаз равно сумме ЭДС соответствующей фазы и напряжения на нейтрали:

$$U_A = e_A + U_H; U_B = e_B + U_H; U_C = e_C + U_H.$$

Напряжение U_H после момента t_2 уменьшается очень медленно. Его уменьшение обусловлено стеканием зарядов, оставшихся на фазных емкостях, в землю через изоляцию. Переход к вынужденным напряжениям на фазах сети осуществляется посредством высокочастотных колебаний с частотой ω_2 , которая характеризуется параметрами источника L и сети C .

После затухания свободных колебаний происходит более медленный подъем напряжения на поврежденной фазе.

5.4. Сети с резонансно заземленными нейтральными

Длительно допустимый ток замыкания на землю. Длительно допустимым током замыкания на землю $I_{\text{доп}}$ называется ток, который, протекая в течение 2 ч, не вызывает перехода в междуфазное КЗ.

Для линий электропередачи и оборудования распределительных устройств представляют опасность тепловые и ионизирующие воздействия электрических дуг, возникающих при замыкании на землю.

Длительное горение дуги с токами, превышающими критические значения, может привести к разрушению изоляторов, пробоев междуфазной изоляции кабелей или нарушению витковой изоляции трансформаторов и способствовать возникновению КЗ.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю является средством дугогашения. По сравнению с сетями, работающими с изолированной нейтралью, а также с эффективным и неэффективным заземлением нейтрали, правильно используемая компенсация емкостных токов в сетях имеет следующие преимущества:

- уменьшает ток через место повреждения до минимальных значений (в пределах до активных составляющих и высших гармоник), обеспечивает надежное дугогашение (предотвращает длительное воздействие заземляющей дуги) и безопасность при растекании токов в земле;

- облегчает требования к заземляющим устройствам;

- ограничивает перенапряжения, возникающие при дуговых замыканиях на землю, до значений $2,2-2,5 U_{\text{ф}}$ (при степени расстройки компенсации 0–0,5 %), безопасных для изоляции эксплуатируемого оборудования и линий;

- значительно снижает скорости восстанавливающихся напряжений на поврежденной фазе, способствует восстановлению диэлектрических свойств места повреждения в сети после каждого погасания перемежающейся заземляющей дуги;

- предотвращает набросы реактивной мощности на источники питания при дуговых замыканиях на землю, чем сохраняется качество электроэнергии у потребителей;

- предотвращает развитие в сети феррорезонансных процессов (в частности, самопроизвольных смещений нейтрали), если выполняются ограничения в отношении применения плавких предохранителей на линиях электропередач;

- обеспечивает высокую надежность работы высоковольтных линий без грозозащитного троса.

При компенсации емкостных токов воздушные и кабельные сети могут длительно работать с замкнувшейся на землю фазой.

Принцип компенсации емкостных токов замыкания на землю показан на рис. 5.10.

Распределенные емкостные и активные проводимости сети на землю равны соответственно

$$j\omega(C_A + C_B + C_C) \text{ и } 1/R = 3/r + 1/r_k.$$

Активные проводимости сети на землю обусловлены активными утечками в изоляции и потерями в дугогасящей катушке (рис. 5.10, а).

Ток в дугогасящей катушке (рис. 5.10, б) возникает в результате воздействия на нее напряжения смещения нейтрали $U_H = -U_A$. Он равен

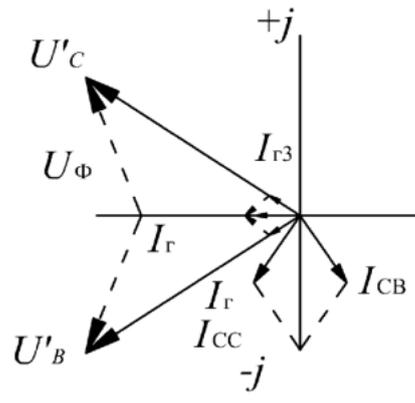
$$I_k = j \frac{U_\Phi}{\omega L_k} - \frac{U_\Phi}{r_k},$$

где L_k – индуктивность дугогасящей катушки; r_k – сопротивление, эквивалентное активным потерям в дугогасящей катушке.

При целесообразно используемой компенсации не менее 85 % замыканий на землю ликвидируется в сети без ущерба для электропитания потребителей. Длительная работа сетей 6–35 кВ с изолированной нейтралью допускается при емкостных токах замыкания на землю, не превышающих следующие значения [1] (табл. 5.1).

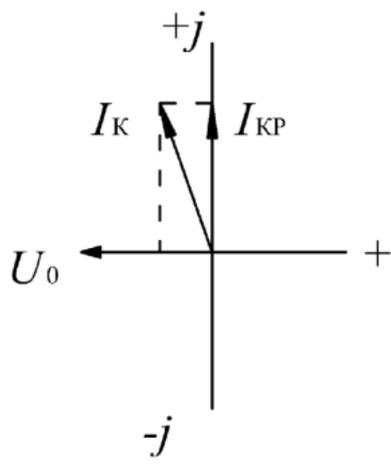
Таблица 5.1

Параметр	Значение		
Напряжение сети, кВ	6	10	35 и выше
Емкостный ток замыкания на землю, А	30	20	10

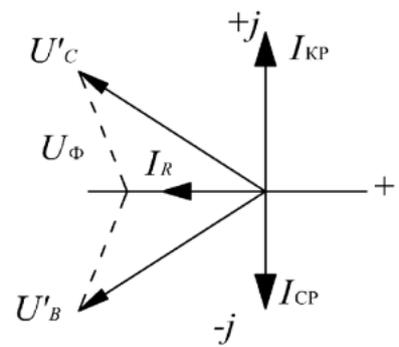


$$I_C = I_{CB} + I_{CC}$$

a)



б)



в)

Рис. 5.10. Векторные диаграммы емкостного и активного токов в сети (а); тока в дугогасящей катушке (ток компенсации) (б); результирующего тока в месте повреждения (в)

Однако исследования опасности воздействия заземляющих дуг и перенапряжений, а также опыт эксплуатации показали, что в сетях 6 и 10 кВ целесообразно применять дугогасящие катушки тогда, когда емкостные токи замыкания на землю достигают соответственно 20 и 15 А и менее.

В блочных схемах генератор-трансформатор (на генераторном напряжении), а также в сетях 6–35 кВ с повышенными требованиями к безопасности обслуживания (сети торфоразработок и т. п.) дугогасящие аппараты применяются, если емкостные токи замыкания на землю достигают 5 А.

Дугогасящие катушки (ДГК). Дугогасящая катушка представляет собой индуктивность, предназначенную для гашения дуги емкостного тока замыкания на землю и ограничения перенапряжений при повторных зажиганиях заземляющей дуги. По способам регулирования тока компенсации дугогасящие катушки разделяются на три основных вида:

- а) с переключением ответвлений обмотки;
- б) с изменением зазоров в магнитной системе;
- в) с изменением индуктивности подмагничиванием постоянным током.

В настоящее время широкое распространение получили реакторы управляемые заземляющие однофазные с масляным охлаждением типа РУОМ, которые позволяют автоматически плавно изменять индуктивность путем подмагничивания сердечника постоянным током (рис. 5.11).

Если на подстанции нет трансформатора с соединением обмоток ВН по схеме «звезда с нейтралью», то применяют заземляющий фильтр нулевой последовательности типа ФЗМО. Регулирование тока подмагничивания, а следовательно, и индуктивности реактора осуществляется вручную или автоматически при помощи системы управления САНК (рис. 5.11).

ДГК подключаются к нейтрали трансформаторов или генераторов разъединителями или выключателями. Выключатель со стороны питающей сети устанавливается тогда, когда трансформатор, к нейтрали которого подключена дугогасящая катушка, предназначен для питания нагрузки. Например, такой трансформатор целесообразно использовать для питания собственных нужд. Выключатель заменяется разъединителем, если трансформатор предназначен только для подключения ДГК.

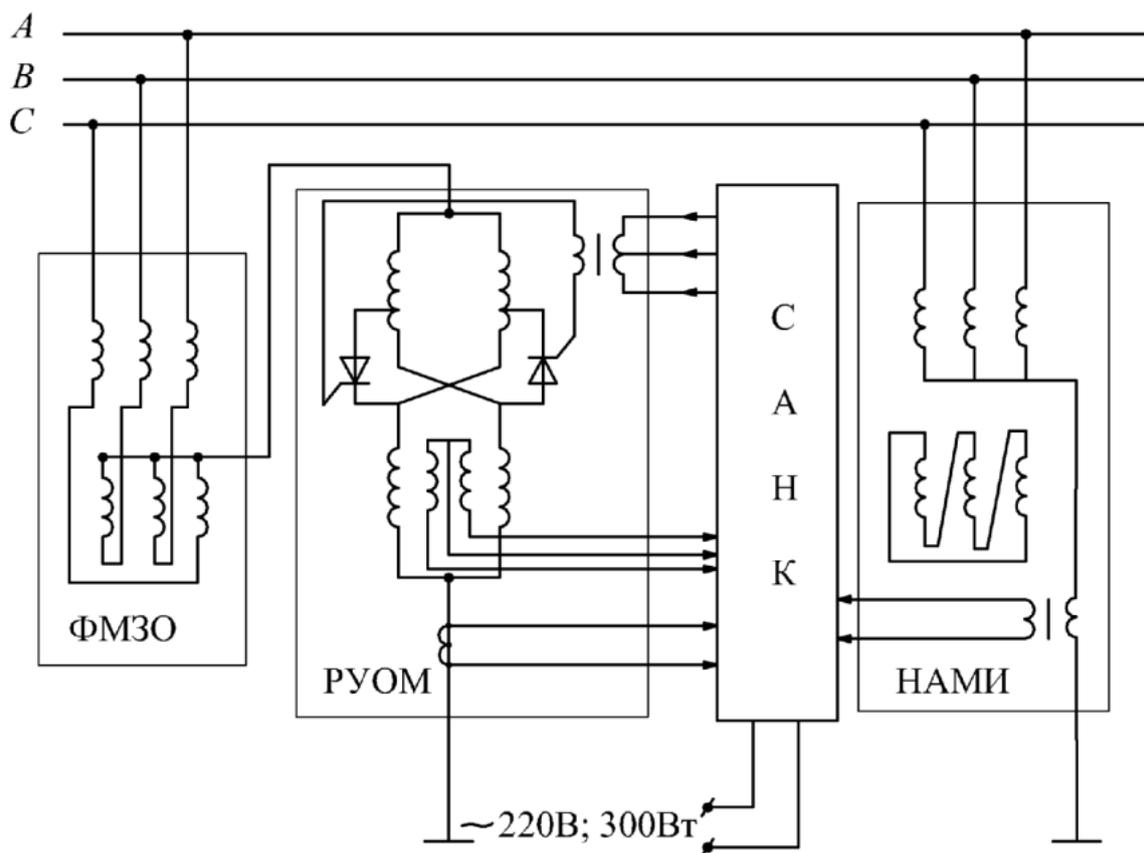


Рис. 5.11. Управляемая ДГК типа РУОМ

В схеме на рис. 5.12, а предусмотрена возможность подключения двух ДГК к нейтрали любого из трансформаторов, если один из них отключен от сети по каким-либо причинам. В схеме на рис. 5.12, б мощность каждой дугогасящей катушки выбрана из расчета компенсации емкостного тока замыкания на землю сети, питаемой от соответствующей секции шин. Для подключения дугогасящих катушек использованы трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда–треугольник».

Объединение нейтралей трансформаторов через нулевую шину (рис. 5.12, а) недопустимо, так как при раздельной работе этих трансформаторов при наличии в ней замыкания на землю напряжения на нейтрали U_0 одинаково изменяют фазные напряжения разделившихся частей сети, вследствие чего становится невозможным определение части сети, в которой произошло замыкание на землю. Мощности ДГК выбираются такими, чтобы была осуществлена полная компенсация емкостного тока сети при любых конфигурациях сети.

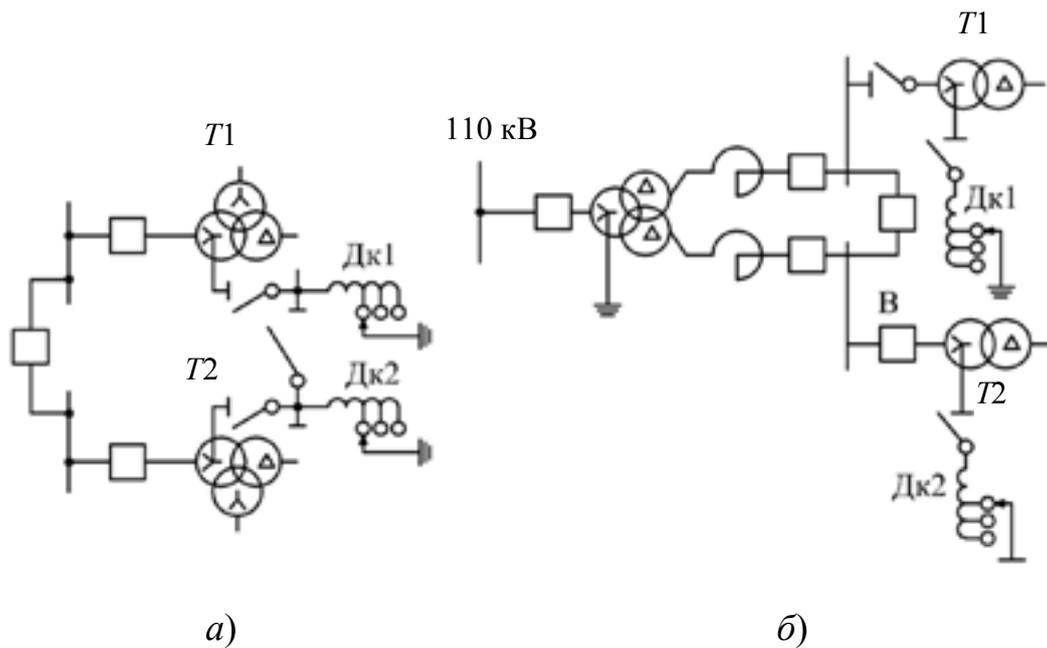


Рис. 5.12. Схемы подключения дугогасящих катушек к нейтралю трансформаторов: а – две дугогасящие катушки; б – Т1 не имеет нагрузки, Т2 имеет нагрузку, поэтому он подключается к шинам через выключатель В

Настройка дугогасящих катушек. Схема простейшей резонансно-заземленной сети приведена на рис. 5.13. Нейтраль заземлена через дугогасящую катушку с индуктивностью L_H и активным сопротивлением R_H .

В случае замыкания фазы на землю через переходное сопротивление R_{Π} в месте повреждения, по сравнению с незаземленной сетью, появляется ток, обусловленный дугогасящей катушкой:

$$I_H = -\frac{U_H}{R_H} - \frac{U_H}{j\omega L_H}. \quad (5.19)$$

Максимальный индуктивный ток дугогасящей катушки при металлическом замыкании на землю будет равен

$$I_{L_{\max}} = U_{\Phi} / \omega L_H,$$

и тогда

$$I_H = -U_H / R_H + jI_{L_{\max}}. \quad (5.20)$$

Индуктивная составляющая тока в месте замыкания на землю зависит от настройки дугогасящей катушки.

Возможны три режима настройки:

1. Резонансный, когда $I_{L_{\max}} = I_{C_{\max}}$.
2. Недокомпенсации, когда $(I_{L_{\max}} < I_{C_{\max}})$.
3. Перекомпенсации, когда $(I_{L_{\max}} > I_{C_{\max}})$.

Наиболее эффективна резонансная настройка с применением реакторов типа РУОМ. При резонансной настройке получается минимальный ток в месте замыкания на землю, и, как следствие, обеспечиваются наилучшие режимы работы сети. При резонансной настройке реактивная мощность остается такой же, как и до замыкания на землю, т. е. замыкания на землю не отражаются ни на потребителях, ни на источниках питания. Однако резонансная настройка не всегда возможна: во-первых, из-за того, что катушки старых типов (ЗРОМ) имеют ступенчатое регулирование индуктивности; во-вторых, из-за того, что параметры сети в процессе эксплуатации могут изменяться вследствие режимных и аварийных отключений.

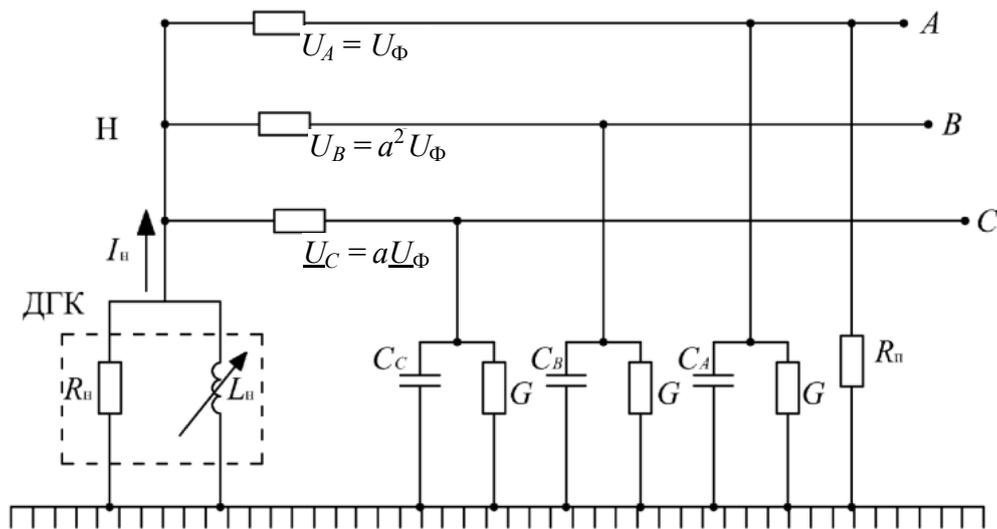


Рис. 5.13. Схема замещения электрической сети с заземлением нейтрали через дугогасящую катушку

Дуга лучше всего погасает при резонансной настройке. При отклонении от резонанса условия гашения дуги ухудшаются. Поэтому вынужденные расстройки рекомендуется принимать в пределах $\pm 5\%$. Отклонения от резонансной настройки можно допускать лишь в крайних случаях. Таким образом, при выборе настроек дугогасящих устройств должны выполняться следующие условия:

- настройка должна быть резонансной;

– допускаются расстройки в сторону перекомпенсации, при которых в сетях 6–10 кВ избыточный ток дугогасящих катушек не превышает 5 А, а степень расстройки не более 5 %. При большей разнице токов смежных ответвлений катушек временно допускается настройка с избыточным индуктивным током до 10 А;

– в сетях 35 кВ при емкостных токах не менее 15 А разрешается увеличивать степень расстройки до 10 %;

– смещение нейтрали во всех режимах сети не должно приводить к повышению напряжений фаз относительно земли, опасным для изоляции.

Предельными называются следующие напряжения смещения нейтрали (по отношению к нормальному фазному напряжению сети):

- допускаемые длительно – менее 15 % ;
- допускаемые в течение 1 ч – не более 30 % ;
- аварийные – 100 % , ограничиваемые временем работы компенсирующих устройств (обычно 2 ч).

Последние рекомендации исходят из следующего:

1. При самом неблагоприятном фазном сдвиге, когда напряжение смещения нейтрали оказывается в противофазе с одним из фазных напряжений, напряжение двух фаз уменьшается примерно на 5,5 % , а напряжение одной фазы возрастает на 15 % , что длительно допустимо для изоляции.

2. В течение 2 ч удается отыскать и устранить причины, обусловившие повышение напряжения на нейтрали (найти и ликвидировать обрыв провода или жилы кабеля, подключить отключенную линию, изменить настройку и т. д.). Наконец, аварийное смещение возникает при замыканиях на землю или при отсутствии замыкания в неполнофазном режиме.

Выводы. Основным достоинством резонансно-заземленных сетей является то, что наиболее вероятные виды нарушения изоляции – замыкание фаз на землю – не развиваются в междуфазные КЗ, что позволяет оставить в работе поврежденный участок сети на время, достаточное для его отыскания и отключения без перерыва питания потребителей. Статистика показывает, что примерно 70 % всех замыканий на землю в компенсированных сетях не сопровождаются развитием в междуфазные КЗ. При наличии автоматической настройки эта цифра повышается до 80–50 %. Кроме того, дугогасящие катушки ограничивают перенапряжение при дуговых замыканиях на землю до $2,2 U_{\text{ф}}$ против 4,2 для незаземленных сетей. Однако поскольку коэф-

коэффициент эффективности заземления нейтрали резонансно-заземленных сетей остается таким же, как и у незаземленных сетей, то здесь также применяются 115%-ные разрядники или ОПН и должен иметь место соответствующий им уровень изоляции. Таким образом, изоляция незаземленных и резонансно заземленных сетей получается относительно дорогой. Поэтому рациональная область незаземленных и резонансно заземленных сетей – это область относительно небольших напряжений. В нашей стране исторически сложилось так, что граница этой области лежит на уровне 35 кВ, а в практике других стран – в диапазоне 20–110 кВ. Если ток замыкания на землю не превышает $I_{доп}$, то сеть оставляют работать с незаземленными нейтралью, в противном случае нейтрали обмоток машин, установленных в узловых точках сети, заземляют через дугогасящие катушки. Защита от замыканий на землю выполняется с действием на сигнал.

Контрольные вопросы и задания

1. Какие виды заземлений имеют место в СЭС?
2. Что такое коэффициент эффективности заземления нейтрали?
3. Чем обусловлено смещение нейтрали в сетях с незаземленными нейтралью?
4. Как определяются напряжения фаз относительно земли при замыкании одной фазы на землю в сети с изолированной нейтралью при $R_{\Pi} = 0$?
5. Как определить ток замыкания на землю в сети с незаземленной нейтралью?
6. Поясните характер протекания переходного процесса при пробое фазы на землю в сети с незаземленной нейтралью при перемежающейся дуге.
7. Укажите область применения сетей с резонансным заземлением нейтрали.
8. Приведите схемы включения дугогасящих катушек.
9. В чем смысл настройки дугогасящих катушек?

ГЛАВА 6. Однократная поперечная несимметрия

6.1. Общие положения

Расчеты токов трехфазных КЗ в трехфазных симметричных сетях производятся на одну фазу вследствие подобия явлений, происходящих в каждой из фаз, и равенства значений по фазам одноименных величин.

При несимметрии в произвольной точке системы сопротивления в фазах неодинаковы и по этим причинам явления по фазам различны. Неодинаковы в этом случае токи, напряжения и углы сдвига между ними в различных фазах. Для определения токов и напряжений в любой фазе несимметричной системы необходимо составить схему замещения и написать необходимое число уравнений с учетом взаимной индукции, что усложняет решение задач.

Сравнительно просто расчеты несимметричных режимов в трехфазных сетях осуществляются с помощью метода симметричных составляющих. Вычисление токов и напряжений в этом случае сводится к определению этих величин при некотором фиктивном трехфазном КЗ, что дает возможность вновь воспользоваться однолинейной схемой замещения и произвести расчет на одну фазу. В этом заключается одно из основных достоинств метода симметричных составляющих.

6.2. Метод симметричных составляющих

Произвольную несимметричную систему трех векторов (напряжения, токи, потоки): \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} можно разложить однозначно на три симметричные системы:

- систему векторов прямой последовательности $\underline{A}_1, \underline{B}_1, \underline{C}_1$;
- систему векторов обратной последовательности $\underline{A}_2, \underline{B}_2, \underline{C}_2$;
- систему векторов нулевой последовательности $\underline{A}_0, \underline{B}_0, \underline{C}_0$.

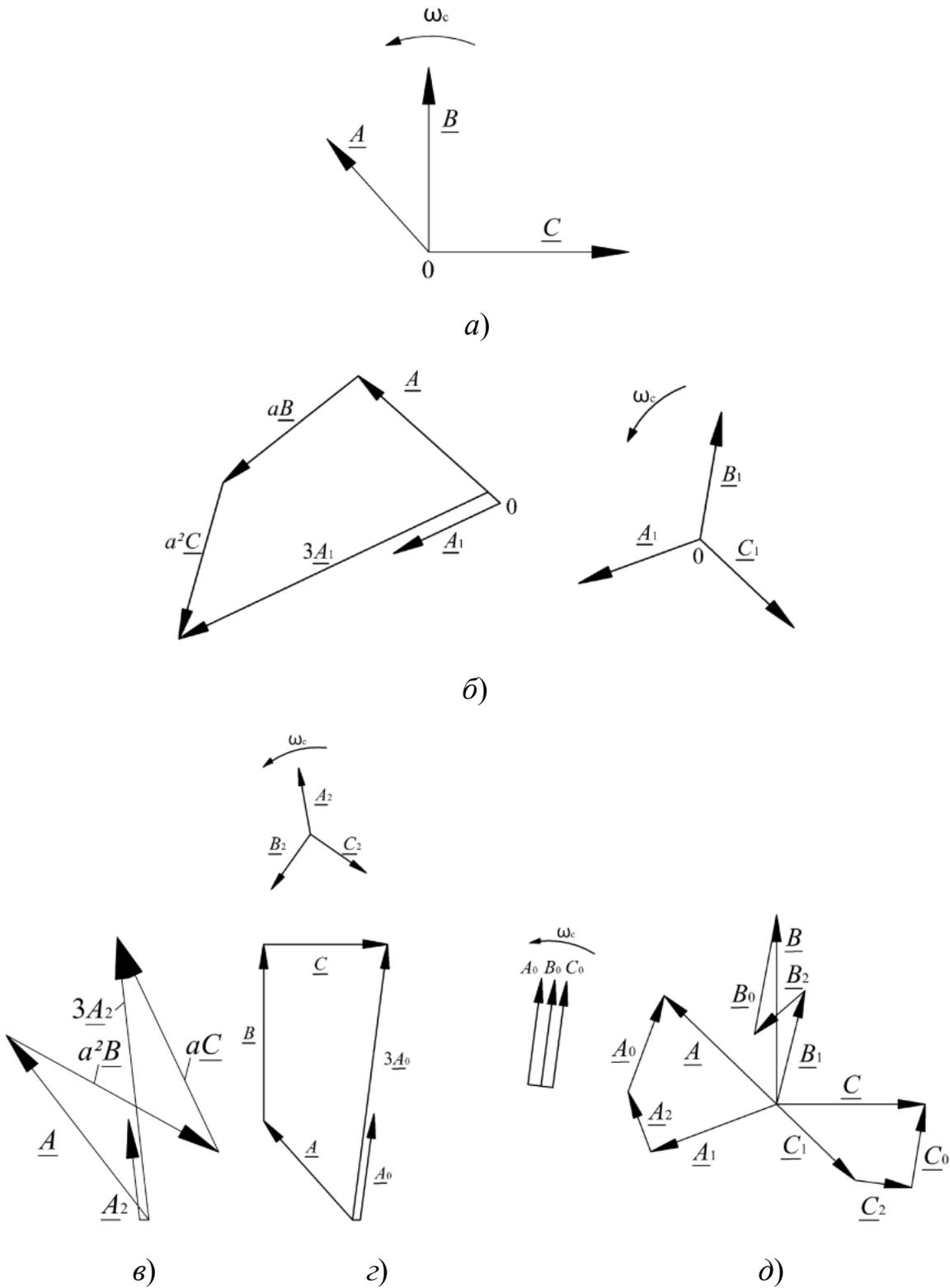


Рис. 6.1. Разложение несимметричной системы трех векторов на симметричные составляющие: *a* – исходная система векторов \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} ; *б* – определение составляющих прямой последовательности; *в* – определение составляющих обратной последовательности; *г* – определение составляющих нулевой последовательности; *д* – проверка результатов

Согласно условию разложения имеем:

$$\begin{cases} \underline{A} = \underline{A}_1 + \underline{A}_2 + \underline{A}_0; \\ \underline{B} = \underline{B}_1 + \underline{B}_2 + \underline{B}_0; \\ \underline{C} = \underline{C}_1 + \underline{C}_2 + \underline{C}_0. \end{cases} \quad (6.1)$$

Для сведения уравнений (6.1) к трем неизвестным вводят оператор фазы a . Модуль оператора фазы a равен 1. Таким образом, если любой вектор умножить на a , то модуль вектора не изменится, а лишь произойдет его поворот на 120° против часовой стрелки.

Оператор фазы a определяется из соотношений:

$$a = e^{j120^\circ} = \cos 120^\circ + j \sin 120^\circ = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2};$$

$$a^2 = e^{j240^\circ} = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2}; \quad a^3 = e^{j360^\circ} = 1.$$

Благодаря этому свойству векторы каждой из симметричных систем (прямой, обратной, нулевой) можно выразить через один вектор той же системы, т. е. три неизвестных в каждом уравнении свести к одному.

Если принять в качестве основной фазу A , то систему векторов (6.1) при помощи оператора фазы a можно представить в следующем виде:

$$\begin{cases} \underline{A} = \underline{A}_1 + \underline{A}_2 + \underline{A}_0; \\ \underline{B} = a^2 \underline{A}_1 + a \underline{A}_2 + \underline{A}_0; \\ \underline{C} = a \underline{A}_1 + a^2 \underline{A}_2 + \underline{A}_0. \end{cases} \quad (6.2)$$

Совместное решение системы уравнений (6.2) дает

$$\begin{cases} \underline{A}_1 = (\underline{A} + a \underline{B} + a^2 \underline{C}) / 3; \\ \underline{A}_2 = (\underline{A} + a^2 \underline{B} + a \underline{C}) / 3; \\ \underline{A}_0 = (\underline{A} + \underline{B} + \underline{C}) / 3. \end{cases} \quad (6.3)$$

В соответствии с уравнениями (6.3) по известным несимметричным векторам \underline{A} , \underline{B} , \underline{C} можно найти их симметричные составляющие графическим или аналитическим способами. Пример графического

определения симметричных составляющих несимметричной трехфазной системы приведен на рис. 6.1.

Степень несимметрии трехфазной системы оценивается коэффициентами несимметрии и неуравновешенности системы.

Коэффициентом несимметрии системы b называется абсолютная величина отношения составляющей напряжения обратной последовательности к прямой

$$b = |U_2 / U_1|. \quad (6.4)$$

Коэффициентом неуравновешенности системы K называется абсолютная величина отношения составляющей напряжения нулевой последовательности к прямой

$$K = |U_0 / U_1|. \quad (6.5)$$

Системы прямой и обратной последовательности являются симметричными и уравновешенными, а система нулевой последовательности является симметричной, но неуравновешенной. Система нулевой последовательности может существовать только в неуравновешенных системах, которые характеризуются следующим условием: $\underline{A} + \underline{B} + \underline{C} \neq 0$. Геометрическая сумма неуравновешенной системы фазных токов равна утроенному току нулевой последовательности, который протекает в земле или нулевом проводе.

6.3. Принцип независимости действия симметричных составляющих

При несимметричном режиме симметрично выполненной трехфазной цепи все три последовательности можно рассматривать совершенно независимо, так как между отдельными последовательностями нет никакого взаимодействия. Это положение является важным для практического применения метода симметричных составляющих.

Рассмотрим трехфазную цепь (рис. 6.2). Для такой трехфазной цепи справедливы уравнения:

$$\begin{cases} \underline{U}_A = \underline{I}_A Z_A + \underline{I}_B Z_{AB} + \underline{I}_C Z_{AC}; \\ \underline{U}_B = \underline{I}_A Z_{AB} + \underline{I}_B Z_B + \underline{I}_C Z_{BC}; \\ \underline{U}_C = \underline{I}_A Z_{AC} + \underline{I}_B Z_{BC} + \underline{I}_C Z_C. \end{cases} \quad (6.6)$$

Положим $U_A = U_B = U_C$; $I_A = I_B = I_C$; $I_{AB} = I_{BC} = I_{AC}$.

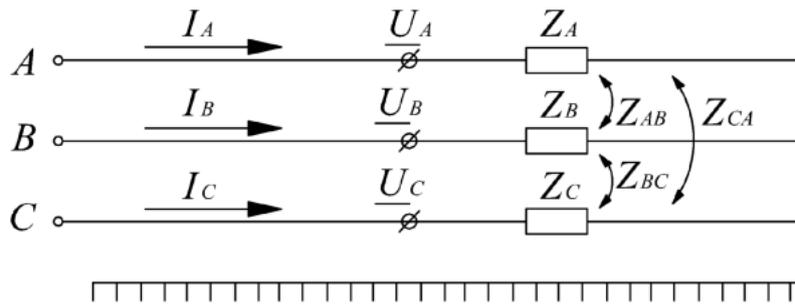


Рис. 6.2. Схема трехфазной цепи

Используя метод симметричных составляющих к системе токов и напряжений, систему (6.6) с учетом (6.3) можно переписать:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{A1} + \underline{U}_{A2} + \underline{U}_0 &= (\underline{I}_{A1} + \underline{I}_{A2} + \underline{I}_0) Z_A + (a^2 \underline{I}_{A1} + a \underline{I}_{A2} + \underline{I}_0) Z_{AB} + \\ &+ (a \underline{I}_{A1} + a^2 \underline{I}_{A2} + \underline{I}_0) Z_{AC} = \underline{I}_{A1} (Z_A + a^2 Z_{AB} + a Z_{AC}) + \\ &+ \underline{I}_{A2} (Z_A + a Z_{AB} + a^2 Z_{AC}) + \underline{I}_0 (Z_A + Z_{AB} + Z_{AC}); \\ a^2 \underline{U}_{A1} + a \underline{U}_{A2} + \underline{U}_0 &= (\underline{I}_{A1} + \underline{I}_{A2} + \underline{I}_0) Z_{AB} + (a^2 \underline{I}_{A1} + a \underline{I}_{A2} + \underline{I}_0) Z_B + \\ &+ (a \underline{I}_{A1} + a^2 \underline{I}_{A2} + \underline{I}_0) Z_{BC} = \underline{I}_{A1} (Z_{AB} + a^2 Z_B + a Z_{BC}) + \\ &+ \underline{I}_{A2} (Z_{AB} + a Z_B + a^2 Z_{BC}) + \underline{I}_0 (Z_{AB} + Z_B + Z_{BC}); \\ a \underline{U}_{B1} + a^2 \underline{U}_{A2} + \underline{U}_0 &= (\underline{I}_{A1} + \underline{I}_{A2} + \underline{I}_0) Z_{AB} + (a^2 \underline{I}_{A1} + a \underline{I}_{A2} + \underline{I}_0) Z_B + \\ &+ (a \underline{I}_{A1} + a^2 \underline{I}_{A2} + \underline{I}_0) Z_{BC} = \underline{I}_{A1} (Z_{AB} + a^2 Z_B + a Z_{BC}) + \\ &+ \underline{I}_{A2} (Z_{AB} + a Z_B + a^2 Z_{BC}) + \underline{I}_0 (Z_{AB} + Z_B + Z_{BC}). \end{aligned}$$

Решение этой системы уравнений относительно симметричных составляющих напряжений дает:

$$\begin{cases} \underline{U}_{A1} = \underline{I}_{A1} Z_{00} + \underline{I}_{A2} Z_{22} + \underline{I}_{A0} Z_{11}; \\ \underline{U}_{A2} = \underline{I}_{A1} Z_{11} + \underline{I}_{A2} Z_{00} + \underline{I}_{A0} Z_{22}; \\ \underline{U}_{A0} = \underline{I}_{A1} Z_{22} + \underline{I}_{A2} Z_{11} + \underline{I}_{A0} Z_{00}, \end{cases} \quad (6.7)$$

где Z_{ii} – коэффициенты, составленные из комбинаций сопротивлений исходной схемы.

Уравнения (6.7) устанавливают нарушение принципа независимости действия симметричных составляющих для схемы с неодинаковыми сопротивлениями фаз, для которой протекание токов какой-либо после-

довательности вызывает падение напряжения всех трех последовательностей.

Элементы электрических систем в нормальных и аварийных режимах по своим физическим параметрам оказываются практически симметричными, что позволяет считать:

$$Z_A = Z_B = Z_C = Z_L; Z_{AB} = Z_{AC} = Z_{BC} = Z_M.$$

При этом исходные уравнения значительно упрощаются:

$$\begin{cases} \underline{U}_{A1} + \underline{U}_{A2} + \underline{U}_0 = \underline{I}_{A1}(Z_L - Z_M) + \underline{I}_{A2}(Z_L - Z_M) + \underline{I}_0(Z_L + 2Z_M); \\ a^2 \underline{U}_{A1} + a \underline{U}_{A2} + \underline{U}_0 = a^2 \underline{I}_{A1}(Z_L - Z_M) + a \underline{I}_{A2}(Z_L - Z_M) + \underline{I}_0(Z_L + 2Z_M); \\ a \underline{U}_{A1} + a^2 \underline{U}_{A2} + \underline{U}_0 = a \underline{I}_{A1}(Z_L - Z_M) + a^2 \underline{I}_{A2}(Z_L - Z_M) + \underline{I}_0(Z_L + 2Z_M). \end{cases} \quad (6.8)$$

Решая совместно уравнения (6.8) относительно симметричных составляющих напряжения, имеем:

$$\begin{cases} \underline{U}_{A1} = \underline{I}_{A1}(Z_L - Z_M) = \underline{I}_{A1}Z_1; \\ \underline{U}_{A2} = \underline{I}_{A2}(Z_L - Z_M) = \underline{I}_{A2}Z_2; \\ \underline{U}_0 = \underline{I}_0(Z_L - 2Z_M) = \underline{I}_0Z_0, \end{cases} \quad (6.9)$$

где Z_1 – сопротивление прямой последовательности; Z_2 – сопротивление обратной последовательности; Z_0 – сопротивление нулевой последовательности.

Уравнения (6.9) отражают принцип независимости действия симметричных составляющих, который состоит в том, что *в трехфазной системе с симметричными элементами напряжение любой последовательности может вызвать токи только одноименной последовательности*. Точно также токи данной последовательности вызывают в фазах элементов системы падения напряжения только своей последовательности.

ЭДС симметричного трехфазного источника питания образуют симметричную систему векторов прямой последовательности. При нормальной симметричной нагрузке или при трехфазном КЗ такая система ЭДС способна вызвать только токи прямой последовательности, так как напряжения и ЭДС других последовательностей в таких режимах отсутствуют.

При несимметричных КЗ в месте повреждения возникают несимметричные напряжения вследствие нарушения симметрии режима. Вся схема в целом и по частям продолжает оставаться симметрич-

ной. Появляющиеся при этом токи обратной и нулевой последовательности вызывают в элементах схемы соответствующие магнитные потоки и падения напряжения.

ЭДС контуров токов обратной и нулевой последовательности можно учитывать падением напряжения в реактивном сопротивлении машины той или иной последовательности подобно тому, как учитывается ЭДС реакции статора машины падением напряжения в соответствующей реактивности. В силу указанных соображений можно считать, что при любом режиме генератор вырабатывает ЭДС только прямой последовательности, а ЭДС обратной и нулевой последовательности генератора равны нулю.

Учитывая изложенное выше, для произвольного несимметричного КЗ основные уравнения в соответствии с вторым законом Кирхгофа для каждой последовательности будут иметь вид:

$$\begin{cases} \underline{U}_{K1} = \underline{E} - Z_1 \underline{I}_{K1}; \\ \underline{U}_{K2} = 0 - Z_2 \underline{I}_{K2}; \\ \underline{U}_{K0} = 0 - Z_0 \underline{I}_{K0}, \end{cases} \quad (6.10)$$

где \underline{U}_{K1} , \underline{U}_{K2} , \underline{U}_{K0} , \underline{I}_{K1} , \underline{I}_{K2} , \underline{I}_{K0} – симметричные составляющие напряжения и тока в месте КЗ; \underline{E} – результирующая ЭДС схемы прямой последовательности относительно точки КЗ.

Уравнения (6.10) содержат шесть неизвестных величин: три составляющих напряжения и три составляющих тока соответствующих последовательностей. Недостающие уравнения для определения неизвестных величин получают из граничных условий, которыми характеризуется тот или иной вид несимметричного повреждения.

6.4. Сопротивления различных последовательностей элементов СЭС

Общие положения. Все сопротивления, которыми характеризуются отдельные элементы в нормальном симметричном режиме, а также в симметричном переходном процессе, по существу, являются сопротивлениями прямой последовательности. Этот термин раньше не вводился, так как в схеме протекали токи лишь прямой последовательности. При отсутствии взаимоиндукции между фазами какого-либо элемента его сопротивления прямой, обратной и нулевой после-

довательности одинаковы, так как они обусловлены только собственной индуктивностью фазы $X_1 = X_2 = X_0$.

При наличии магнитной связи между фазами реактивное сопротивление определяется с учетом взаимной индуктивности, которое зависит от того, какая последовательность токов протекает по фазам. Для элемента, магнитосвязанные цепи которого неподвижны друг относительно друга, сопротивления прямой и обратной последовательностей одинаковы, так как от перемены чередования фаз взаимная индукция между фазами такого элемента не изменяется.

Таким образом, для трансформаторов, воздушных и кабельных линий, реакторов $X_1 = X_2$.

Сопротивление нулевой последовательности всех элементов резко отличается от сопротивлений прямой и обратной последовательностей, так как для нулевой последовательности влияние взаимной индукции сказывается иначе. Это различие исходит из того, что система токов нулевой последовательности совпадает по фазам, в то время как токи прямой и обратной последовательностей по фазам сдвинуты на 120° . Кроме того, на величину реактивности нулевой последовательности оказывает влияние схема соединения фаз элементов ЭЭС и режим нейтрали. Если нет пути для протекания токов нулевой последовательности, то это равносильно тому, что сопротивление нулевой последовательности равно бесконечности.

Сопротивления обратной последовательности электрических машин и обобщенной нагрузки. Реактивное сопротивление обратной последовательности синхронных машин зависит от симметрии ротора. Токи обратной последовательности создают магнитный поток, который вращается относительно статора с синхронной скоростью в обратном направлении вращения ротора и, следовательно, вращается относительно ротора с двойной синхронной скоростью. При своем перемещении этот поток встречает различное сопротивление в расточке статора, поочередно совпадая то с продольной, то с поперечной осью ротора. Если воздушный зазор одинаков по всей окружности расточки машины и ротор симметричен, то в своем перемещении поток обратной последовательности всюду встречает одинаковое сопротивление, как и поток прямой последовательности, в силу чего реактивность обратной последовательности мало отличается от сверхпереходной реактивности.

Значения реактивного сопротивления обратной последовательности приводятся в каталогах и справочниках как параметры маши-

ны. При отсутствии таких данных в качестве приближенных значений можно принимать:

– для турбогенераторов и машин с демпферными обмотками $X_2 = 1,22 X_d''$;

– для машин без демпферных обмоток $X_2 = 1,45 X_d'$.

В практических приближенных расчетах токов, особенно при удаленном КЗ, допускается еще большее упрощение: $X_2 = X_d''$.

Индуктивное сопротивление обратной последовательности синхронных и асинхронных электродвигателей допустимо принимать численно равным индуктивной составляющей их сопротивления короткого замыкания.

Сопротивление обратной последовательности обобщенной нагрузки какого-либо узла в относительных единицах, к полной мощности нагрузки и среднему номинальному напряжению той ступени напряжения сети, где эта нагрузка присоединена, принимают равным:

– при напряжении сети 35 кВ и более – $X_{2*} = 0,45 \text{ ОЕ}$;

– при напряжении сети менее 35 кВ – $X_{2*} = 0,35 \text{ ОЕ}$.

Сопротивление нулевой последовательности элементов СЭС

1. Синхронные машины. Токи нулевой последовательности синхронных машин создают потоки, одинаковые и совпадающие по времени. Но так как фазные обмотки машины сдвинуты по окружности статора на 120° электрических градусов, потоки нулевой последовательности машины оказываются сдвинутыми в пространстве друг относительно друга на 120° . В силу этого обстоятельства можно считать, что результирующий поток нулевой последовательности синхронных машин определяется потоками рассеяния пазов и лобовых частей. Для токов нулевой последовательности сопротивление рассеяния меньше чем для токов прямой и обратной последовательности, причем степень этого уменьшения зависит от типа обмотки.

2. Реакторы. Реактивность реакторов в основном определяется их самоиндукцией. Взаимоиндукция между фазами реактора настолько мала, что практически ею можно пренебречь. По этой причине реактивное сопротивление нулевой последовательности реактора можно считать равным реактивному сопротивлению прямой последовательности, т. е. $X_0 = X_1$.

3. Трансформаторы. Реактивность нулевой последовательности трансформаторов зависит от схемы соединения обмоток и их конструкции.

Если к обмотке, соединенной в треугольник, приложить напряжение нулевой последовательности, то в силу равенства сопротивлений каждой из фаз разность потенциалов (напряжения) между любыми фазами равна нулю, следовательно, ток по обмотке, соединенной в треугольник, протекать не будет. К аналогичному выводу можно прийти, если напряжение нулевой последовательности приложено к обмотке, соединенной в звезду без заземленной нейтрали.

Таким образом, сопротивления нулевой последовательности трансформатора со стороны его обмотки, соединенной треугольником (Δ) или звездой без заземленной нейтрали (Y), всегда равно бесконечности ($X_0 = \infty$), так как приложенное напряжение нулевой последовательности со стороны указанных обмоток не может вызвать в трансформаторе тока нулевой последовательности независимо от схемы соединения других его обмоток.

Для группы из трех однофазных трансформаторов ток намагничивания не зависит от того, какая симметричная система напряжения подведена к ней, магнитный поток каждой фазы имеет отдельный магнитопровод. Поэтому в данном случае ток намагничивания нулевой последовательности $I_{\mu 0}$ столь же мал, что и ток намагничивания прямой (или обратной) последовательности, что позволяет пренебречь им, т. е. считать $X_{\mu 0} = \infty$. Это справедливо также для трехфазных четырех- и пятистержневых (броневых) трансформаторов, поскольку при таких конструкциях магнитные потоки нулевой последовательности замыкаются через свободные от обмотки стержни магнитопровода.

Иные условия имеют место в трехфазных трехстержневых трансформаторах. Намагничивающие потоки нулевой последовательности каждого стержня не могут замыкаться по магнитопроводу других стержней, так как они заняты потоками от токов нулевой последовательности своих фаз, что вытесняет их на стенки и крышку бака. В результате значительного увеличения магнитного сопротивления (потоки нулевой последовательности преодолевают магнитное сопротивление воздушного промежутка между ярмом и баком трансформатора) реактивность намагничивания нулевой последовательности существенно уменьшается, продолжая численно оставаться намного больше реактивностей рассеяния обмоток трансформатора.

Обратимся к количественной оценке реактивного сопротивления нулевой последовательности трансформаторов.

При соединении обмоток Y_0 / Δ (табл. 6.1) ЭДС нулевой последовательности вторичных обмоток будут вызывать соответствующие токи, которые циркулируют только в этих обмотках, не выходя за их пределы. Это позволяет в схеме замещения замкнуть концы вторичной об-

мотки на нулевой провод. Тогда значение сопротивления X_0 может быть записано так:

$$X_0 = X_I + \frac{X_{II} X_{\mu 0}}{X_{\mu 0} + X_{II}} = X_I + \frac{X_{II}}{1 + X_{II}/X_{\mu 0}} \approx X_I + X_{II} = X_I.$$

Таблица 6.1

Сопротивления нулевой последовательности трансформаторов

№ п/п	Схема соединения обмоток силового трансформатора	Схема замещения силового трансформатора	Результирующее сопротивление нулевой последовательности ветви с трансформатором
1			$X_0 = X_I + X_{II} = X_I$
2			$X_0 = X_I + X_{\mu 0} \parallel \parallel (X_{II} + X_{\mu 0})$
3			$X_0 = X_I + X_{\mu 0}$
4			$X_0 = X_I + X_{III} \parallel \parallel (X_{II} + X_{\mu 0})$
5			$X_0 = X_I + X_{III}$
6			$X_0 = X_I + X_{II} \parallel X_{III}$

Имея в виду, что величина X_{11} значительно меньше $X_{\mu 0}$ ($X_{\mu 0} / X_{11} \approx 20$), можно считать, что и для трехстержневого трансформатора с соединением обмоток Y_0 / Y_0 (табл. 6.1) $X_0 \approx X_1$.

При соединении обмоток Y_0 / Y (табл. 6.1) сопротивление нулевой последовательности $X_0 = X_1 + X_{\mu 0}$. У трехобмоточных трансформаторов одна из обмоток соединена в треугольник. Поэтому для них всегда можно принимать $X_{\mu 0} = \infty$. В случаях автотрансформатора в схеме замещения участвуют все обмотки, так как через автотрансформатор токи нулевой последовательности могут переходить со стороны высшего напряжения на сторону среднего напряжения и наоборот, так как они имеют общую нейтраль. В табл. 6.1 $X_{Г0}$ – результирующее сопротивление нулевой последовательности внешней СЭС.

4. Воздушные ЛЭП. Индуктивное сопротивление нулевой последовательности воздушной линии электропередачи зависит от сечения проводов, расстояний между фазами, наличия или отсутствия заземленных тросов и других линий, проложенных по той же трассе, и многих других факторов. Поэтому его следует определять расчетным путем.

Для одноцепной воздушной линии без заземленных тросов индуктивное сопротивление нулевой последовательности, Ом/км, следует определять по формуле

$$X_0 = 0,4351g \frac{D_3}{R_{\text{ср}}}, \quad (6.11)$$

где $D_3 = 935$ м – эквивалентная глубина возврата тока через землю; $R_{\text{ср}}$ – средний геометрический радиус системы трех проводов линии, определяемый по формуле

$$R_{\text{ср}} = \sqrt[3]{R_3 D_{\text{ср}}^2}.$$

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности одноцепной воздушной линии с одним или несколькими заземленными тросами может быть определено по формуле

$$X_0^{(\tau)} = X_0 - \frac{X_{\text{пт}0}^2}{X_{\text{т}0}}, \quad (6.12)$$

где X_0 – индуктивное сопротивление нулевой последовательности линии без учета троса; $X_{пт0}$ – индуктивное сопротивление взаимоиндукции нулевой последовательности между тросом (системой тросов) и проводами линии; $X_{т0}$ – индуктивное сопротивление нулевой последовательности троса (системы тросов).

Индуктивное сопротивление взаимоиндукции нулевой последовательности $X_{пт0}$ определяется по формуле

$$X_{пт0} = 0,435 \lg \frac{D_3}{D_{пт}}, \text{ Ом/км}, \quad (6.13)$$

где $D_{пт}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами линии и тросом (системой тросов); при одном тросе, находящемся от фазных проводов на расстояниях соответственно D_{AT} , D_{BT} , D_{CT} .

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности $X_{т0}$, Ом/км, при одном тросе определяется по формуле

$$X_{т0} = 0,435 \lg \frac{D_3}{R_{\text{экв.т}}}, \quad (6.14)$$

где $R_{\text{экв.т}}$ – эквивалентный радиус троса.

При приближенных расчетах токов несимметричных КЗ допускается использовать данные о средних значениях отношений сопротивлений нулевой и прямой последовательностей воздушных линий электропередачи, считая, что:

- для одноцепных линий без заземленных тросов $X_0 = 3,5X_1$;
- для одноцепных линий со стальными заземленными тросами $X_0 = 3,0X_1$;
- для одноцепных линий с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов $X_0 = 2,0X_1$;
- для двухцепных линий без заземленных тросов $X_0 = 5,5X_1$;
- для двухцепных линий со стальными заземленными тросами $X_0 = 4,7X_1$;
- для двухцепных линий с заземленными тросами из хорошо проводящих материалов $X_0 = 3,0X_1$.

5. Кабели. Токи нулевой последовательности возвращаются по оболочке кабеля и по земле. Оболочка кабеля оказывает такое же влияние, как и трос в воздушных линиях, т. е. увеличивает сопротивление нулевой последовательности. Величины сопротивления нуле-

вой последовательности для кабелей в приближенных расчетах принимаются

$$X_0 = (3,5 - 4,5)X_1; R_0 = 10 R_1,$$

где X_1 и R_1 – соответственно активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности кабеля.

Таблица 6.2

Сопротивление элементов СЭС

Наименование элемента	Трехфазное КЗ		Прямая последовательность	Обратная последовательность	Нулевая последовательность
	именованные единицы	относительные единицы			
Синхронный генератор	$X_d'' \frac{U_H^2}{S_H}$	$X_d'' \frac{S_6}{S_H}$	$X_1 = X^{(3)}$	без ДО $X_2 = 1,45 X_d'$; с ДО $X_2 = 1,22 X_d''$	$X_0 =$ $= (0,15 - 0,6) X_1$
Кабельная ЛЭП	$X_0 L$	$X_0 L \frac{S_6}{U_{\text{л}}^2}$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	$X_0 = (3,5 - 4,5) X_1$ $R_0 = 10 R_1$
Токоограничивающий реактор	$\frac{X_P \%}{100} \frac{U_H}{\sqrt{3} I_H}$	$\frac{X_P \%}{100} \frac{I_6 U_H}{I_H U_6}$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	$X_0 = X_1$
Асинхронный двигатель	$0,2 \frac{U_H^2}{S_H}$ $E'' = 0,9 U_H$	$0,2 \frac{S_6}{S_H}$ $E_*'' = 0,9$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	$X_0 =$ $= (0,15 - 0,6) X_1$
Обобщенная нагрузка	$0,35 \frac{U_H^2}{S_H}$ $E_H'' = 0,8 U_H$	$0,35 \frac{S_6}{S_H}$ $E_{H*}'' = 0,8$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	Определяется элементами
Двухобмоточный трансформатор	$\frac{U_K \%}{100} \frac{U_H^2}{S_H}$	$\frac{U_K \%}{100} \frac{S_6}{S_H}$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = X_1$	Определяется соединением обмоток
Синхронный двигатель, компенсатор	$0,2 \frac{U_H^2}{S_H}$ $E'' = 1,1 U_H$	$0,2 \frac{S_6}{S_H}$ $E_*'' = 1,1$	$X_1 = X^{(3)}$	$X_2 = 1,22 X_1$, допускается $X_2 = X_1$	$X_0 =$ $= (0,15 - 0,6) X_1$

Формулы для определения сопротивлений различных последовательностей элементов СЭС приведены в табл. 6.2.

6.5. Схемы замещения отдельных последовательностей

При применении метода симметричных составляющих к расчету несимметричного установившегося или переходного режима возникает необходимость в составлении схем замещения прямой, обратной, нулевой последовательностей. Из схем замещения находят результирующие сопротивления отдельных последовательностей относительно места несимметрии. Из схемы замещения прямой последовательности, помимо того, находят результирующую ЭДС относительно той же точки.

Схема замещения прямой последовательности является обычной схемой, которую составляют при любом симметричном трехфазном установившемся или переходном режиме. При применении метода типовых кривых генераторы должны быть введены в схему замещения их сверхпереходными сопротивлениями, а нагрузки следует исключить.

Началом схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательности считают точку, в которой объединены свободные концы всех генерирующих и нагрузочных ветвей (если расчет ведется аналитическим методом). Это точка нулевого потенциала схемы соответствующей последовательности. Концом схем считают точку, где возникла несимметрия.

Схема замещения обратной последовательности. Поскольку пути циркуляции токов обратной последовательности те же, что и токов прямой последовательности, схема обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности и состоит из тех же элементов. Различие между ними состоит в том, что в схеме обратной последовательности ЭДС всех генерирующих ветвей принимаются равными нулю, кроме того, генераторы и нагрузки (при необходимости их учета) входят в нее своими сопротивлениями обратной последовательности, а все остальные элементы – теми же сопротивлениями, что и в схему прямой последовательности.

Схема замещения нулевой последовательности. Ток нулевой последовательности, по существу, является однофазным током, разветвленным между тремя фазами, и возвращающимся через землю и

параллельные ей цепи. В силу этого путь циркуляции токов нулевой последовательности резко отличен от пути, по которому проходят токи прямой и обратной последовательности. Схема замещения нулевой последовательности в значительной мере определяется соединением обмоток трансформаторов.

Составление схемы замещения нулевой последовательности следует начинать от точки КЗ, считая, что в этой точке все фазы замкнуты между собой накоротко и к ней приложено напряжение нулевой последовательности. Замкнутый контур для токов нулевой последовательности возможен только в том случае, если в цепи, электрически связанной с точкой КЗ имеется по меньшей мере одна заземленная нейтраль. При наличии нескольких заземленных нейтралей в этой цепи образуется несколько параллельных контуров для токов нулевой последовательности.

Сопротивление, через которое заземлена нейтраль трансформатора, двигателя, нагрузки, должно быть введено в схему замещения нулевой последовательности утроенной величиной. Это обусловлено тем, что схему замещения составляют на одну фазу, а через указанное сопротивление протекает сумма токов нулевой последовательности всех трех фаз.

Составление схемы замещения нулевой последовательности производится в следующей последовательности (пример 6.1).

1. Расчетная схема (рис. 6.3, а) представляется в трехфазном исполнении (рис. 6.3, б).

2. Составление схемы начинают от точки, где возникла несимметрия, считая, что в этой точке все фазы замкнуты между собой накоротко и к ней приложено напряжение нулевой последовательности (рис. 6.3, б).

3. Исходя из направления токов в точке несимметрии, устанавливают напряжение токов нулевой последовательности во всех элементах, у которых имеются пути протекания токов нулевой последовательности, которые вводятся в схему замещения (рис. 6.3, в).

4. Сопротивление, через которое заземлены нейтралы трансформатора, генератора, двигателя, нагрузки, должно быть введено в схему нулевой последовательности утроенной величиной (сопротивления X_{14} , X_{15}) (рис. 6.3, в).

Пример 6.1

Составить схему замещения нулевой последовательности для расчетной схемы, приведенной на рис. 6.3, а.

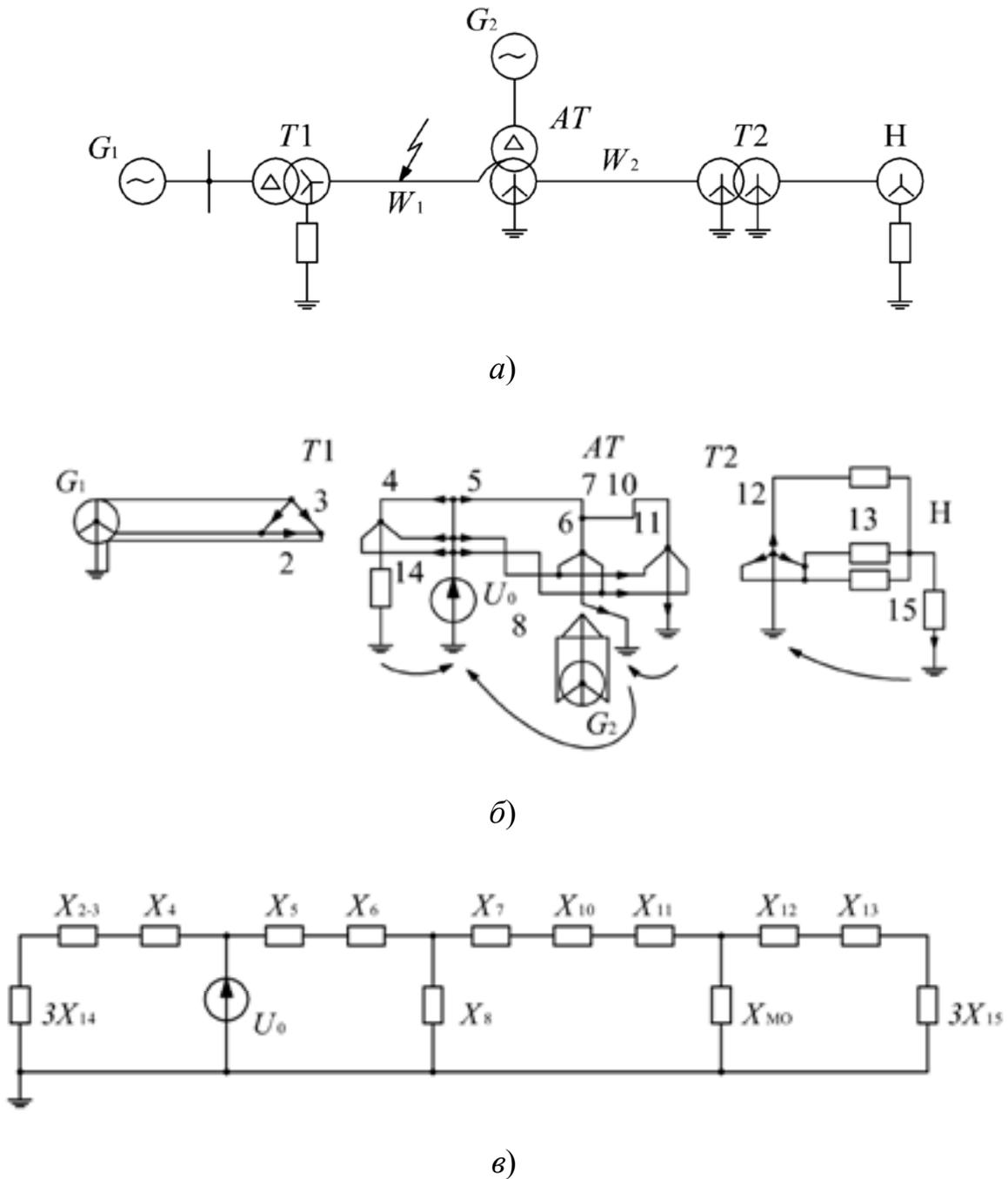


Рис. 6.3. Пример составления схемы нулевой последовательности: а – расчетная схема; б – пути протекания токов нулевой последовательности; в – схема замещения нулевой последовательности

Пример 6.2

Для расчетной схемы, представленной на рис. 6.4, а, составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей при КЗ на землю в точке K и преобразовать их в эквивалентные результирующие схемы. Расчеты провести с использованием системы относительных единиц и с учетом фактических коэффициентов трансформации силовых трансформаторов и автотрансформатора.

Параметры исходной расчетной схемы:

– генераторы 1 и 2: $P_{\text{ном}} = 63 \text{ МВт}$; $U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$; $\cos \varphi_{\text{ном}} = 0,8$; $X''_{d\text{ном}} = 0,136$; $X_{2\text{ном}} = 0,166$; до КЗ генераторы работали в режиме холостого хода с номинальным напряжением;

Реактор 9: $U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$; $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$; $X = 0,35 \text{ Ом}$;

– трансформаторы 3 и 4: $S_{\text{ном}} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $K_U = 121/10,5 \text{ кВ}$; $u_k = 10,5 \%$;

– автотрансформатор: $S_{\text{ном}} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $K_U = 230 / 121 / 10,5 \text{ кВ}$;

$U_{\text{кв-с}} = 11 \%$; $U_{\text{кв-н}} = 32 \%$; $U_{\text{к с-н}} = 20 \%$;

– линии 10 и 11: $L = 50 \text{ км}$; $X_y = 0,4 \text{ Ом/км}$; $X_{0y} = 1,2 \text{ Ом/км}$;

– система 8: $S_{\text{ном}} = 2000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $X^*_{1(\text{ном})} = 1,0$; $X^*_{0с(\text{ном})} = 1,1$.

Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей представлены соответственно на рис. 6.4.

Обмотка низшего напряжения автотрансформатора не нагружена, поэтому она не вводится в схемы замещения прямой и обратной последовательностей.

В качестве базисных единиц выбираем: $S_б = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ и $U_{б1} = 121 \text{ кВ}$, тогда

$$U_{б2} = U_{б4} = \frac{1}{121/10,5} 121 = 10,5 \text{ кВ}; \quad U_{б3} = \frac{1}{121/230} 121 = 230 \text{ кВ}.$$

Приведем величины сопротивлений к базисным условиям:

$$x^*_{1(б)} = x^*_{2(б)} = 0,136 \frac{100}{63/0,8} \frac{10,5^2}{10,5^2} = 0,173;$$

$$x^*_{3(б)} = x^*_{4(б)} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{40} \frac{10,5^2}{10,5^2} = 0,2625.$$

Для автотрансформатора находим:

$$x^*_{*B} = 0,005(11 + 32 - 20) = 0,115;$$

$$x_{*C} = 0,005(11 + 20 - 32) = 0;$$

$$x_{*H} = 0,005(32 + 20 - 11) = 0,205;$$

$$x_{*5(6)} = 0 \text{ и } x_{*6(6)} = 0,115 \frac{100}{125} \frac{230^2}{230^2} = 0,092.$$

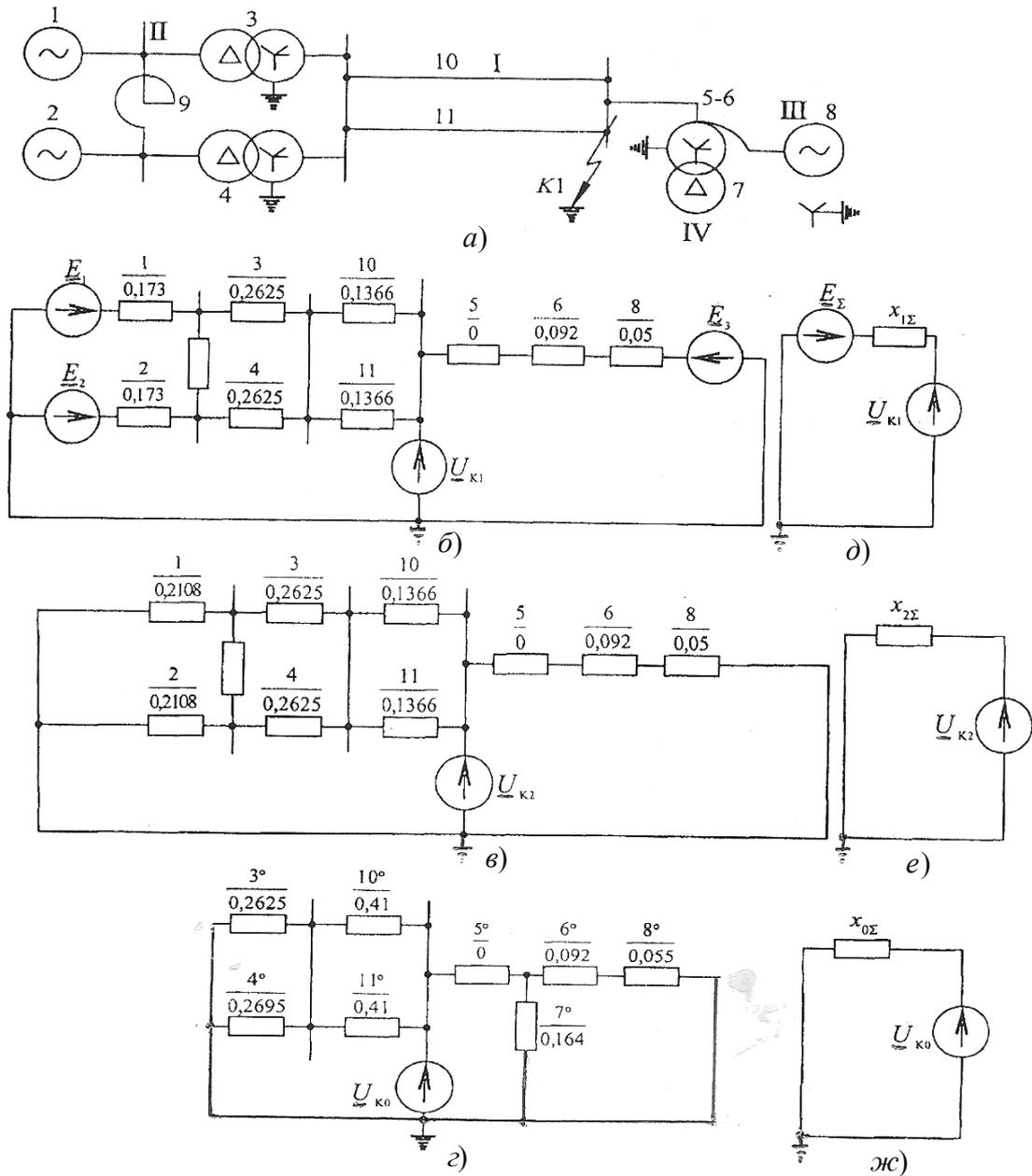


Рис. 6.4. Расчетная схема (а) и пример составления схем замещения прямой (б), обратной (в) и нулевой (г) последовательностей и определения результирующих ЭДС и сопротивлений при КЗ в точке К1 (д, е, ж)

Для системы обычно принимают $E = U_{\text{ном}}$, поэтому

$$x_{*8(6)} = 1,0 \frac{100}{2000} \frac{230^2}{230^2} = 0,05;$$

$$x_{*9(6)} = 0,35 \frac{100}{10,5^2} = 0,317;$$

$$x_{*10(6)} = x_{*11(6)} = 0,4 \cdot 50 \frac{100}{121^2} = 0,1366.$$

Находим ЭДС генераторов и ЭДС системы

$$E_{*1(6)} = E_{*2(6)} = \frac{E}{U_{\text{бп}}} \frac{10,5}{10,5} = 1; \quad E_{*3(6)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{U_{\text{бп}}} \frac{230}{230} = 1.$$

Схема обратной последовательности (рис. 6.4) отличается от схемы прямой последовательности только тем, что в ней отсутствуют ЭДС, а сопротивления генераторов

$$x_{*1(6)} = x_{*2(6)} = 0,166 \frac{100}{63/0,8} \frac{10,5^2}{10,5^2} = 0,2108.$$

В схему замещения нулевой последовательности генераторы и реактор не вводятся, так как они находятся за трансформаторами с соединением обмоток по схеме $0/\Delta$, но вводится обмотка низшего напряжения автотрансформатора, соединенная в треугольник. Определим сопротивление этой обмотки:

$$x_{*7(6)} = 0,205 \frac{100}{125} \frac{10,5^2}{10,5^2} = 0,164.$$

Сопротивления нулевой последовательности системы и линий соответственно равны:

$$x_{*8(6)} = 1,1 \frac{100}{20008} \frac{230^2}{230^2} = 0,055 \quad \text{и} \quad x_{*10(6)} = x_{*11(6)} = 1,2 \cdot 50 \frac{100}{121^2} = 0,41.$$

Поскольку

$$E_{*1(6)} = E_{*2(6)}, \quad x_{*1(6)} = x_{*2(6)}, \quad x_{*3(6)} = x_{*4(6)},$$

то при КЗ потенциалы с обеих сторон реактора одинаковы, поэтому он может быть закорочен или исключен, что упрощает задачу преобразования схемы:

$$x_{*12(6)} = x_{*1(6)} + x_{*3(6)} + x_{*10(6)} = x_{*13(6)} = x_{*2(6)} + x_{*4(6)} + x_{*11(6)} = 0,572;$$

$$E_{*4(6)} = E_{*1(6)} \parallel E_{*2(6)} = \frac{E_{*1(6)}x_{*13(6)} + E_{*2(6)}x_{*12(6)}}{x_{*13(6)} + x_{*12(6)}} = 1;$$

$$x_{*14(6)} = x_{*12(6)} \parallel x_{*13(6)} = 0,286.$$

Определим сопротивление:

$$x_{*15(6)} = x_{*5(6)} + x_{*6(6)} + x_{*8(6)} = 0,142.$$

При этом

$$x_{*1\Sigma(6)} = x_{*14(6)} \parallel x_{*15(6)} = \frac{0,286 \cdot 0,142}{0,286 + 0,142} = 0,095;$$

$$E_{*\Sigma(6)} = E_{*3(6)} \parallel E_{*4(6)} = 1.$$

Аналогичные преобразования схемы обратной последовательности дают $X_{2\Sigma(6)} = 0,097$. Преобразования схемы нулевой последовательности дают $x_{*0\Sigma(6)} = 0,063$.

Эквивалентные результирующие схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, полученные в результате преобразований рассмотренных исходных схем замещения, представлены на рис. 6.4, д–ж.

6.6. Выбор граничных условий

Для вычисления токов и напряжений при любом несимметричном КЗ необходимо воспользоваться уравнениями (6.10), которые следует дополнить тремя уравнениями граничных условий. Наиболее просто и наглядно граничные условия для любого несимметричного КЗ записываются в том случае, если предположить, что КЗ происходит не в действительной точке заданной схемы, а на ответвлениях, подключенных по месту повреждения (рис. 6.5).

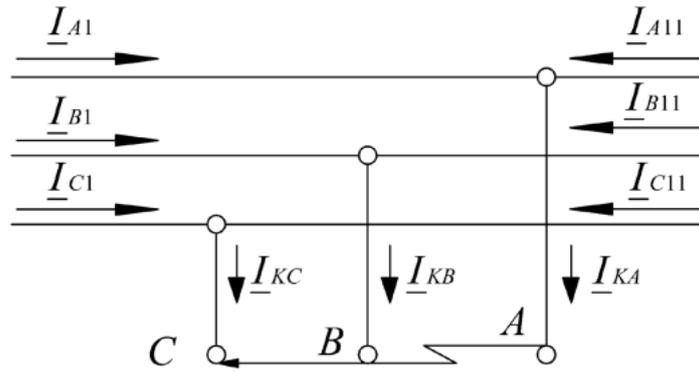


Рис. 6.5. Фиктивное ответвление, на котором рассматривается КЗ

Токи в этих ответвлениях являются действительными токами по месту КЗ. За положительное направление токов, как и раньше, принимается направление токов к месту КЗ.

При записи граничных условий принимается, что фаза A находится в условиях, отличных от условий для двух других, т. е. она является особой фазой.

При выводе расчетных выражений считается, что схемы отдельных последовательностей уже преобразованы относительно точки КЗ, т. е. найдены результирующие ЭДС $E_{1\Sigma}$ и реактивности $X_{1\Sigma}$, $X_{2\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$.

6.7. Двухфазное короткое замыкание

Предположим, что в точке K между фазами B и C происходит металлическое двухфазное КЗ (рис. 6.6).

При двухфазном КЗ токи нулевой последовательности отсутствуют, поэтому нужно иметь только две схемы замещения – прямой и обратной последовательностей, результирующие сопротивления которых равны $X_{1\Sigma}$ и $X_{2\Sigma}$.

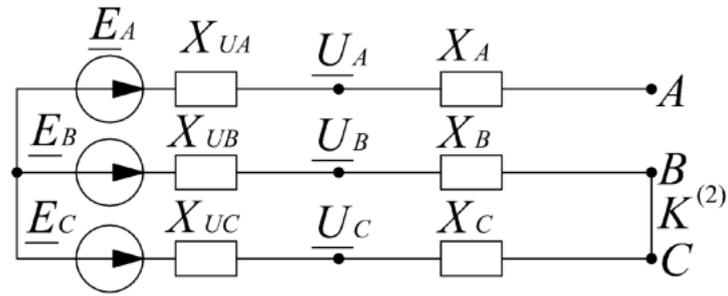
Уравнения (6.10) должны быть дополнены еще тремя граничными условиями:

$$\underline{I}_{KA} = 0; \underline{U}_{KB} - \underline{U}_{KC} = 0; \underline{I}_{KC} + \underline{I}_{KB} = 0. \quad (6.15)$$

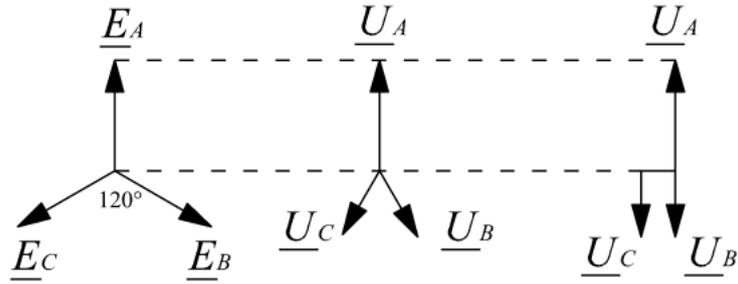
Поскольку ток через землю отсутствует, то $I_{K0} = 0$. Следовательно, учитывая (6.2), можно переписать $\underline{I}_{KA} = \underline{I}_{KA1} + \underline{I}_{KA2} = 0$.

Отсюда

$$\underline{I}_{KA1} = -\underline{I}_{KA2}. \quad (6.16)$$



a)



б)

Рис. 6.6. Принципиальная схема (а), векторные диаграммы напряжений в системе электроснабжения (б) при двухфазном КЗ

Токи поврежденных фаз в месте КЗ выразим через ток фазы А:

$$\underline{I}_{KB} = a^2 \underline{I}_{KA1} + a \underline{I}_{KA2} = (a^2 - a) \underline{I}_{KA1} = -j\sqrt{3} \underline{I}_{KA1}$$

и согласно (6.15) $\underline{I}_{KC} = j\sqrt{3} \underline{I}_{KA1}$.

Таким образом, токи в фазах в месте КЗ будут:

$$\underline{I}_{KA} = 0; \underline{I}_{KB} = -j\sqrt{3} \underline{I}_{KA1}; \underline{I}_{KC} = j\sqrt{3} \underline{I}_{KA1}. \quad (6.17)$$

Выразим \underline{U}_{KB} и \underline{U}_{KC} через симметричные составляющие напряжения фазы А:

$$\begin{aligned} a^2 \underline{U}_{KA1} + a \underline{U}_{KA2} + \underline{U}_{K0} - a \underline{U}_{KA1} - a^2 \underline{U}_{KA2} - \underline{U}_{K0} &= 0; \\ (\underline{U}_{KA1} - \underline{U}_{KA2})(a^2 - a) &= 0, \end{aligned}$$

откуда

$$\underline{U}_{KA2} = \underline{U}_{KA1}. \quad (6.18)$$

Фазные напряжения в месте КЗ составляют:

$$\underline{U}_{KA} = \underline{U}_{KA1} + \underline{U}_{KA2} = 2\underline{U}_{KA1};$$

$$\underline{U}_{KB} = \underline{U}_{KC} = a^2 \underline{U}_{KA1} + a \underline{U}_{KA2} = -\underline{U}_{KA1} = -\underline{U}_{KA} / 2,$$

тогда

$$\underline{U}_{KA} = 2j \underline{I}_{KA1} X_{1\Sigma};$$

$$\underline{U}_{KB} = \underline{U}_{KC} = -j \underline{I}_{KA1} X_{2\Sigma},$$

т. е. напряжение в неповрежденной фазе в два раза выше напряжения поврежденных фаз и противоположно по знаку.

Соотношение (6.18) позволяет приравнять правые части (6.10), т. е.

$$\underline{E}_A - \underline{I}_{KA1} jX_1 = -\underline{I}_{KA2} jX_2.$$

Заменив $\underline{I}_{KA2} = -\underline{I}_{KA1}$, последнее соотношение переписывается так:

$$\underline{E}_A - \underline{I}_{KA1} jX_{1\Sigma} - \underline{I}_{KA1} jX_{2\Sigma} = 0,$$

откуда

$$\underline{I}_{KA1} = \frac{\underline{E}_A}{j(x_{1\Sigma} + x_{2\Sigma})}. \quad (6.19)$$

Комплексная схема замещения двухфазного КЗ, соответствующая выражению (6.19), для фазы *A* представлена на рис. 6.7.

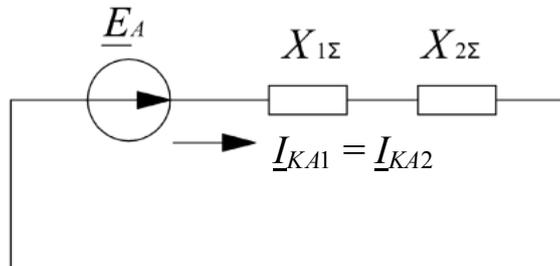


Рис. 6.7. Комплексная схема замещения двухфазного КЗ

Полученные соотношения (6.16) и (6.18) между симметричными составляющими токов и напряжений отдельных последовательностей позволяют построить векторные диаграммы токов и напряжений в месте КЗ (рис. 6.8).

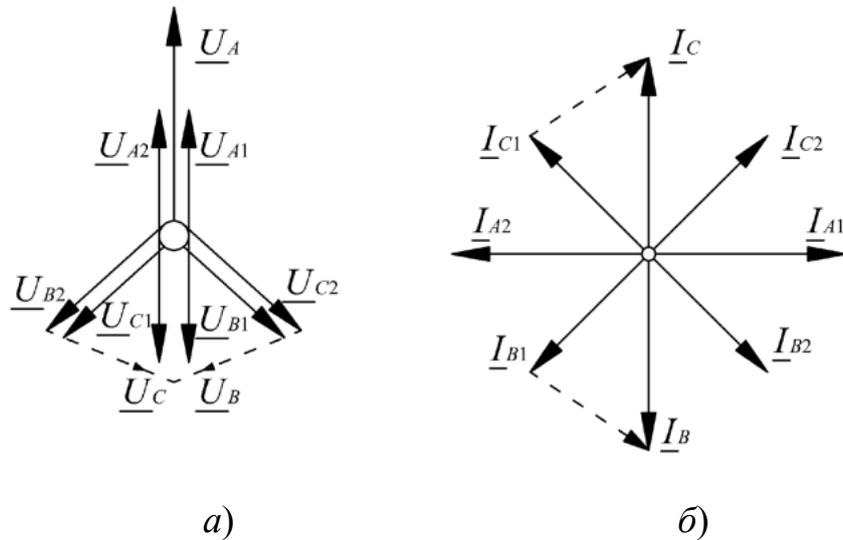


Рис. 6.8. Векторные диаграммы напряжений (а) и токов (б) при двухфазном КЗ

Из анализа двухфазного КЗ следуют следующие выводы:

- фазные напряжения поврежденных фаз в месте КЗ равны половине нормального фазного напряжения;
- напряжение прямой и обратной последовательности в месте КЗ равны половине фазного нормального напряжения;
- во всей СЭС треугольник линейных напряжений искажен (рис. 6.6, б);
- ток нулевой последовательности в сети отсутствует.

6.8. Однофазное короткое замыкание

Предположим, в точке K (рис. 6.9) в сети с глухозаземленной нейтралью происходит однофазное КЗ фазы A на землю.

Для однофазного КЗ необходимо иметь схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, из которых определяются величины $X_{1\Sigma}$, $X_{2\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$, E_{Σ} .

Уравнения (6.10) дополняются следующими тремя граничными условиями:

$$\underline{U}_{KA} = 0, \underline{I}_{KB} = 0, \underline{I}_{KC} = 0. \quad (6.20)$$

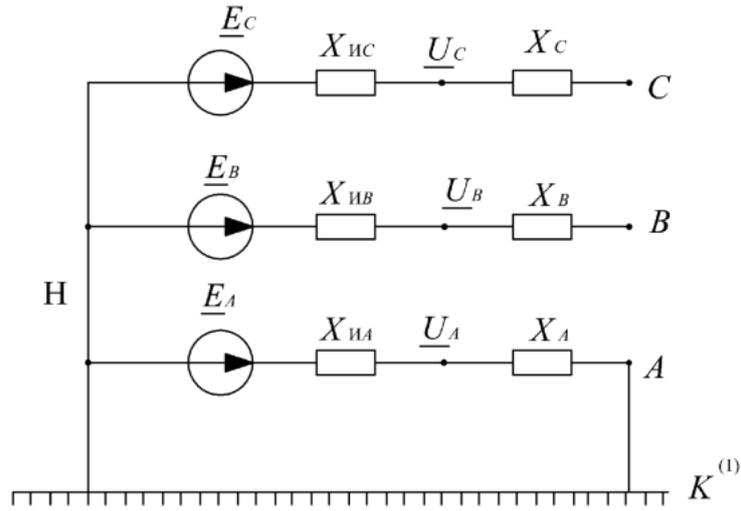


Рис. 6.9. Принципиальная схема однофазного КЗ

Симметричные составляющие тока в поврежденной фазе с учетом граничных условий будут:

$$\begin{cases} \underline{I}_{KA1} = \frac{\underline{I}_{KA} + a\underline{I}_{KB} + a^2\underline{I}_{KC}}{3} = \frac{\underline{I}_{KA}}{3}; \\ \underline{I}_{KA2} = \frac{\underline{I}_{KA} + a^2\underline{I}_{KB} + a\underline{I}_{KC}}{3} = \frac{\underline{I}_{KA}}{3}; \\ \underline{I}_{KA0} = \frac{\underline{I}_{KA} + \underline{I}_{KB} + \underline{I}_{KC}}{3} = \frac{\underline{I}_{KA}}{3}, \end{cases} \quad (6.21)$$

т. е. $\underline{I}_{KA1} = \underline{I}_{KA2} = \underline{I}_{KA0} = \frac{\underline{I}_{KA}}{3}$.

Таким образом, токи в фазах $\underline{I}_{KA} = 3\underline{I}_{KA1}$; $\underline{I}_{KB} = 0$; $\underline{I}_{KC} = 0$. Ток, протекающий через землю, $\underline{I}_3 = 3\underline{I}_{KA1} = 3\underline{I}_{KA0}$.

Напряжение для поврежденной фазы А

$$\underline{U}_{KA} = \underline{U}_{KA1} + \underline{U}_{KA2} + \underline{U}_{K0} = 0. \quad (6.22)$$

Симметричные составляющие напряжений в месте КЗ:

$$\begin{cases} \underline{U}_{KA1} = -(\underline{U}_{KA2} - \underline{U}_{K0}) = j(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})\underline{I}_{KA1}; \\ \underline{U}_{KA2} = -jX_{2\Sigma}\underline{I}_{KA2} = -jX_{2\Sigma}\underline{I}_{KA1}; \\ \underline{U}_{K0} = -jX_{0\Sigma}\underline{I}_{K0} = -jX_{0\Sigma}\underline{I}_{KA1}. \end{cases} \quad (6.23)$$

Фазные напряжения в месте КЗ

$$\begin{cases} \underline{U}_{KB} = a^2 \underline{U}_{KA1} + a \underline{U}_{KA2} + \underline{U}_{K0} = j[(a^2 - a) X_{2\Sigma} + (a^2 - 1) X_{0\Sigma}] \underline{I}_{KA1}; \\ \underline{U}_{KC} = j[(a - a^2) X_{2\Sigma} + (a - 1) X_{0\Sigma}] \underline{I}_{KA1}. \end{cases}$$

Выражения (6.21) и (6.22) позволяют построить векторные диаграммы токов и напряжений (рис. 6.10). На векторной диаграмме напряжений (рис. 6.10, б) угол θ между напряжениями неповрежденных фаз зависит от отношения между $X_{2\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ и изменяется в пределах $60^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$. Нижний предел соответствует $X_{0\Sigma} = \infty$, верхний – при $X_{0\Sigma} = 0$. При $X_{0\Sigma} = X_{2\Sigma}$ угол θ равен 120° .

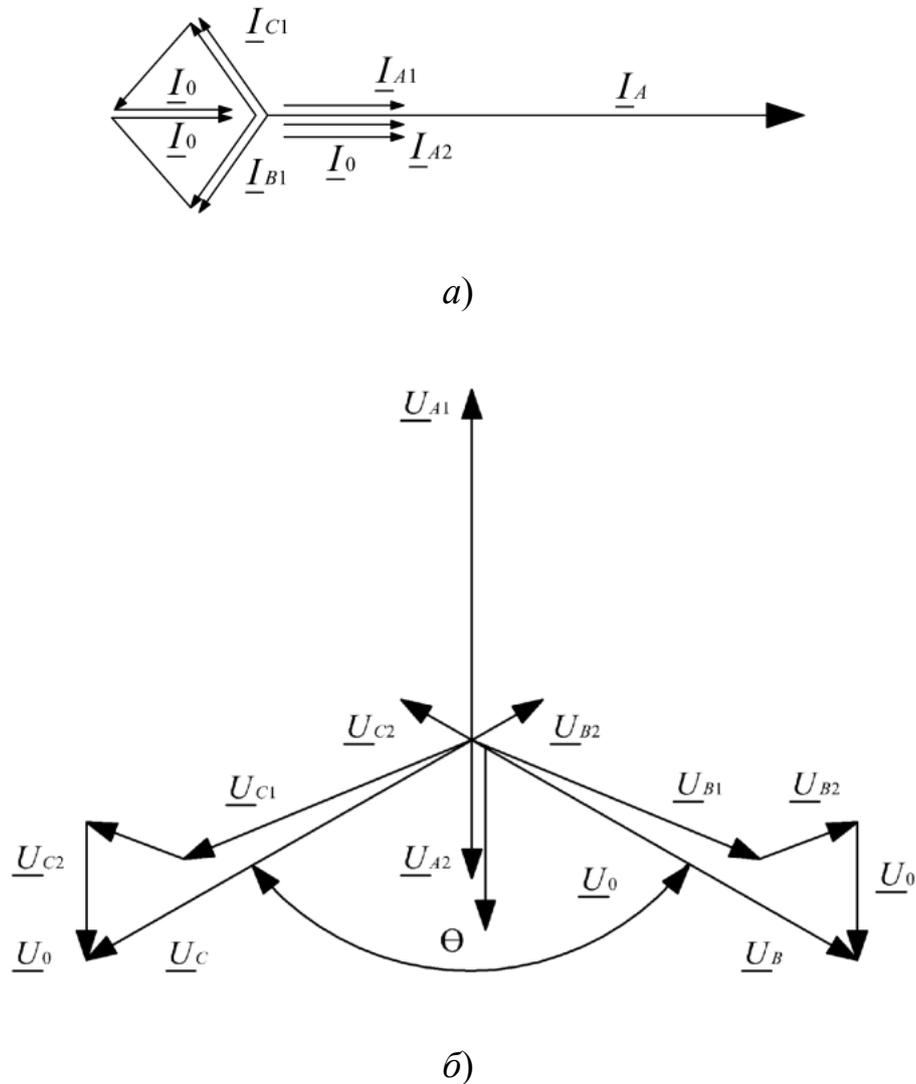


Рис. 6.10. Векторные диаграммы токов (а) и напряжений (б) однофазного КЗ

Подставим в уравнение (6.22) симметричные составляющие напряжений из (6.10): $\underline{E}_\Sigma - j\underline{I}_{KA1} X_{1\Sigma} - j\underline{I}_{KA2} X_{2\Sigma} - j\underline{I}_{KA0} X_{0\Sigma} = 0$, откуда с учетом уравнения (6.21) получим:

$$\underline{I}_{KA1} = \frac{\underline{E}_\Sigma}{j(X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})}. \quad (6.24)$$

Комплексная схема замещения, соответствующая выражению (6.24), имеет вид (рис. 6.11):

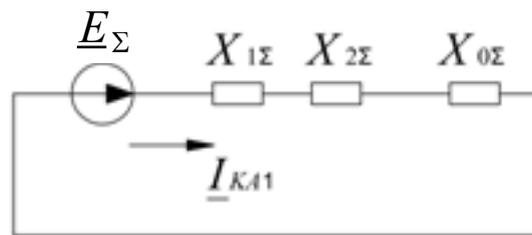


Рис. 6.11. Комплексная схема замещения однофазного КЗ

Выводы из анализа однофазного КЗ:

1. Ток КЗ, протекающий в поврежденной фазе, состоит из прямой \underline{I}_1 , обратной \underline{I}_2 и нулевой \underline{I}_0 последовательностей.
2. Напряжение в поврежденной фазе в СЭС резко снижается, что приводит к искажению треугольника линейных напряжений и это отражается на нормальной работе потребителей.
3. Напряжение неповрежденных фаз в месте КЗ незначительно повышается. Это объясняется тем, что в «здоровых» фазах наводится ЭДС взаимной индукции от тока КЗ, протекающего в поврежденной фазе.
4. Линейные напряжения в месте КЗ не выше напряжения нормального режима.

6.9. Двухфазное короткое замыкание на землю

Предположим, в точке K (рис. 6.12) в сети с глухозаземленной нейтралью происходит двухфазное КЗ на землю между фазами B , C и землей.

Для расчета $K^{(1,1)}$ необходимо иметь схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей, из которых определяются величины сопротивлений прямой $X_{1\Sigma}$, обратной $X_{2\Sigma}$ и нулевой $X_{0\Sigma}$ последовательностей.

Уравнения (6.10) дополняются тремя граничными условиями:

$$\underline{I}_{KA} = 0, \underline{U}_{KB} = 0, \underline{U}_{KC} = 0. \quad (6.25)$$

Симметричные составляющие напряжений фазы A с учетом граничных условий будут:

$$\begin{cases} \underline{U}_{KA1} = \frac{\underline{U}_{KA} + a\underline{U}_{KB} + a^2\underline{U}_{KC}}{3} = \frac{\underline{U}_{KA}}{3}; \\ \underline{U}_{KA2} = \frac{\underline{U}_{KA} + a^2\underline{U}_{KB} + a\underline{U}_{KC}}{3} = \frac{\underline{U}_{KA}}{3}; \\ \underline{U}_{KA0} = \frac{\underline{U}_{KA} + \underline{U}_{KB} + \underline{U}_{KC}}{3} = \frac{\underline{U}_{KA}}{3}, \end{cases} \quad (6.26)$$

т. е. $\underline{U}_{KA1} = \underline{U}_{KA2} = \underline{U}_{KA0} = \frac{\underline{U}_{KA}}{3}$, откуда $\underline{U}_{KA} = 3\underline{U}_{KA1}$.

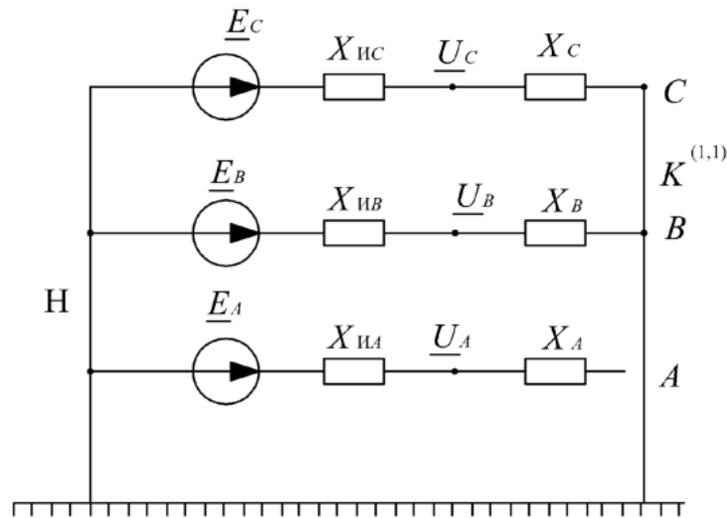


Рис. 6.12. Принципиальная схема двухфазного КЗ на землю

Из исходных уравнений (6.10):

$$\underline{I}_{KA1} = \frac{\underline{E}_{\Sigma} - \underline{U}_{KA1}}{jX_{1\Sigma}}; \quad \underline{I}_{KA2} = \frac{\underline{U}_{KA2}}{jX_{2\Sigma}}; \quad \underline{I}_{KA0} = \frac{\underline{U}_{KA0}}{jX_{0\Sigma}}. \quad (6.27)$$

Так как ток фазы A $\underline{I}_{KA} = \underline{I}_{KA1} + \underline{I}_{KA2} + \underline{I}_{K0} = 0$, то, подставляя уравнения (6.27) в это выражение, имеем:

$$\frac{\underline{E}_\Sigma - U_{KA1}}{jX_{1\Sigma}} - \frac{U_{KA2}}{jX_{2\Sigma}} - \frac{U_{KA0}}{jX_{0\Sigma}} = 0.$$

Из последнего выражения получим:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{KA1} = \underline{U}_{KA2} = \underline{U}_{KA0} &= \frac{\underline{E}_\Sigma}{X_{1\Sigma} \left[\frac{1}{X_{1\Sigma}} + \frac{1}{X_{2\Sigma}} + \frac{1}{X_{0\Sigma}} \right]} = \\ &= \frac{\underline{E}_\Sigma}{1 + \frac{X_{1\Sigma} (X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})}{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}} = \frac{\underline{E}_\Sigma}{X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}}. \end{aligned} \quad (6.28)$$

Подставляя полученное значение \underline{U}_{KA1} из выражения (6.28) в формулы (6.27), после преобразований имеем:

$$\left\{ \begin{aligned} \underline{I}_{KA1} &= \frac{\underline{E}_\Sigma}{j \left[X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \right]}; \\ \underline{I}_{KA2} &= -\underline{I}_{KA1} \frac{X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}; \\ \underline{I}_{KA0} &= \underline{I}_{KA1} \frac{X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}. \end{aligned} \right. \quad (6.29)$$

Схема замещения при двухфазном КЗ на землю, соответствующая выражению (6.29), представлена на рис. 6.13.

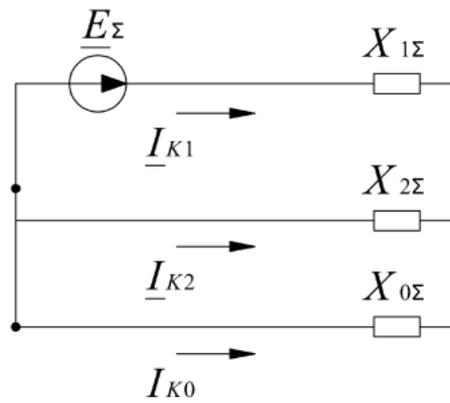


Рис. 6.13. Комплексная схема замещения цепи при двухфазном КЗ на землю

Токи в поврежденных фазах:

$$\left\{ \begin{aligned} \underline{I}_{KB} &= a^2 \underline{I}_{KA1} - a \underline{I}_{KA1} \frac{X_{0\Sigma}}{X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma}} - \underline{I}_{KA1} \frac{X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \\ &= \underline{I}_{KA1} \left[a^2 - \frac{aX_{0\Sigma} + X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \right]; \\ \underline{I}_{KC} &= a \underline{I}_{KA1} - a^2 \underline{I}_{KA1} \frac{X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} - \underline{I}_{KA1} \frac{X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = \\ &= \underline{I}_{KA1} \left[a - \frac{a^2 X_{0\Sigma} + X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \right]. \end{aligned} \right. \quad (6.30)$$

Модуль выражений в квадратных скобках в уравнениях (6.30) составляет

$$\left| a^2 - \frac{aX_{0\Sigma} + X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \right| = \sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} = m^{(1,1)}.$$

Следовательно, абсолютная величина токов в поврежденных фазах B и C запишется как

$$I_{KB} = m^{(1,1)} I_{KA1}; \quad I_{KC} = m^{(1,1)} I_{KA1}. \quad (6.31)$$

В зависимости от отношения между $X_{2\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ значение $m^{(1,1)}$ находится в пределах $1,5 \leq m^{(1,1)} \leq \sqrt{3}$. Нижний предел наступает при $X_{2\Sigma} = X_{0\Sigma}$, а верхний – при $X_{2\Sigma} / X_{0\Sigma}$, равном 0 или ∞ .

Ток, протекающий через землю (и параллельным ей путем), будет

$$I_3 = 3I_{K0} = -3I_{K1} \frac{X_{2\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}. \quad (6.32)$$

Выражение (6.28) можно представить в следующем виде:

$$\underline{U}_{KA1} = \underline{I}_{KA1} j \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}. \quad (6.33)$$

Напряжение неповрежденной фазы в месте КЗ

$$\underline{U}_{KA} = 3\underline{U}_{KA1}.$$

Векторные диаграммы токов и напряжений в месте двухфазного КЗ на землю приведены на рис. 6.14. На векторной диаграмме токов угол θ может изменяться в пределах $60^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$, стремясь к нижнему пределу при $X_{0\Sigma} \rightarrow 0$ и к верхнему при $X_{0\Sigma} \rightarrow \infty$.

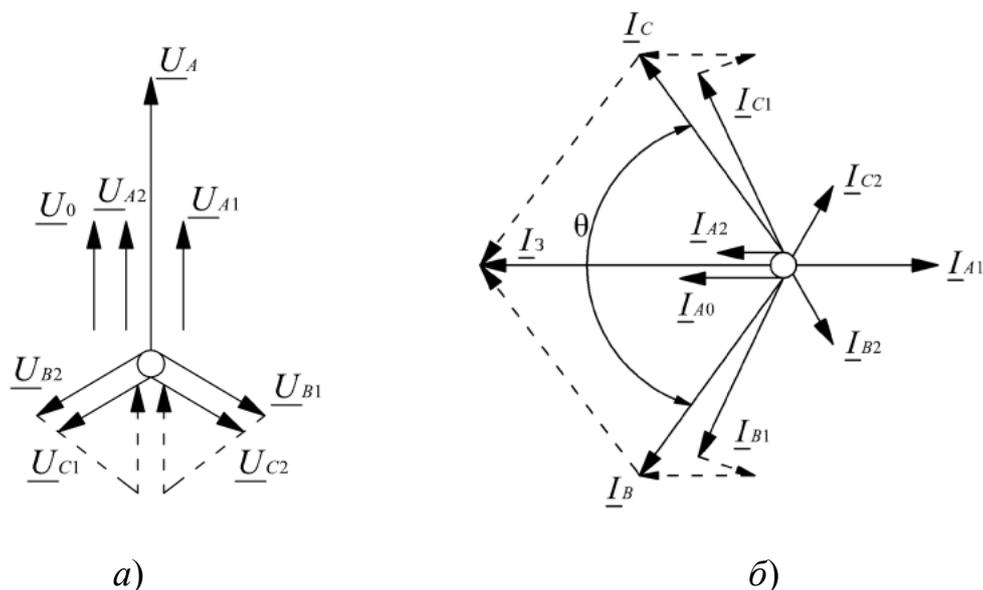


Рис. 6.14. Векторные диаграммы напряжений (а) и токов (б) при двухфазном КЗ на землю

Выводы из анализа двухфазного КЗ на землю:

1. Напряжения поврежденных фаз в месте КЗ равны нулю и значительно ниже нормальных значений во всей СЭС.
2. Напряжение неповрежденной фазы не изменяется и равно номинальному напряжению.
3. В системе электроснабжения протекают токи КЗ всех последовательностей.

6.10. Правило эквивалентности прямой последовательности

Обращаясь к полученным выражениям для симметричных составляющих токов и напряжений в месте несимметричного КЗ (табл. 6.3), замечаем, что токи и напряжения обратной и нулевой последовательностей пропорциональны току прямой последовательности в месте КЗ. Следовательно, задача расчета любого несимметричного КЗ прежде всего состоит в нахождении тока прямой последовательности в месте рассматриваемого вида КЗ.

Таблица 6.3

Определяемая величина	Виды КЗ		
	$K^{(2)}$	$K^{(1)}$	$K^{(1,1)}$
Токи в месте КЗ: а) прямой последовательности в фазе A \underline{I}_{KA1} б) обратной последовательности в фазе A \underline{I}_{KA2} в) нулевой последовательности \underline{I}_{KA0}	$\underline{E}_A / j(X_1 + X_2)$ $-\underline{I}_{KA1}$ 0	$\underline{E}_A / j(X_1 + X_2 + X_0)$ \underline{I}_{KA1} \underline{I}_{KA1}	$\underline{E}_A / j(X_1 + X_2 \parallel X_0)$ $-\underline{I}_{KA1} X_0 / (X_0 + X_2)$ $\underline{I}_{KA1} X_2 / (X_0 + X_2)$
Полный ток КЗ: а) в фазе A \underline{I}_{KA} б) в фазе B \underline{I}_{KB} в) в фазе C \underline{I}_{KC}	0 $-j\sqrt{3}I_{KA1}$ $j\sqrt{3}I_{KA1}$	$3I_{KA1}$ 0 0	0 $\underline{I}_{KA1} ((a^2 - (X_2 + aX_0) / (X_2 + X_0))$ $\underline{I}_{KA1} ((a - (X_2 + a^2 X_0) / (X_2 + X_0))$
Напряжения в месте КЗ: а) прямой последовательности \underline{U}_{KA1} б) обратной последовательности \underline{U}_{KA2} в) нулевой последовательности \underline{U}_{KA0} г) фазы A \underline{U}_{KA} д) фазы B \underline{U}_{KB} е) фазы C \underline{U}_{KC}	$jI_{KA1} X_2$ $jI_{KA1} X_2$ 0 $2jI_{KA1} X_2$ $-jI_{KA1} X_2$ $-jI_{KA1} X_2$	$-jI_{KA1} (X_2 + X_0)$ $-jI_{KA1} X_2$ $-jI_{KA1} X_0$ 0 $\underline{I}_{KA1} j[(a^2 - a) X_2 + (a^2 - 1) X_0]$ $\underline{I}_{KA1} j[(a - a^2) + X_2 + (a - 1) X_0]$	$jI_{KA1} X_2 \parallel X_0$ $jI_{KA1} X_2 \parallel X_0$ $jI_{KA1} X_2 \parallel X_0$ $3jI_{KA1} X_2 \parallel X_0$ 0 0
Дополнительное сопротивление $\Delta X^{(n)}$	$X_{2\Sigma}$	$X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$	$X_{2\Sigma} \parallel X_{0\Sigma}$
Коэффициент $m^{(n)}$	$\sqrt{3}$	3	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}$

Величина тока прямой последовательности определяется следующим образом:

– при двухфазном КЗ (6.19):

$$\underline{I}_{KA1}^{(2)} = \frac{\underline{E}_A}{j(X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma})};$$

– при однофазном КЗ (6.24):

$$\underline{I}_{KA1}^{(1)} = \frac{\underline{E}_A}{j(X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})};$$

– при двухфазном КЗ на землю (6.29):

$$\underline{I}_{KA1}^{(1,1)} = \frac{\underline{E}_A}{j \left(X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \right)}.$$

Структура приведенных выражений позволяет ток прямой последовательности особой фазы (A) при любом (n) виде несимметричного КЗ выразить в общем виде:

$$\underline{I}_{KA1}^{(n)} = \frac{\underline{E}_A}{j(X_{1\Sigma} + \Delta X^{(n)})}, \quad (6.34)$$

где $\Delta X^{(n)}$ – дополнительная реактивность, величина которой для каждого вида КЗ определяется только значениями $X_{2\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$.

Кроме того, согласно выражениям (6.17), (6.21), (6.31), абсолютная величина полного тока поврежденных фаз в месте КЗ пропорциональна току прямой последовательности, что позволяет записать общее выражение

$$I_K^{(n)} = m^{(n)} I_{KA1}^{(n)},$$

где $m^{(n)}$ – коэффициент пропорциональности, зависящий от вида КЗ.

Значения $\Delta X^{(n)}$ и $m^{(n)}$ для различных видов КЗ приведены в табл. 6.3.

Обобщенная запись выражения (6.34) позволила Н. Н. Щедрину впервые сформулировать важное положение, которое называют правилом эквивалентности прямой последовательности.

Ток прямой последовательности любого несимметричного КЗ может быть определен как ток при трехфазном КЗ в точке, удаленной от действительной точки КЗ на дополнительное сопротивление $\Delta X^{(n)}$, которое не зависит от параметров схемы прямой последовательности и для каждого вида КЗ определяется результирующими сопротивлениями обратной последовательности $X_{2\Sigma}$ и нулевой последовательности $X_{0\Sigma}$ относительно рассматриваемой точки схемы.

Сопоставляя множители перед током \underline{I}_{K1} в выражениях для напряжения прямой последовательности \underline{U}_{K1} со значениями $\Delta X^{(n)}$, можно записать в общем виде:

$$U_{K1}^{(n)} = j\Delta X^{(n)} I_{KA1}^{(n)}. \quad (6.35)$$

Установленная идентичность между токами прямой последовательности (табл. 6.3) несимметричного КЗ и током при некотором эквивалентном трехфазном КЗ указывает, что все полученные ранее выражения для тока трехфазного КЗ и практические методы его расчета можно распространить на случаи несимметричных КЗ, т. е. для расчета последних не нужно создавать какие-либо специальные методы.

6.11. Комплексные схемы замещения

Установленные в § 6.7–6.9 соотношения между симметричными и составляющими напряжений и токов в месте КЗ позволяют для каждого вида КЗ соединить определенным образом между собой схемы отдельных последовательностей в комплексную схему.

При двухфазном КЗ для фазы *A* было получено, что симметричные составляющие напряжений в месте КЗ связаны соотношением $\underline{U}_{KA1}^{(2)} = \underline{U}_{KA2}^{(2)}$. Следовательно, соединяя между собой соответствующие начала и концы схем прямой и обратной последовательностей, получим для этого вида КЗ комплексную схему замещения (рис. 6.15, б).

Для однофазного КЗ имеем следующие соотношения между симметричными составляющими тока $\underline{I}_{KA1}^{(1)} = \underline{I}_{KA2}^{(1)} = \underline{I}_{K0}^{(1)}$ и напряжением $\underline{U}_{KA1}^{(1)} + \underline{U}_{KA2}^{(1)} + \underline{U}_{K0}^{(1)} = 0$. Равенство токов отдельных последовательностей говорит о том, что последние соединены между собой последовательно (рис. 6.15, в). Это же следует и из соотношения напряжений, так как сумма падения напряжения прямой, обратной, нулевой последовательностей, которые образуют один замкнутый контур, равна нулю.

При двухфазном КЗ на землю симметричные составляющие напряжения неповрежденной фазы *A* в месте КЗ, связанные соотношением $\underline{U}_{KA1}^{(1,1)} = \underline{U}_{KA2}^{(1,1)} = \underline{U}_{K0}^{(1,1)}$, можно объединить, соответственно, начала и концы всех последовательностей, в результате получается комплексная схема замещения для данного вида КЗ (рис. 6.15, г).

Токи в пределах схем отдельных последовательностей являются, соответственно, токами прямой, обратной и нулевой последовательностей для рассматриваемого вида КЗ.

При расчетах токов несимметричных КЗ практическими методами рекомендуется пользоваться комплексными схемами замещения, поскольку это предостерегает от неверных действий при определении расчетных сопротивлений.

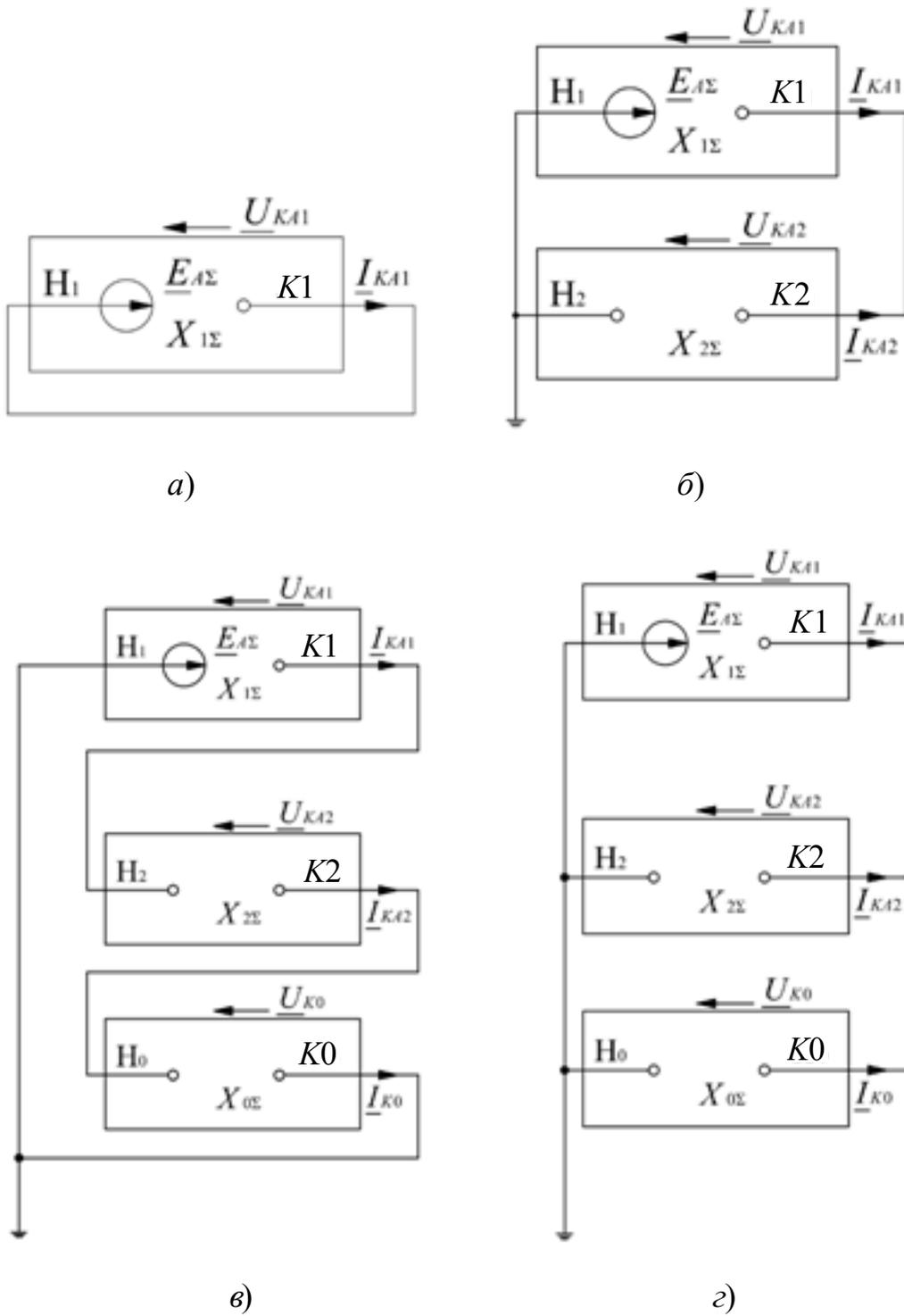


Рис. 6.15. Комплексные схемы замещения электрической цепи:
 а – для трехфазного КЗ; б – для двухфазного КЗ;
 в – для однофазного КЗ; г – для двухфазного КЗ на землю

6.12. Сравнение токов при различных видах короткого замыкания

Правило эквивалентности прямой последовательности и установленные значения $\Delta X^{(n)}$ и $m^{(n)}$ (табл. 6.3) позволяют произвести сравнение различных видов КЗ по полному току в месте повреждения.

Выясним, в каких пределах могут изменяться величины токов при различных несимметричных КЗ по сравнению с величинами токов трехфазного КЗ, возникающего в той же точке системы. Знание этих пределов представляет практический интерес, так как оно позволяет по известной для данной точки величине тока трехфазного КЗ (вычисление которой проще, чем при других видах КЗ) оценить в первом приближении возможные наибольшие и наименьшие значения токов при несимметричных КЗ. Устанавливаемые ниже предельные соотношения справедливы для токов в месте КЗ и их нельзя распространять на токи остальных ветвей схемы.

Выражение (6.34) справедливо для любого момента времени, однако его применение осложняется тем, что значение результирующей ЭДС прямой последовательности при различных видах КЗ для одного и того же момента времени различны вследствие неравенства постоянных времени при различных КЗ. Для устранения указанного недостатка будем считать, что генераторы работают в режиме предельного возбуждения, что обеспечивает одно и то же значение ЭДС вне зависимости от вида КЗ. При этом искомое отношение тока несимметричного КЗ к току трехфазного КЗ в той же точке будет

$$\frac{I_K^{(n)}}{I_K^{(3)}} = \frac{m^{(n)}}{1 + \frac{\Delta X^{(n)}}{X_{1\Sigma}}} = K^{(n-3)}. \quad (6.36)$$

Найдем для каждого вида несимметричного КЗ пределы этого отношения.

1. Двухфазное КЗ. Для двухфазного КЗ имеем:

$$m^{(2)} = \sqrt{3}, \Delta X^{(2)} = X_{2\Sigma}.$$

Следовательно,

$$K^{(2-3)} = \frac{\sqrt{3}}{1 + \frac{\Delta X^{(2)}}{X_{1\Sigma}}}. \quad (6.37)$$

Верхний предел $K^{(2-3)}$ получается в условиях установившегося режима КЗ на выводах генератора, когда

$$X_{2\Sigma} \ll X_{1\Sigma} \text{ и } K^{(2-3)} \rightarrow \sqrt{3}.$$

Нижний предел $K^{(2-3)}$ имеет место при условиях, когда $X_{2\Sigma}$ достигает наибольшего возможного значения. Это будет в том случае, если в схеме отсутствуют нагрузки (поскольку они существенно снижают $X_{2\Sigma}$), т. е.

$$X_{2\Sigma} = X_{2\Gamma} + X_{1вн}, \quad X_{1\Sigma} = X_{1\Gamma} + X_{1вн}.$$

Полагая $X_{2\Gamma} = X_{1\Gamma}$, имеем:

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} \text{ и } K^{(2-3)} \rightarrow \frac{\sqrt{3}}{2},$$

таким образом

$$\frac{\sqrt{3}}{2} < K^{(2-3)} < \sqrt{3}. \quad (6.38)$$

При удаленных КЗ токи двухфазного и трехфазного КЗ изменяются во времени сравнительно мало, благодаря чему между ними в течение всего процесса КЗ сохраняется постоянное соотношение

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^{(3)} = 0,867 I_K^{(3)}.$$

2. Однофазное КЗ. Для однофазного КЗ имеем: $m^{(1)} = 3$; $\Delta X^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$, следовательно,

$$K^{(1-3)} = \frac{3}{1 + \frac{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})}{X_{1\Sigma}}}. \quad (6.39)$$

Верхний предел имеет место при однофазном КЗ на выводах генератора, нейтраль которого заземлена наглухо. Если при этих условиях рассматривать установившийся режим, когда $X_d \gg (X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})$, то $K^{(1-3)} \rightarrow 3$.

При удаленном КЗ $X_{2\Sigma} \cong X_{1\Sigma}$, то $K^{(1-3)} \rightarrow 1,5$.

При заземлении нейтрали через сопротивление можно ток однофазного КЗ ограничить до малой величины, вплоть до нуля, при $X_{0\Sigma} \rightarrow \infty$, при этом $K^{(1-3)} = 0$.

Таким образом, искомое значение $K^{(1-3)}$ находится в пределах

$$0 < K^{(1-3)} < 1,5 \dots 3.$$

3. Двухфазное КЗ на землю. Для двухфазного КЗ на землю

$$m^{(1,1)} = \sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}} \quad \text{и} \quad \Delta X^{(1,1)} = \frac{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})}. \quad (6.40)$$

Наименьшее значение $\Delta X^{(1,1)}$ будет при $X_{0\Sigma} = 0$ или при $X_{2\Sigma} = 0$, при этом $m^{(1,1)} = \sqrt{3}$. Следовательно, верхний предел, к которому стремится отношение $K^{(1,1-3)}$, составляет $\sqrt{3}$.

Наибольшее значение $\Delta X^{(1,1)}$ получается при $X_{0\Sigma} = \infty$, т. е. когда нет заземленных нейтралей, и, следовательно, данный вид КЗ является двухфазным КЗ. В этом случае $K^{(1,1-3)}$ равен 1.

Для условий удаленного КЗ $X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma}$, отношение $K^{(1,1-3)}$ находится в пределах $\frac{\sqrt{3}}{2} \leq K^{(1,1-3)} \leq \sqrt{3}$.

6.13. Указания к расчету переходного процесса при однократной поперечной несимметрии

При расчетах токов несимметричных КЗ применяют правило эквивалентности прямой последовательности, на основании которого ток прямой последовательности при любом несимметричном КЗ численно равен току при некотором трехфазном КЗ в точке, удаленной на величину $\Delta X^{(n)}$ от действительной точки КЗ. Следовательно, все методы расчета токов при трехфазных КЗ приемлемы и для определения тока любого несимметричного КЗ.

Расчет несимметричного КЗ в общем случае следует проводить по индивидуальному изменению. Для этого необходимо составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей или комплексную схему замещения. Далее наметить в схеме замещения прямой последовательности генераторные ветви и найти для них коэффициенты распределения. Если исходная схема сложна, то ее следует предварительно упростить.

Порядок расчета токов несимметричных КЗ следующий:

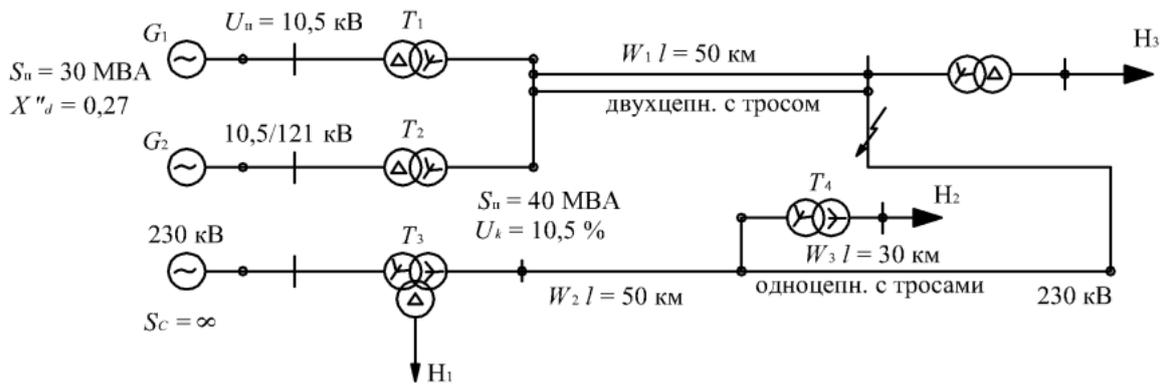
1. Составляются схемы замещения отдельных последовательностей.
2. Рассчитываются параметры элементов схем замещения, которые приводятся к одной ступени трансформации точным или приближенным приведением и определяются результирующие сопротивления отдельных последовательностей относительно точки КЗ, а также результирующая ЭДС из схемы замещения прямой последовательности.
3. Определяется ток прямой последовательности, а затем – полный ток в поврежденных фазах в месте КЗ (табл. 6.3).
4. Если при КЗ требуется определить токи и напряжения в других точках схемы, то симметричные составляющие токов и напряжений распределяются в схемах замещения соответствующих последовательностей. При этом необходимо учитывать группы соединения обмоток трансформаторов, так как при переходе через них симметричные составляющие изменяются как по величине, так и по фазе.

Пример 6.3

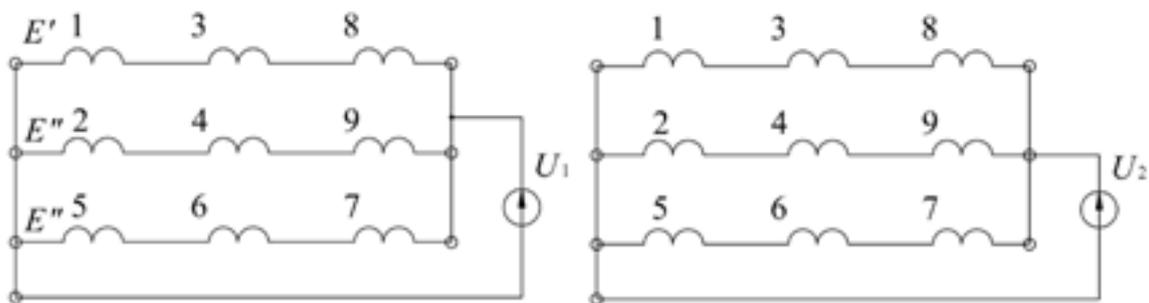
Определить для начального момента времени ток двухфазного и однофазного КЗ в точке K (рис. 6.16, a).

Расчет тока при двухфазном КЗ

Составляем схемы замещения для прямой и обратной последовательностей, при этом необходимо учитывать, что нагрузки удалены от точки КЗ и поэтому они не учитываются при составлении схем замещения.



а)



б)

в)

Рис. 6.16. Расчетная схема (а) и схема замещения прямой (б) и обратной (в) последовательности к примеру 6.3

Решение в относительных единицах

1. Принимаем базисные условия: $S_6 = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{61} = 115 \text{ кВ}$; $I_{61} = 0,5 \text{ кА}$.

2. Параметры элементов схемы замещения прямой последовательности:

$$\Gamma_1, \Gamma_2 \quad X_1 = X_2 = X_d'' \frac{S_6}{S_H} = \frac{0,27 \cdot 100}{30} = 0,9;$$

$$T1, T2 \quad X_3 = X_4 = \frac{U_K \%}{100} \frac{S_6}{S_H} = \frac{10,5}{100} \frac{100}{40} = 0,26;$$

$$T3 \quad X_5 = \left[\frac{U_{КВН} \%}{100} \right] \frac{S_6}{S_H} = \left[\frac{18}{100} \right] \frac{100}{63} = 0,286;$$

$$W2 \quad X_6 = X_0 \frac{LS_6}{U_{62}^2} = \frac{0,4 \cdot 30 \cdot 100}{115^2} = 0,09;$$

$$L_3 \quad X_7 = \frac{0,4 \cdot 70 \cdot 100}{115^2} = 0,21;$$

$$W1 \quad X_8 = \frac{0,4 \cdot 50 \cdot 100}{115^2} = 0,15;$$

$$\text{ЭДС} \quad E_1'' = E_2'' = U_0 + I_0 X_d'' \sin \varphi_{\text{нр}} = 1 + 1 \cdot 0,27 \cdot 0,6 = 1,16; \quad E_3 = 1.$$

Сопротивления обратной последовательности всех элементов схемы, кроме генераторов, равны сопротивлениям прямой последовательности. Для генераторов имеем: $X_2 = 1,45 X_1 = 1,45 \cdot 0,9 = 1,305$.

3. Преобразуем схемы, определим результирующие сопротивления и результирующую ЭДС:

$$X_{10} = \frac{X_1 + X_3}{2} = \frac{0,9 + 0,26}{2} = 0,56; \quad X_{11} = \frac{X_8}{2} = \frac{0,15}{2} = 0,075;$$

$$X_{12} = X_{10} + X_{11} = 0,56 + 0,075 = 0,655;$$

$$X_{13} = X_5 + X_6 + X_7 = 0,286 + 0,09 + 0,21 = 0,586;$$

$$X_{1\Sigma} = \frac{X_{12} X_{13}}{X_{12} + X_{13}} = \frac{0,655 \cdot 0,586}{0,655 + 0,586} = 0,31;$$

$$E_{1\Sigma} = \frac{E_1 X_{13} + E_3 X_{12}}{X_{12} X_{13}} = \frac{1,16 \cdot 0,586 + 1 \cdot 0,655}{0,586 \cdot 0,655} = 1,163.$$

После преобразования схемы замещения обратной последовательности получим $X_{2\Sigma} = 0,35$.

4. Ток прямой последовательности в месте КЗ

$$I_{K1}'' = E_1'' / (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}) = 1,163 / (0,31 + 0,35) = 1,76.$$

5. Ток в поврежденных фазах в месте КЗ в именованных единицах

$$\underline{I}_K^{(2)} = \sqrt{3} I_{K1} I_{62} = 1,73 \cdot 1,76 \cdot 0,5 = 1,52 \text{ кА.}$$

Расчет тока при однофазном КЗ

Для расчета тока однофазного КЗ необходимо составить схемы замещения прямой, обратной (рис. 6.16) и нулевой последовательностей (рис. 6.17).

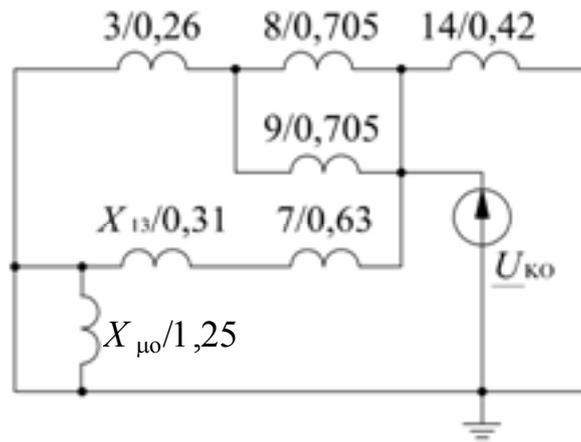


Рис. 6.17. Схема замещения нулевой последовательности

1. Сопротивления нулевой последовательности элементов схемы в относительных единицах:

$$T1 \quad X_{3(0)} = X_{3(1)} = 0,26, \quad T_5 \quad X_{14(0)} = X_{14(1)} = 0,42;$$

$$Л_1 \quad X_{8(0)} = X_{9(0)} = 4,7 \quad X_{8(1)} = 4,7 \cdot 0,15 = 0,705;$$

$$Л_3 \quad X_{7(0)} = 3X_{7(1)} = 3 \cdot 0,21 = 0,63;$$

$$T4 \quad X_{1(0)} = X_{1(1)} = 0,13, \quad X_{\mu 0} = (0,3 \dots 1,0) S_6 / S_H = 0,5 \cdot 100 / 40 = 1,25.$$

2. Результирующее сопротивление нулевой последовательности

$$X_{0\Sigma} = X_{14(0)} \parallel (X_{3(0)} + X_{8(0)} / 2) \parallel (X_{7(0)} + X_{1(0)}) + X_{\mu 0} = 0,42 \parallel 0,7 \parallel 2,01 = 0,23.$$

3. Ток прямой последовательности в месте КЗ

$$I''^{(1)}_{K1} = E''_{1\Sigma} / (X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}) = 1,163 / (0,31 + 0,35 + 0,23) = 1,31.$$

4. Полный ток в месте КЗ

$$I_K^{(1)} = 3 I_{K1}^{(1)} I_6 = 3 \cdot 1,25 \cdot 0,5 = 1,965 \text{ кА.}$$

Контрольные вопросы и задания

1. Изложите основные положения метода симметричных составляющих.

2. Какие виды КЗ относят к поперечной несимметрии?

3. Как определяются коэффициенты несимметрии и неуравновешенности трехфазной системы?

4. К чему сводится расчет несимметричных режимов при использовании метода симметричных составляющих?
5. Как определяются сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей для элементов СЭС (генераторов, ВЛ, КЛ, реакторов, двигателей)?
6. Как определяются сопротивления обратной последовательности двух- и трехобмоточных трансформаторов?
7. Как определяются сопротивления нулевой последовательности двух- и трехобмоточных трансформаторов?
8. Как составляются схемы замещения прямой, обратной, нулевой последовательностей?
9. Как определить токи и напряжения при различных видах поперечной несимметрии?
10. В чем заключается правило эквивалентности прямой последовательности?
11. Каковы соотношения между токами различных видов поперечной несимметрии?
12. Какова последовательность расчетов поперечной несимметрии?

ГЛАВА 7. Однократная продольная несимметрия

7.1. Общие положения

Продольную несимметрию в любой точке трехфазной системы можно представить включением в рассечку каждой фазы неодинаковых сопротивлений, которые могут быть связаны между собой взаимной индукцией. Такой подход к решению задачи позволяет получить расчетные выражения в самом общем виде, но при этом необходимо проводить довольно сложные расчеты, а конечный результат представляется громоздкими выражениями. Поэтому значительно проще проводить решение для каждого вида продольной несимметрии, используя характеризующие его граничные условия и метод симметричных составляющих.

Таким образом, продольная несимметрия может возникать вследствие неравенства фазных сопротивлений схемы или отдельных ее элементов при разрывах и отключениях одной или двух фаз трехфазной системы.

При возникновении в системе возмущающего воздействия в виде разрыва или несимметричного КЗ при наличии пофазного управления релейная защита отключает поврежденную фазу (а при одновременном повреждении двух фаз – две фазы), оставляя в работе неповрежденные фазы. При одноцепных ЛЭП таким отключением исключается потеря связи между отдельными станциями или генераторами и приемниками.

Режим работы системы с одной или двумя отключенными фазами является несимметричным и связан с дополнительными потерями мощности, опасным перегревом двигателей и генераторов при длительной их работе в неполнофазном режиме. Линии электропередачи при неполнофазном режиме оказывают значительное мешающее и опасное электромагнитное влияние на коммуникации при сближении их с ЛЭП. Вследствие этого возникает необходимость в количественной оценке фазных токов и напряжений при всех видах продольной несимметрии (разрывах или отключении одной или двух фаз).

Расчет переходных процессов при продольной несимметрии производится с помощью метода симметричных составляющих. При этом предполагается, что несимметрия имеет местный характер, а

внешняя система продолжает оставаться симметричной (рис. 7.1). Тогда для симметричной части схемы, составленной по параметрам трех последовательностей, могут быть записаны уравнения:

$$\begin{cases} \Delta \underline{U}_{H_1} = \underline{E}_1 - \underline{I}_{H_1} jZ_{1\Sigma}; \\ \Delta \underline{U}_{H_2} = 0 - \underline{I}_{H_2} jZ_{2\Sigma}; \\ \Delta \underline{U}_{H_0} = 0 - \underline{I}_{H_0} jZ_{0\Sigma}, \end{cases} \quad (7.1)$$

где $\Delta \underline{U}_{H_1}$, $\Delta \underline{U}_{H_2}$, $\Delta \underline{U}_{H_0}$ – симметричные составляющие падений напряжений по месту несимметрии, т. е. напряжения между точками H_1 и H_2 (рис. 7.1). Индекс «н» является признаком продольной несимметрии; $Z_{1\Sigma}$, $Z_{2\Sigma}$, $Z_{0\Sigma}$ – полные результирующие сопротивления соответствующих последовательностей относительно места продольной несимметрии, т. е. относительно точек H_1 и H_2 .

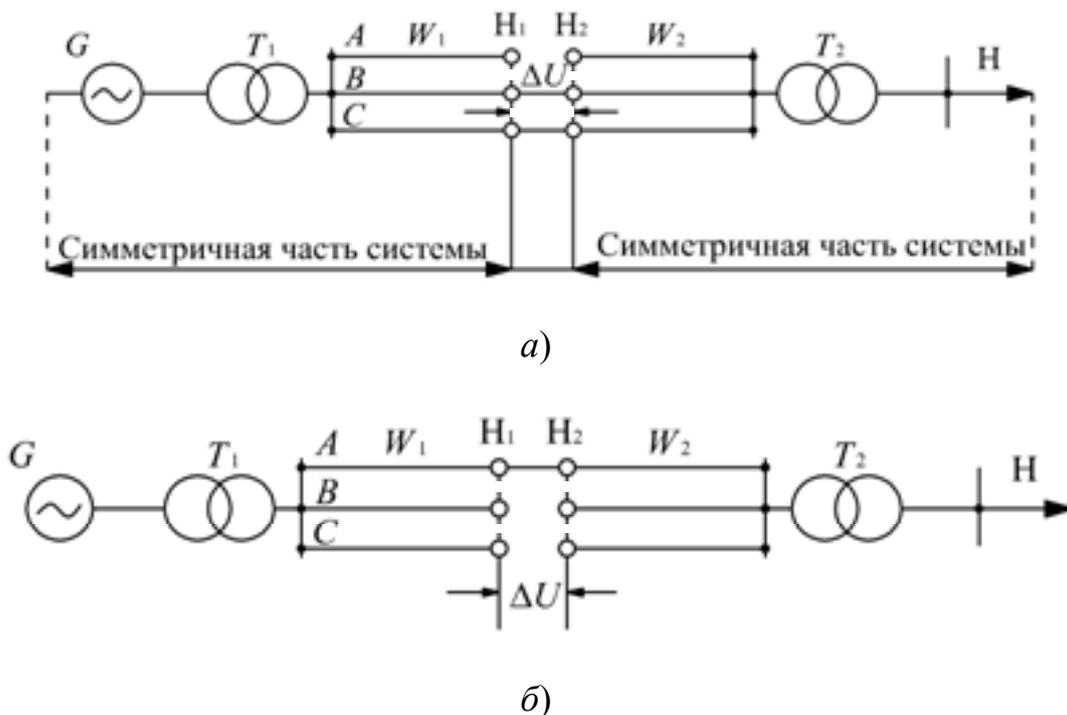


Рис. 7.1. Продольная несимметрия в трехфазной системе: при разрыве фазы A (а) и при разрыве фаз B и C (б)

Уравнения (7.1) содержат неизвестные величины: $\Delta \underline{U}_{H_1}$, $\Delta \underline{U}_{H_2}$, $\Delta \underline{U}_{H_0}$, \underline{I}_{H_1} , \underline{I}_{H_2} , \underline{I}_{H_0} , для определения которых следует иметь еще три уравнения, которые получают из граничных условий по месту несимметрии для заданного вида продольной несимметрии.

7.2. Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей

Схема замещения прямой последовательности является такой же схемой, которую составляют для любого симметричного трехфазного режима. В зависимости от применяемого метода расчета и момента времени в нее вводят генераторы и нагрузки соответствующими сопротивлениями и ЭДС, а все остальные элементы вводят в схему замещения неизменными сопротивлениями.

Схема замещения обратной последовательности по структуре аналогична схеме прямой последовательности. Различие между ними состоит в том, что в схеме обратной последовательности ЭДС всех генерирующих ветвей условно принимают равными нулю, а реактивные сопротивления обратной последовательности синхронных машин и нагрузок считают практически постоянными и не зависящими от вида возникшей несимметрии.

Началом схем прямой и обратной последовательностей (точка нулевого потенциала схемы) считают точку, в которой объединены свободные концы всех генерирующих и нагрузочных ветвей.

При продольной несимметрии схемы прямой и обратной последовательностей имеют два конца – ими являются две точки, между которыми расположена продольная несимметрия. Между концами схем отдельных последовательностей приложены напряжения соответствующих последовательностей, возникшие в месте несимметрии (рис. 7.2, а, б).

Составление схемы нулевой последовательности начинают от точки, где возникла несимметрия, считая, что в этой точке все фазы замкнуты между собой накоротко (рис. 7.2, в) и напряжение нулевой последовательности $\Delta \underline{U}_0$ приложено в рассечку фазных проводов.

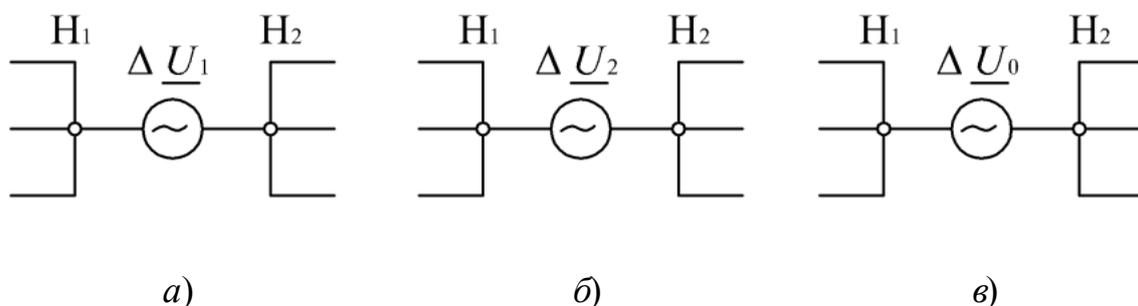
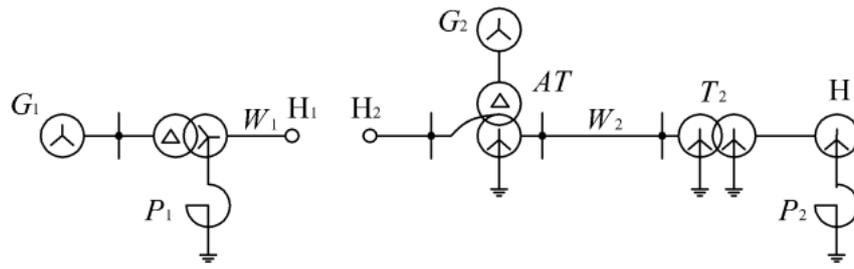
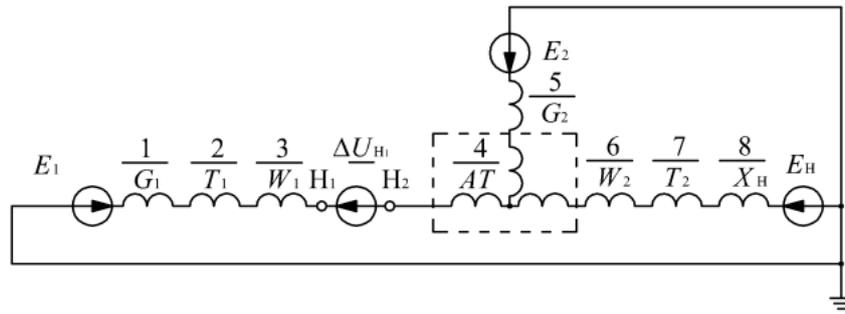


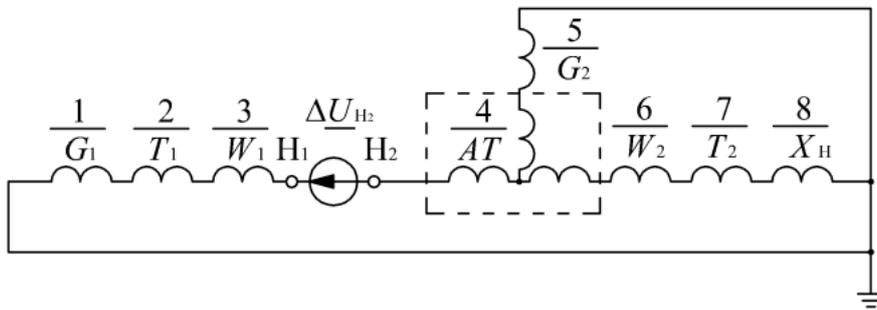
Рис. 7.2. Включение источника при продольной несимметрии: прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательности



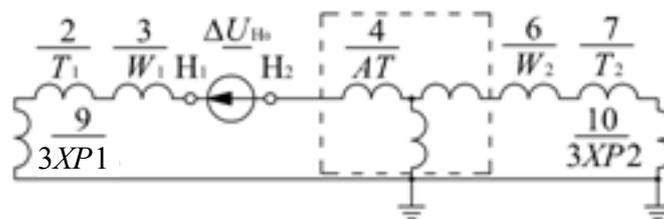
a)



б)



в)



г)

Рис. 7.3. Пример составления схем отдельных последовательностей при продольной несимметрии: а – расчетная схема; б, в, г – схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей

Далее выявляются в пределах каждой электрически связанной цепи возможные пути протекания токов нулевой последовательности. При продольной несимметрии циркуляция токов нулевой последовательности возможна даже при отсутствии заземленных нейтралей.

Сопротивление, через которое заземлены нейтрали трансформатора, генератора и т. д., должно быть введено в схему нулевой последовательности утроенной величиной. Это обусловлено тем, что схему нулевой последовательности составляют для одной фазы, а через указанное сопротивление протекает сумма токов нулевой последовательности трех фаз.

Сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательностей элементов систем электроснабжения рассчитываются также, как и при поперечной несимметрии.

Исходная схема и пример составления схем отдельных последовательностей показаны на рис. 7.3.

7.3. Разрыв одной фазы

Основные уравнения падений напряжений в схемах каждой последовательности, составленные для симметричной части системы, при чисто индуктивной цепи можно представить в виде:

$$\begin{cases} \Delta \underline{U}_{H_1} = \underline{E}_1 - jX_{1\Sigma} \underline{I}_{H_1}; \\ \Delta \underline{U}_{H_2} = 0 - jX_{2\Sigma} \underline{I}_{H_2}; \\ \Delta \underline{U}_{H_0} = 0 - jX_{0\Sigma} \underline{I}_{H_0}, \end{cases} \quad (7.2)$$

где $\Delta \underline{U}_{H_1}$, $\Delta \underline{U}_{H_2}$, $\Delta \underline{U}_{H_0}$ – симметричные составляющие падения напряжения фазы А на несимметричном участке системы; $X_{1\Sigma}$, $X_{2\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ – результирующие реактивности схем отдельных последовательностей относительно места продольной несимметрии.

На рис. 7.4 изображен несимметричный участок системы, в которой возникла продольная несимметрия при разрыве фазы А.

Полагая, что разрыв фазы А происходит на малом отрезке, можно считать, что падения напряжений фаз В и С на длине этого участка равны нулю. В этом случае по месту несимметрии имеем следующие граничные условия:

$$\underline{I}_{HA} = 0, \Delta \underline{U}_{HB} = 0, \Delta \underline{U}_{HC} = 0. \quad (7.3)$$

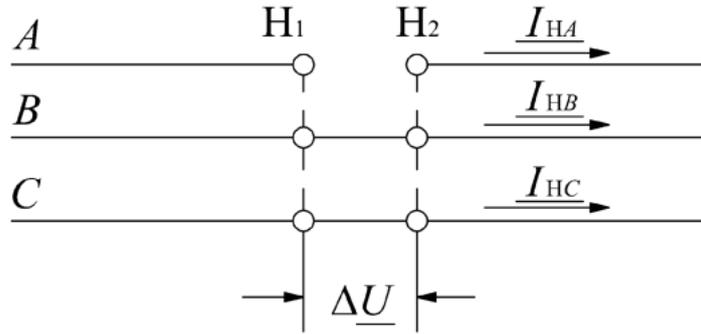


Рис. 7.4. Разрыв фазы A электрической цепи

При разложении падений напряжений на симметричные составляющие с учетом граничных условий (7.3) получим:

$$\begin{cases} \Delta \underline{U}_{HA1} = \frac{1}{3}(\Delta \underline{U}_{HA} + a\Delta \underline{U}_{HB} + a^2\Delta \underline{U}_{HC}) = \frac{1}{3}\Delta \underline{U}_{HA}; \\ \Delta \underline{U}_{HA2} = \frac{1}{3}(\Delta \underline{U}_{HA} + a^2\Delta \underline{U}_{HB} + a\Delta \underline{U}_{HC}) = \frac{1}{3}\Delta \underline{U}_{HA}; \\ \Delta \underline{U}_{HA2} = \frac{1}{3}(\Delta \underline{U}_{HA} + a^2\Delta \underline{U}_{HB} + a\Delta \underline{U}_{HC}) = \frac{1}{3}\Delta \underline{U}_{HA}, \end{cases} \quad (7.4)$$

т. е.

$$\Delta \underline{U}_{HA1} = \Delta \underline{U}_{HA2} = \Delta \underline{U}_{HA0} = \frac{1}{3}\Delta \underline{U}_{HA}. \quad (7.5)$$

Напряжение между точками N_1 и N_2 поврежденной фазы A из (7.5) будет

$$\Delta \underline{U}_{HA} = 3\Delta \underline{U}_{HA1}. \quad (7.6)$$

Из основных уравнений (7.2) с учетом (7.5) для симметричных составляющих \underline{I}_{HA2} и \underline{I}_{H_0} имеем:

$$\underline{I}_{HA2} = -\frac{\Delta \underline{U}_{HA1}}{jX_{2\Sigma}}; \quad \underline{I}_{H_0} = -\frac{\Delta \underline{U}_{HA1}}{jX_{0\Sigma}}. \quad (7.7)$$

Расписав условие через симметричные составляющие тока и подставив вместо \underline{I}_{HA2} и \underline{I}_{H_0} их значения из (7.7), получим:

$$\underline{I}_{HA1} - \frac{\Delta \underline{U}_{HA1}}{jX_{2\Sigma}} - \frac{\Delta \underline{U}_{HA1}}{jX_{0\Sigma}} = 0, \quad (7.8)$$

откуда найдем

$$\Delta \underline{U}_{\text{H41}} = \underline{I}_{\text{H41}} j \Delta X, \quad (7.9)$$

где

$$\Delta X = \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}. \quad (7.10)$$

Теперь из (7.2) и (7.9) определим

$$\underline{I}_{\text{H41}} = \frac{E_1}{j(X_{1\Sigma} + \Delta X)}.$$

Из выражений (7.7) с учетом (7.10) для токов обратной и нулевой последовательностей имеем:

$$\underline{I}_{\text{H42}} = -\underline{I}_{\text{H41}} \frac{\Delta X}{X_{2\Sigma}} \quad \text{или} \quad \underline{I}_{\text{H42}} = -\underline{I}_{\text{H41}} \frac{X_0}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}; \quad (7.11)$$

$$\underline{I}_{\text{H0}} = -\underline{I}_{\text{H41}} \frac{\Delta X}{X_{0\Sigma}} \quad \text{или} \quad \underline{I}_{\text{H0}} = -\underline{I}_{\text{H41}} \frac{X_{\text{H2}}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}. \quad (7.12)$$

Для определения напряжений с одной из сторон продольной несимметрии следует предварительно найти по схемам отдельных последовательностей симметричной части сети соответствующие составляющие этих напряжений. Прибавив к последним соответствующие напряжения $\Delta \underline{U}$, находим симметричные составляющие напряжений с другой стороны продольной несимметрии.

Зная все симметричные составляющие токов и напряжений, можно определить фазные величины токов и напряжений. В частности, для определения фазных токов в месте разрыва одной фазы могут быть использованы выражения:

$$\underline{I}_{\text{HB}} = \underline{I}_{\text{H41}} \frac{(a^2 - (X_{2\Sigma} + aX_{0\Sigma}))}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})}, \quad \underline{I}_{\text{HC}} = \underline{I}_{\text{H41}} \frac{(a - (X_{2\Sigma} + a^2X_{0\Sigma}))}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})}. \quad (7.13)$$

Для нахождения модуля фазных токов при разрыве одной фазы может быть использован коэффициент, определяемый по выражению

$$m_{(\text{H}_1)} = \sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}. \quad (7.14)$$

Модуль фазных токов неповрежденных фаз определится

$$\underline{I}_{HB} = \underline{I}_{HC} = m_{(H_1)} \underline{I}_{H_1}.$$

Соотношение (7.10) позволяет составить комплексную схему замещения (рис. 7.5) для случая разрыва одной из фаз.

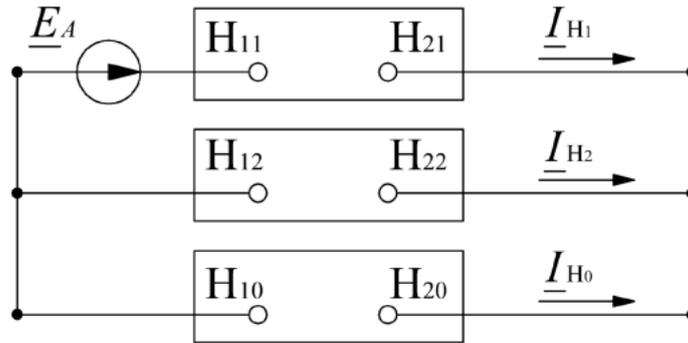


Рис. 7.5. Комплексная схема замещения при разрыве одной фазы

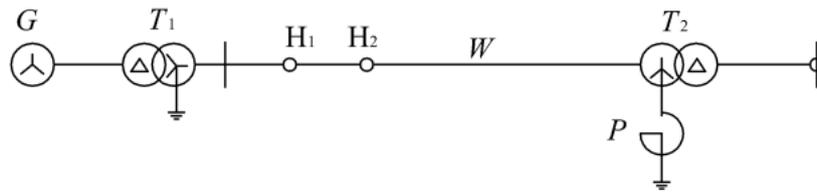
На рис. 7.6, а приведена схема, для которой составлена комплексная схема замещения (рис. 7.6, б) при разрыве одной из фаз в начале линии. Складывая последовательно реактивности в схеме замещения обратной последовательности, получим $X_{2\Sigma} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4$, и, соответственно, в схеме замещения нулевой последовательности: $X_{0\Sigma} = X_2 + X_3 + X_4 + X_5$.

Комплексная схема замещения приводится к более простому виду (рис. 7.6, в). Результирующая ЭДС схемы прямой последовательности в данном случае численно равна E_1 , а суммарное реактивное сопротивление

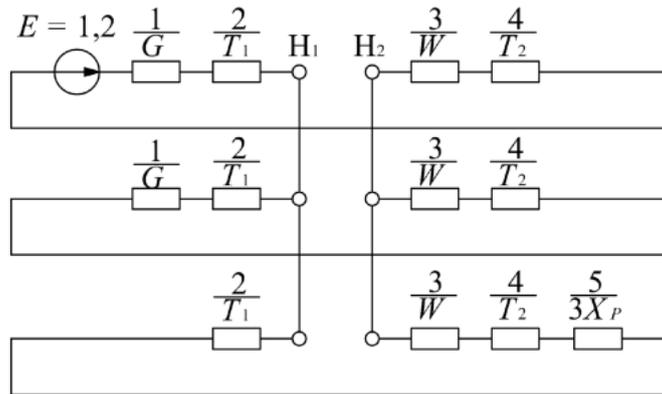
$$X_{1\Sigma} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4.$$

Суммарное сопротивление для определения токов прямой последовательности

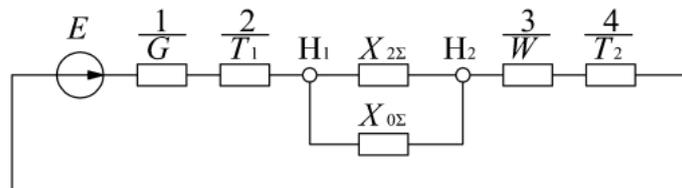
$$X_{\Sigma} = X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} = X_{1\Sigma} + \Delta X_{(H_1)}.$$



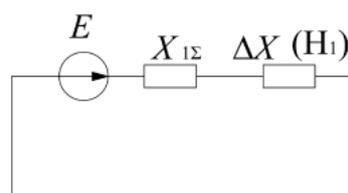
a)



б)



в)



г)

Рис. 7.6. Расчетная схема (а), комплексная схема замещения для случая разрыва одной фазы (б), преобразование схемы (в, г) электрической цепи

Схема любой сложности при продольной несимметрии сводится к виду, изображенному на рис. 7.6, г. Следует всегда помнить, что в этой схеме результирующая ЭДС находится из схемы замещения только прямой последовательности относительно места несимметрии.

Векторные диаграммы токов и напряжений. Зная все симметричные составляющие токов и напряжений, определяют фазные величины токов и напряжений. В частности, для определения фазных токов в месте разрыва одной фазы могут быть использованы выражения (7.13). Для нахождения модуля фазных токов при разрыве одной фазы может быть использован коэффициент, определяемый по выражению (7.14). На рис. 7.7 приведены векторные диаграммы токов и напряжений в месте разрыва фазы A .

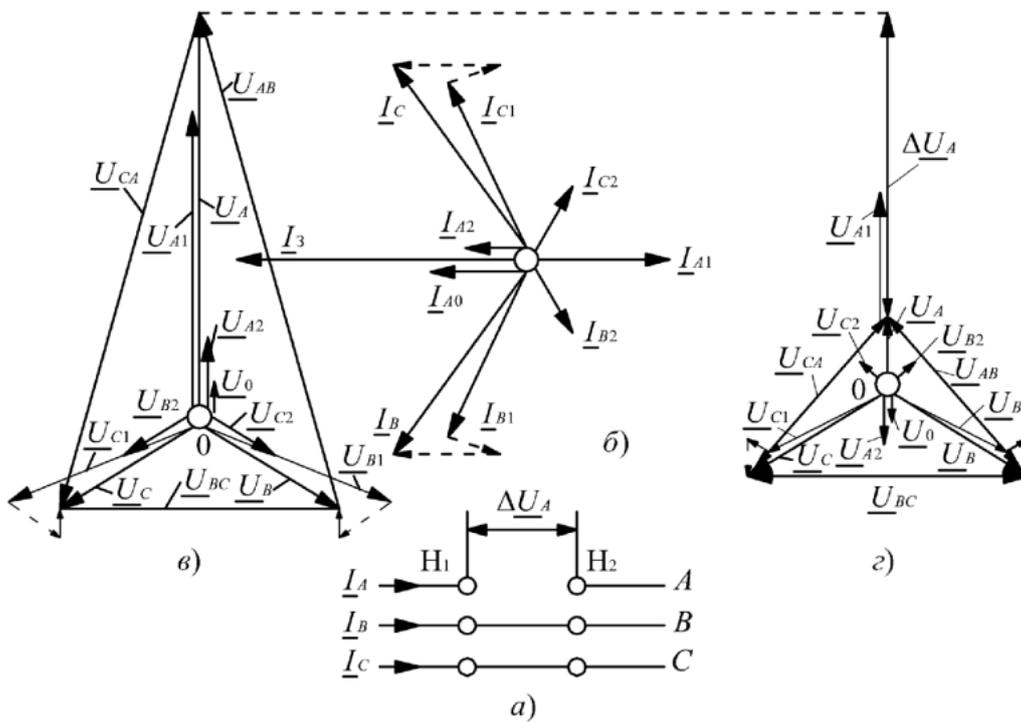


Рис. 7.7. Векторные диаграммы токов и напряжений при разрыве одной фазы трехфазной цепи: a – исходная схема; b – векторная диаграмма токов в месте разрыва чисто индуктивной цепи; c, d – векторные диаграммы напряжений по концам разрыва (соответственно в точках H_1 и H_2)

7.4. Разрыв двух фаз

В случае разрыва фаз B и C в месте продольной несимметрии (рис. 7.8) имеем следующие граничные условия:

$$\Delta \underline{U}_{HA} = 0, \underline{I}_{HB} = 0, \underline{I}_{HC} = 0. \quad (7.15)$$

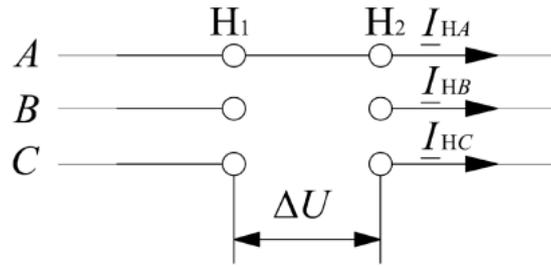


Рис. 7.8. Разрыв фаз B и C трехфазной цепи

Симметричные составляющие токов с учетом (7.15) будут:

$$\begin{cases} \underline{I}_{HA1} = \frac{1}{3}(\underline{I}_{HA} + a \underline{I}_{HB} + a^2 \underline{I}_{HC}) = \frac{1}{3} \underline{I}_{HA}; \\ \underline{I}_{HA2} = \frac{1}{3}(\underline{I}_{HA} + a^2 \underline{I}_{HB} + a \underline{I}_{HC}) = \frac{1}{3} \underline{I}_{HA}; \\ \underline{I}_{HA0} = \frac{1}{3}(\underline{I}_{HA} + \underline{I}_{HB} + \underline{I}_{HC}) = \frac{1}{3} \underline{I}_{HA}, \end{cases} \quad (7.16)$$

т. е.

$$\underline{I}_{HA1} = \underline{I}_{HA2} = \underline{I}_{HA0} = \frac{1}{3} \underline{I}_{HA}. \quad (7.17)$$

Учитывая (7.15), можно заменить $\Delta \underline{U}_{HA} = \Delta \underline{U}_{HA1} + \Delta \underline{U}_{HA2} + \Delta \underline{U}_{HA0} = 0$, и, подставляя в это уравнение вместо симметричных составляющих напряжений и их значений из (7.2) с учетом соотношений (7.17), получим:

$$\underline{E}_1 - \underline{I}_{HA1} jX_{1\Sigma} - \underline{I}_{HA1} jX_{2\Sigma} - \underline{I}_{HA1} jX_{0\Sigma} = 0,$$

откуда

$$\underline{I}_{HA1} = \frac{E_1}{j(X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})} \text{ или } \underline{I}_{HA1} = \frac{E_1}{j(X_{1\Sigma} + \Delta X^{(H_2)})}, \quad (7.18)$$

где

$$\Delta X^{(H_2)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}.$$

Ток в поврежденной фазе A из (7.17):

$$\underline{I}_{HA} = 3 \underline{I}_{HA1}. \quad (7.19)$$

Симметричные составляющие падения напряжения в месте несимметрии:

$$\begin{cases} \Delta \underline{U}_{HA1} = \underline{I}_{HA1} j(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}) = \underline{I}_{HA1} j\Delta X^{(H_2)}; \\ \Delta \underline{U}_{HA2} = \underline{I}_{HA1} jX_{2\Sigma}; \\ \Delta \underline{U}_{HA0} = -\underline{I}_{HA1} jX_{0\Sigma}. \end{cases} \quad (7.20)$$

Для определения фазных величин достаточно произвести суммирование соответствующих симметричных составляющих.

Согласно выражению (7.18) комплексная схема замещения имеет вид, приведенный на рис. 7.9, а на рис. 7.7 приведены векторные диаграммы токов и напряжений в месте разрыва фаз *B* и *C*.

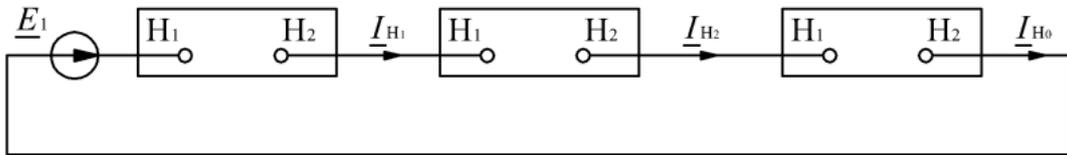


Рис. 7.9. Комплексная схема замещения при разрыве двух фаз

7.5. Несимметрия от включения сопротивлений

Рассмотрим случай, когда в одну или две фазы включаются одинаковые сопротивления Z . Такие условия могут возникнуть, например, при неодновременном расхождении контактов выключателя, при котором дуга отключаемого тока возникает не на всех полюсах.

Для случая, когда имеется сопротивление в одной фазе (например, *A*), граничные условия будут:

$$\Delta \underline{U}_{HA} = Z \underline{I}_{HA}; \quad \Delta \underline{U}_{HB} = 0; \quad \Delta \underline{U}_{HC} = 0. \quad (7.21)$$

Представив (7.21) через симметричные составляющие, получим выражение для дополнительного сопротивления в схеме прямой последовательности

$$Z_{(H)} = Z / 3 \parallel jX_{2\Sigma} \parallel jX_{0\Sigma}. \quad (7.22)$$

Таким образом, учет сопротивления, включенного в одну фазу, сводится к тому, что вместо реактивности $\Delta X_{(H)}$, определяемой по (7.10) при разрыве фазы, нужно в полученные раньше выражения ввести сопротивление $Z_{(H)}$, определяемое по (7.22).

Когда одинаковые сопротивления включены только в две фазы, например, B и C (рис. 7.7, б), для характеристики такой несимметрии нужно ввести граничные условия:

$$\begin{cases} \Delta \underline{U}_{HB} = Z \underline{I}_{HB}; \\ \Delta \underline{U}_{HC} = Z \underline{I}_{HC}. \end{cases} \quad (7.23)$$

После разложения на симметричные составляющие из граничных условий:

$$\begin{cases} \Delta \underline{U}_{HA1} = \frac{1}{3} Z ((\underline{I}_{HA1} - \underline{I}_{HA2}) + (\underline{I}_{HA1} - \underline{I}_{H0})); \\ \Delta \underline{U}_{HA2} = \frac{1}{3} Z ((\underline{I}_{HA2} - \underline{I}_{HA1}) + (\underline{I}_{HA2} - \underline{I}_{H0})); \\ \Delta \underline{U}_{H0} = \frac{1}{3} Z ((\underline{I}_{H0} - \underline{I}_{HA1}) + (\underline{I}_{H0} - \underline{I}_{HA2})). \end{cases} \quad (7.24)$$

Расчетные выражения для симметричных составляющих токов и падений напряжений в месте продольной несимметрии, вызванной включением сопротивления в одну или две фазы, сведены в табл. 7.1.

Разрыв одной или двух фаз является частным случаем такой несимметрии; расчетные выражения для него получают из выражений, приведенных в табл. 7.1, полагая $Z = \infty$.

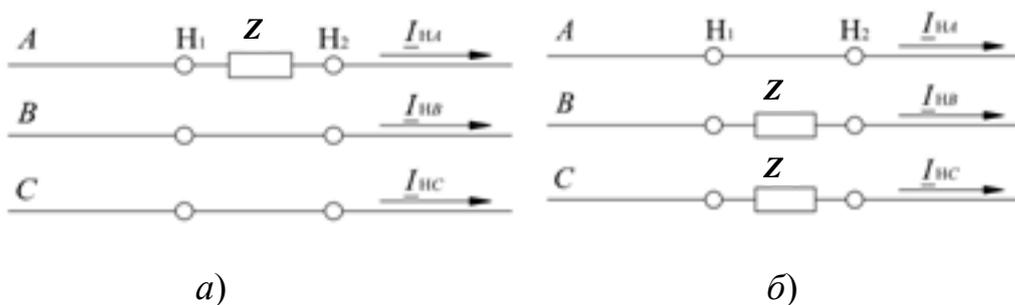


Рис. 7.10. Варианты несимметрии от включения сопротивлений в цепь: a – в фазу A ; b – в фазы B и C

Таблица 7.1

**Расчетные выражения для токов и напряжений
при продольной несимметрии токов**

Величина	Несимметрия одной фазы		Несимметрия двух фаз	
	Сопротивление в одной фазе	Разрыв одной фазы	Сопротивления в двух фазах	Разрыв двух фаз
I_{H41}	$\frac{\underline{E}_{A\Sigma}}{(Z_{1\Sigma} + \Delta Z_{(H_1)})}$	$\frac{\underline{E}_{A\Sigma}}{(Z_{1\Sigma} + \Delta Z_{(H_1)})}$	$\frac{\underline{E}_{A\Sigma}}{(Z_{1\Sigma} + \Delta Z_{(H_1)})}$	$\frac{\underline{E}_{A\Sigma}}{(Z_{1\Sigma} + \Delta Z_{(H_1)})}$
$Z_{(H)}$	$Z / 3 \parallel Z_{2\Sigma} \parallel Z_{0\Sigma}$	$Z_{2\Sigma} \parallel Z_{0\Sigma}$	$Z \parallel ((Z \parallel Z_{2\Sigma} + Z \parallel Z_{0\Sigma}))$	$Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}$
I_{H42}	$-\Delta Z_{(H_1)} I_{H41} / Z_{2\Sigma}$	$-\Delta Z_{(H_1)} I_{H41} / Z_{2\Sigma}$	$\frac{(Z - \Delta Z_{(H_2)}) I_{H1}}{(Z + Z_{2\Sigma})}$	I_{H41}
I_{H40}	$-\Delta Z_{(H_1)} I_{H41} / Z_{0\Sigma}$	$-\Delta Z_{(H_1)} I_{H41} / Z_{0\Sigma}$	$\frac{(Z - \Delta Z_{(H_2)}) I_{H1}}{(Z + Z_{0\Sigma})}$	I_{H41}
ΔU_{H41}	$\Delta Z_{(H_1)} I_{H41}$	$\Delta Z_{(H_1)} I_{H41}$	$\Delta Z_{(H_2)} I_{H41} - Z_{2\Sigma} I_{H41}$	$\Delta Z_{(H_2)} I_{H41}$
ΔU_{H42}	ΔU_{H41}	ΔU_{H41}	$I_{H41} \times$ $\times (Z - \Delta Z_{(H_2)}) \parallel (Z + Z_{2\Sigma})$	$-Z_{2\Sigma} I_{H41}$
ΔU_{H0}	ΔU_{H41}	ΔU_{H41}	$-Z_{0\Sigma} I_{H41} \times$ $\times (Z - \Delta Z_{(H_2)}) \parallel (Z + Z_{0\Sigma})$	$-Z_{0\Sigma} I_{H41}$
$\Delta X_{(H)}$	—	$X_{2\Sigma} \parallel X_{0\Sigma}$	—	$X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$
m	—	$\sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{(X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}$	—	3

7.6. Правило эквивалентности прямой последовательности

Из структуры выражений для тока прямой последовательности при рассмотренных видах однократной продольной несимметрии следует, что этот ток можно определить как ток симметричного трехфазного режима в схеме, где несимметричный участок заменен симметричной цепью, величина сопротивления которой для каждого вида продольной несимметрии определяется сопротивлениями как самого несимметричного участка, так и схем обратной и нулевой последовательности относительно места несимметрии.

Изложенное положение представляет собой правило эквивалентности прямой последовательности применительно к условиям однократной продольной несимметрии. Оно аналогично этому правилу при однократной поперечной несимметрии и позволяет ток прямой последовательности в месте продольной несимметрии выразить в общем виде

$$\underline{I}_{\text{НН1(Н)}} = \frac{\underline{E}_A}{(jX_{\Sigma} + \Delta X_{(\text{Н})})}, \quad (7.25)$$

а падение напряжения прямой последовательности на несимметричном участке

$$\Delta \underline{U}_{\text{Н1}} = \Delta X_{(\text{Н})} \underline{I}_{\text{Н1(Н)}}, \quad (7.26)$$

где индекс (Н) показывает вид продольной несимметрии; (Н₁) – при разрыве одной фазы; (Н₂) – при разрыве двух фаз.

7.7. Аналитический метод расчета переходного процесса

Последовательность расчета токов при возникновении однократной продольной несимметрии с использованием правила эквивалентности прямой последовательности следующий, (расчет проведем в относительных единицах):

1. Приводим полную информацию об исследуемой схеме электрической системы, выписывая из справочников данные об элементах системы, входящих в схему замещения. Предварительно задаемся видом продольной несимметрии.

2. Выбираем базисные условия. За базисную мощность $S_б$ источника питания при одном источнике питания принимаем номинальную мощность источника $S_{н}$; при двух или более источниках – кратную 10. За базисное напряжение принимаем среднее напряжение $U_{\text{ср.н}}$ той ступени напряжения, на которой возникла несимметрия.

3. Составляем схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Все сопротивления приводим к выбранным базисным условиям.

4. Определяем результирующие сопротивления схем отдельных последовательностей относительно точки, где возникла та или иная несимметрия. На этом же этапе из схемы прямой последовательности

находим также результирующую ЭДС относительно той же точки (рис. 7.3).

5. По сопротивлению обратной и нулевой последовательностей определяем дополнительное сопротивление ΔX что позволяет по выражению (7.25) определить ток прямой последовательности $I_{H\Delta 1}$, и падение напряжения прямой последовательности на несимметричном участке по выражению (7.26):

$$I_{H(H)} = m_{(H)} I_{H\Delta 1}, \quad (7.27)$$

где $m_{(H)}$ – коэффициент, определяемый из табл. 7.1.

Пример 7.1

Для схемы рис. 7.11, а определить токи в линии при разрыве одной фазы и при разрыве двух фаз. Комплексная схема, где все элементы приведены к базисным условиям и выражены в относительных единицах, приведена на рис. 7.11, б.

Решение

1. Разрыв одной фазы.

Результирующие реактивности относительно места разрыва составляют (рис. 7.11, в):

$$X_{1\Sigma} = 0,2 + 0,3 + 0,15 + 0,3 = 0,95, \quad X_{2\Sigma} = 0,2 + 0,3 + 0,15 + 0,3 = 0,95;$$

$$X_{0\Sigma} = 0,3 + 0,525 + 0,3 + 0,4 = 1,525.$$

Дополнительная реактивность $\Delta X = 0,95 \parallel 1,525 = 0,585$.

Ток прямой последовательности $I_{H\Delta 1} = 1,5 / (0,95 + 0,585) = 0,98$.

Модуль тока в неповрежденных фазах

$$I_{HB} = I_{HC} = m_{(H_1)} I_{H\Delta 1} = 1,51 \cdot 0,98 = 1,48,$$

где

$$m_{(H_1)} = \sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{0,95 \cdot 1,525}{(0,95 + 1,525)^2}} = 1,51.$$

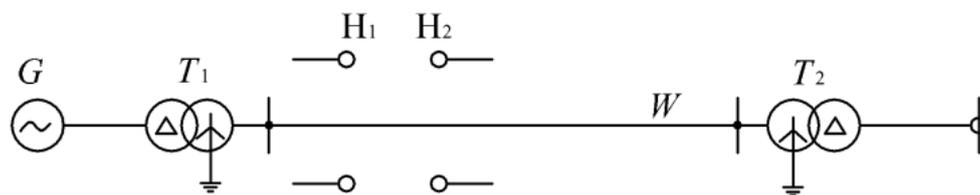
Для сравнения отметим, что при нормальной работе линии фазный ток составляет $I = 1,58$. Следовательно, при разрыве одной фазы ток в «здоровых» фазах снижается на: $100(1,58 - 1,48) / 1,58 = 6,35\%$.

2. Разрыв двух фаз.

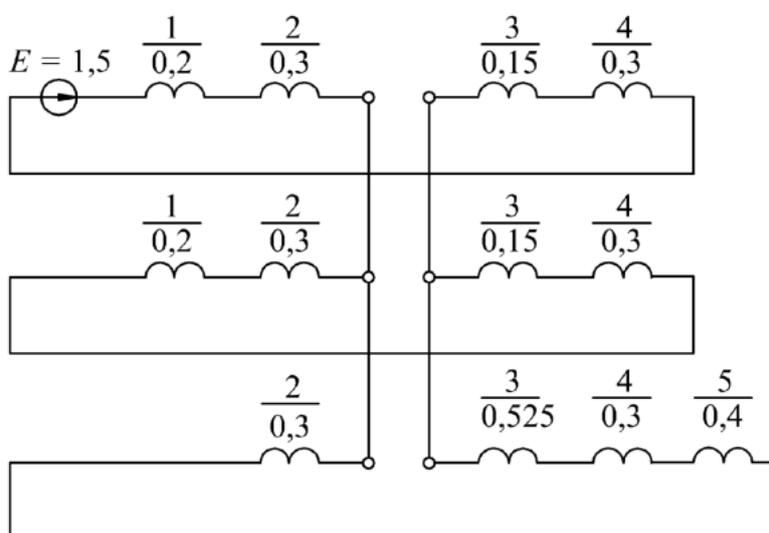
Дополнительная реактивность $\Delta X = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma} = 0,95 + 1,525 = 2,475$.

Находим величину тока прямой последовательности $I_{H\Delta 1} = 1,5 / (0,95 + 2,475) = 0,438$.

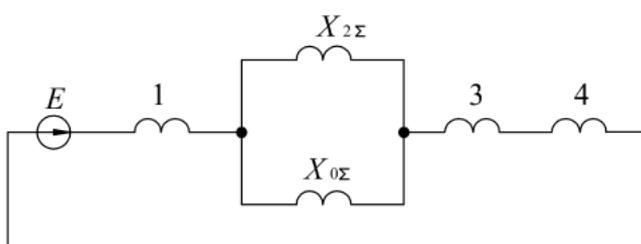
Абсолютное значение тока $I_{H\Delta} = 3I_{H\Delta 1} = 3 \cdot 0,435 = 1,314$, т. е. на 16,8 % меньше, чем при нормальной работе линии.



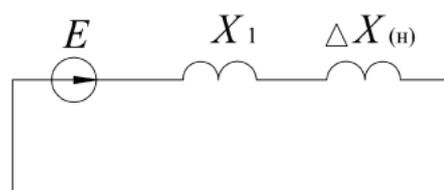
а)



б)



в)



з)

Рис. 7.11. Расчетная схема (а), комплексная схема (б), преобразованные комплексные схемы замещения (в, з) электрической цепи к примеру 7.1

Пример 7.2

Для схемы (рис. 7.12, а) требуется сравнить величины начальных сверхпереходных токов при несинхронном включении генератора в систему, считая, что такое включение производится одновременно: а) тремя фазами выключателя Q ; б) двумя фазами (разрыв одной фазы); в) одной фазой (разрыв двух фаз).

Задаемся базисными условиями:

$$S_6 = 176,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{61} = 18 \text{ кВ}; U_{62} = 242 \text{ кВ}; U_{63} = 577,5 \text{ кВ}.$$

Сопротивления элементов приведем к базисным условиям и составим схемы замещения (рис. 7.12, б).

Результирующие реактивности схем отдельных последовательностей относительно места разрыва в ОЕ составят:

$$X_{1\Sigma} = 0,21 + 0,132 + 0,185 - 0,007 + 0,08 = 0,6;$$

$$X_{2\Sigma} = 0,255 + 0,132 + 0,185 - 0,007 + 0,08 = 0,645;$$

$$X_{0\Sigma} = 0,132 + 0,3 + 0,57 - 0,007 + (0,08 \parallel 0,095) = 0,74.$$

Считаем, что при включении выключателя напряжение генератора по величине равно напряжению системы, которое в относительных единицах составляет $U = 510 / 577,5 = 0,88$. Наиболее тяжелые условия по току имеют место, когда напряжения включаемых источников находятся в противофазе.

Ток при включении трех фаз.

Наибольшая величина сверхпереходного тока при этом будет

$$I'_{(H_3)} = 2 \cdot 0,88 / 0,6 = 2,93.$$

Ток при включении двух фаз (разрыв одной фазы).

Дополнительная реактивность, вводимая в схему прямой последовательности, будет

$$\Delta X = 0,645 \parallel 0,74 = 0,345.$$

Значение составляющих прямой и обратной последовательностей наибольшего сверхпереходного тока будет

$$I'_{H_1} = 2 \cdot 0,88 / (0,6 + 0,345) = 1,86 \text{ и } I'_{H_2} = -1,86 \cdot 0,345 / 0,645 = -1.$$

Поскольку обмотки трансформатора имеют соединение Y/Δ , то в одной из фаз генератора эти составляющие тока будут

$$I'_{H_1} = 1,86 + 1 = 2,86.$$

Ток при включении одной фазы (разрыв двух фаз).

В данном случае дополнительная реактивность составляет

$$\Delta X = 0,645 + 0,74 = 1,385.$$

Составляющие прямой и обратной последовательностей сверхпереходного тока будут

$$I''_{H_1} = I''_{H_2} = 2 \cdot 0,88 / (0,6 + 1,385) = 0,89.$$

В двух фазах генератора эти составляющие тока сдвинуты друг относительно друга на 60 эл. град. (имея в виду переход через Y/Δ) и, следовательно, величина сверхпереходного тока в этих фазах генератора будет

$$I''_{H_2} = \sqrt{3} \cdot 0,89 = 1,54.$$

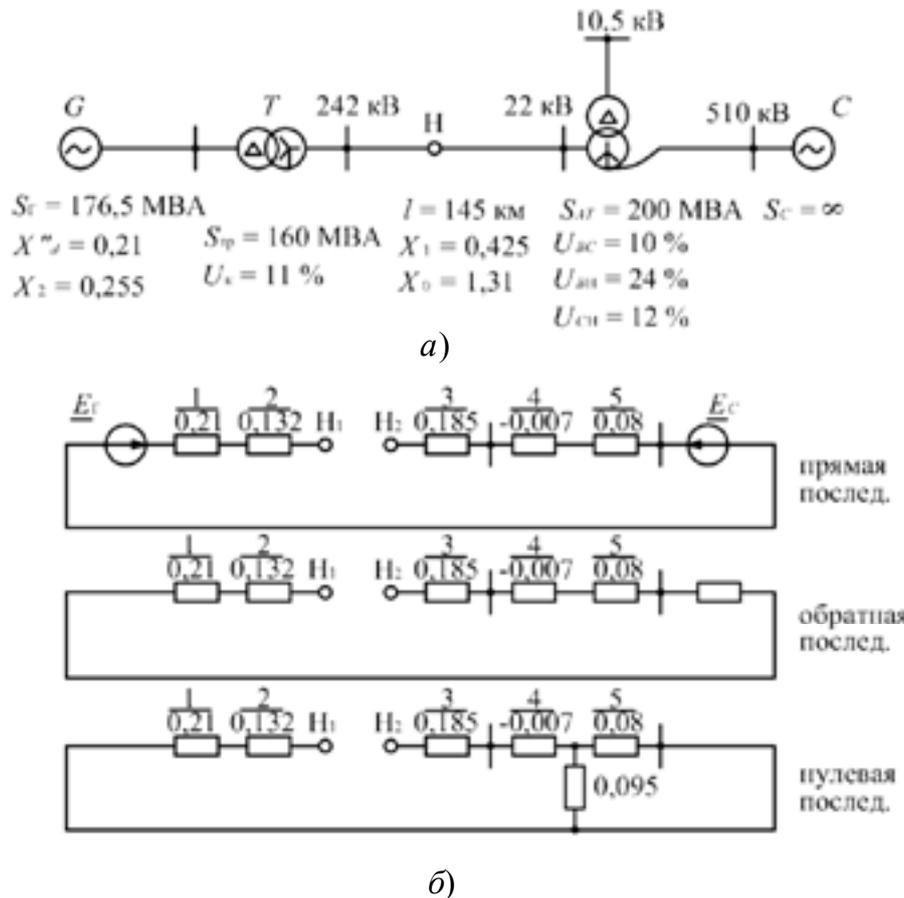


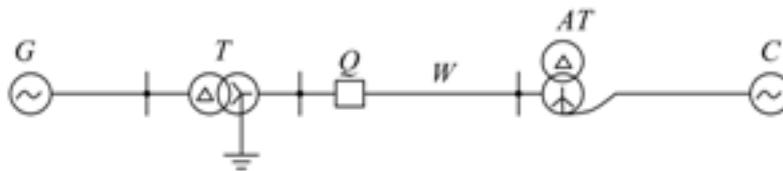
Рис. 7.12. Расчетная схема и схемы замещения электрической цепи к примеру 7.2

Искомое соотношение между наибольшими сверхпереходными токами генератора при различных условиях его несинхронного включения получается следующим:

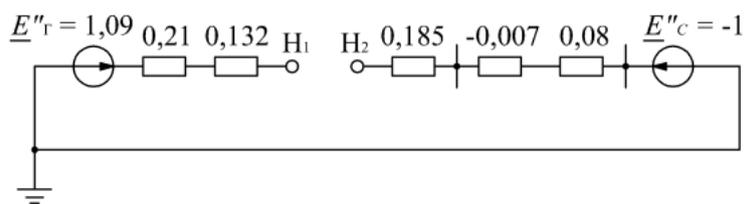
$$I_H''^{(3)} : I_H''^{(1)} : I_H''^{(2)} = 2,93 : 2,86 : 1,54 = 1 : 0,96 : 0,53.$$

Пример 7.3

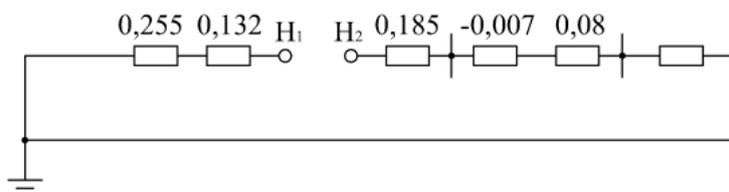
Для заданной системы электроснабжения (рис. 7.13) построить векторные диаграммы напряжений при разрыве одной фазы.



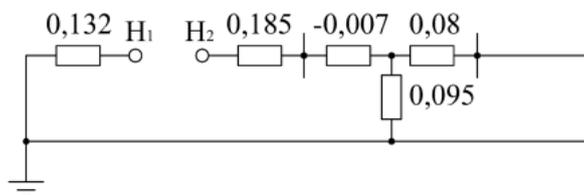
а)



б)



в)



г)

Рис. 7.13. Расчетная схема (а) и схемы замещения прямой (б), обратной (в) и нулевой (г) последовательностей при разрыве одной фазы

Суммарное сопротивление прямой последовательности составит

$$x_{1\Sigma} = 0,21 + 0,132 + 0,185 - 0,007 + 0,08 = 0,6.$$

Суммарное сопротивление обратной последовательности

$$x_{2\Sigma} = 0,255 + 0,132 + 0,185 - 0,007 + 0,08 = 0,645.$$

Суммарное сопротивление нулевой последовательности

$$x_{0\Sigma} = 0,132 + 0,57 - 0,007 + \left(\frac{0,08 \cdot 0,095}{0,08 + 0,095} \right) = 0,74.$$

Суммарная ЭДС

$$E_{\Sigma} = 1 + 1,09 = 2,09.$$

$$\Delta X_{(H_1)} = \left(\frac{0,645 \cdot 0,74}{0,645 + 0,74} \right) = 0,345, \quad \Delta X_{(H_2)} = 0,645 + 0,74 = 1,385.$$

Значения составляющих токов прямой, обратной и нулевой последовательностей:

$$I''_{1(H_1)} = \frac{E_C}{X_{1\Sigma} + \Delta X_{(H_1)}} = \frac{2,09}{0,6 + 0,345} = 2,21;$$

$$I''_{2(H_2)} = -I''_{H_1} \frac{\Delta X_{(H_1)}}{X_{2\Sigma}} = -2,21 \frac{0,345}{0,645} = -1,182;$$

$$I''_{0(H_1)} = -I''_{H_1} \frac{\Delta X_{(H_1)}}{X_{0\Sigma}} = -2,21 \frac{0,345}{0,74} = -1,03.$$

Проверка выполненных расчетов:

$$I''_{H_1} + I''_{H_2} + I''_{H_0} = 2,21 - 1,182 - 1,03 = 0;$$

$$I''_{H_1} = I''_{H_2} = I''_{H_0} = \frac{E_{\Sigma}}{X_{1\Sigma} + \Delta X_{(H_2)}} = \frac{2,09}{0,6 + 1,385} = 1,05.$$

Падения напряжений прямой, обратной и нулевой последовательностей:

$$\Delta U_{1(H_1)} = \Delta U_{2(H_1)} = \Delta U_{0(H_1)} = j \Delta X_{(H_1)} I_{1(H_1)} = j 0,345 \cdot 2,21 = 0,762.$$

Прямая последовательность:

$$U_{1(H_1)} = 1,09 - I_1 X_1^{(I)} = 1,09 - 2,21 \cdot 0,342 = 0,334;$$

$$U_{1(H_2)} = -1 + I_1 X_1^{(II)} = -1 + 2,21 \cdot 0,258 = -0,429.$$

или

$$U_{1(H_2)} = U_{1(H_1)} - \Delta U = 0,334 - 0,762 = -0,428.$$

Обратная последовательность:

$$U_{2(H_1)} = I_{H_2}^{(I)} x_{2\Sigma}^{(I)} = 1,182 \cdot 0,387 = 0,457; U_{2(H_2)} = -1,182 \cdot 0,258 = -0,305.$$

Нулевая последовательность:

$$U_{0(H_1)} = 1,03 \cdot 0,132 = 0,136; U_{0(H_2)} = -1,03 \cdot 0,608 = -0,626.$$

По результатам вычислений симметричных составляющих напряжений построены векторные диаграммы для точек разрыва H_1 и H_2 (рис. 7.14). Проверкой правильности построения векторных диаграмм является равенство по величине и направлению векторов фазных напряжений \underline{U}_B и \underline{U}_C .

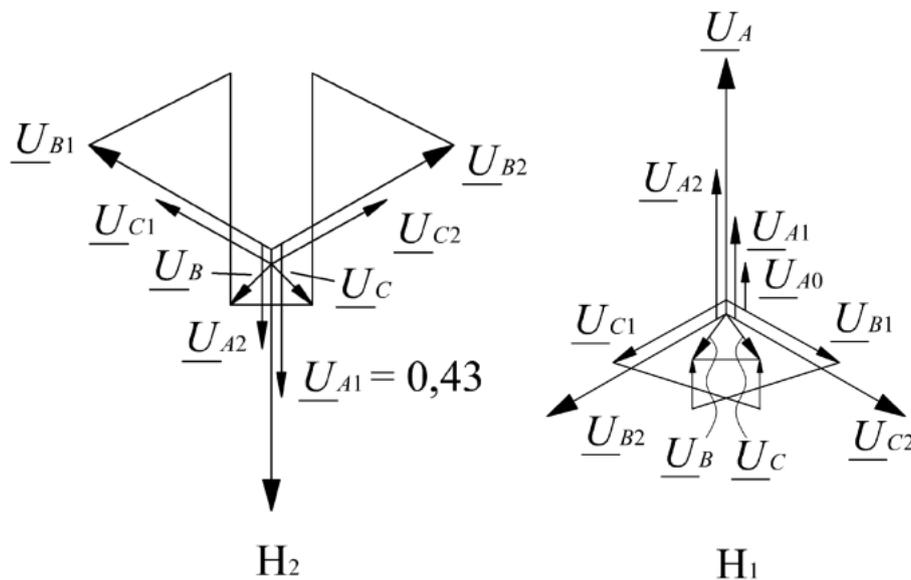


Рис. 7.14. Векторные диаграммы напряжений при разрыве одной фазы

Контрольные вопросы и задания

1. Какие виды повреждений относят к продольной несимметрии?
2. Какой вид имеют схемы замещения при продольной несимметрии?
3. Как формулируется правило эквивалентности прямой последовательности при продольной несимметрии?
4. Какова последовательность расчета токов в неповрежденных фазах при продольной несимметрии?

ГЛАВА 8. Сложные виды повреждений

8.1. Общие положения

Сложные виды повреждений представляют собой совокупность нескольких несимметричных замыканий или нарушений продольной несимметрии отдельных участков системы. Возможны случаи, когда в системе одновременно возникают как поперечные, так и продольные несимметрии в самых различных комбинациях.

Практический интерес обычно представляет одновременное нарушение симметрии лишь в двух точках системы, так как более сложные повреждения являются редкими исключениями. Поэтому в дальнейшем рассмотрим лишь двухкратную несимметрию, причем будем предполагать, что обе несимметрии возникают одновременно.

Рассмотрим основные принципы расчета таких повреждений. Их конкретное применение показано на двух наиболее часто встречающихся случаях: при двойных замыканиях на землю в сети с изолированной нейтралью и при однофазном КЗ с одновременным разрывом фазы.

8.2. Общий путь расчета сложных видов повреждений

Любая несимметрия характеризуется симметричными составляющими токов и напряжений в месте несимметрии. Следовательно, при двухкратной несимметрии подлежат определению двенадцать неизвестных величин – по три симметричных составляющих напряжений и токов в каждой точке несимметрии. Для определения этих неизвестных нужно составить такое же число независимых уравнений.

В гл. 6 и 7 было установлено, что из граничных условий возникшей несимметрии непосредственно вытекают три соотношения для симметричных составляющих напряжений и токов в месте несимметрии. Таким образом, при двухкратной несимметрии половина общего числа необходимых уравнений является следствием граничных условий. Остальные уравнения можно получить, рассматривая

связи между токами и напряжениями одноименных последовательностей. Так, при поперечных несимметриях одновременно в произвольных точках M и N заданной системы, схемы отдельных последовательностей которой после преобразований могут быть представлены в виде эквивалентных трехлучевых звезд (рис. 8.1), из которых составим уравнения для составляющих напряжений в точках M и N :

– для прямой последовательности (рис. 8.1, а):

$$\begin{cases} \underline{U}_{MA1} = \underline{E}_{MA} - j\underline{I}_{MA1}(X_{M1} + X_{H1}) - j\underline{I}_{NA1} X_{H1}; \\ \underline{U}_{NA1} = \underline{E}_{NA} - j\underline{I}_{MA1} X_{H1} - j\underline{I}_{NA1}(X_{N1} + X_{H1}); \end{cases} \quad (8.1)$$

– для обратной последовательности (рис. 8.1, б):

$$\begin{cases} \underline{U}_{MA2} = -j\underline{I}_{MA2}(X_{M2} + X_{H2}) - j\underline{I}_{NA2} X_{H2}; \\ \underline{U}_{NA2} = -j\underline{I}_{MA2} X_{H2} - j\underline{I}_{NA2}(X_{N2} + X_{H2}); \end{cases} \quad (8.2)$$

– для нулевой последовательности (рис. 8.1, в):

$$\begin{cases} \underline{U}_{M0} = -j\underline{I}_{M0}(X_{M0} + X_{H0}) - j\underline{I}_{N0} X_{H0}; \\ \underline{U}_{N0} = -j\underline{I}_{M0} X_{H0} - j\underline{I}_{N0}(X_{N0} + X_{H0}). \end{cases} \quad (8.3)$$

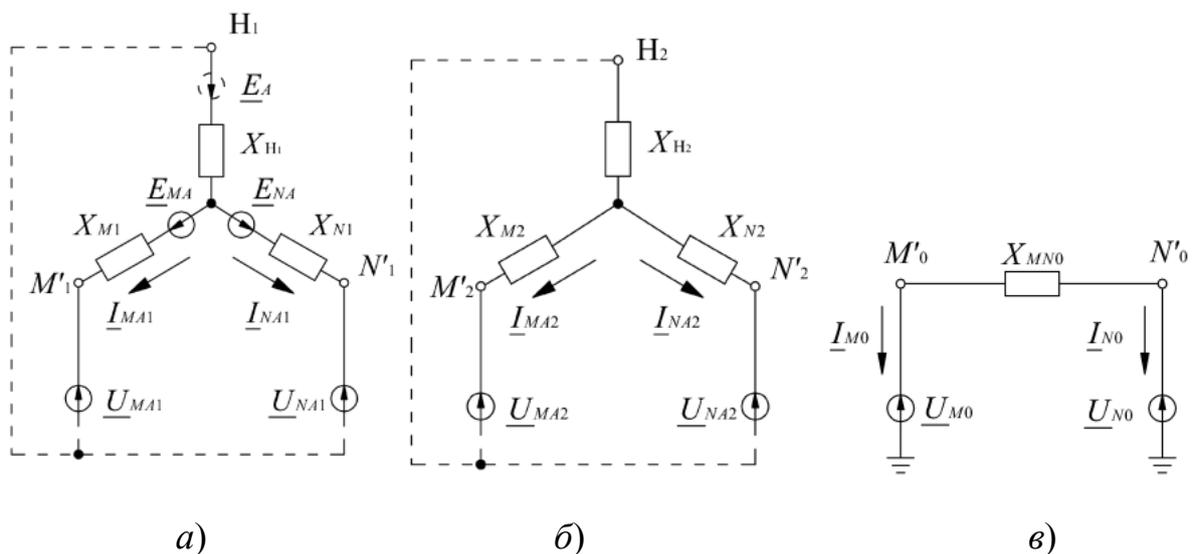


Рис. 8.1. Схемы прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательностей при несимметричных КЗ в двух точках M и N

При анализе сложных видов повреждений правило эквивалентности прямой последовательности при несимметрии в одной точке распространяется на двухкратную несимметрию. Поэтому в таких

случаях могут быть использованы все практические методы расчета, которые используются при однократной несимметрии.

8.3. Двойное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью

Предположим в произвольных точках M и N сети, работающей с изолированной или резонансно заземленной нейтралью, произошли одновременные замыкания на землю фаз B и C (рис. 8.2). При этом для упрощения примем, что оба замыкания являются металлическими, а все элементы сети – чисто индуктивными. Граничные условия в точках замыкания будут:

$$\underline{I}_{MA} = 0; \underline{I}_{MC} = 0; \underline{U}_{MB} = 0; \underline{I}_{NA} = 0; \underline{I}_{NB} = 0; \underline{U}_{NC} = 0. \quad (8.4)$$

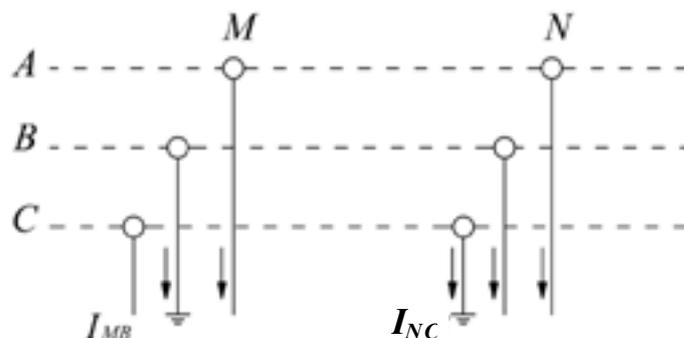


Рис. 8.2. Двойное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью

Дополнительным условием является равенство

$$I_{MB} = -I_{NC}. \quad (8.5)$$

Приняв неповрежденную фазу A за основную, запишем через симметричные составляющие следствия, которые вытекают из граничных условий (8.4) и анализа однофазного КЗ (гл. 6):

$$\left\{ \begin{array}{l} \underline{I}_{MB2} = \underline{I}_{MB1} \text{ или } \underline{I}_{MA2} = a\underline{I}_{MA1}; \\ \underline{I}_{M0} = \underline{I}_{MB1} \text{ или } \underline{I}_{MA0} = a^2\underline{I}_{MA1}; \\ \underline{U}_{MB1} + \underline{U}_{MB2} + \underline{U}_{M0} = a^2\underline{U}_{MA1} + a\underline{U}_{MA2} + \underline{U}_{M0} = 0; \\ \underline{I}_{NC2} = \underline{I}_{NC1} \text{ или } \underline{I}_{NA2} = a^2\underline{I}_{NA1}; \\ \underline{I}_{N0} = \underline{I}_{NC1} \text{ или } \underline{I}_{N0} = a\underline{I}_{NA1}; \\ \underline{U}_{NC1} + \underline{U}_{NC2} + \underline{U}_{N0} = a\underline{U}_{NA1} + a^2\underline{U}_{NA2} + \underline{U}_{N0} = 0 \end{array} \right. \quad (8.6)$$

и, учитывая граничные условия (8.4) в соответствии с (8.6), получим:

$$\underline{I}_{NA1} = -a\underline{I}_{MA1}. \quad (8.7)$$

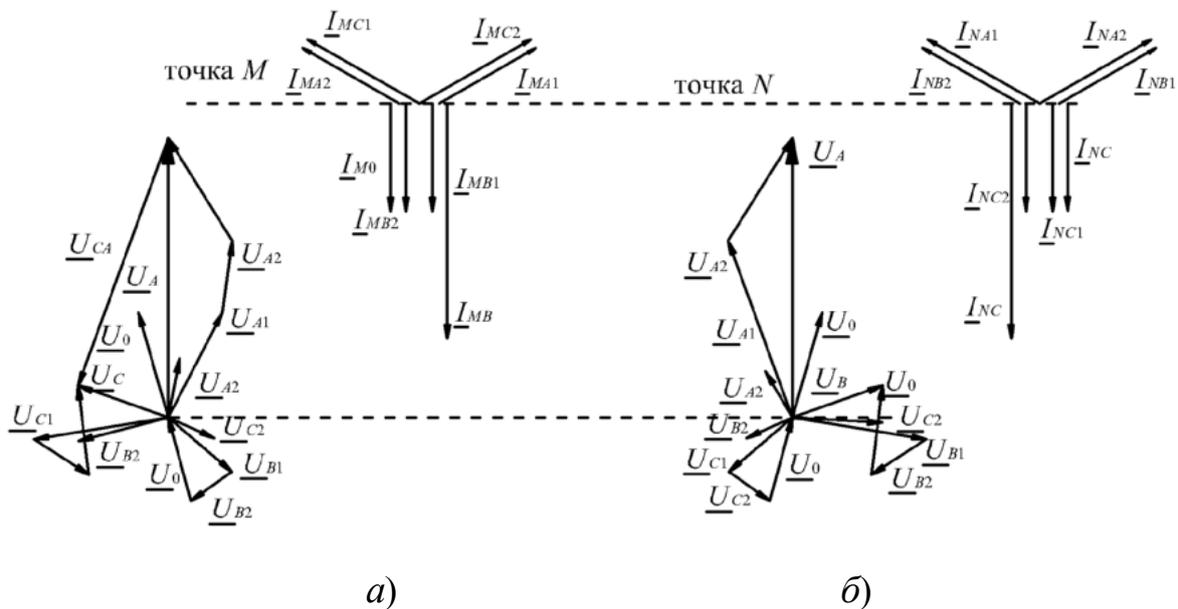


Рис. 8.3. Векторные диаграммы токов (а), напряжений (б) в точках М и N

Равенство (8.7) показывает, что симметричные составляющие токов в обоих местах замыкания не являются независимыми переменными, а находятся в жесткой связи между собой, как это иллюстрируют векторные диаграммы на рис. 8.4.

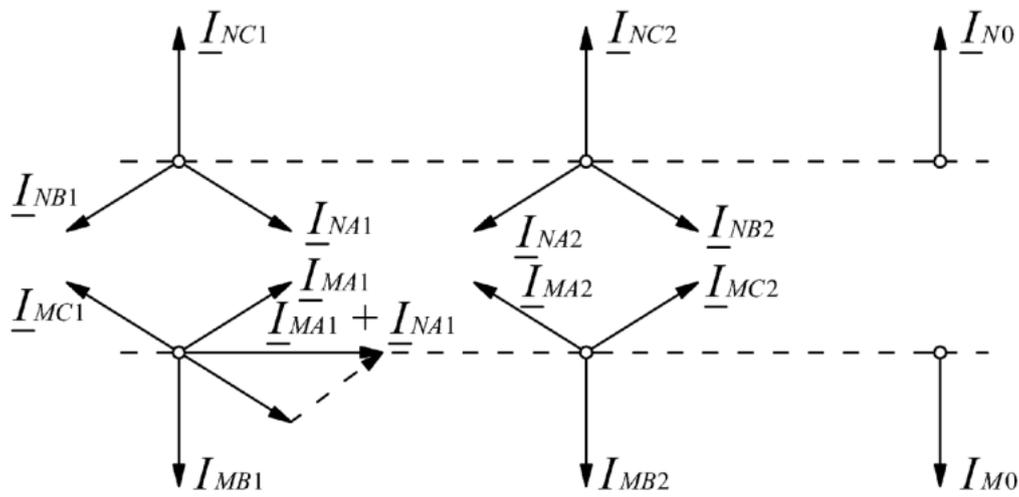


Рис. 8.4. Симметричные составляющие токов в местах двойного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью

Схемы отдельных последовательностей для рассматриваемого случая приведены на рис. 8.5.

Уравнения связи между токами и напряжениями прямой и обратной последовательностей в точках M и N (рис. 8.2) сохраняют тот же вид, что и уравнения (8.1)–(8.3).

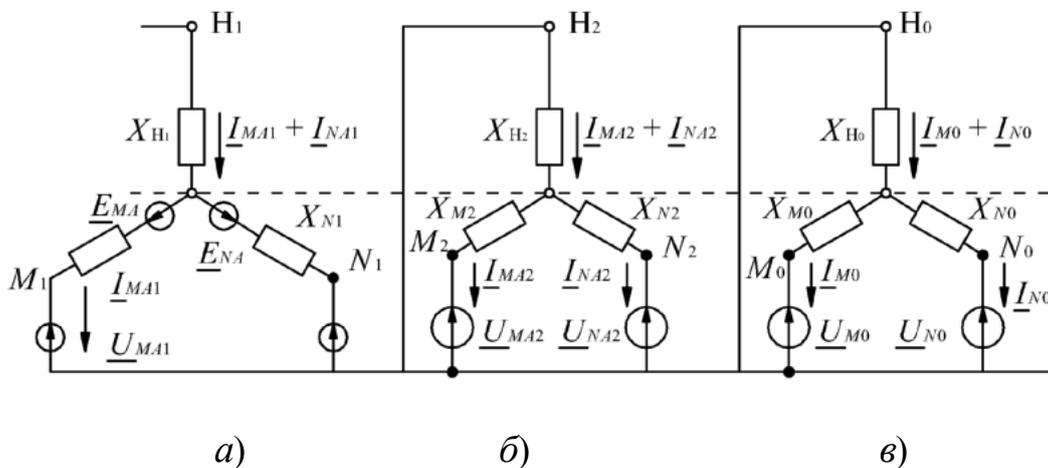


Рис. 8.5. Схемы прямой (а), обратной (б) и нулевой (в) последовательностей при двойном замыкании на землю

Благодаря простоте соотношений, вытекающих из граничных условий, решение полученной системы уравнений (8.6) сводится к замене всех неизвестных.

Для тока поврежденных фаз в местах замыкания на землю имеем:

$$\underline{I}_{MB} = 3a^2 \underline{I}_{MA1} = -\underline{I}_{NC}. \quad (8.8)$$

Выражения для симметричных составляющих напряжений в точках M и N удобнее представить через ток $\underline{I}_{M0} = -\underline{I}_{N0}$ и при этом получить:

$$\begin{cases} \underline{U}_{MA1} = \underline{E}_{MA} - j\underline{I}_{M0}((a - a^2) X_{H1} + a X_{M1}); \\ \underline{U}_{MA2} = j\underline{I}_{M0}((a^2 - a) X_{H2} + a^2 X_{M2}); \\ \underline{U}_{M0} = -(a^2 \underline{U}_{MA1} + a \underline{U}_{MA2}); \\ \underline{U}_{NA1} = \underline{E}_{NA} - j\underline{I}_{M0}((a - a^2) X_{H1} + a^2 X_{N1}); \\ \underline{U}_{NA2} = -j\underline{I}_{M0}((a^2 - a) X_{H2} + a X_{N2}); \\ \underline{U}_{N0} = -(a \underline{U}_{NA1} + a^2 \underline{U}_{NA2}). \end{cases} \quad (8.9)$$

На рис. 8.3, $a, б$ приведены векторные диаграммы токов и напряжений в местах двойного замыкания на землю. Диаграммы напряжений показывают, что величины и сдвиги фазных напряжений зависят от соотношения между реактивными сопротивлениями схем отдельных последовательностей.

8.4. Однофазное короткое замыкание с разрывом фазы

Рассмотрим случай, когда одновременно возникают поперечная и продольная несимметрии.

Пусть на каком-либо участке сети, нейтраль которой заземлена, произошел разрыв одного провода, причем один конец провода заземлился, а другой остался изолированным (рис. 8.6). Питание данного участка предполагается с обеих его сторон. Граничные условия при однофазном КЗ с разрывом фазы будут:

$$\underline{I}_{KB} = 0; \underline{I}_{LA} = 0; \underline{I}_{KC} = 0; \Delta \underline{U}_{LB} = 0; U_{KA} = 0; \Delta \underline{U}_{LC} = 0. \quad (8.10)$$

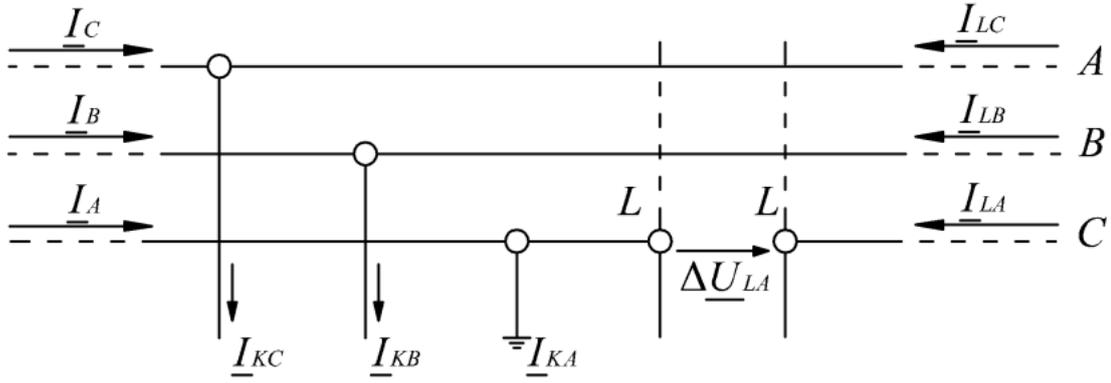


Рис. 8.6. Однофазное КЗ с одновременным разрывом той же фазы

Основные уравнения:

$$\begin{cases} \underline{U}_{LA1} = \underline{E}_{LA} - j\underline{I}_{LA1}(X_{L1} + X_{H1}) - j\underline{I}_{L'A1}X_{H1}; \\ \underline{U}_{L'A1} = \underline{E}_{L'A} - j\underline{I}_{LA1}X_{H1} - j\underline{I}_{L'A1}(X_{L'} + X_{H1}); \\ \underline{U}_{LA2} = -j\underline{I}_{LA2}(X_{L2} + X_{H2}) - j\underline{I}_{L'A2}X_{H2}; \\ \underline{U}_{L'A2} = -j\underline{I}_{LA2}X_{H2} - j\underline{I}_{L'A2}(X_{L'2} + X_{H2}); \\ \underline{U}_{L'A2} \cdot \underline{U}_{L0} = -j\underline{I}_{L0}(X_{L0} + X_{H0}) - j\underline{I}_{L'0}X_{H0}; \\ \underline{U}_{L'0} = -j\underline{I}_{L0}X_{H0} - j\underline{I}_{L'0}(X_{L'0} + X_{H0}). \end{cases} \quad (8.11)$$

Используя граничные условия (8.10) и основные уравнения (8.11), получим дополнительную связь между неизвестными токами и напряжениями и прямой последовательности в местах несимметрии:

$$\Delta \underline{U}_{LA1} = jX_K \underline{I}_{KA1} + jX_{KL} \underline{I}_{LA1}; \quad (8.12)$$

$$\Delta \underline{U}_{LA1} = jX_{KL} \underline{I}_{KA1} + jX_L \underline{I}_{LA1},$$

где

$$X_K = X_{K2} + X_{K0} + (X_{KL2} - X_{KL0})^2 / (X_{L2} + X_{L0});$$

$$X_L = X_{L2} X_{L0} / (X_{L2} + X_{L0});$$

$$X_{KL} = (X_{KL2} X_{L0} + X_{KL0} X_{L2}) / (X_{L2} + X_{L0}),$$

где X_{K2} , X_{K0} – реактивности схемы соответствующей последовательности относительно точки КЗ при разрыве схемы в точке L ; X_{L2} , X_{L0} – то же относительно места разрыва при отсутствии КЗ; X_{KL2} , X_{KL0} – вза-

имные реактивности между точкой КЗ и местом разрыва в схемах соответствующих последовательностей.

Придадим уравнениям (8.12) несколько иной вид, введя в правую часть каждого уравнения два одинаковых, но противоположных по знаку, слагаемых:

$$\begin{cases} \underline{U}_{KA1} = jX_K \underline{I}_{KA1} + jX_{KL} \underline{I}_{LA1} \pm jX_{KL} \underline{I}_{KL1} = \\ = j(X_K - X_{KL}) \underline{I}_{KA1} + jX_{KL} (\underline{I}_{KA1} + \underline{I}_{LA1}); \\ \Delta \underline{U}_{LA1} = jX_{KL} \underline{I}_{KA1} + jX_L \underline{I}_{LA1} \pm jX_{KL} \underline{I}_{LA1} = \\ = jX_{KL} (\underline{I}_{KA1} + \underline{I}_{LA1}) + j(X_L + X_{KL}) \underline{I}_{LA1}. \end{cases} \quad (8.13)$$

Из уравнения (8.12) следует, что при рассматриваемой двукратной несимметрии расчет токов и напряжений прямой последовательности (при ранее принятых допущениях) сводится к расчету эквивалентного КЗ в некоторой точке C , связанной с точками $L1$ и $L1$ схемы прямой последовательности реактивными сопротивлениями X_{KL} , $(X_K - X_{KL})$ и $(X_L - X_{KL})$, величины которых определяются реактивными сопротивлениями только схем обратной и нулевой последовательностей.

Таким образом, в данном случае соблюдается правило эквивалентности прямой последовательности со всеми вытекающими из него следствиями.

Следует отметить, что при расчетах за положительное направление тока \underline{I}_{LA1} принято направление от места замыкания. Чтобы увязать с обычно принимаемым условием, что токи имеют положительное направление к точке КЗ, необходимо у найденного тока \underline{I}_{LA1} изменить знак.

Напряжение прямой последовательности в месте КЗ относительно нулевого провода и относительно оборванного конца фазы ($\Delta \underline{U}_{LA1}$) определяются суммой соответствующих падений напряжений в схеме.

Остальные симметричные составляющие токов и напряжений в обоих местах несимметрии определяются из соотношений, которые вытекают из граничных условий и уравнений связи (8.2) и (8.3).

Распределение токов и напряжений находят с использованием принципа наложения.

Если приведенные ЭДС источников равны между собой, и параметры прямой и обратной последовательностей принять одинаковыми, то для определения тока прямой последовательности в месте

КЗ при одновременном разрыве той же фазы с одной стороны можно получить расчетное выражение

$$\underline{I}_{KA} = \underline{E}_{A1} / j(X_{(1)} + aX_{(L)}), \quad (8.14)$$

где $X_{(1)} = 2X_1 + X_0$ – результирующая реактивность при однофазном КЗ в точке K и отсутствии разрыва фазы в точке L ;

$$a = (X_{KL0} / X_{L0} + 2X_{KL1} / X_{L1})^2; \quad (8.15)$$

$$X_{(L)} = X_{L1}X_{L0} / (X_{L1} + 2X_{L0}), \quad (8.16)$$

где X_{L1} и X_{KL1} – то же, что ранее X_{L2} и X_{KL2} .

Пример 8.1

При двойном замыкании на землю в точках M и N схемы (рис. 8.7, *a*) определить фазные токи линии и обоих трансформаторов (на стороне, где произошло замыкание), а также фазные напряжения в местах замыкания. Расчет произвести для начального момента, считая, что генератор предварительно работал на холостом ходу с номинальным напряжением.

Генератор G 37,5 МВ · А; 6,3 кВ; $X''_{d*} = 0,143 = X_1 = X_2$.

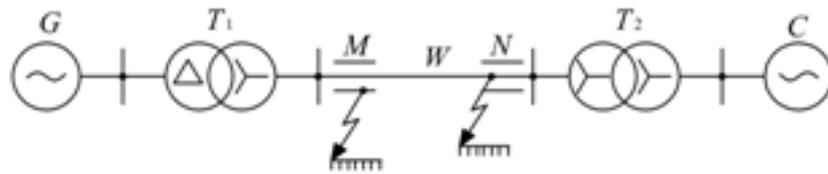
Трансформатор ... $T1$ 25 МВ · А; 37/6,3 кВ; $U_K = 8 \%$; $Y/\Delta - 11$.

Трансформатор.... $T2$ 40 МВ · А; 115/37/10,5 кВ; $U_{KBC} = 10,5 \%$; $Y/\Delta/Y_0$.

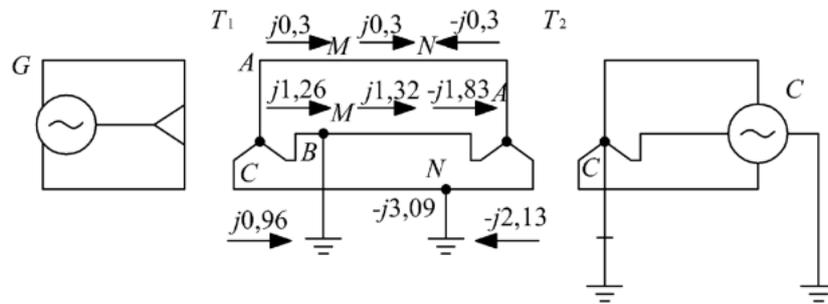
Линия..... W 8,5 км; $X_1 = 0,4$ Ом/км; $X_0 = 1,45$ Ом/км.

Система C – источник бесконечной мощности с напряжением 115 кВ.

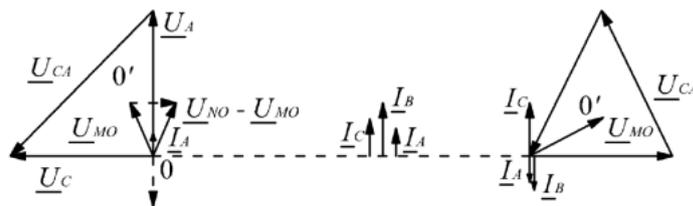
На рис. 8.7, *г* приведена схема замещения прямой последовательности, где указаны реактивные сопротивления (Ом) всех элементов и ЭДС (кВ) источников. После исключения ЭДС получившаяся схема является схемой замещения обратной последовательности. Схема нулевой последовательности (рис. 8.7, *д*) содержит только один элемент – линии.



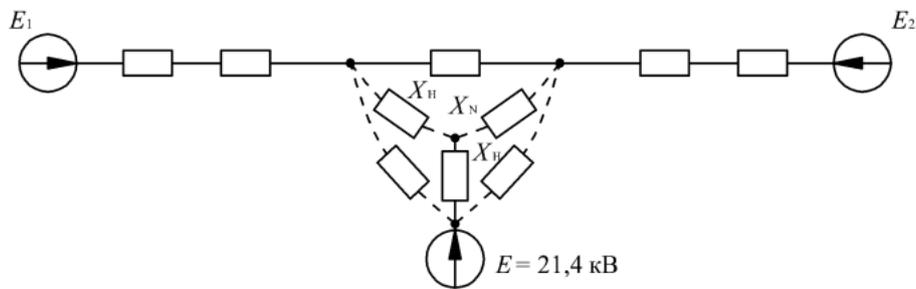
a)



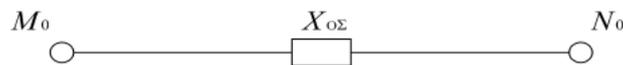
б)



в)



г)



д)

Рис. 8.7. К примеру 8.1: расчетная схема (a); распределение токов (б), векторная диаграмма токов и напряжений (в); г – схема замещения прямой (обратной) последовательности; д – то же нулевой последовательности (C – источник бесконечной мощности ($X_1 = X_2 = X_0 = 0$) с напряжением 115 кВ)

Объединив начала генерирующих ветвей, получим треугольник, преобразование которого в звезду (пунктир на рис. 8.7, з) дает реактивные сопротивления схем прямой (обратной) последовательностей:

$$X_{M1} = X_{M2} = 2,47 \text{ Ом}; X_{N1} = 2,47 \text{ Ом};$$

$$X_{N1} = X_{N2} = 1,06 \text{ Ом}; X_{H1} = X_{H2} = 1,78 \text{ Ом};$$

$$X_0 = 3 \cdot 1,78 + 2,47 + 1,06 + 18,1 = 27 \text{ Ом}.$$

Принимая $\underline{E}_A = j 21,4 \text{ кВ}$, для тока прямой последовательности имеем:

$$\underline{I}_{MA1} = (1 - a^2) 21,4 / j(3 \cdot 1,78 + 2,47 + 1,06 + 27) = 1,03 < 30 \text{ град.}$$

и для токов других последовательностей

$$\underline{I}_{MA2} = a \underline{I}_{MA1} = 1,03 < 150 \text{ град.}, \text{ кА}, \underline{I}_{M0} = a^2 \underline{I}_{MA1} = -j 1,03 \text{ кА}.$$

Найдем распределение токов, для чего предварительно определим необходимые коэффициенты распределения:

$$C(M) = (3,6 + 5) / (8,42 + 3,6 + 5) = 0,505, C(N) = 3,6 / 17,2 = 0,211$$

и со стороны трансформатора $T2$

$$C(M) = 1 - 0,505 = 0,495;$$

$$C(N) = 1 - 0,211 = 0,789.$$

Эти коэффициенты справедливы и для схемы обратной последовательности. Поскольку при отсутствии замыканий тока в линии нет (пренебрегая емкостным током), фазные токи трансформатора $T1$ с учетом того, что здесь $I_0 = 0$, будут:

$$\underline{I}_A = -(0,505 - 0,211) (-j 1,03) = j 0,3 \text{ кА};$$

$$\underline{I}_B = -(2 \cdot 0,505 - 0,211) (-j 1,03) = j 1,26 \text{ кА};$$

$$\underline{I}_C = -(0,505 - 2 \cdot 0,211) (-j 1,03) = j 0,96 \text{ кА}.$$

Для фазных токов линии имеем:

$$\underline{I}_A = j 0,3 \text{ кА}; \underline{I}_B = -j 1,26 + j 3,09 = j 1,83 \text{ кА}; \underline{I}_C = j 0,96 \text{ кА}.$$

Аналогично для фазных токов трансформатора $T2$ (учитывая принятое положительное направление токов, указанное стрелками на рис. 8.7, б):

$$\underline{I}_A = -0,3 \text{ кА}; \underline{I}_B = -j 1,83 \text{ кА}; \underline{I}_C = -j 0,96 + j 0,39 = j 2,13 \text{ кА}.$$

Для симметричных составляющих напряжений в точке M имеем:

$$\underline{U}_{MA1} = j 21,4 + j 1,03[(a - a^2)1,78 + a 2,47] = 1,28 + j 16 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_{MA2} = j 1,03[(a^2 - a)1,78 + a^2 2,47] = 1,28 + j 5,23 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_{M0} = -[a^2(1,28 + j 16) + a(1,28 + j 5,23)] = -8,08 + j 10,62 \text{ кВ}.$$

Аналогично для симметричных составляющих напряжений в точке N получаем:

$$\underline{U}_{NA1} = -0,55 + j 17,28 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_{NA2} = -0,55 + j 4,12 \text{ кВ};$$

$$\underline{U}_{N0} = 10,9 + j 10,7 \text{ кВ}.$$

Контрольные вопросы и задания

1. Какие виды повреждений называют сложными?
2. Какие сложные виды повреждений наиболее часто имеют место в трехфазных СЭС?
3. Каковы граничные условия для двойного замыкания на землю?
4. Каковы граничные условия для однофазного КЗ с одновременным разрывом той же фазы?
5. Какова последовательность действий при расчете сложных видов повреждений?

ГЛАВА 9. Электромагнитные переходные процессы в распределительных сетях и в особых условиях

9.1. Расчет токов короткого замыкания в распределительных сетях

Распределительными сетями называют воздушные и кабельные сети напряжением 6–35 кВ, по которым электроэнергия передается потребителям от питающих центров, через понижающие трансформаторы, а также воздушные и кабельные линии низкого напряжения.

Распределительные сети напряжением 6–35 кВ эксплуатируются с незаземленными (изолированными или компенсированными) нейтралью. В таких сетях могут возникать трехфазные и двухфазные КЗ, что вызывает увеличение тока в поврежденных фазах. Замыкание одной фазы на землю (простое замыкание на землю) в таких сетях незначительно увеличивает ток в поврежденной фазе и не искажает треугольник линейных напряжений.

Основной особенностью распределительных сетей является их значительная электрическая удаленность от генераторов ЭЭС (рис. 9.1). Путем преобразования схемы генераторы и сети ЭЭС (рис. 9.1, *а*) приводят к простейшей схеме замещения (рис. 9.1, *б*). В этой схеме все генераторы заменяются одним эквивалентным генератором с ЭДС E , а сопротивления всех питающих линий, трансформаторов и генераторов до шин питающей подстанции заменяются сопротивлением системы Z_c . Сопротивления линий, трансформаторов и реакторов распределительной сети от шин подстанции до места КЗ суммируются и заменяются одним сопротивлением Z_{pc} . Таким образом, вся расчетная схема приводится к схеме изображенной на рис. 9.1, *б*, а суммарное сопротивление от эквивалентного источника питания до точки КЗ составляет $Z_K = Z_c + Z_{pc}$.

Ток трехфазного КЗ $I_K^{(3)}$ через сопротивление $Z_K = Z_c + Z_{pc}$ определяется как для источника с неизменной линейной ЭДС E

$$I_K^{(3)} = \frac{E}{\sqrt{3}(Z_c + Z_{pc})}, \quad (9.1)$$

где величины Z_c и Z_{pc} определены для одной фазы, Ом/фазу.

При значительной электрической удаленности распределительной сети обычно не учитывают переходные процессы в генераторах, считая все КЗ удаленными, что упрощает расчеты. В практических расчетах фазная ЭДС генераторов E заменяется линейным напряжением холостого хода U_x вторичной обмотки трансформатора, питающего распределительную сеть

$$I_K^{(3)} = \frac{U_x}{\sqrt{3}(Z_c + Z_{pc})}. \quad (9.2)$$

Для распределительных сетей сложной конфигурации величина Z_c определяется расчетами, которые обычно выполняются с помощью ЭВМ. В результате для всех подстанций и электростанций ЭЭС определяется ток КЗ на шинах, питающих распределительную сеть $I_{ш}^{(3)}$, а по нему определяется Z_c для расчетов токов КЗ в самой распределительной сети

$$Z_c = \frac{U_x}{\sqrt{3} I_{ш}^{(3)}}. \quad (9.3)$$

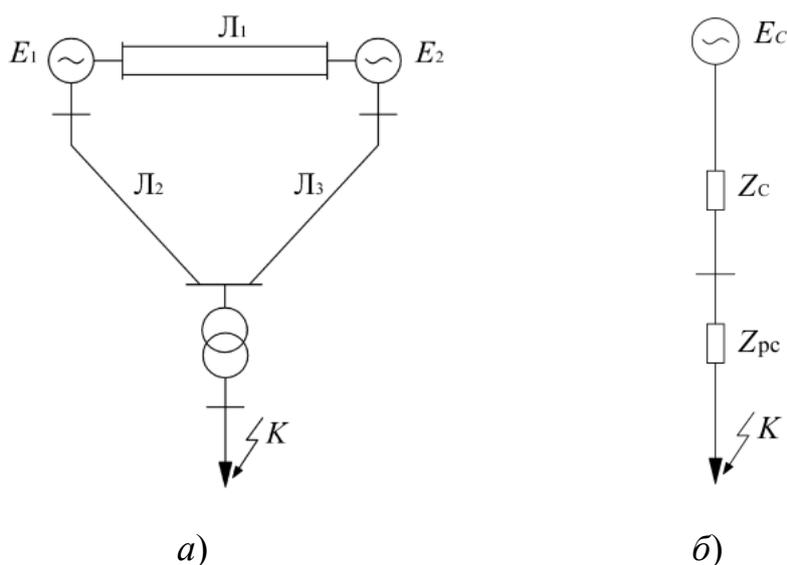


Рис. 9.1. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) для расчета тока КЗ

Иногда вместо тока трехфазного КЗ задается мощность КЗ $S_K^{(3)}$, которая равна $S_K^{(3)} = \sqrt{3} U_x I_{ш}^{(3)}$. Сопротивление системы в этом случае определяется по формуле

$$Z_c = \frac{U_x^2}{S_K^{(3)}}. \quad (9.4)$$

Таким образом, исходными данными для расчетов токов КЗ в распределительных сетях являются U_x и Z_c . Сопротивление Z_{pc} определяется для каждого случая по данным рассчитываемой сети: длине, сечению проводов линий, паспортным данным трансформаторов, длине, сечению и конструкции кабелей и т. п.

Следующим упрощением для расчетов токов КЗ в распределительных сетях является возможность определять ток двухфазного КЗ по току трехфазного КЗ

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3} I_K^{(3)}}{2}. \quad (9.5)$$

В ряде случаев сопротивление Z_c по сравнению с Z_{pc} настолько мало, что им можно пренебречь и принять $Z_c = 0$. Такой случай считается питанием от ЭЭС бесконечной мощности. Для ориентировочной оценки можно считать ЭЭС бесконечной мощности, если выполняется условие

$$S_c/S_K^{(3)} \leq 3, \quad (9.6)$$

где S_c – суммарная мощность всех генераторов ЭЭС, МВ · А; $S_K^{(3)}$ – мощность трехфазного КЗ на шинах подстанции, питающей распределительную сеть, МВ · А.

Следующая особенность расчета – необходимость учета активных сопротивлений. Считается, что пренебрегать активным сопротивлением можно, если $X_{pc}/R_{pc} \geq 3$. При этом определение тока КЗ без учета активного сопротивления дает ошибку не более 5 %.

В распределительных сетях индуктивное сопротивление воздушных линий $X_{вл}$ составляет примерно 0,4 Ом/км, активное сопротивление воздушных линий $R_{вл}$ с алюминиевыми проводами сечением 16–95 мм² находится в пределах 1,84–0,315 Ом/км; отношение $X_{вл}/R_{вл}$ при этом значительно меньше 3 и находится в пределах

0,28–1,33. Для кабельных линий индуктивное сопротивление составляет 0,08 Ом/км и отношение $X_{\text{кл}}/R_{\text{кл}}$ еще меньше. Те же выводы можно сделать, рассмотрев отношение X_T/R_T у трансформаторов. Для трансформаторов 10/0,4 кВ мощностью от 25 до 250 кВ · А, соединенных по схеме $Y/Y_0 - 0$ (звезда – звезда с заземленной нейтралью), активное сопротивление составляет 106–6,48 Ом, индуктивное – 168–18,7 Ом, а отношение X_T/R_T равно 1,58–2,89.

Поэтому одним из основных требований при расчетах является обязательный учет активных сопротивлений сети. В этом случае расчетное уравнение (9.2) приводится к виду:

$$I_K^{(3)} = U_x / \sqrt{3} \sqrt{(X_c + X_{pc})^2 + R_{pc}^2}. \quad (9.7)$$

Результаты расчетов по выражениям (9.2) и (9.7) одинаковы только в том случае, если отношение X/R для Z_c и Z_{pc} одинаково. Но так как $Z_c \neq X_c$, а отношение X/R для воздушных и кабельных линий, а также для трансформаторов и реакторов разное, то это условие не выполнимо и расчет по уравнению (9.2) может дать значительные ошибки.

Приведение к расчетному напряжению производится так же, как это изложено в гл. 2.

Расчет токов КЗ может выполняться в именованных или в относительных единицах. Для распределительных сетей обычно приходится определять активные и индуктивные сопротивления линий и трансформаторов по справочникам или паспортным данным оборудования. Большинство данных в справочниках приводятся в именованных единицах, поэтому для уменьшения пересчетов расчеты токов КЗ для распределительных сетей целесообразно проводить в именованных единицах. Вторым преимуществом расчета в именованных единицах является то, что после каждого вычисления появляется результат в именованных единицах, что позволяет непрерывно контролировать правильность ведения расчетов и получаемых результатов.

9.2. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением до 1000 В

Принимаемые допущения. При расчете токов трехфазного и двухфазного КЗ в сетях напряжением 0,4 кВ необходимо учитывать не только активные и индуктивные сопротивления всех элементов сети, но и активные сопротивления всех переходных контактов в этой цепи

(на шинах, вводах и выводах аппаратов, разъемные контакты аппаратов, переходные сопротивления в контактах рубильников, выключателей, предохранителей и сопротивление дуги в месте КЗ), а также сопротивления катушек расцепителей автоматов, первичных обмоток трансформаторов тока, активные и индуктивные сопротивления шин и т. д. Точные данные для некоторых конструкций можно найти только в каталогах заводов-изготовителей, а для приближенных вычислений можно пользоваться средними значениями сопротивлений.

Следует отметить, что количество конструкций аппаратов очень велико, точные значения их индуктивного сопротивления найти трудно, а абсолютная величина их по сравнению с сопротивлениями силовых трансформаторов и линий мала. Поэтому во многих случаях индуктивные сопротивления аппаратов не учитываются.

Испытания в действующих установках показали, что реально имеющие место величины токов при КЗ меньше на 60–80 % расчетных величин токов, найденных без учета сопротивлений контактных соединений. Поэтому учет активных сопротивлений контактных соединений является обязательным.

При отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях рекомендуется при расчете токов КЗ в сетях, питаемых трансформаторами мощностью до 1600 кВ · А включительно, учитывать их суммарное сопротивление введением в расчет активного сопротивления:

1. Для распределительных устройств на станциях и подстанциях – 0,015 Ом.
2. Для первичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов подстанций или от главных магистралей – 0,02 Ом.
3. Для вторичных цеховых распределительных пунктов, как и на зажимах аппаратов, питаемых от первичных распределительных – 0,025 Ом.
4. Для аппаратуры, установленной непосредственно у электроприемников, получающих питание от вторичных распределительных пунктов – 0,03 Ом.

Однако, как показывают результаты расчетов для конкретных примеров, вышеприведенные значения переходных сопротивлений контактов являются завышенными, особенно для сетей, питающихся от трансформаторов мощностью выше 1000 кВ · А.

При определении результирующего сопротивления цепи КЗ необходимо учитывать сопротивление дуги в месте КЗ, значения которого принимается 0,01 Ом при приближенных расчетах.

Значительное электрическое удаление систем электроснабжения от питающих центров позволяет считать, что при КЗ за понижающим трансформатором напряжение в точке сети, где он присоединен, практически остается неизменным и равным своему номинальному значению.

Сопротивления трансформаторов, кабелей, шинопроводов аппаратов берутся из справочников или по приложениям.

При расчетах токов КЗ в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ допускается следующее:

- использовать упрощенные методы расчетов, если их погрешность не превышает 10 %;

- максимально упрощать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;

- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;

- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;

- принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы. При этом следует использовать следующую шкалу средних номинальных напряжений: 0,69; 0,4; 0,23 кВ;

- не учитывать влияние синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки, если их суммарный номинальный ток не превышает 1,0 % начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей или комплексной нагрузки.

Расчет начального значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ. При составлении эквивалентных схем замещения параметры элементов исходной расчетной схемы следует приводить к ступени напряжения сети, на которой находится точка КЗ, а активные и индуктивные сопротивления всех элементов схемы замещения выражать в миллиомах.

При расчете токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы, допускается считать, что

понижающие трансформаторы подключены к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное индуктивное сопротивление.

Значение этого сопротивления (X_c), мОм, приведенное к ступени низшего напряжения сети, следует рассчитывать по формуле

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{\sqrt{3} I_{\text{КВН}} U_{\text{ср.ВН}}} = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{S_K} 10^{-3}, \quad (9.8)$$

где $U_{\text{ср.НН}}$ – среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка низшего напряжения трансформатора, В; $U_{\text{ср.ВН}}$ – среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения трансформатора, В; $I_{\text{КВН}}$ – действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, кА; S_K – мощность КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, МВ · А.

При отсутствии указанных данных эквивалентное индуктивное сопротивление системы в миллиомах допускается рассчитывать по формуле

$$X_c = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{\sqrt{3} I_{\text{откл.ном}} U_{\text{ср.ВН}}}, \quad (9.9)$$

где $I_{\text{откл.ном}}$ – номинальный ток отключения выключателя, установленного на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора.

В случаях, когда понижающий трансформатор подключен к сети энергосистемы через реактор, воздушную или кабельную линию (длиной более 1 км), необходимо учитывать не только индуктивные, но и активные сопротивления этих элементов.

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ($I_{\text{п0}}$) в килоамперах без учета подпитки от электродвигателей следует рассчитывать по формуле

$$I_{\text{п0}} = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{3} \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}},$$

где $U_{\text{ср.нн}}$ – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло короткое замыкание, В; $R_{1\Sigma}$, $X_{1\Sigma}$ – соответственно суммарные активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ, мОм. Эти сопротивления равны:

$$R_{1\Sigma} = R_T + R_c + R_{TA} + R_{\text{кв}} + R_{\text{ш}} + R_{\text{к}} + R_{1\text{кп}} + R_{\text{вл}} + R_{\text{д}};$$

$$X_{1\Sigma} = X_c + X_T + X_c + X_{TA} + X_{\text{кв}} + X_{\text{ш}} + X_{1\text{кп}} + X_{\text{вл}},$$

где X_c – эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора, мОм, приведенное к ступени низшего напряжения; R_T и X_T – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности понижающего трансформатора, мОм, приведенные к ступени низшего напряжения сети, их рассчитывают по формулам:

$$R_T = \frac{P_{\text{КНОМ}} U_{\text{НННОМ}}^2}{S_{\text{ТНОМ}}^2} 10^6; \quad X_T = \sqrt{U_K^2 - \left(\frac{100 P_{\text{КНОМ}}}{S_{\text{ТНОМ}}} \right)^2} \frac{U_{\text{НННОМ}}^2}{S_{\text{ТНОМ}}} 10^4. \quad (9.10)$$

В выражениях (9.10) $S_{\text{ТНОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ · А; $P_{\text{КНОМ}}$ – потери КЗ в трансформаторе, кВт; $U_{\text{НННОМ}}$ – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ; U_K – напряжение КЗ трансформатора, %; R_{TA} и X_{TA} – активное и индуктивное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока, мОм; R_p и X_p – активное и индуктивное сопротивления реактора, мОм.

Активное сопротивление токоограничивающего реактора следует рассчитывать по формуле

$$R_p = \frac{\Delta P_{\text{р.НОМ}}}{I_{\text{р.НОМ}}^2} 10^{-3}, \text{ мОм}, \quad (9.11)$$

где $\Delta P_{\text{р.НОМ}}$ – потери активной мощности в фазе реактора при номинальном токе, Вт; $I_{\text{р.НОМ}}$ – номинальный ток реактора, А.

Индуктивное сопротивление реактора (X_p) следует принимать по паспорту завода изготовителя или определять по формуле

$$X_p = \omega_c (L - M) 10^{-3}, \quad (9.12)$$

где ω_c – угловая частота напряжения сети, рад/с; L – индуктивность катушки реактора, Гн; M – взаимная индуктивность между фазами реактора, Гн; $R_{кв}$ и $X_{кв}$ – активное и индуктивное сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей, мОм; $R_{ш}$ и $X_{ш}$ – активное и индуктивное сопротивления шинпроводов, мОм; R_k – суммарное активное сопротивление различных контактов и контактных соединений.

При приближенном учете сопротивлений контактов следует принимать: $R_k = 0,1$ мОм – для контактных соединений кабелей; $R_k = 0,01$ мОм – для шинпроводов; $R_k = 1,0$ мОм – для коммутационных аппаратов; $R_{1кл}$ и $X_{1кл}$ – активное и индуктивное сопротивления кабелей; $R_{вл}$ и $X_{вл}$ – активное и индуктивное сопротивления воздушных линий; R_d – активное сопротивление дуги в месте КЗ, мОм, рассчитываемое в зависимости от условий КЗ.

Если электроснабжение электроустановки осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор и вблизи места КЗ имеются синхронные и асинхронные электродвигатели или комплексная нагрузка, то начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ с учетом подпитки от электродвигателей или комплексной нагрузки следует определять как сумму токов от энергосистемы и от электродвигателей или комплексной нагрузки.

В электроустановках с автономными источниками электроэнергии начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ без учета подпитки от электродвигателей следует рассчитывать по формуле

$$I_{п0} = \frac{E''_{\phi}}{\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \text{ кА}, \quad (9.13)$$

где $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления цепи КЗ, мОм.

При необходимости учета синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки в автономной электрической системе начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ следует определять как сумму токов от автономных источников и от электродвигателей или комплексной нагрузки.

Особенности расчета несимметричных КЗ. Расчет токов несимметричных КЗ следует выполнять с использованием метода симметричных составляющих. При этом предварительно следует соста-

вить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

В схему замещения прямой последовательности должны быть введены все элементы исходной расчетной схемы, причем при расчете начального значения периодической составляющей тока несимметричного КЗ автономные источники, синхронные и асинхронные электродвигатели, а также комплексная нагрузка должны быть учтены сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными сопротивлениями.

Схема замещения обратной последовательности также должна включать все элементы исходной расчетной схемы. Сопротивления обратной последовательности следует принимать по данным каталогов, а асинхронных машин – принимать равными сверхпереходным сопротивлениям.

Расчет токов однофазного КЗ. Если электроснабжение электроустановки напряжением до 1 кВ осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор, то начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ от системы следует рассчитывать по формуле

$$I_{п0}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} U_{ср.НН}}{\sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \text{ кА}, \quad (9.14)$$

где $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм; $R_{0\Sigma}$ и $X_{0\Sigma}$ – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм.

Эти сопротивления равны:

$$R_{0\Sigma} = R_{0T} + R_c + R_{TA} + R_{кв} + R_k + R_{0ш} + R_{0кл} + R_{1вл} + R_d;$$

$$X_{0\Sigma} = X_{0T} + X_c + X_{TA} + X_{кв} + X_{0ш} + X_{0кл} + X_{0вл},$$

где R_{0T} и X_{0T} – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора. Для трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме Δ/Y_0 , при расчете КЗ в сети низшего напряжения эти сопротивления следует принимать равными соответственно активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности. При других схемах соединения обмоток трансформаторов активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности необходимо принимать в соответствии с указаниями

изготовителей; $R_{0ш}$ и $X_{0ш}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинпровода; $R_{0кл}$ и $X_{0кл}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности кабеля; $R_{0вл}$ и $X_{0вл}$ – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности воздушной линии

$$R_{0вл} = R_1 + 3R_3 = R_1 + 0,15 \text{ мОм/м}; X_{0вл} \approx 3X_{1вл}.$$

В электроустановках с автономными источниками энергии начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ $I_{п0}^{(1)}$ следует определять по формуле

$$I_{п0}^{(1)} = \frac{3E''_{\phi}}{\sqrt{(2R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \text{ кА}, \quad (9.15)$$

где E''_{ϕ} – эквивалентная фазная сверхпереходная ЭДС автономных источников, В.

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ с учетом синхронных и асинхронных электродвигателей следует рассчитывать аналогично, в соответствии с формулами (9.27), (9.33).

Особенности расчета токов двухфазного КЗ. При электропитании электроустановок напряжением до 1 кВ от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ $I_{п0}^{(2)}$ следует определять по формуле

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{2\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}. \quad (9.16)$$

В электроустановках с автономными источниками энергии начальное значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ следует рассчитывать по формуле

$$I_{п0}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} E'_{\phi}}{2\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}. \quad (9.17)$$

Начальное значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ с учетом асинхронных электродвигателей $I_{п0\text{ад}}^{(2)}$ следует определять по формуле

$$I_{\text{п0ад}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} E'_{\phi\Sigma}}{2\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}}, \text{ кА}, \quad (9.18)$$

где $E'_{\phi\Sigma}$ – эквивалентная фазная сверхпереходная ЭДС асинхронных электродвигателей и источника электроэнергии, В; $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ – соответственно суммарные активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности относительно точки КЗ (с учетом параметров асинхронных электродвигателей), мОм.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока двухфазного КЗ с учетом синхронных электродвигателей определяют аналогично.

Расчет аperiodической составляющей тока КЗ. Наибольшее начальное значение аperiodической составляющей тока КЗ в общем случае следует считать равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ:

$$i_{a0} = \sqrt{2} I_{\text{п0}}. \quad (9.19)$$

В радиальных сетях аperiodическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени следует определять по формуле

$$i_{at} = i_{a0} e^{-\frac{0,01}{T_a} t}. \quad (9.20)$$

Если точка КЗ делит расчетную схему на радиальные, независимые друг от друга ветви, то аperiodическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени следует определять как сумму аperiodических составляющих токов отдельных ветвей.

Расчет ударного тока КЗ. Ударный ток трехфазного КЗ в электроустановках с одним источником энергии (энергосистема или автономный источник) рассчитывают по формуле

$$i_y = \sqrt{2} I_{\text{п0}} \left(1 + e^{-\frac{t_y}{T_a}} \right) = \sqrt{2} I_{\text{п0}} K_y, \quad (9.21)$$

где K_y – ударный коэффициент; t_y – время от начала КЗ до появления ударного тока, с, равно

$$t_y = 0,01 \frac{\frac{\pi}{2} + \varphi_k}{\pi}; \quad \varphi_k = \arctg X_{1\Sigma} / R_{1\Sigma}. \quad (9.22)$$

При необходимости учета синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки ударный ток КЗ следует определять как сумму ударных токов от автономных источников и от электродвигателей или от комплексной нагрузки.

Если точка КЗ делит расчетную схему на радиальные, независимые друг от друга ветви, то ударный ток КЗ допустимо определять как сумму ударных токов отдельных ветвей по формуле

$$i_y = \sum_{i=1}^m \sqrt{2} I_{п0i} \left(1 + e^{\frac{-t_{yi}}{T_{ai}}} \right), \quad (9.23)$$

где m – число независимых ветвей схемы; $I_{п0i}$ – начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в i -й ветви, кА; t_{yi} – время появления ударного тока в i -й ветви, с; T_{ai} – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ в i -й ветви, с.

Расчет периодической составляющей тока КЗ для произвольного момента времени. Методика расчета периодической составляющей тока трехфазного КЗ для произвольного момента времени в электроустановках до 1 кВ зависит от способа электроснабжения – от энергосистемы или от автономного источника.

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ в произвольный момент времени в килоамперах без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле

$$I_{пт} = \frac{U_{ср.нн}}{\sqrt{3} \sqrt{X_{1\Sigma}^2 + (R_{1\Sigma} + R_{дт} + R_{1к6\theta t})^2}}, \quad (9.24)$$

где $U_{ср.нн}$ – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло КЗ, В; $X_{1\Sigma}$, $R_{1\Sigma}$ – соответственно суммарные индуктивное и активное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ, мОм, без учета активного сопротивления электрической дуги и кабельной (воздушной) линии; $R_{дт}$ – активное сопротивление дуги в месте КЗ в произвольный момент времени, мОм; $R_{1к6\theta t}$ – активное сопротивление прямой последовательности кабельной линии к моменту t с учетом нагрева его током КЗ, мОм.

Если электроснабжение электроустановки осуществляется от энергосистемы через понижающий трансформатор и вблизи места КЗ

имеются синхронные и асинхронные электродвигатели или комплексная нагрузка, то действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени следует определять как сумму токов от энергосистемы и от электродвигателей или комплексной нагрузки.

В электроустановках с автономными источниками электроэнергии уточненный расчет периодической составляющей тока КЗ от источников электроэнергии (синхронных генераторов) в произвольный момент времени следует выполнять путем решения соответствующей системы дифференциальных уравнений переходных процессов с использованием ЭВМ и выделения периодической составляющей. В приближенных расчетах для определения действующего значения периодической составляющей тока КЗ при радиальной схеме следует применять типовые кривые, приведенные на рис. 9.2. Действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени от синхронного генератора (или нескольких однотипных синхронных генераторов, находящихся в одинаковых условиях по отношению к точке КЗ) следует определять по формуле

$$I_{пт} = \gamma_t I_{п0(ном)} I_{ном}, \quad (9.25)$$

причем при нескольких генераторах под номинальным током следует понимать сумму номинальных токов всех генераторов.

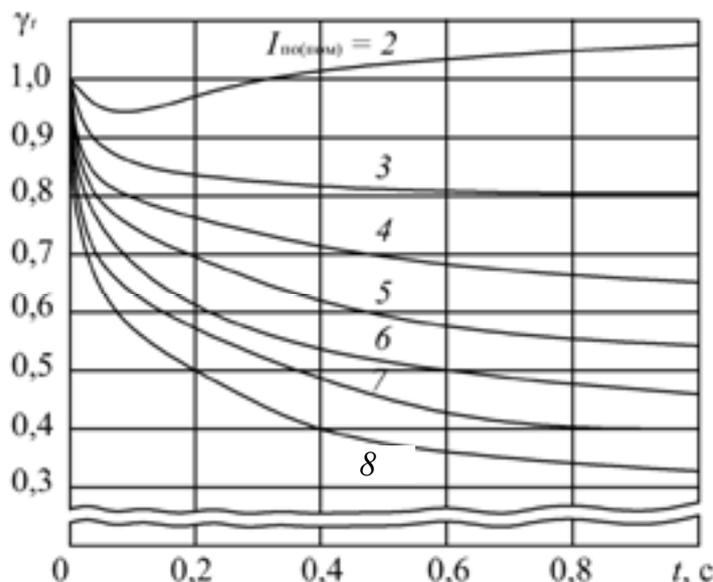


Рис. 9.2. Типовые кривые для синхронного генератора автономных систем электроснабжения напряжением 400/230 В

При необходимости учета синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки в автономной электрической системе действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени при радиальной схеме связи двигателей с точкой КЗ следует определять как сумму токов от автономных источников и от электродвигателей или комплексной нагрузки.

Необходимо учитывать влияние на ток КЗ сопротивления электрической дуги и увеличения активного сопротивления проводников под действием тока КЗ.

Учет синхронных и асинхронных электродвигателей при расчете токов КЗ. При расчете начального значения периодической составляющей тока КЗ синхронные электродвигатели следует учитывать сверхпереходным сопротивлением по продольной оси ротора X''_d , а при определении постоянной времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ – индуктивным сопротивлением для токов обратной последовательности X_2 и активным сопротивлением обмотки статора $R_{сд}$. При приближенных расчетах допустимо принимать в ОЕ

$$X''_d = 0,15; \quad X_2 = X''_d; \quad R_{сд} = 0,15X''_d. \quad (9.26)$$

В радиальной схеме начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от синхронных электродвигателей следует определять по формуле

$$I_{п0сд} = \frac{E''_{ф.сд}}{\sqrt{(X''_d + X_{1\Sigma})^2 + (R_{сд} + R_{1\Sigma})^2}}, \quad (9.27)$$

где $E''_{ф.сд}$ – сверхпереходная фазная ЭДС синхронного электродвигателя, В; X''_d и $R_{сд}$ – соответственно сверхпереходное индуктивное и активное сопротивления электродвигателя, мОм; $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ – суммарные индуктивное и активное сопротивления прямой последовательности цепи, включенной между электродвигателем и расчетной точкой КЗ, мОм.

Для синхронных электродвигателей, которые до КЗ работали с перевозбуждением, сверхпереходную ЭДС следует рассчитывать по формуле

$$E''_{ф.сд} = \sqrt{(U_{\phi 0} \cos \varphi_0)^2 + (U_0 \sin \varphi_0 + I_0 X''_d)^2}, \quad \text{В.} \quad (9.28)$$

Для синхронных электродвигателей, работавших до КЗ с недо-
возбуждением, сверхпереходную ЭДС следует определять по формуле

$$E''_{\text{ф.сд}} = \sqrt{(U_{\text{ф0}} \cos \varphi_0)^2 + (U_0 \sin \varphi_0 - I_0 X''_d)^2}, \text{ В.} \quad (9.29)$$

При расчетах начального значения периодической составляющей тока КЗ от асинхронных электродвигателей последние следует вводить в схему замещения сверхпереходным индуктивным сопротивлением. При необходимости проведения уточненных расчетов следует также учитывать активное сопротивление асинхронного электродвигателя.

Суммарное активное сопротивление, характеризующее асинхронный электродвигатель в начальный момент КЗ, допустимо рассчитывать по формуле

$$R_{\text{ад}} = R_1 + 0,96R_2, \text{ мОм.} \quad (9.30)$$

Активное сопротивление статора электродвигателя, если оно не задано заводом-изготовителем, допускается определять по формуле

$$R_1 = \frac{s_{\text{ном}}}{100} \frac{U_{\text{ном}}^2 \cos \varphi \eta_{\text{ном}}}{P_{\text{ном}}}, \text{ мОм,} \quad (9.31)$$

где $s_{\text{ном}}$ – номинальное скольжение асинхронного электродвигателя, %.

Сверхпереходное индуктивное сопротивление асинхронного электродвигателя равно

$$X''_{\text{ад}} = \sqrt{\left(\frac{U_{\text{ф.ном}}}{I_{\text{п}} I_{\text{ном}}} 10^3 \right)^2 - R_{\text{ад}}^2}, \text{ мОм,} \quad (9.32)$$

где $U_{\text{ф.ном}}$ – номинальное фазное напряжение электродвигателя, В.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от асинхронных электродвигателей следует рассчитывать по формуле

$$I_{\text{п0 ад}} = \frac{E''_{\text{ф.ад}}}{\sqrt{(X''_{\text{ад}} + X_{1\Sigma})^2 + (R_{\text{ад}} + R_{1\Sigma})^2}}, \text{ кА,} \quad (9.33)$$

где $X''_{\text{ад}}$ и $R_{\text{ад}}$ – соответственно сверхпереходное индуктивное и активное сопротивления электродвигателя, мОм; $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ – суммарные активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности

цепи, включенной между электродвигателем и расчетной точкой КЗ, мОм; $E''_{ф.ад}$ – сверхпереходная ЭДС асинхронного электродвигателя, которую можно рассчитать по формуле (9.29), заменив в ней $R_{сд}$ и X''_d соответственно на $R_{ад}$ и $X''_{ад}$.

Ударный ток трехфазного КЗ от синхронного электродвигателя следует рассчитывать так же, как и от автономного источника.

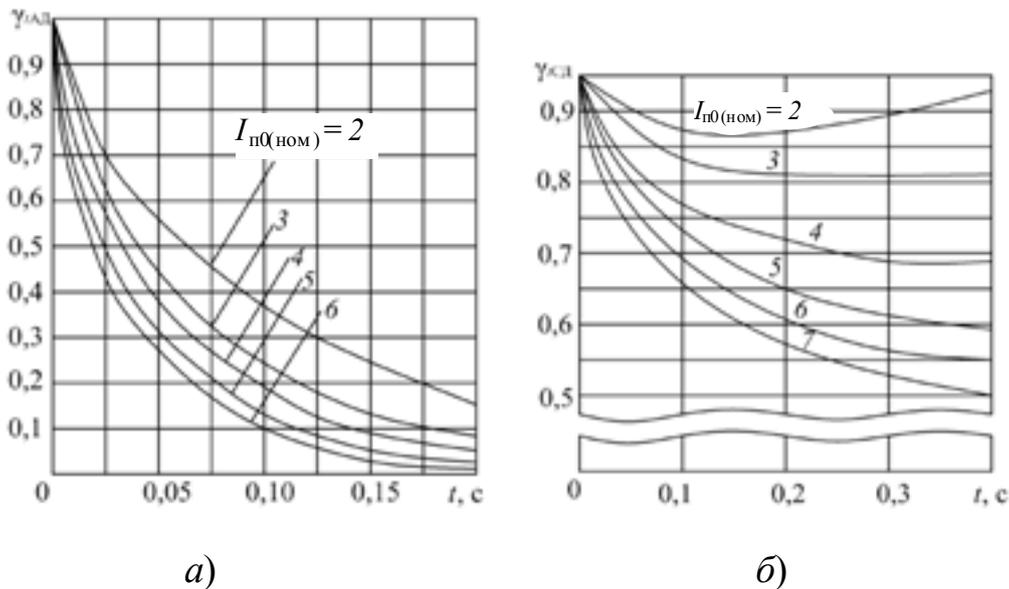


Рис. 9.3. Типовые кривые для асинхронного (а) и для синхронного (б) электродвигателя напряжением до 1000 В

Точный расчет действующего значения периодической составляющей тока КЗ от синхронных и асинхронных электродвигателей в произвольный момент времени выполняют путем решения соответствующей системы дифференциальных уравнений переходных процессов и выделения периодической составляющей тока. При приближенных расчетах этой составляющей тока КЗ в радиальной схеме используют типовые кривые, приведенные на рис. 9.3.

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени от синхронного или асинхронного электродвигателя или нескольких электродвигателей, находящихся в одинаковых условиях по отношению к точке КЗ, следует рассчитывать соответственно по формулам:

$$\begin{cases} I_{птсд} = \gamma_{тсд} I_{п0(ном)} I_{ном.сд}; \\ I_{птад} = \gamma_{тад} I_{п0(ном)} I_{ном.ад}. \end{cases} \quad (9.34)$$

Причем при нескольких электродвигателях под номинальным током следует понимать сумму номинальных токов всех электродвигателей.

Учет комплексной нагрузки при расчетах токов КЗ. В состав комплексной нагрузки могут входить асинхронные и синхронные электродвигатели, преобразователи, электротермические установки, конденсаторные батареи, лампы накаливания и газоразрядные источники света.

При определении начального значения периодической составляющей тока КЗ комплексную нагрузку в схему замещения прямой последовательности следует вводить эквивалентной сверхпереходной ЭДС $E''_{нг}$ и сопротивлением прямой последовательности $Z_{1нг}$, а в схему обратной и нулевой последовательностей – сопротивлениями $Z_{2нг}$ и $Z_{0нг}$. Рекомендуемые значения сверхпереходной ЭДС ($E''_{нгt}$), сопротивлений прямой (Z_1) и обратной (Z_2) последовательностей отдельных элементов комплексной нагрузки приведены в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Параметры элементов комплексной нагрузки

Потребители комплексной нагрузки	Значение эквивалентной ЭДС	Коэффициент мощности $\cos \varphi$	Сопротивление, ОЕ	
			прямой последовательности	обратной последовательности
Синхронные двигатели напряжением свыше 1 кВ	1,074	0,9	$0,04 + j0,15$	$0,04 + j0,15$
Синхронные двигатели напряжением до 1 кВ	1,079	0,9	$0,03 + j0,16$	$0,03 + j0,16$
Асинхронные двигатели напряжением свыше 1 кВ	0,93	0,87	$0,01 + j0,17$	$0,01 + j0,17$
Асинхронные двигатели напряжением до 1 кВ	0,9	0,8	$0,07 + j0,18$	$0,07 + j0,18$
Лампы накаливания	0	1,0	1,0	1,33
Газоразрядные источники света	0	0,85	$0,85 + j0,53$	$0,382 + j0,24$
Преобразователи	0	0,9	$0,9 + j0,45$	$1,66 + j0,81$
Электротермические установки	0	0,9	$1 + j0,49$	$0,4 + j0,2$

Значения комплексных сопротивлений отдельных узлов обобщенной нагрузки приведены в табл. 9.2.

Значения модулей полных сопротивлений $Z_{1нг}$, $Z_{2нг}$ и $Z_{0нг}$, а также эквивалентной сверхпереходной ЭДС комплексной нагрузки

$E''_{\text{НГ}}$ в относительных единицах при отсутствии других, более полных данных, могут быть определены по кривым, приведенным на рис. 9.4 в зависимости от относительного состава потребителей узла нагрузки P_i/P_c .

Таблица 9.2

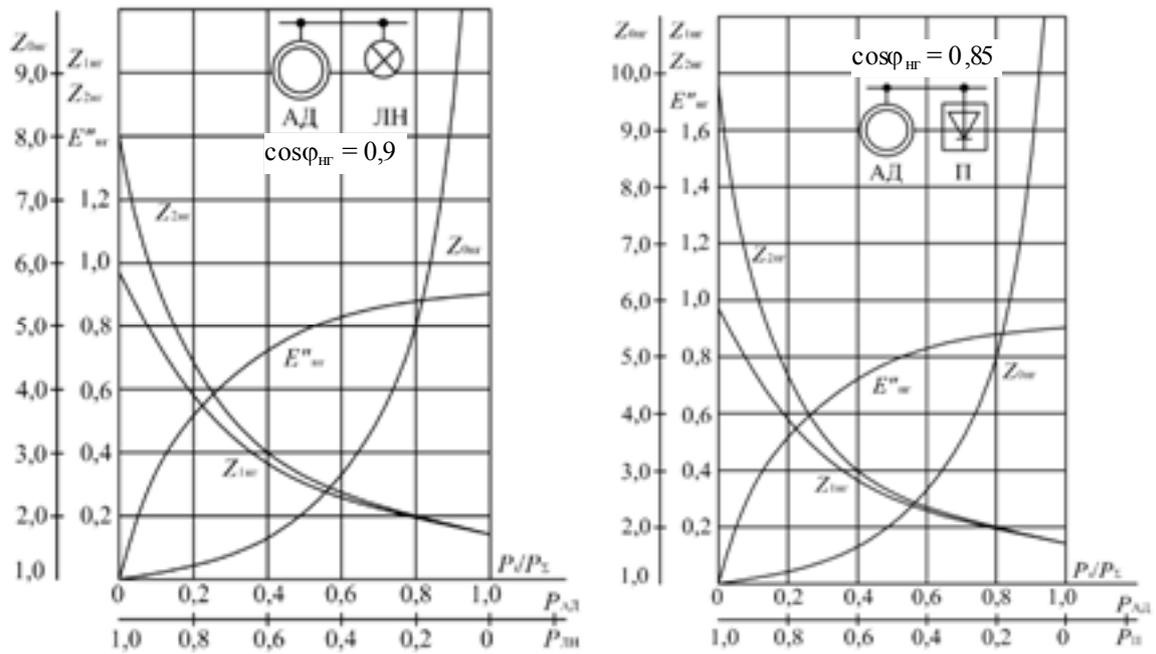
Параметры узлов обобщенной нагрузки

Узел № 2	Состав потребителей узла, %						Параметры узла нагрузки напряжением, кВ		
							6–10	E'' , ОЕ	35–110
	СД	АД	АДН	П	ЭТ	О	Z, ОЕ		Z, ОЕ
1	100	–	–	–	–	–	$0,04 + j0,15$	1,11	$0,04 + j0,25$
2	–	100	–	–	–	–	$0,03 + j0,17$	0,936	$0,03 + j0,27$
3	25	10	40	10	11	4	$0,3 + j0,43$	0,865	$0,04 + j0,54$
4	50	10	15	–	–	25	$0,1 + j0,33$	1,03	$0,15 + j0,43$
5	–	–	35	–	–	65	$0,17 + j0,23$	0,788	$0,2 + j0,34$
6	50	50	–	–	–	–	$0,02 + j0,2$	1,0	$0,02 + j0,31$

Примечание. СД – синхронные электродвигатели напряжением свыше 1 кВ; АД – асинхронные электродвигатели напряжением свыше 1кВ; АДН – асинхронные электродвигатели напряжением до 1 кВ; П – преобразователи; ЭТ – электротермические установки; О – освещение.

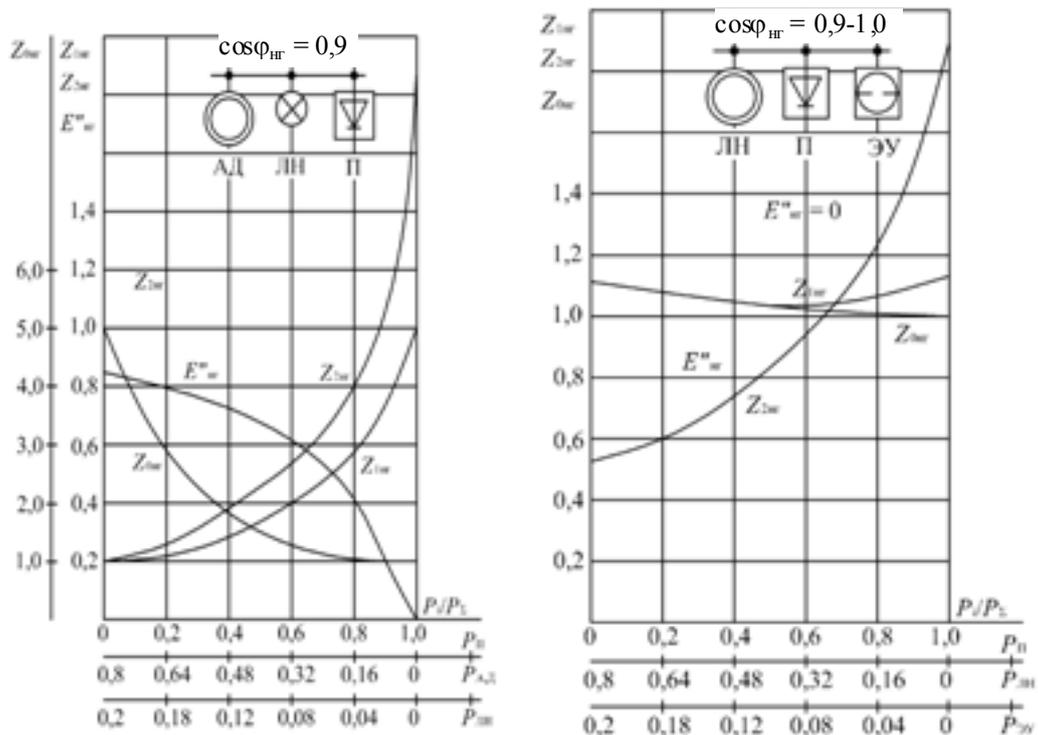
Методика учета комплексной нагрузки зависит от характера исходной схемы замещения комплексной нагрузки (рис. 9.5) и положения расчетной точки КЗ (рис. 9.6).

В радиальной схеме допускается не учитывать влияние статических потребителей (преобразователей, электротермических установок, электрического освещения). Начальное значение периодической составляющей тока КЗ, ударный ток, а также периодическую составляющую тока КЗ в произвольный момент времени от асинхронных и синхронных электродвигателей в радиальных схемах следует рассчитывать в соответствии с методикой, изложенной ранее.



а)

б)



в)

г)

Рис. 9.4. Зависимость параметров комплексной нагрузки $Z_{1\text{HГ}}$, $Z_{2\text{HГ}}$, $Z_{0\text{HГ}}$, $E_{\text{HГ}}^*$ от ее состава P_c – суммарная номинальная активная мощность нагрузки, кВт; P_i – установленная мощность i -го потребителя нагрузки, кВт ($P_{\text{ад}}$ – асинхронные двигатели, $P_{\text{лн}}$ – лампы накаливания, $P_{\text{эу}}$ – электротермические установки, $P_{\text{п}}$ – преобразователи). На графиках указаны значения $\cos\varphi_{\text{HГ}}$

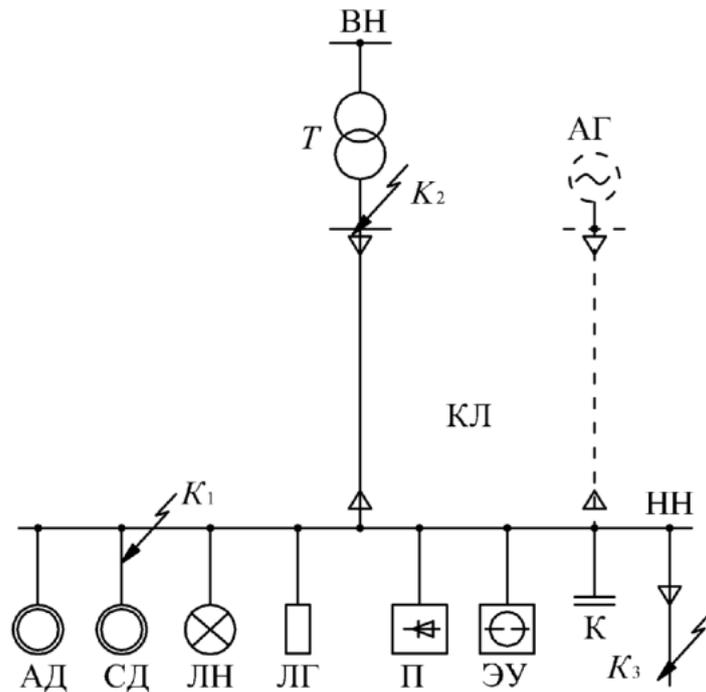


Рис. 9.5. Типовая расчетная схема узла комплексной нагрузки:
 ЛН – лампы накаливания; ЛГ – лампы газоразрядные;
 П – преобразователи; ЭУ – электротермические установки;
 К – конденсаторные батареи; АГ – автономный источник
 электроэнергии

При КЗ за общим для узла нагрузки сопротивлением начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ($I_{п0\text{НГ}}$) следует определять с учетом влияния двигательной и статической нагрузок, используя формулу

$$I_{п0\text{НГ}} = E''_{\text{НГ}} U_{\text{ср.НН}} / \sqrt{3} \sqrt{\left(Z_{1\text{НГ}} \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{S_{\Sigma}} \cos \varphi_{\text{НГ}} + R_{1\Sigma} \right)^2 + \left(Z_{1\text{НГ}} \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{S_{\Sigma}} \sin \varphi_{\text{НГ}} + X_{1\Sigma} \right)^2}, \text{ кА}, \quad (9.35)$$

где $E''_{\text{НГ}}$ и $Z_{1\text{НГ}}$ – эквивалентная ЭДС и сопротивление прямой последовательности узла нагрузки, их значения в относительных единицах следует определять по кривым, приведенным на рис. 9.4, в зависимости от относительного состава потребителей; $R_{1\Sigma}$ и $X_{1\Sigma}$ – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления цепи КЗ, мОм; S_{Σ} – суммарная номинальная мощность нагрузки, кВ · А; $U_{\text{ср.НН}}$ – номинальное напряжение сети, соответствующей обмотке низшего напряжения трансформатора, В.

При КЗ за общим для нагрузки и системы сопротивлением (рис. 9.5, точка КЗ) и одинаковых отношениях X/R ветвей расчетной схемы начальное значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ допускается рассчитывать по формуле

$$I_{п0К} = \frac{U_{ср.НН} \frac{1}{n_i} Z_{1НГ} + E''_{НГ(НОМ)} U_{ср.НН} Z_c}{Z_c Z_{1НГ} + Z_c Z_K + Z_{1НГ} Z_K}, \quad (9.36)$$

где $E''_{НГ(НОМ)}$ – ЭДС узла нагрузки в относительных единицах; n_i – коэффициент трансформации трансформатора; $Z_{1НГ}$, Z_c , Z_K – модули сопротивлений ветвей исходной схемы замещения.

Влияние нагрузки на ток КЗ может быть очень велико. На рис. 9.5 приведены простейшие схемы включения нагрузки. В нормальном режиме сопротивление нагрузки определяется по выражению

$$Z_H = U / \sqrt{3} I_H = U^2 / S_H, \quad (9.37)$$

где U – линейное напряжение вторичной обмотки питающего трансформатора; I_H и S_H – номинальные ток и мощность нагрузки.

При близких КЗ напряжение снижается и сопротивление нагрузки изменяется. Характер нагрузок и соотношения их сопротивлений разные (асинхронные и синхронные электродвигатели, бытовая нагрузка, осветительная нагрузка и т. д.). Величина их тока изменяется в разные дни недели (рабочие и выходные дни), время суток (утро, вечер, обеденный перерыв), для разной сменности работ промышленных предприятий (работа в одну, две, три смены и т. д.). Поэтому определить заранее действительное значение нагрузки и значение ее сопротивления в момент КЗ практически невозможно.

Условно считается, что сопротивление нагрузки постоянно по величине, имеет $\cos \varphi = 0,8$ и величину Z_H , определенную по выражению (9.37). Мощность нагрузки S_H принимается в зависимости от числа питающих трансформаторов. При одном трансформаторе мощность нагрузки принимается равной мощности трансформатора. При двух одинаковых трансформаторах мощность нагрузки обычно принимается равной 0,65 мощности одного трансформатора. При аварийном отключении одного из двух трансформаторов всю нагрузку должен принять оставшийся в работе трансформатор. Нагрузка его при этом составит 90 % номинальной мощности и такую перегрузку, согласно [1], масля-

ные трансформаторы всех конструкций выдерживают 2 ч. Из рис. 9.6 видно, что при удаленном КЗ, когда напряжение на шинах снижается не до нуля, полный ток I_{Π} , проходящий через трансформатор, состоит из тока, ответвляющегося в нагрузку $I_{\text{н}}$, и тока в месте КЗ $I_{\text{К}}$.

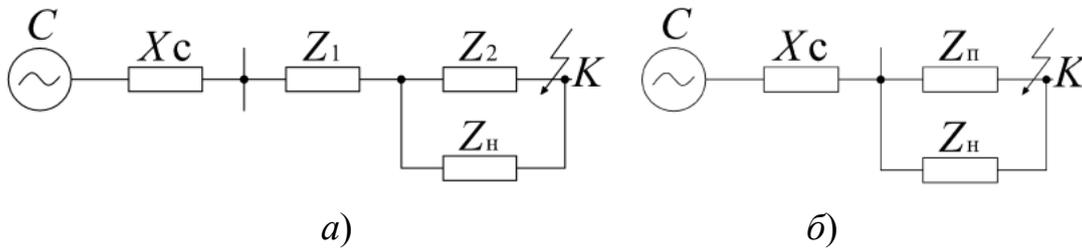


Рис. 9.6. Распределение тока с учетом нагрузки, подключенной к линии (а) и к шинам (б)

Для схемы рис. 9.6, а полный ток определится по выражению

$$I_{\Pi}^{(3)} = U / \sqrt{3} (X_c + Z_{\Pi 1} + Z_{\text{н}} Z_{\Pi 2} / Z_{\text{н}} + Z_{\Pi 2}). \quad (9.38)$$

Для схемы рис. 9.6, б – по выражению

$$I_{\Pi}^{(3)} = U / \sqrt{3} (X_c + Z_{\text{н}} Z_{\Pi} / Z_{\text{н}} + Z_{\Pi}). \quad (9.39)$$

В действительности сопротивления Z_c , $Z_{\text{н}}$, Z_{Π} имеют разные соотношения X/R и вычислять токи по формулам (9.38) и (9.39) следовало бы в комплексной форме, с учетом активных и индуктивных сопротивлений. Но для большинства сетей отношения R и L нагрузки и воздушных линий близки, Z_c мало по сравнению с Z_{Π} , и для упрощения расчетов уравнения (9.38) и (9.39) решаются в полных сопротивлениях Z . Такое допущение тем более справедливо, что действительная нагрузка в момент КЗ неизвестна. Полный ток $I_{\text{К}}^{(3)}$ делится на две части: часть тока $I_{\text{К}}$, идущая к месту КЗ в схеме на рис. 9.6, а, определяется по формуле

$$I_{\Pi}^{(3)} = U / \sqrt{3} (X_c + Z_{\Pi 1} + Z_{\Pi 2} + (Z_c + Z_{\Pi 1}) Z_{\Pi 2} / Z_{\text{н}}), \quad (9.40)$$

а для схемы на рис. 9.6, б – по формуле

$$I_{\text{К}}^{(3)} = U / \sqrt{3} (Z_c + Z_{\Pi} + Z_c Z_{\Pi} / Z_{\text{н}}). \quad (9.41)$$

При $Z_c = 0$ нагрузка не влияет на значение тока КЗ, если она подключена к шинам бесконечной мощности. На основании анализа выражений (9.40) и (9.41) и рис. 9.6 можно сделать следующие выводы:

1. В схеме на рис. 9.6, *a* при отсутствии нагрузки ток в месте КЗ и ток, проходящий через трансформатор от системы, одинаковы по значению.

2. При наличии нагрузки ток в месте КЗ по схеме на рис. 9.6, *a* наименьший, по нему проверяется чувствительность защит сети.

9.3. Учет изменения активного сопротивления проводников при коротком замыкании

При КЗ активное сопротивление проводов увеличивается за счет нагрева их током КЗ, что вызывает уменьшение тока.

При расчете минимального значения тока КЗ для произвольного момента времени необходимо учитывать увеличение активного сопротивления проводников вследствие их нагрева током КЗ. В зависимости от целей расчета увеличение активного сопротивления проводников рекомендуется определять с учетом или без учета теплоотдачи в окружающую среду, а также с учетом или без учета электрической дуги в месте КЗ.

Увеличение активного сопротивления проводников рекомендуется учитывать с помощью коэффициента K_{vt} , зависящего от материала и температуры проводника:

$$R_{\theta t} = R_n K_{vt}, \quad (9.42)$$

где R_n – активное сопротивление проводника при начальной температуре, мОм; K_{vt} – коэффициент увеличения активного сопротивления проводника, который определяется по рис. 9.7 или 9.8.

При металлическом КЗ значение коэффициента K_v с учетом теплоотдачи (кабельные линии) или без учета теплоотдачи (воздушные линии) следует определять, используя зависимости рис. 9.7 или 9.8.

При дуговом КЗ следует учитывать взаимное влияние изменения активного сопротивления проводника вследствие нагрева током КЗ и сопротивления электрической дуги в месте КЗ.

Значения коэффициента K_v для кабелей с алюминиевыми жилами при нагреве их током дугового устойчивого КЗ с учетом теплоотдачи определяют в зависимости от сечения жилы кабеля, тока в месте КЗ ($I_{п0}$) и продолжительности КЗ по кривым, приведенным на рис. 9.7 или для кабелей с медными жилами – по кривым, приведенным на рис. 9.8.

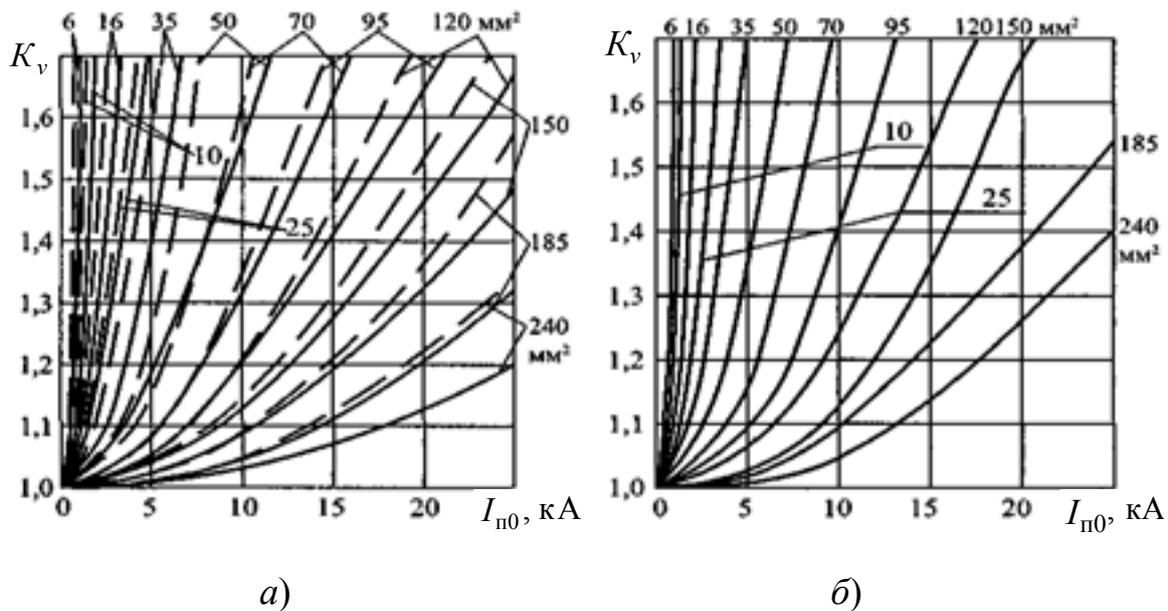


Рис. 9.7. Зависимости коэффициента увеличения активного сопротивления кабелей различных сечений с алюминиевыми жилами от тока дугового устойчивого КЗ с учетом теплоотдачи при продолжительностях КЗ 0,2 с (сплошные кривые) и 0,6 с (пунктирные кривые) (а) и при продолжительностях КЗ 1–1,5 с (б)

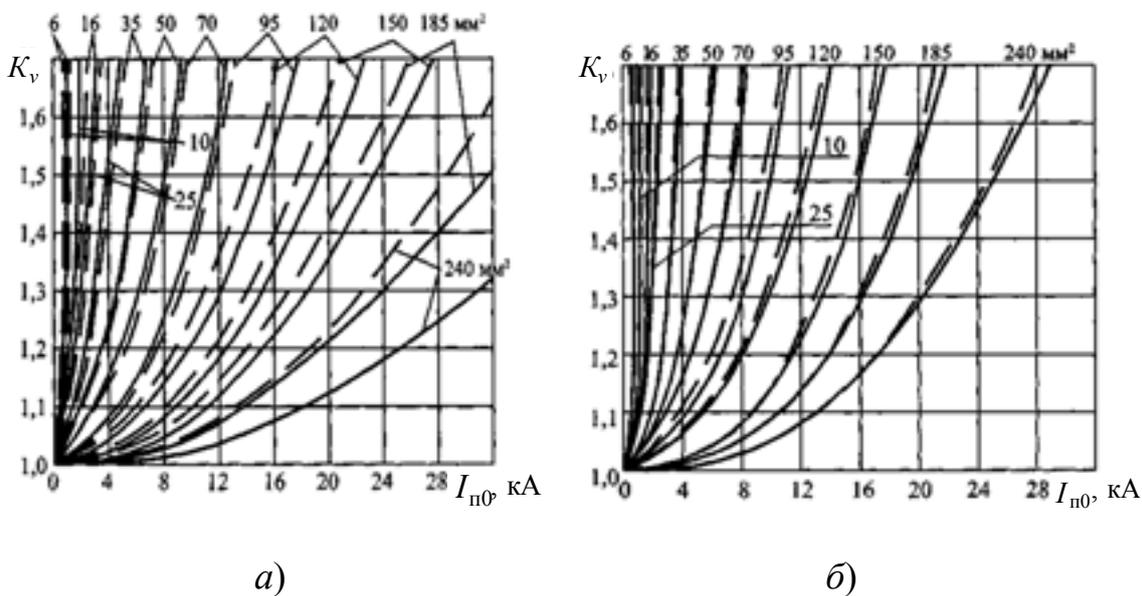


Рис. 9.8. Зависимости коэффициента увеличения активного сопротивления кабелей различных сечений с медными жилами от тока дугового устойчивого КЗ с учетом теплоотдачи при продолжительностях КЗ 0,2 с (сплошные кривые) и 0,6 с (пунктирные кривые) (а) и при продолжительностях КЗ 1,0 с (сплошные кривые) и 1,5 с (пунктирные кривые) (б)

Кривые, приведенные на рис. 9.7, 9.8, получены при следующих расчетных условиях: КЗ происходит в радиальной схеме, содержащей источник неизменной по амплитуде ЭДС; температура кабеля изменяется от $v_n = 20^\circ\text{C}$ до $v_{\text{доп}} = 200^\circ\text{C}$; учитывается сопротивление электрической дуги; учитывается влияние теплоотдачи в изоляцию; продолжительность КЗ ($t_{\text{откл}}$ составляет 0,2; 0,6; 1–1,5 с).

Пример 9.1

Определить уменьшение тока КЗ из-за нагрева обмоток трансформатора. Полное время отключения тока КЗ 1,82 с.

Данные трансформаторов:

$$S_{T_1} = 25 \text{ кВ} \cdot \text{А}; R = 96 \text{ Ом}; X = 152,3 \text{ Ом}; Z = 180 \text{ Ом};$$

$$S_{T_2} = 400 \text{ кВ} \cdot \text{А}; R = 3,44 \text{ Ом}; X = 10,71 \text{ Ом}; Z = 11,25 \text{ Ом}.$$

Решение. Активное сопротивление при 250°C через 1,82 с после начала КЗ будет в 1,7 раза больше, чем при 75°C . Полные сопротивления будут: для трансформатора 25 кВ · А $Z = \sqrt{152,3^2 + (1,7 \cdot 96)^2} = 223,2 \text{ Ом}$ вместо 180 Ом; для трансформатора 400 кВ · А $Z = \sqrt{10,71^2 + (1,7 \cdot 3,44)^2} = 12,2 \text{ Ом}$ вместо 11,25 Ом. Максимальное уменьшение тока КЗ при $Z_c = 0$ через 1,82 с составит $180/223,2 = 0,816$ для трансформатора 25 кВ · А и $11,25/12,2 = 0,93$ для трансформатора 400 кВ · А.

Если учесть сопротивление линий распределительной сети, то действительное уменьшение тока КЗ будет еще меньше. Практически все трансформаторы распределительных сетей 6–10 кВ мощностью 25–400 кВ · А защищаются предохранителями с разбросом по току сгорания вставки $\pm 25\%$. Такой разброс допускает не учитывать уменьшение тока КЗ от нагрева трансформатора. Для трансформаторов большей мощности доля активного сопротивления в полном сопротивлении настолько мала, что нагрев обмоток на ток КЗ практически не влияет. Для трансформаторов с алюминиевыми обмотками сопротивление обмоток будет равно: $R_{200} = R_{75}[1 + 0,004(200 - 75)] = 1,5R_{75}$; при этом спадание тока будет меньше, чем для трансформаторов с медными обмотками.

Пример 9.2

Определить максимальное и минимальное значения тока в начальный момент КЗ в точке К1 (рис. 9.9) и к моменту отключения КЗ ($t_{\text{откл}} = 0,6$ с). Исходные данные:

Система С: $S_K = 150$ МВ · А; $U_{\text{ср.ВН}} = 6,0$ кВ.

Трансформатор типа ТСЗС-1000/6,0: $U_K = 8$ %; $U_{\text{ВН}} = 6,3$ кВ; $U_{\text{НН}} = 0,4$ кВ; $P_K = 11,2$ кВт.

Автоматические выключатели:

$QF1$ «Электрон»: $I_{\text{НОМ}} = 1000$ А; $R_{QF1} = 0,25$ мОм; $X_{QF1} = 0,1$ мОм;

$QF2$ -А3794С: $I_{\text{НОМ}} = 400$ А; $R_{QF2} = 0,65$ мОм; $X_{QF2} = 0,17$ мОм;

$QF3$ -АЕ2056: $I_{\text{НОМ}} = 100$ А; $R_{QF3} = 2,15$ мОм; $X_{QF3} = 1,2$ мОм.

Шинопровод Ш1: ШМА-4-1600; $l = 15$ м; $R_{\text{ш1}} = 0,03$ мОм/м; $X_{\text{ш1}} = 0,09$ мОм/м; $R_{0\text{ш1}} = 0,037$ мОм/м; $X_{0\text{ш1}} = 0,042$ мОм/м.

Кабельные линии:

КБ1: АВВГ-3х185+1х70; $l_2 = 50$ м; $R_1 = 0,208$ мОм/м;

$X_1 = 0,063$ мОм/м; $R_0 = 0,989$ мОм/м; $X_0 = 0,244$ мОм/м;

КБ2: АВВГ-3х35+1х16; $l_3 = 20$ м; $R_1 = 1,1$ мОм/м; $X_1 = 0,068$ мОм/м;

$R_0 = 2,63$ мОм/м; $X_0 = 0,647$ мОм/м.

Болтовые контактные соединения: $R_K = 0,003$ мОм; $n = 10$.

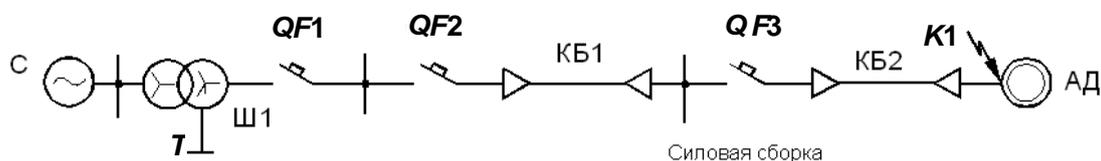


Рис. 9.9. Расчетная схема к примеру 9.2

Решение. Ниже даны значения параметров схемы замещения прямой последовательности.

Сопротивление системы (X_c) составляет

$$X_c = \frac{(400)^2}{150} 10^{-3} = 1,066 \text{ мОм.}$$

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора (R_T) и (X_T) составляют:

$$R_T = \frac{11,2 \cdot 0,4^2}{(1000)^2} 10^6 = 1,79 \text{ мОм;}$$

$$X_T = \sqrt{8^2 - \left(\frac{100 \cdot 11,2}{1000}\right)^2} \frac{0,4^2}{1000} 10^4 = 12,67 \text{ мОм.}$$

Активное и индуктивное сопротивления шинпровода:

$$R_{\text{ш1}} = 0,03 \cdot 15 = 0,45 \text{ мОм}; X_{\text{ш1}} = 0,09 \cdot 15 = 0,21 \text{ мОм.}$$

Активное и индуктивное сопротивления кабельных линий:

$$\text{КБ1: } R_{\text{КБ1}} = 0,208 \cdot 50 = 10,4 \text{ мОм}; X_{\text{КБ1}} = 0,063 \cdot 50 = 3,15 \text{ мОм};$$

$$\text{КБ2: } R_{\text{КБ2}} = 1,1 \cdot 20 = 22 \text{ мОм}; X_{\text{КБ2}} = 0,068 \cdot 20 = 1,36 \text{ мОм.}$$

Активное сопротивление болтовых контактных соединений:

$$R_K = 0,003 \cdot 10 = 0,03 \text{ мОм.}$$

Значения параметров схемы замещения нулевой последовательности:

$$R_{0T} = 154 \text{ мОм}; X_{0T} = 59 \text{ мОм};$$

$$R_{0\text{ш1}} = 0,037 \cdot 15 = 0,555 \text{ мОм}; X_{0\text{ш1}} = 0,042 \cdot 15 = 0,63 \text{ мОм};$$

$$R_{0\text{КБ1}} = 0,989 \cdot 50 = 49,45 \text{ мОм}; X_{0\text{КБ1}} = 0,244 \cdot 50 = 12,2 \text{ мОм};$$

$$R_{0\text{КБ2}} = 2,63 \cdot 20 = 52,6 \text{ мОм}; X_{0\text{КБ2}} = 0,647 \cdot 20 = 12,94 \text{ мОм.}$$

Суммарные сопротивления относительно точки КЗ К1:

$$\begin{aligned} R_{1\Sigma} &= R_T + R_{\text{ш1}} + R_{\text{КБ1}} + R_{\text{КБ2}} + R_{QF1} + R_{QF2} + R_{QF3} + R_K = \\ &= 1,79 + 0,45 + 10,4 + 22 + 0,25 + 0,65 + 2,15 + 0,03 = 37,72 \text{ мОм}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} X_{1\Sigma} &= X_T + X_{\text{ш1}} + X_{\text{КБ1}} + X_{\text{КБ2}} + X_{QF1} + X_{QF2} + X_{QF3} = \\ &= 12,67 + 0,21 + 3,15 + 1,36 + 0,1 + 0,17 + 1,2 = 18,86 \text{ мОм.} \end{aligned}$$

Начальное значение периодической составляющей тока при металлическом КЗ

$$I_{\text{п0max}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{37,72^2 + 18,86^2}} = 5,48 \text{ кА.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока дугового КЗ определяется с учетом сопротивления дуги.

Активное сопротивление дуги в начальный момент КЗ составляет

$$R_d = \sqrt{\frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{3 I_{\text{п0}}^2 K_c^2} - X_{1\Sigma}^2} - R_{1\Sigma} = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 5,48^2 \cdot 0,78^2} - 18,86^2} - 37,72 = 12,9 \text{ мОм,}$$

где коэффициент K_c равен

$$K_c = 0,6 - 0,0025 \cdot 42,17 + 0,114 \sqrt{42,17} - 0,133 \sqrt[3]{42,17} = 0,78.$$

Среднее (вероятное) начальное значение тока дугового КЗ составляет

$$I_{\text{п0д}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(37,72 + 12,9)^2 + 18,86^2}} = 4,28 \text{ кА.}$$

Максимальный и минимальный токи $I_{\text{п0д}}^{(3)}$ определяются с учетом соответствующих значений коэффициента K_c :

$$I_{\text{п0дmax}}^{(3)} = 0,896 \cdot 5,48 = 4,9 \text{ кА;}$$

$$I_{\text{п0дmin}}^{(3)} = 0,64 \cdot 5,48 = 3,5 \text{ кА.}$$

Коэффициент увеличения активного сопротивления кабеля КБ1 при металлическом КЗ без учета теплоотдачи составляет

$$K_{\vartheta_{\text{КБ1}}} \frac{\tau_p + \vartheta_{\text{к.КБ1a}}}{\tau_p + \vartheta_{\text{к.КБ1}}} = \frac{236 + 26}{236 + 20} = 1,024,$$

где $\vartheta_{\text{к.КБ1a}}$ — конечная температура при адиабатическом нагреве, которая составляет

$$\begin{aligned} \vartheta_{\text{к.КБ1a}} &= (\vartheta_{\text{н}} + \beta) \exp \left[\frac{I_{\text{п0}}^2 t}{K^2 S^2 \varepsilon^2} \right] - \beta = \\ &= (20 + 228) \exp \left[\frac{5,48^2 \cdot 10^6 \cdot 0,6}{148^2 \cdot 185^2 \cdot 1,016^2} \right] - 228 = 26 \text{ }^\circ\text{C,} \end{aligned}$$

где

$$\begin{aligned} \varepsilon &= \sqrt{1 + F A \sqrt{\frac{t}{S}} + F^2 B \left(\frac{t}{S} \right)} = \\ &= \sqrt{1 + 0,7 \cdot 0,574 \sqrt{\frac{0,6}{185}} + 0,7^2 \cdot 0,165 \left(\frac{0,6}{185} \right)} = 1,016. \end{aligned}$$

Конечная температура жил кабельной линии КБ1 с учетом теплоотдачи

$$\vartheta_{к.КБ1} = \vartheta_{н.КБ1} + (\vartheta_{к.КБ1а} - \vartheta_{н.КБ1}) \eta = 20 + (26 - 20) 0,968 = 25,8 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Коэффициент увеличения активного сопротивления кабеля КБ1 с учетом теплоотдачи $K_{\sigma\text{КБ1}} = 1,022$.

Соответственно для кабеля КБ2:

$$\vartheta_{к.КБ2} = (20 + 228) \exp\left[\frac{5,48^2 \cdot 10^6 \cdot 0,6}{148^2 \cdot 35^2 \cdot 1,0375^2}\right] - 228 = 234,8 \text{ }^\circ\text{C};$$

$$\vartheta_{к.КБ2} = 20 + (234,8 - 20) 0,92 = 217,6 \text{ }^\circ\text{C}; \text{ и } K_{\vartheta\text{КБ2}} = 1,77.$$

Поэтому значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ к моменту отключения КЗ с учетом нагрева кабелей

$$I_{\text{шт}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(10,4 \cdot 1,022 + 22 \cdot 1,77 + 5,32)^2}} = 3,98 \text{ кА}.$$

Сопротивление электрической дуги к моменту отключения КЗ составляет

$$R_{\text{шт}} = \sqrt{\frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{3I_{\text{шт}}^2 K_{\sigma t}^2} - X_{1\Sigma}^2} - R_{1\Sigma t} = \sqrt{\frac{400^2}{3 \cdot 3,98^2 \cdot 0,74^2} - 18,86^2} - 54,9 = 21,2 \text{ мОм},$$

где

$$K_{\sigma t} = 0,55 - 0,002 \cdot 58 + 0,1\sqrt{58} - 0,12^3\sqrt{58} = 0,74,$$

так как

$$Z_{Kt} = \sqrt{(10,4 \cdot 1,022 + 22 \cdot 1,77 + 5,32)^2 + 18,86^2} = 58 \text{ мОм}.$$

Среднее значение периодической составляющей тока КЗ к моменту отключения с учетом влияния нагрева и электрической дуги равно

$$I_{\text{штср}}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \sqrt{(10,4 \cdot 1,01 + 22 \cdot 1,7 + 21,2 + 5,32)^2 + 18,86^2}} = 3,0 \text{ кА}.$$

Значения $K_{\sigma\text{КБ1}}$ и $K_{\sigma\text{КБ2}}$ определены с учетом влияния теплоотдачи и активного сопротивления дуги по кривым рис. 9.7 для $t = 0,6$ с.

Максимальное и минимальное вероятные значения тока $I_{шт}^{(3)}$ определены с учетом коэффициента K :

$$I_{шт\ д\ max}^{(3)} = 3,98 \cdot 0,81 = 3,22 \text{ кА};$$

$$I_{шт\ д\ min}^{(3)} = 3,98 \cdot 0,65 = 2,59 \text{ кА}.$$

Пример 9.3

Определить ток трехфазного КЗ для схемы на рис. 9.10. Питающий трансформатор 400 кВ · А, 6/0,4 кВ, Y/Y_н, соединен со сборкой 400 В алюминиевыми шинами сечением 50 × 5 мм². Шины расположены в одной плоскости, расстояние между ними 240 мм. Общая длина шин от выводов трансформатора до автоматических выключателей отходящих линий 15 м. На стороне 0,4 кВ трансформатора установлен рубильник Р на 1000 А, на отходящих линиях автоматические выключатели АВ на 200 А и трансформаторы тока 200/5. Кабельная линия длиной 200 м выполнена алюминиевым кабелем сечением 3 × 70 + 1 × 35. Воздушная линия длиной 200 м выполнена алюминиевыми проводами сечением 3 × 70 + 1 × 35 и соединена со сборкой 0,4 кВ алюминиевым кабелем длиной 20 м сечением 3 × 70 + 1 × 25 мм² в алюминиевой оболочке.

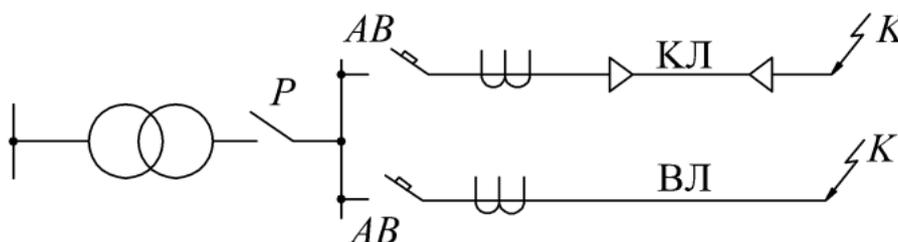


Рис. 9.10. Расчетная схема к примеру 9.3

Решение. Среднее геометрическое расстояние между шинами $1,26 \cdot 240 = 300$ мм. Активное сопротивление шин $R = 0,92 \cdot 15 = 2,12$ мОм; индуктивное – $X = 0,29 \cdot 15 = 3,21$ мОм.

Активное сопротивление контактов рубильника – 0,08 мОм.

Активное сопротивление контактов и обмоток расцепителей автоматических выключателей – $0,36 + 0,6 = 0,96$ мОм; индуктивное – 0,28 мОм.

Активное сопротивление обмотки одного трансформатора тока – 0,19 мОм; индуктивное – 0,08 мОм.

Активное сопротивление обмоток трансформатора 400 кВ · А, отнесенное к 0,4 кВ – 5,5 мОм; индуктивное – 21,2 мОм.

Активное сопротивление фазы кабеля 3 × 70 + 1 × 25 – 555 · 0,2 = 111 мОм; индуктивное – 80 · 0,2 = 16 мОм.

Для воздушной линии: активное сопротивление – 410,2 · 0,2 = 82,4 мОм; индуктивное при $D_{cp} \approx 800$ мм – 340 · 0,2 = 68 мОм. Сопротивления кабеля длиной 20 м равны: активное 55,5 · 0,02 = 11,1 мОм и индуктивное 1,6 мОм.

Ток трехфазного КЗ в конце воздушной линии

$$I_K^{(3)} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \sqrt{(5,5 + 2,12 + 0,08 + 0,96 + 0,19 + 82,4 + 11,1)^2 + (24,2 + 3,21 + 0,28 + 0,08 + 68 + 1,6)^2}} \rightarrow 1637,6 \text{ А.}$$

Если пренебречь сопротивлениями шин и аппаратуры, то ток КЗ будет равен

$$I_K^{(3)} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \sqrt{(5,5 + 82,4 + 11,1)^2 + (24,2 + 68 + 1,6)^2}} = 1695 \text{ А.}$$

Разница результатов двух расчетов около 3,5 %. Поэтому во многих случаях при расчете токов КЗ на воздушных линиях 0,4 кВ сопротивлением шин и аппаратуры можно пренебречь.

Если пренебречь и сопротивлением трансформатора, то ток КЗ будет равен

$$I_K^{(3)} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \sqrt{(82,4 + 11,1)^2 + (68 + 1,6)^2}} = 1983,65 \text{ А (ошибка 17,03 \%)}.$$

Для трансформаторов меньшей мощности ошибка будет еще больше. Так, если вместо трансформатора 400 кВ · А взять трансформатор 40 кВ · А, у которого активное сопротивление составляет 88 мОм, а индуктивное – 159 мОм, то ток КЗ будет равен

$$I_K^{(3)} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \sqrt{(88 + 2,12 + 0,08 + 0,96 + 0,19 + 82,4 + 11,1)^2 + (159 + 3,21 + 0,28 + 0,08 + 68 + 1,6)^2}} \rightarrow 779,28 \text{ А.}$$

Если в этом случае пренебречь сопротивлением трансформатора, то ошибка будет 250 %.

Ток КЗ в конце кабельной линии будет равен

$$I_K^{(3)} = \frac{400 \cdot 1000}{\sqrt{3} \sqrt{(5,5 + 2,12 + 0,08 + 0,96 + 0,19 + 111)^2 + (24,2 + 3,21 + 0,28 + 0,08 + 16)^2}} \rightarrow 1812,16 \text{ А.}$$

Сопротивлениями линий высшего напряжения и энергосистемы, питающих трансформаторы 6–35/0,4 кВ, можно пренебрегать не всегда.

Для оценки возможности упрощения расчетов можно руководствоваться требованиями [1] по чувствительности релейных защит. Для предохранителей и автоматических выключателей с зависимой характеристикой чувствительность должна быть не менее 3: при этом ошибку в вычислении токов порядка 10–15 % можно допустить.

Для автоматических выключателей с мгновенным расцепителем [1] требуют чувствительность не менее 1,1, вследствие чего для расчетов таких защит ошибка в 10–15 % уже недопустима, так как может вызвать отказ автоматического выключателя.

Обычно можно не учитывать сопротивления шин и аппаратуры, недопустимо пренебрегать сопротивлением трансформаторов, а возможность не учитывать сопротивления питающей линии устанавливается сравнением их с сопротивлениями трансформаторов и линий 0,4 кВ.

Для расчета токов однофазного КЗ [1] рекомендуется следующее выражение:

$$I^{(1)} = U_{\phi} / ((Z_{T1} / 3) + Z_{\Pi}). \quad (9.43)$$

Здесь допускается арифметическое сложение полных сопротивлений, что дает преуменьшение значения тока КЗ. Величина Z_{T1} — полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ — очень сильно зависит от схемы соединений его обмоток. При схеме соединений Y/Y₀ величина $Z_{T1}/3$ равна сопротивлению трансформатора при трехфазном или двухфазном КЗ и определяется по выражению

$$Z_{T1} = 10 U_K U^2 / S. \quad (9.44)$$

В этом случае выражение (9.43) превращается в $I_K^{(1)} = U_\phi / (Z_T + Z_n)$ и при питании от системы бесконечной мощности ток однофазного КЗ на выводах трансформатора равен току трехфазного КЗ $I_K^{(1)} = I_K^{(3)}$.

При соединении Y/Y_0 Z_{T1} не равно $3 Z_T$; величина Z_{T1} в ГОСТ не нормирована и в информациях заводов изготовителей не указывается. Эта величина, определенная опытным путем, приведена в приложении 5.

Полное сопротивление петли КЗ Z_n состоит из сопротивлений фазного и нулевого проводов. Рекомендуется принимать $X = 0,6$ Ом/км для воздушных линий всех конструкций, R – по приложению 1. Для других конструкций линий 0,4 кВ: трех- и четырехжильных кабелей, проводок проводом в трубах, на изоляторах и прочих [1] рекомендаций не дают. Поэтому для облегчения расчетов в приложении 1 даны расчетные значения полных сопротивлений для разных конструкций линий 0,4 кВ. Для воздушных линий 0,4 кВ, выполненных на крюках и траверсах, транспозиция проводов не применяется, расстояния между фазными и нулевым проводом разные.

Поэтому и индуктивные сопротивления разных фаз различны. В приложениях приведены величины для случая при наибольшем расстоянии между фазными и нулевым проводами (рис. 9.11). Это расстояние определяется по чертежам опор. Для линий на крюках это расстояние обычно колеблется в пределах 500–1000 мм, для линий на траверсах в пределах 1250–1650 мм. Активные сопротивления проводов в приложениях приняты при максимально допустимой по [1] температуре: 80 °С для кабелей с бумажной изоляцией; 70 °С для неизолированных проводов воздушных линий; 65 °С для кабелей и проводов с резиновой и пластмассовой изоляцией; 80 °С для алюминиевой оболочки трехжильных кабелей, используемой в качестве нулевого провода. Нагрев проводов от тока КЗ не учитывался. Удельные сопротивления при 20 °С приняты 31,4 Ом · мм²/км для алюминия и 18,4 Ом · мм²/км для меди.

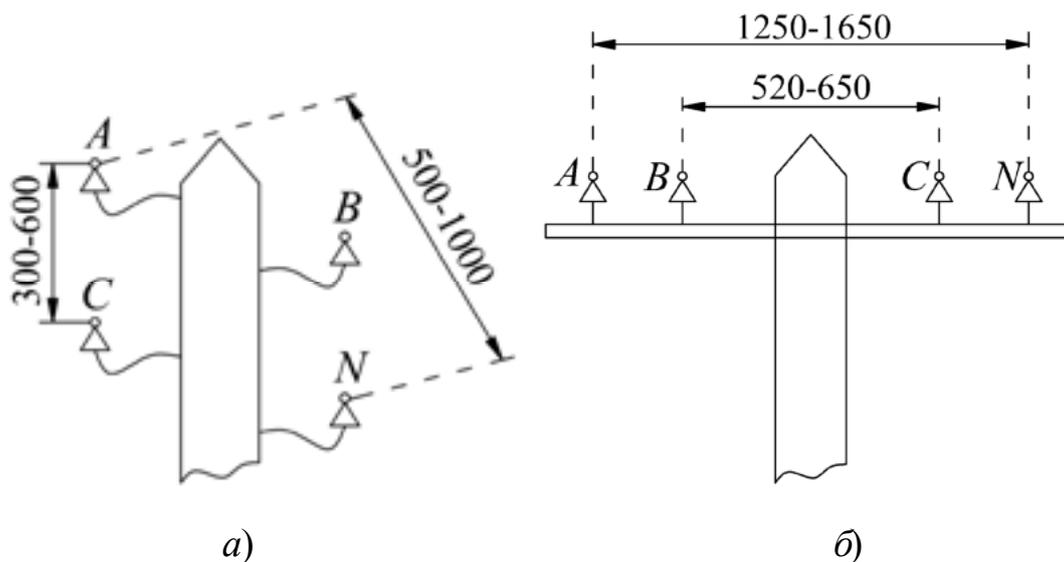


Рис. 9.11. Конструкции линий 0,4 кВ с проводами: а – на крюках; б – на траверсах

При всех расчетах следует учитывать требование [1] – проводимость (при одинаковых материалах – сечение) нулевого провода должна быть не менее 50 % проводимости (сечения) фазного провода.

Для трехжильных кабелей с резиновой или пластмассовой оболочкой в качестве нулевого провода обычно используются металлические конструкции зданий и механизмов, соединяемые между собой и с нулевой точкой трансформатора. Если проводимость такой системы недостаточна, то вблизи кабельной линии прокладывается стальная полоса, используемая как нулевой провод.

Для трехжильных кабелей с алюминиевой оболочкой в качестве нулевого провода используется алюминиевая оболочка.

Для четырехжильных кабелей в алюминиевой оболочке нулевая жила соединяется с оболочкой и в расчете принимается их суммарная проводимость для невзрывоопасных помещений. Для взрывоопасных помещений алюминиевая оболочка не учитывается, считается только сопротивление нулевой жилы кабеля. У трехжильных кабелей со свинцовой оболочкой и бумажной изоляцией использовать свинцовую оболочку в качестве четвертой жилы допускается только при реконструкции существующих сетей при напряжении не более 220/127 В.

В сетях 380/220 В свинцовую оболочку при расчете однофазных КЗ включать в расчетную схему запрещается и в качестве четвертой жилы используется стальная полоса, проложенная вблизи кабеля или металлические конструкции зданий и механизмов. При прокладке трехпроводных линий в трубах в качестве заземляющего проводника

учитываются сами трубы; соединение с металлическими конструкциями не учитываются; при четырехпроводных линиях учитываются и труба и четвертый нулевой провод. Исключением являются взрывоопасные помещения, где учитывается только четвертый провод, а труба не учитывается.

Пример 9.4

Для схемы, представленной на рис. 9.12, определить токи при трехфазном, двухфазном и однофазном КЗ в точке К1. Для трехфазного КЗ определить максимальный и минимальный токи КЗ.

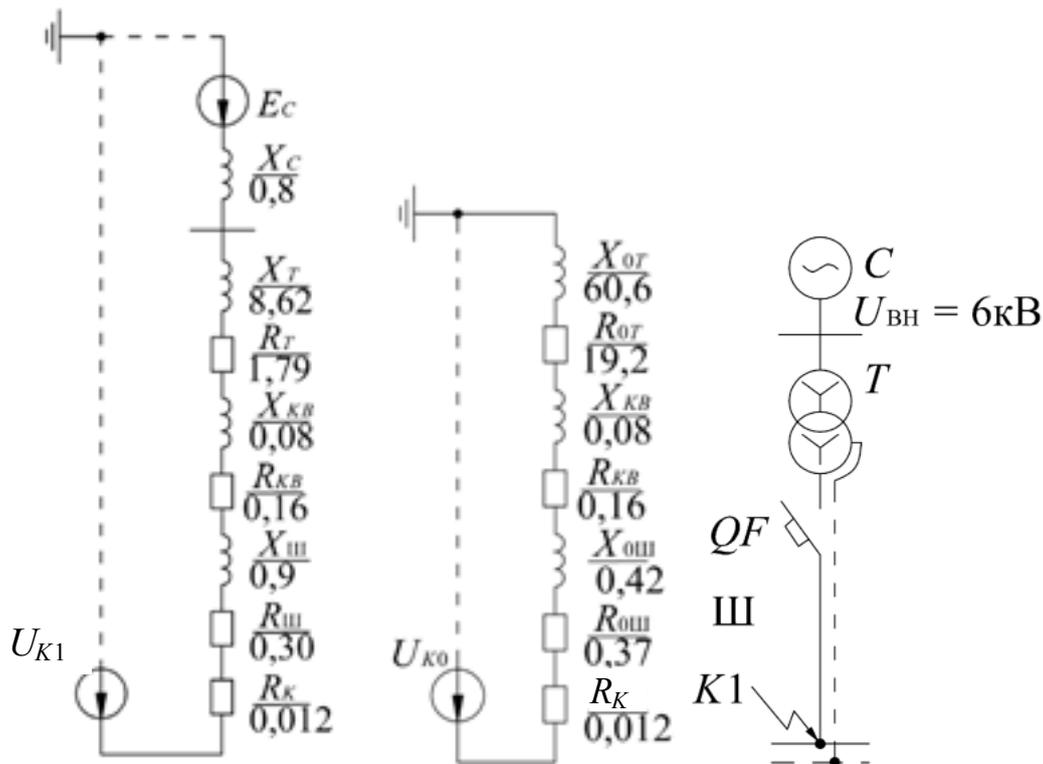


Рис. 9.12. Расчетная схема и схема замещения к примеру 9.4

Исходные данные. Система С: $S_{Kc} = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}$; $U_{\text{ср.ВН}} = 6,0 \text{ кВ}$.

Трансформатор Т: ТС 1000, $S_T = 1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; $U_{\text{ВН}} = 6,3 \text{ кВ}$, $U_{\text{НН}} = 0,4 \text{ кВ}$, $P_K = 11,2 \text{ кВт}$, $U_K = 5,5 \%$; $Y/Y_0 - 0$.

Автомат QF типа «Электрон 16»: по табл. П.4.2 находим $R_K = 0,16 \text{ мОм}$; $X_K = 0,061 \text{ мОм}$.

Шинопровод магистральный ШМА-16УЗ: по табл. П.3.3 находим $R_{\text{ш}} = 0,03 \text{ мОм/м}$; $X_{\text{ш}} = 0,09 \text{ мОм/м}$; $R_{\text{ош}} = 0,037 \text{ мОм/м}$; $X_{\text{ош}} = 0,042 \text{ мОм/м}$; $L_{\text{ш}} = 10 \text{ м}$, $I_H = 1600 \text{ А}$.

Болтовые контактные соединения $R_K = 0,003 \text{ мОм}$; $n = 4$.

Решение. Расчет параметров схемы замещения.

Параметры схемы замещения прямой последовательности:

Сопротивление системы $X_c = 400^2/200 = 0,0008 \text{ Ом} = 0,8 \text{ мОм}$.

Активное и индуктивное сопротивления трансформатора:

$$R_T = 11,2 \cdot 0,4^2/1000^2 = 1,79 \text{ мОм};$$

$$X_T = \sqrt{5,5^2 - (100 \cdot 11,2/1000)^2} \cdot 0,4^2/1000 = 0,00862 \text{ Ом} = 8,62 \text{ мОм}.$$

Активное и индуктивное сопротивления шинпровода:

$$R_{ш} = 0,03 \cdot 10 = 0,30 \text{ мОм}; \quad X_{ш} = 0,09 \cdot 10 = 0,9 \text{ мОм}.$$

Активное сопротивление болтовых контактных соединений:

$$R_k = 0,003 \cdot 4 = 0,012 \text{ мОм}.$$

Активное сопротивление дуги $R_d = 5,6 \text{ мОм}$.

Параметры схемы замещения нулевой последовательности:

$$R_{от} = 19,2 \text{ мОм}; \quad X_{от} = 60,6 \text{ мОм}; \quad R_{ош} = 0,037 \cdot 10 = 0,37 \text{ мОм};$$

$$X_{ош} = 0,042 \cdot 10 = 0,42 \text{ мОм}.$$

Расчет токов трехфазного КЗ

$$R_{1\Sigma} = R_T + R_{ош} + R_{кв} + R_k = 1,79 + 0,37 + 0,16 + 0,012 = 2,26 \text{ мОм};$$

$$X_{1\Sigma} = X_c + X_T + X_{ш} + X_a = 0,80 + 8,62 + 0,9 + 0,061 = 9,62 \text{ мОм};$$

$$R'_c = R_c + R_d = 2,26 + 5,6 = 7,86 \text{ мОм};$$

$$I_{п0\max}^{(3)} = 400/\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,26^2 + 9,62^2} = 23,41 \text{ кА};$$

$$I_{п0\min}^{(3)} = 400/\sqrt{3} \cdot \sqrt{7,86^2 + 9,62^2} = 18,62 \text{ кА};$$

$$i_{y\max} = \sqrt{2} I_{п0\max} K_y = \sqrt{2} \cdot 23,41 \cdot 1,45 = 48,0 \text{ кА};$$

$$i_{y\min} = \sqrt{2} I_{п0\min} K_y = \sqrt{2} \cdot 18,6 \cdot 1,08 = 28,44 \text{ кА}.$$

Расчет токов однофазного КЗ

$$R_{oc} = R_{от} + R_{ош} + R_{кв} + R_a = 19,1 + 0,3 + 3 \cdot 0,37 + 0,9 + 0,012 =$$

$$= 20,66 \text{ мОм}; \quad R_{ош} = R_{1ш} + 3 R_{нш};$$

$$X_{oc} = X_{oc} + X_{ош} + X_{кв} = 60,6 + 0,9 + 30,42 + 0,08 = 82,08 \text{ мОм};$$

$$R'_{oc} = R_{oc} + R_d = 20,66 + 8,6 = 29,26 \text{ мОм}.$$

Величина тока при однофазном КЗ:

$$I_{\Pi}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 2,26 + 20,66)^2 + (2 \cdot 9,62 + 82,08)^2}} = 6,66 \text{ кА.}$$

Таблица 9.3

Результаты расчетов токов КЗ

Точка КЗ	Вид КЗ	Максимальное значение тока КЗ, кА		Минимальное значение тока КЗ, кА	
		$I_{\Pi 0}$	i_y	$I_{\Pi 0}$	i_y
K1	$K^{(3)}$	23,41	48,0	18,62	28,44
K1	$K^{(1)}$	6,66	–	6,25	–
K1	$K^{(2)}$	20,21	–	16,01	–

Ток однофазного КЗ с учетом сопротивления дуги (минимальный ток однофазного КЗ)

$$I_{\Pi \min}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{(2 \cdot 7,86 + 29,26)^2 + (2 \cdot 9,62 + 82,08)^2}} = 6,25 \text{ кА.}$$

Расчет токов двухфазного КЗ

$$I_{\Pi}^{(2)} = \frac{400}{2\sqrt{2,26^2 + 2 \cdot 9,62^2}} = 20,21 \text{ кА;}$$

$$I_{\Pi \min}^{(2)} = \frac{400}{2\sqrt{7,86^2 + 9,62^2}} = 16,01 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов токов КЗ сведены в табл. 9.3.

Пример 9.5

Рассчитать токи трехфазного КЗ в точках K1 и K2 СЭС, схема которой изображена на рис. 9.13. Параметры элементов схемы указаны на рисунке. Электроустановки напряжением 0,4 кВ питаются через шинпровод типа ШМА-73.

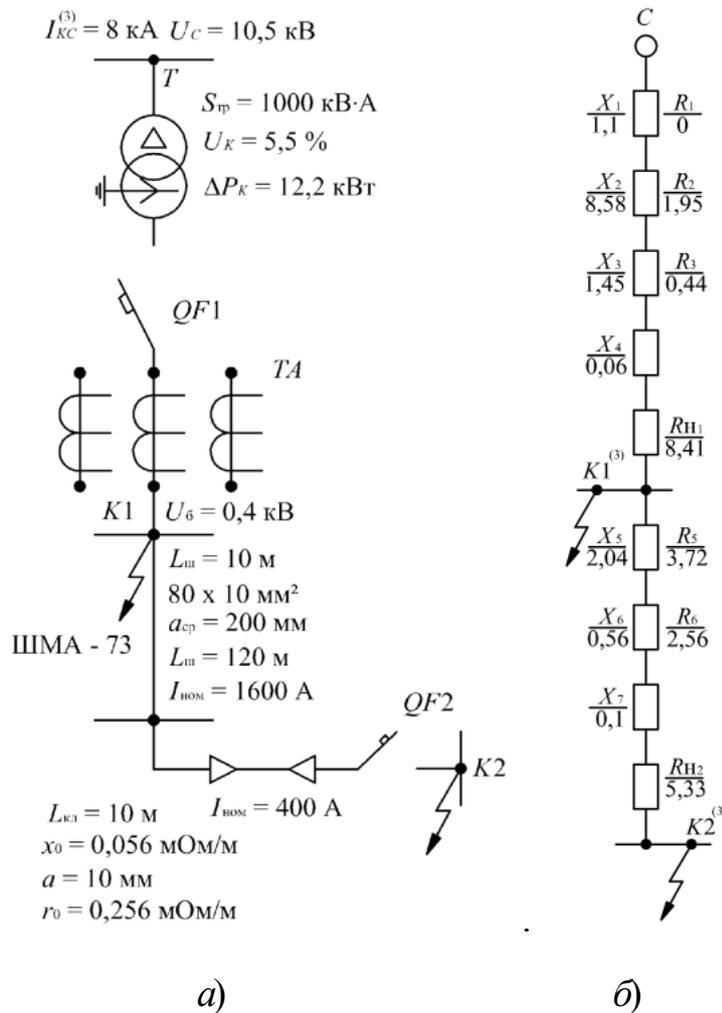


Рис. 9.13. Расчетная схема (а) и схема замещений (б) к примеру 9.5

Решение. Расчет токов КЗ в точке $K1$.

Сопротивления связи питающей подстанции с системой:

$$X_1 = \frac{10500 \cdot 0,4^2 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 8000 \cdot 10,5^2} = 1,1 \text{ МОм}; r_1 = 0.$$

Сопротивления трансформатора:

$$Z_2 = \frac{5,5 \cdot 0,4^2 \cdot 10^4}{100} = 8,8 \text{ МОм};$$

$$R_2 = \frac{12,2^2 \cdot 10^6}{100^2} = 1,95 \text{ МОм};$$

$$X_2 = \sqrt{8,8^2 - 1,95^2} = 8,58 \text{ МОм}.$$

Сопротивления шин от выводов трансформатора напряжением 0,4 кВ:

$$X_3 = 0,145 \cdot 10 = 1,45 \text{ мОм};$$

$$R_3 = 0,044 \cdot 10 = 0,44 \text{ мОм}.$$

Индуктивное сопротивление токовой катушки расцепителя автомата $QF1$ на 1600 А, $X_4 = 0,06$ мОм.

Сопротивления одновитковых первичных обмоток трансформатора тока TA не учитываем. Результирующее переходное сопротивление при КЗ в точке $K1$ для трансформатора мощностью $S_T = 1000$ кВ · А, $R_{н1} = 8,41$ мОм.

Результирующие сопротивления короткозамкнутой цепи до точки $K1$:

$$R_{K1\text{рез.б}} = R_2 + R_3 + R_{н1} = 1,95 + 0,44 + 8,41 = 10,8 \text{ мОм};$$

$$X_{K1\text{рез.б}} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4 = 1,1 + 8,58 + 1,45 + 0,06 = 11,2 \text{ мОм}.$$

Полное сопротивление короткозамкнутой цепи

$$Z_{K1\text{рез.б}} = \sqrt{10,8^2 + 11,2^2} = 15,6 \text{ мОм}.$$

Ударный ток в точке $K1$

$$i_{yK1} = K_{yK1} \sqrt{2} I_{K1}^{(3)} = 1,005 \sqrt{2} \cdot 14,82 = 21 \text{ кА},$$

где

$$K_{yK1} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{aK1}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0033}} = 1,005; T_{aK1} = \frac{11,2}{314 \cdot 10,8} = 0,0033 \text{ с}.$$

Расчет токов КЗ в точке $K2$

Сопротивление шинпровода ШМА-73:

$$X_5 = 0,017 \cdot 120 = 2,04 \text{ мОм};$$

$$R_5 = 0,031 \cdot 120 = 3,72 \text{ мОм}.$$

Сопротивления КЛ от шинпровода до выключателя $QF2$:

$$X_6 = 0,056 \cdot 10 = 0,56 \text{ мОм};$$

$$R_6 = 0,256 \cdot 10 = 2,56 \text{ мОм}.$$

Индуктивное сопротивление токовой катушки расцепителя автомата $QF2$:

$$X_7 = 0,1 \text{ мОм.}$$

Результирующее переходное сопротивление в точке $K2$ с учетом коэффициента ступени $K3$ принимаем $R_{\Pi_2} = 5,33 \text{ мОм.}$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока $K3$ в точке $K1$:

$$I''_{K1}{}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 15,6} = 14,82 \text{ кА.}$$

Результирующие сопротивления короткозамкнутой цепи $K2$:

$$R_{K2\text{рез.б}} = R_2 + R_3 + R_5 + R_6 + R_{\Pi_2} = 1,95 + 0,44 + 3,72 + 2,56 + 5,33 = 14 \text{ мОм;}$$

$$\begin{aligned} X_{K2\text{рез.б}} &= X_{K1\text{рез.б}} + X_5 + X_6 + X_7 = \\ &= 11,2 + 2,04 + 0,56 + 0,1 = 13,9 \text{ мОм.} \end{aligned}$$

$$Z_{K2\text{рез.б}} = \sqrt{14^2 + 13,9^2} = 19,7 \text{ мОм.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока $K3$ в точке $K2$:

$$I''_{K2}{}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 19,7} = 11,7 \text{ кА.}$$

Ударный ток $K3$ в точке $K2$:

$$i_{yK2} = K_{yK2} \sqrt{2} I''_{K2}{}^{(3)} = 1,005 \cdot \sqrt{2} \cdot 11,7 = 16,6 \text{ кА,}$$

где

$$K_{yK2} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{aK2}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0032}} \approx 1,005;$$

$$T_{aK2} = \frac{13,9}{314 \cdot 14} = 0,0032 \text{ с.}$$

9.4. Несимметричные короткие замыкания за трансформатором

Для расчета защит трансформаторов необходимо знать значение и направление токов в первичной обмотке трансформатора при КЗ на его вторичной стороне. В табл. 9.4 приведены выражения для пересчета токов. Особенностью выражений в таблице является то, что за исключением однофазного КЗ за трансформатором со схемой соединений Y/Y_0 все токи при разных видах КЗ и разных схемах соединений обмоток трансформатора выражены через ток трехфазного КЗ в той же точке $I_K^{(3)}$. При выводе выражений принято, что коэффициент трансформации трансформатора равен отношению линейных напряжений холостого хода U_{1x}/U_{2x} . По этому условию определены и соотношения чисел витков обмоток трансформатора.

Пользоваться выражениями, приведенными в табл. 9.4, можно любым из следующих способов:

1. Определить ток требуемого вида КЗ, приведенный к вторичному напряжению U_2 и пересчитать его по действительному коэффициенту трансформации на первичную сторону.

2. Вести расчет для трехфазного КЗ, относя ток и сопротивления к первичному напряжению U_1 , и по выражениям табл. 9.4 определить токи при рассчитываемом виде КЗ.

Таблица 9.4

Токи несимметричных КЗ при разных схемах соединений обмоток трансформаторов

Схема соединений обмоток	Вид КЗ	Ток КЗ на вторичной стороне при $U_1/U_2 = 1$		Количество витков
		В месте КЗ	На первичной стороне	
Y/Y-0	A-O	$I_A = \sqrt{3} U_\phi / Z_{T1}$	$I_A = 2 I_B / 3, I_B = I_C = I_A / 3$	$W = W$
	B-C	$I_B = I_C = \sqrt{3} I_K^{(3)} / 2$	$I_B = I_C = \sqrt{3} I_K^{(3)} / 2 = 0,866 I_K^{(3)}$	
Δ Y-0	A-O	$I_A = 3 U_\phi / Z_{T1} = U_\phi / Z_T = I_K^{(3)}$	$I_A = I_B = I_C = I_A / \sqrt{3} = 0,58 I_K^{(3)}$	$W_\Delta = \sqrt{3} W$
	B-C	$I_B = I_C = 3 I_K^{(3)} / 2$	$I_B = 2 I_C = I_K^{(3)}, I_A = I_C = I_B / 2$	
Y/ Δ	B-C	$I_B = I_C = \sqrt{3} I_K^{(3)} / 2$	$I_A = I_C = I_B / 2, I_B = 2 / \sqrt{3} I_A = I_K^{(3)}$	$W_\Delta = \sqrt{3} W$

Пример 9.6

Определить токи трехфазного, двухфазного и однофазного КЗ на выводах низшего напряжения трансформатора 400 кВ · А, 6/0,4 кВ при схемах соединений обмоток Δ/Y_0 и Y/Y_0 . Питание производится от системы бесконечной мощности.

Решение

1. *Соединение обмоток Δ/Y_0* . Расчет для напряжения 0,4 кВ. Сопротивление трансформатора, приведенное к 0,4 кВ, табл. П.5.3 $Z_T = 0,018$ Ом. Ток однофазного КЗ и трехфазного КЗ на стороне НН трансформатора: $I_K^{(1)} = I_K^{(3)} = 400/\sqrt{3} \cdot 0,018 = 12845,2$ А, отнесенных к напряжению 400 В. Ток двухфазного КЗ: $I_K^{(2)} = \sqrt{3} I_K^{(3)}/2 = \sqrt{3} \cdot 12845,2/2 = 11111$ А. Тот же расчет выполняется при напряжении 6,0 кВ. Сопротивление трансформатора, отнесенное к напряжению 6,0 кВ, равно: $10 U_K U^2/S = 10 \cdot 4,5 \cdot 6,0^2/400 = 4,05$ Ом. Ток $I_K^{(3)} = 6000/\sqrt{3} \cdot 4,05 = 856,35$ А.

Ток $I_K^{(1)}$, отнесенный к напряжению 6,0 кВ, равен $0,58 \cdot I = 0,58 \cdot 856,35 = 496,68$ А. Такой ток протекает в двух фазах на стороне 6,0 кВ.

Наибольший ток двухфазного КЗ со стороны 6 кВ равен току трехфазного КЗ 856,35 А; в двух других фазах ток вдвое меньше и составляет 428,17 А.

2. *Соединение обмоток Y/Y_0* . Ток трехфазного КЗ от схемы соединений обмоток не зависит и равен 12845,2 А на стороне 400 В и 856,35 А на стороне 6 кВ. Ток двухфазного КЗ на стороне 400 В также не зависит от схемы соединения обмоток и равен 11111 А.

Для схемы соединений Y/Y_0 ток двухфазного КЗ со стороны 6 кВ равен

$$\sqrt{3} I_K^{(3)}/2 = \sqrt{3} \cdot 856,35/2 = 745 \text{ А.}$$

Для однофазного КЗ $Z_{T1} = 0,195$ Ом и $I_K^{(1)} = 3 \cdot 400/\sqrt{3} \cdot 0,195 = 3557,1$ А вместо 12845,2 А для соединения Δ/Y_0 . Со стороны 6 кВ максимальный ток будет равен $2 \cdot 3557,1 \cdot 400/\sqrt{3} \cdot 6000 = 274,2$ А; в двух других фазах токи в 2 раза меньше и равны 137,1 А. Малое значение тока при однофазных КЗ для схемы соединений Y/Y_0 значительно затрудняет выполнение защиты таких трансформаторов и вынуждает применять более сложные защиты.

Для более удобного сравнения результаты расчета сведены в табл. 9.5.

Результаты расчетов примера 9.6

Напряже- ние, кВ	Схема соедине- ний	Вид КЗ		
		$I_K^{(3)}$	$I_K^{(2)}$	$I_K^{(1)}$
0,4	Δ/Y_0	12845,2	11111	12845,2
	Y/Y_0	12845,2	11111	3557,1
6,0	Δ/Y_0	856,35	856,35	496,68
	Y/Y_0	856,35	745	274,2

Пример 9.7

Определить ток однофазного КЗ в конце линий для схемы на рис. 9.10. Схема соединения обмоток трансформатора Δ/Y_0 и Y/Y_0 .

Решение. По табл. П.5.3 для схемы соединений $\Delta/Y_0 Z_{T1} = 0,056$ Ом. По табл. П.1.19 сопротивление петли фаза-нуль воздушной линии при максимальном расстоянии между фазой и нулем 1 м равно $0,2 \cdot 1,82 = 0,364$ Ом. Сопротивление четырехжильного кабеля с учетом алюминиевой оболочки (табл. П.1.11) – $0,2 \cdot 0,87 = 0,174$ Ом.

Ток КЗ в конце воздушной линии

$$I_K^{(1)} = \frac{231}{\frac{0,056}{3} + 0,364} = 603,6 \text{ А, а при трехфазном КЗ ток КЗ равен}$$

1637,6 А.

Такое значительное уменьшение тока вызвано активным сопротивлением нулевого провода и увеличением индуктивного сопротивления петли по сравнению с сопротивлением фазы.

При КЗ в конце кабельной линии

$$I_K^{(1)} = \frac{231}{\frac{0,056}{3} + 0,174} = 1198,9 \text{ А (при трехфазном КЗ ток КЗ равен}$$

1812,16 А).

Ток увеличился за счет очень малого индуктивного сопротивления кабеля, активное же сопротивление кабеля с учетом сопротивления его оболочки меньше активного сопротивления линии.

Если кабель будет трехжильный с использованием алюминиевой оболочки в качестве нулевого провода, то его полное сопротивление $0,2 \cdot 1,07 = 0,29$ Ом.

Ток при однофазном КЗ

$$I_K^{(1)} = \frac{231}{\frac{0,056}{3} + 0,214} = 992,8 \text{ А.}$$

Ток уменьшился потому, что активное сопротивление одной алюминиевой оболочки трехжильного кабеля больше суммарного активного сопротивления четвертой жилы и алюминиевой оболочки четырехжильного кабеля.

Если кабель будет трехжильный в свинцовой или пластмассовой оболочке, то в качестве нулевого провода обычно используется стальная полоса, прокладываемая рядом с кабелем. Сопротивление стали зависит от протекающего по ней тока. Чтобы удовлетворить требованию [1] о 50%-ной проводимости стальной полосы, ее сечение следует выбирать по приложению 1 с учетом значения тока.

В данном случае, предполагая ток однофазного КЗ порядка 600 А, сечение стальной полосы принимаем $60 \times 4 \text{ мм}^2$ (прил. 1). При расстоянии между кабелем и полосой 0,2 м и токе 600 А сопротивление петли фаза-полоса будет (табл. П.1.15) $0,2 \cdot 1,94 = 0,388 \text{ Ом}$.

Ток однофазного КЗ

$$I_K^{(1)} = \frac{231}{\frac{0,056}{3} + 0,388} = 568 \text{ А.}$$

Разница между полученным и принятым заранее током около 8 %, что можно считать допустимым и не производить пересчета.

Для трансформатора с соединением обмоток Y/Y₀-0 (прил. 5) $Z_{T1} = 0,195 \text{ Ом}$.

Ток в конце четырехжильного кабеля с учетом оболочки

$$I_K^{(1)} = \frac{231}{\frac{0,195}{3} + 0,174} = 966,5 \text{ А.}$$

Ток в конце трехжильного кабеля

$$I_K^{(1)} = \frac{231}{\frac{0,195}{3} + 0,214} = 827,9 \text{ А.}$$

Для трехжильного кабеля в пластмассовой оболочке и стальной полосы в качестве четвертого провода ток КЗ принимается около 600 А, сечение полосы $60 \times 4 \text{ мм}^2$ и сопротивление петли по приложению 1 – $0,2 \cdot 1,94 = 0,388 \text{ Ом}$. Ток

$$I_K^{(1)} = \frac{231}{\frac{0,195}{3} + 0,388} = 509,9 \text{ А.}$$

Расхождения с предполагавшимся током 600 А велико (около 18 %) и расчет повторяется для тока 500 А и полосы $60 \times 4 \text{ мм}^2$ значения тока 500 А нет; поэтому принимаем для тока 500А $Z_{\Pi} = 2 \text{ Ом/км}$. При этом ток

$$I_K^{(1)} = \frac{231}{\frac{0,195}{3} + 0,2 \cdot 2} = 496,8 \text{ А.}$$

На этом расчет можно закончить и принять $I_K^{(1)} = 500 \text{ А}$.

9.5. Ток однофазного короткого замыкания по условиям срабатывания защитного аппарата

В табл. 9.6 приводятся значения кратностей тока однофазного КЗ по отношению к номинальному току плавких вставок предохранителей и уставкам наиболее часто применяемых автоматических выключателей (на основании требований [1]).

При выборе нулевых защитных проводников необходимо выполнить следующие требования:

1. Полная проводимость цепи фаза-нуль должна быть такой, чтобы значение тока однофазного КЗ на аварийном участке было не менее значения, указанного в табл. 9.6.

2. В любой точке цепи от нейтрали трансформатора до электроприемника полная проводимость нулевых защитных проводников должна быть не менее 50 % фазных проводников. Для автоматических выключателей с комбинированным расцепителем достаточно обеспечить нормируемое по [1] значение тока однофазного КЗ для любого одного из расцепителей.

Таблица 9.6

**Значение тока однофазного КЗ по условиям срабатывания
защитного аппарата**

Защитный аппарат	Элемент, отключающий ток КЗ	Тип аппарата	Ток отключения по [1]	
			Невзрывоопасная зона, [1, § 1.7.79]	Взрывоопасная зона [1, § 7.3.99]
Плавкий предохранитель	Плавкая вставка	Все типы предохранителей	$I_K^{(1)} \geq 3I_H$	$I_K^{(1)} \geq 4I_H$
Автомат	Расцепитель с зависимой от тока характеристикой Электромагнитный расцепитель	АП50Б, АК63, АЕ2000, А3700, А3100, ВА, Электрон	$I_K^{(1)} \geq 3I_H$	$I_K^{(1)} \geq 6I_H$
		А3110	$I_K^{(1)} \geq 1,43I_H$	
		А3120, 390, А390	$I_K^{(1)} \geq 1,17I_H$	
		АП50Б, АК63, АЕ2000, АЕ200, ВА12, ВА16, ВА51-ВА53	$I_K^{(1)} \geq 1,4I_H$	
		ВА51, ВА52, ВА53, АЕ2000М, А4100, ВА61	$I_K^{(1)} \geq 1,25I_H$	
<p><i>Примечание.</i> $I_K^{(1)}$ – минимальное значение тока однофазного КЗ, нормируемое [1], А; I_H – номинальный ток плавкой вставки предохранителя или номинальный ток расцепителя автомата с зависимой от тока характеристикой, А; коэффициенты 1,43 и 1,27 подсчитаны путем умножения коэффициента запаса 1,1 на коэффициент, учитывающий производственный допуск (по заводским данным 1,3 для автоматов А3110 и 1,15 для автоматов А3120).</p>				

9.6. Определение границ действия защиты от однофазных коротких замыканий в сети с асинхронными двигателями

В [1] предписывается ряд мер для повышения электро- и взрывобезопасности электроустановок напряжением до 1000 В. В соответствии с [1, § 7.3.90] требуется проверка полного сопротивления цепи фаза-нуль для всех электроприемников, расположенных во взрывоопасных зонах В-I и В-II, и выборочно (но не менее 10 % от общего количества) для электроприемников, расположенных во взрывоопасных зонах классов В-Iа, В-Iб, В-Iг и В-IIа и имеющих наибольшее сопротивление фаза-нуль.

В настоящее время отсутствуют сведения о границах действия защиты от однофазных КЗ в зависимости от мощности электродвигателя (или одного электроприемника), а приводятся лишь таблицы, линейки и т. п. для определения границ действия защиты в зависимости от сечения проводов и кабелей. Таблицы 9.7, 9.8 дают возможность определить границы действия защиты для всей шкалы мощностей асинхронных электродвигателей серий 4А, ВА02, АИР при защите линий к электродвигателям автоматическими выключателями с комбинированным расцепителем. Таблица 9.9 рассчитана для трансформаторов мощностью 1000 кВ · А со схемами соединений «треугольник-звезда» и «звезда-звезда».

Таблица 9.7

Предельные длины линий к электродвигателям с короткозамкнутым ротором для проверки кратности тока однофазного КЗ по отношению к номинальному току расцепления

Номинальная мощность электродвигателя, кВт	Критическая длина линии, м			
	Алюминиевый кабель			Медный кабель
	Невзрывоопасная зона $I_K^{(1)} = 3 I_{нр}$	Взрывоопасная зона В-Іб, В-Іг, $I_K^{(1)} = 6 I_{нр}$	Взрывоопасная зона В-ІІ, В-Іа, $I_K^{(1)} = 6 I_{нр}$	Взрывоопасная зона $I_K^{(1)} = 6 I_{нр}$
0,37	1218	609	608	1028
0,75	760	375	380	642
1,1	487	243	243	410
1,5	487	243	243	410
2,2	304	152	152	256
3,0	243	121	122	204
4,0	194	97	122	204
5,5	151	76	75	127
7,5	121	61	74	101
11	119	60	92	99
16	115	57	88	96
18,5	144	72	116	119
22	144	72	116	119
30	146	71	112	120
37	231	112	99	149
45	207	99	150	167
55	248	118	111	200
75	167	77	113	110
90	231	106	155	179

Номинальная мощность электродвигателя, кВт	Критическая длина линии, м			
	Алюминиевый кабель			Медный кабель
	Невзрывоопасная зона $I_K^{(1)} = 3 I_{нр}$	Взрывоопасная зона В-Іб, В-Іг, $I_K^{(1)} = 6 I_{нр}$	Взрывоопасная зона В-ІІ, В-Іа, $I_K^{(1)} = 6 I_{нр}$	Взрывоопасная зона $I_K^{(1)} = 6 I_{нр}$
110	192	86	117	146
92	198	86	119	147
160	198	86	126	200
200	225	93	129	158
250	179	62	—	—
315	195	68	—	—

Примечание. $I_K^{(1)}$ – ток однофазного замыкания на землю; $I_{нр}$ – номинальный ток комбинированного распределителя автомата; I_n – уставка на ток мгновенного срабатывания электромагнитного расцепителя. Таблицы 9.7, 9.8 могут быть распространены и на случаи, когда питающие трансформаторы имеют мощность более 1600 кВ · А, с любой схемой соединения обмоток, а также, когда трансформаторы мощностью 250 кВ · А и выше имеют схему соединения обмоток «треугольник-звезда».

Правила пользования таблицами

1. Определяется суммарное расстояние от источника питания до электродвигателя по трассе токопровода независимо от того, подключен ли электродвигатель непосредственно к распределительному щиту источника питания или питается через промежуточные силовые пункты, ШСУ, распределительные или магистральные шинопроводы.

2. В зависимости от зоны, в которой установлен электродвигатель, и его номинальной мощности по таблице находится критическое расстояние, в пределах которого соблюдаются требования [1] в отношении кратности тока однофазного КЗ. Это расстояние сравнивается с суммарным расстоянием от источника питания до электродвигателя.

Если длина трассы токопровода меньше или равна критическому расстоянию, то проведенный расчет тока однофазного КЗ для данного электродвигателя производить не следует, а если больше, то необходим проверочный расчет с учетом конкретных параметров питающей сети.

3. Если проверочный расчет показал, что кратность тока однофазного КЗ недостаточна, необходимо принимать специальные меры, к которым относятся:

- увеличение сечения питающего кабеля;
- проектирование специальной защиты от однофазных замыканий.

Таблица 9.8 дает возможность определить границы действия защиты для асинхронных двигателей серий 4А, 4АН при защите линий к электродвигателям автоматическими выключателями с электромагнитными расцепителями.

Таблица 9.8

Предельные длины линий к электродвигателям с короткозамкнутым ротором для проверки кратности тока однофазного КЗ по отношению к номинальному току расцепителя автомата

Мощность электродвигателя, кВт	Критическая длина линии, м		
	Кабель с алюминиевыми жилами.		
	Невзрывоопасная зона		
	$I_n = 12 I_{нр}$	$I_n = 5 I_{нр}$	$I_n = 10 I_{нр}$
	$I_K^{(1)} = 1,4 I_n$		
0,37	222/222	532/532	266/266
0,75	138/138	333/333	167/167
1,1	88/88	213/213	107/107
1,5	88/88	213/213	107/107
2,2	55/55	133/133	67/67
3,0	44/44	106/106	53/53
4,0	35/35	85/85	43/43
5,5	27/27	66/66	33/33
7,5	22/22	53/53	27/27
11	21/21	52/51	26/25
15	21/20	51/49	25/24
18,5	26/24	63/61	32/30
22	26/24	63/61	32/30
30	26/23	64/61	—
37	41/36	102/97	—
45	36/31	91/86	—
	$I_K^{(1)} = 1,2 I_n$		
55	43/35	110/102	—
75	31/22	31/22	—
90	43/30	43/30	—
110	45/32	45/32	—
132	35/18	35/18	—
160	35/18	35/18	—

Примечание. В числителе указаны значения предельных длин при использовании трансформатора со схемой Δ/Y_0 , в знаменателе – Y/Y_0 . Для выполнения требований [1] должно быть увеличено сечение кабеля или предусмотрена специальная защита от однофазного КЗ.

Таблицы рассчитаны по формуле

$$L \leq \frac{1000}{Z_{ц.у}} - \left(\frac{U_{\phi}}{I_{Kmin}^{(1)}} - \frac{Z}{3} \right), \quad (9.45)$$

где L – предельная длина линии, м; $Z_{ц.у}$ – полное удельное сопротивление цепи фаза-нуль, Ом/км; $I_{Kmin}^{(1)}$ – минимальный ток однофазного КЗ, А.

Расчет таблиц проводился для следующих условий:

1. Источником питания является трансформатор мощностью 1600 кВ · А со схемой соединения «треугольник-звезда».

2. Уставки автоматов принимались в соответствии с каталожными данными электродвигателей серий 4А, В, АИР, ВА02.

3. Кабели приняты четырехжильные с пластмассовой или резиновой изоляцией. Сечение кабелей соответствует номинальному току двигателей при ПВ 100 % для одиночной прокладки кабелей по [1, табл. 1.3.6, 1.3.7]. Согласно номенклатуре на кабельную продукцию кабели с сечением фазной жилы 70 мм² и выше имеют сечение нулевой жилы менее 50 % сечения фазной жилы. Это дает некоторый запас при определении границ действия защиты в случае применения кабелей с жилами равного сечения.

4. Сопротивления кабелей принимались по приложениям.

5. Переходное сопротивление контактов – 0,02 Ом.

В качестве примера рассмотрим принцип расчета токов однофазных КЗ в системе электроснабжения. Для решения задачи требуется иметь однолинейную схему сети 0,4 кВ. По описанной выше методике определяем участки сети, для которых необходимо провести полные расчеты тока однофазного КЗ длиной выше критической.

Пример 9.8

Допустим, что из анализа схемы электроснабжения получили суммарную критическую длину токопроводов к электродвигателю 2М больше критической длины. Для этого участка сети необходимо произвести расчет тока однофазного замыкания на землю. Рассмотрим проверку на примере рис. 9.14.

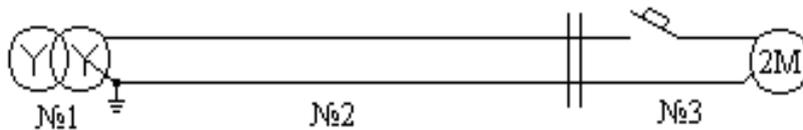


Рис. 9.14. Расчетная схема к определению критической длины кабеля

Таблица 9.9

Расчетная схема и форма расчета сети электродвигателя 2М

Номер участка	Провод	Наименование и краткая характеристика участка линии, элемента	Длина участка, км	Сопротивление участка линии, Ом			Сопротивление трансформатора $Z_T/3$, Ом
				R	X'' / X'	Z	
1	–	Трансформатор 1000 кВА 10/0,4 кВ	–		–	–	0,027
	–	Переходное сопротивление контактов		0,02	–	–	–
2	фаза	Алюминиевая жила кабеля 95 мм ²	0,12	0,04	–	–	–
	нуль	Алюминиевая оболочка кабеля		0,03	–	–	–
3	фаза	Алюминиевая жила кабеля 95 мм ²	0,15	0,061	–	–	–
	нуль	Алюминиевая жила кабеля 35 мм ² + оболочка		0,038	–	–	–
<i>Итого</i>			–	0,207	–	–	0,027
I_K по условиям срабатывания защитного аппарата				$I_K \geq 6 I_H = 6 \cdot 250 \text{ А} = 1500 \text{ А}$			
Расчет действительных значений Z_H и I_K 940 А > 1500 А				$Z = 0,207 \text{ Ом}$ $I_K^{(1)} = U_\phi / (Z_T/3 + Z_H) =$ $= 220 / 0,234 = 940 \text{ А}$			
Расчет сопротивлений отдельно фазного и нулевого проводов (без учета X) для определения относительной проводимости нулевого провода				$R_\phi = 0,049 + 0,61 = 0,11 \text{ Ом}$ $R_H = 0,039 + 0,038 = 0,077 \text{ Ом}$ $0,11 / 0,077 = 1,43 < 2$			

В табл. 9.9 приведена форма расчета сети электродвигателя 2М.

Участок 1. Трансформатор. Расчетное сопротивление трансформатора (прил. 5): $Z_T/3 = 0,027 \text{ Ом}$.

Участок 2. Кабель ААШВУ (3 × 95) мм² длиной 120 м, удельное сопротивление фазной жилы 0,408 Ом/км (прил. 1). Удельное сопротивление алюминиевой оболочки 0,321 Ом/км (прил. 1).

Сопротивление в расчете на 120 м: $R_{\phi} = 0,408 \cdot 0,12 = 0,049$ Ом,
 $R_n = 0,321 \cdot 0,12 = 0,039$ Ом.

Участок 3. Кабель ААШВУ $3 \times 95 + 1 \times 35$ длиной 150 м. Удельное сопротивление фазовой жилы – то же, что и для участка 1. Удельное сопротивление нулевой жилы и алюминиевой оболочки 0,253 Ом/км (прил. 1). Сопротивление в расчете на 150 м: $R_{\phi} = 0,408 \cdot 0,15 = 0,061$ Ом, $R_n = 0,253 \cdot 0,15 = 0,038$ Ом.

Переходное сопротивление контактов – 0,02 Ом.

Индуктивное сопротивление кабелей не учитываем.

Далее определяется значение суммарного сопротивления цепи и тока КЗ $I_K = 940$ А, что меньше допустимого – 1500 А.

В данном примере полная проводимость нулевого проводника удовлетворяет требованиям [1, § 1.7.79].

9.7. Переходные процессы при коротком замыкании на стороне выпрямителя

Промышленные схемы выпрямления тока. Потребителям необходим постоянный ток по двум причинам:

1. Многие энергоемкие технологические процессы требуют постоянного тока (электролиз, электрохимические процессы и т. д.).

2. Постоянный ток обеспечивает большие удобства в управлении электродвигателями в тяговом и промышленном электроприводе.

По этим причинам около 30 % всей вырабатываемой электроэнергии используется потребителями постоянного тока. Ранее для выпрямления тока применялись электромеханические преобразователи, а с 30-х годов – вентильные преобразователи.

При анализе наиболее часто применяемых схем выпрямления приняты следующие обозначения:

m – число фаз выпрямления;

U_d – среднее значение выпрямленного напряжения;

I_d – среднее значение выпрямленного тока;

$U_{обр\ max}$ – максимальное значение обратного напряжения;

U_1, U_2, I_1, I_2 – действующие значения фазных напряжений и токов трансформатора;

S_1, S_2, S_T – расчетные – первичная, вторичная и типовая мощности трансформатора;

P_d – мощность на стороне выпрямленного тока;

R_d – сопротивление, включенное в цепь анода.

В промышленном электроснабжении применяют следующие трехфазные схемы выпрямления: схема с уравнивающим реактором (рис. 9.15) и мостовая схема (рис. 9.16).

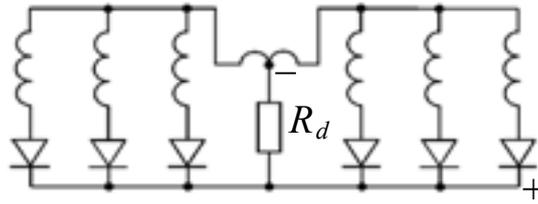


Рис. 9.15. Схема с уравнивающим реактором

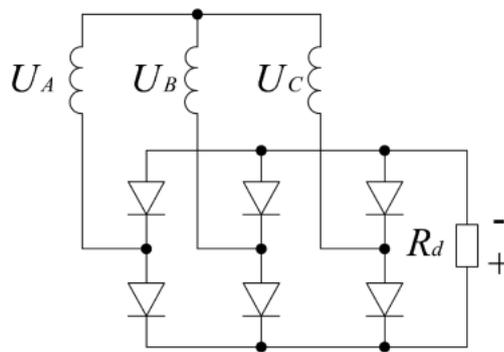


Рис. 9.16. Мостовая схема (схема Ларионова)

Для удобства использования основные соотношения для промышленных схем выпрямления сведены в табл. 9.10.

Таблица 9.10

Расчетные формулы при активной нагрузке и идеальных вентилях

Параметры	Схема с уравнивающим реактором	Мостовая схема (схема Ларионова)
m	6	6
U_d/U_2	2,34	1,17
$U_{\text{обр max}}/U_d$	1,045	2,09
I_2/I_d	0,815	0,289
I_{1*W1}/I_{d*W2}	0,816	0,408
S_1/P_d	1,045	1,045
S_2/P_d	1,045	1,485
S_T/P_d	1,045	1,26

Расчет тока КЗ на стороне выпрямленного тока. Для расчета принимается наиболее тяжелый режим, когда угол управления при КЗ равен нулю.

Среднее значение установившегося тока КЗ равно сумме средних значений токов в n вентилях, питающих место КЗ:

$$I_{dK} = \frac{n}{2\pi} \int_0^K \frac{\sqrt{2}U_2}{X_2} \sin\theta d\theta = \frac{n\sqrt{2}U_2}{\pi X_2}, \quad (9.46)$$

где U_2 – фазное напряжение активной цепи; X_2 – индуктивное сопротивление цепи коммутации.

Для схемы с уравнительным реактором $n = 6$

$$I_{dK} = 6 \frac{\sqrt{2}U_2}{\pi X_2} = 2,7 \frac{U_2}{X_2}. \quad (9.47)$$

Для трехфазной мостовой схемы $n = 3$

$$I_{dK} = 3 \frac{\sqrt{2}U_2}{\pi X_2} = 1,35 \frac{U_2}{X_2}. \quad (9.48)$$

С учетом активных сопротивлений

$$I_{dK \text{ ур}} = 2,7 \frac{U_2}{\sqrt{R_K^2 + X_K^2}}, \quad (9.49)$$

$$I_{dK \text{ мост}} = 1,35 \frac{U_2}{\sqrt{R_K^2 + X_K^2}}.$$

Установившийся ток КЗ имеет пульсирующий характер. Максимальное значение этого тока $I_{dK \text{ max}} = \pi I_{dK} / 3$. В переходный период максимальное значение тока КЗ значительно превосходит установившееся значение за счет присутствия в анодных токах свободных составляющих

$$i = K_\tau I_{dK},$$

где K_τ – коэффициент, определяемый из графика на рис. 9.17.

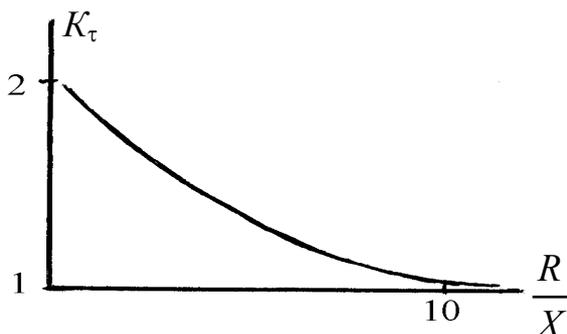


Рис. 9.17. Зависимость коэффициента K_τ от соотношения параметров R и X

Пример 9.9

Рассчитать ток КЗ на стороне выпрямленного тока полупроводниковых преобразовательных агрегатов с $U_d = 515$ В (рис. 9.18).

Номинальный выпрямленный ток $I_d = 2000$ А; номинальная мощность трансформатора выпрямительного агрегата по данным завода-изготовителя $S_{HT} = 1210$ кВ · А; напряжение КЗ трансформатора $U_K = 6,6$ %; мощность потерь КЗ $P_K = 20$ кВт; напряжение питающей сети 6 кВ и мощность КЗ питающей системы $S_{Kc} = 157$ МВ · А, схема соединения вторичных обмоток трансформатора – с уравнительным реактором. Сопротивление выражено в омах.

Решение. Расчет токов КЗ.

Фазное напряжение вторичной обмотки трансформатора (табл. 9.10):

$$U_{2\phi} = \frac{U_d}{1,17} = \frac{515}{1,17} = 440 \text{ В.}$$

Принимаем базисное напряжение $U_6 = U_{2\phi} = 440$ В.

Индуктивное сопротивление питающей системы, приведенное к U_6 :

$$x_{6c} = \frac{(\sqrt{3} U_2)^2}{S_{Kc}} = \frac{(\sqrt{3} \cdot 0,44)^2}{157} = 0,0037 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление одного трансформатора, приведенное к U_6 :

$$x_{6T1} = \frac{U_K}{100} \frac{(\sqrt{3} U_6)^2}{S_{HT}} = \frac{6,6(\sqrt{3} \cdot 0,44)^2}{100 \cdot 1,21} = 0,032 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление четырех трансформаторов, работающих параллельно:

$$x_{6T4} = \frac{x_{6T1}}{4} = 0,008 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление трансформатора (P_K , кВт; S_{HT} , кВ · А):

$$R_{6T} = \frac{P_K}{S_{HT}} \frac{U_6^2}{S_{HT}} = \frac{20}{1210} \frac{440^2}{1210 \cdot 1000} = 0,0264 \text{ Ом.}$$

Активное сопротивление ошиновки, аппаратуры, переходных и разъемных контактов и переходного сопротивления в месте КЗ

$$R_{\Pi} = 0,015 \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление до точки K

$$x_c = x_{6c} + x_{6T4} = 0,0037 + 0,008 = 0,0117 \text{ Ом.}$$

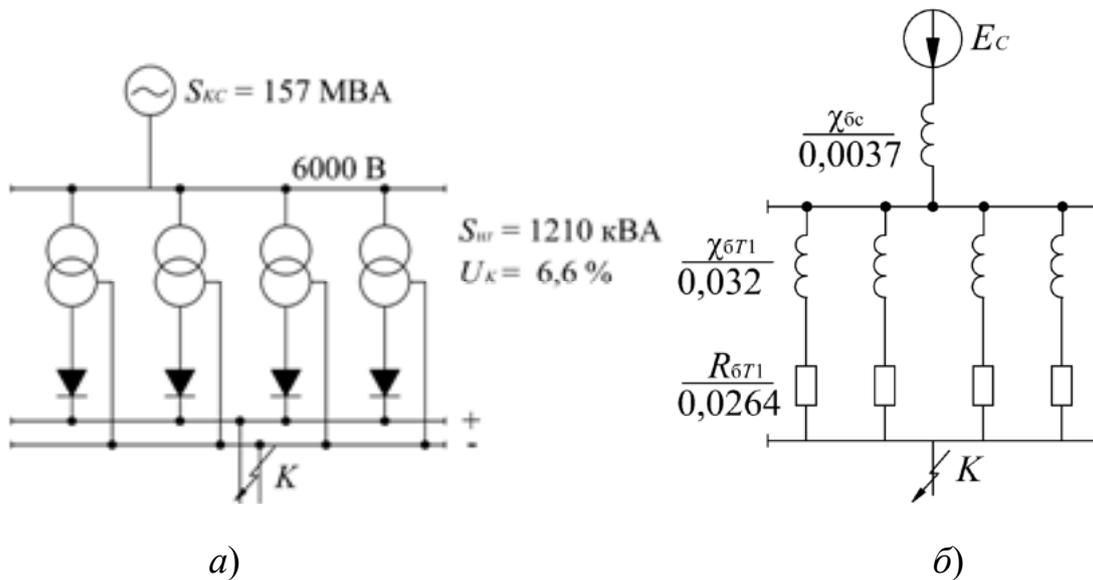


Рис. 9.18. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) к расчету токов КЗ на стороне выпрямленного тока полупроводниковых преобразовательных агрегатов с $U_d = 515 \text{ В}$

Суммарное активное сопротивление

$$R_c = \frac{R_{6T}}{4} + R_{\Pi} = \frac{0,0264}{4} + 0,015 = 0,0066 + 0,015 = 0,0216 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ в точке K

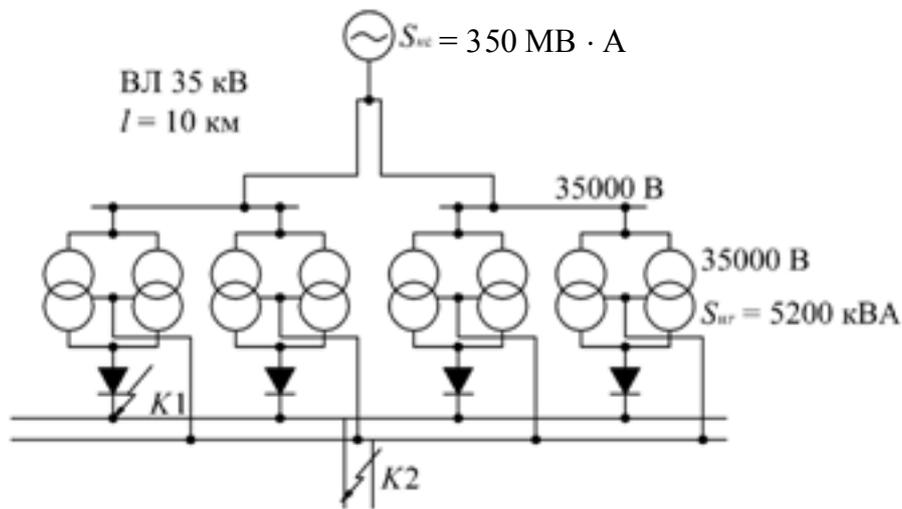
$$I_{dK} = 2,7 \frac{U_{2\phi}}{\sqrt{R_c^2 + x_c^2}} = 2,7 \frac{0,44}{\sqrt{0,0216^2 + 0,0117^2}} = 2,7 \frac{0,44}{0,0245} = 48,9 \text{ кА.}$$

Пример 9.10

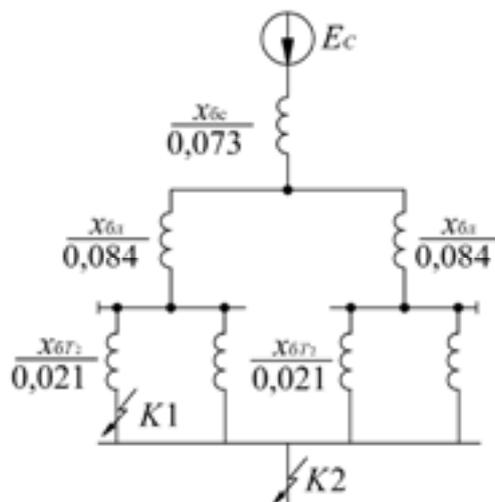
Расчет токов КЗ на стороне выпрямленного тока полупроводниковых преобразовательных агрегатов с $U_d = 3300 \text{ В}$.

Расчетная схема и схема замещения приведены на рис. 9.19. Напряжение выпрямленного тока $U_d = 3300 \text{ В}$; номинальный выпрямленный ток $I_d = 2500 \text{ А}$ ($2 \cdot 1250 \text{ А}$) при двух питающих параллельно включенных трансформаторах; номинальная мощность трансформатора выпрямительного агрегата по данным завода-изготовителя

$S_{HT} = 5200 \text{ кВ} \cdot \text{А}$; напряжение КЗ трансформатора $u_K = 8,6 \%$; мощность КЗ питающей системы $S_{Kc} = 350 \text{ МВ} \cdot \text{А}$.



а)



б)

Рис. 9.19. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) к расчету токов КЗ на стороне выпрямленного тока полупроводниковых преобразователей агрегатов с $U_d = 3300 \text{ В}$

Решение

А. Расчет токов КЗ для схемы выпрямления с уравнительным реактором.

Напряжение выпрямленного тока холостого хода выпрямителя без учета активного сопротивления питающей системы

$$U_{d0} = U_d + A \frac{u_K}{100} U_d = 3300 + 0,5 \frac{8,6}{100} 3300 = 3442 \text{ В.}$$

Фазное напряжение вторичной обмотки трансформатора принимается по данным завода-изготовителя или по формуле

$$U_{2\phi} = \frac{U_{d0}}{1,17} = \frac{3442}{1,17} = 2940 \text{ В.}$$

Принимаем базисное напряжение $U_{\phi} = U_{2\phi} = 2940 \text{ В.}$

Индуктивное сопротивление питающей системы, приведенное к U_{ϕ} :

$$x_{\phi c} = \frac{(\sqrt{3} U_{\phi})^2}{S_{Kc}} = \frac{(\sqrt{3} \cdot 2,94)^2}{350} = 0,073 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление питающей линии 35 кВ, приведенное к U_{ϕ} :

$$x_{\phi л} = x_{ol} \left(\frac{\sqrt{3} U_{\phi}}{U_1} \right)^2 = 0,4 \cdot 10 \left(\frac{\sqrt{3} \cdot 2,94}{35} \right)^2 = 0,084 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление одного трансформатора, приведенное к U_{ϕ} :

$$x_{\phi T1} = \frac{u_K}{100} \frac{(\sqrt{3} U_{\phi})^2}{S_{HT}} = \frac{8,6}{100} \frac{(\sqrt{3} \cdot 2,94)^2}{5,2} = 0,42 \text{ Ом;}$$

– для трансформаторов агрегата:

$$x_{\phi T2} = \frac{0,42}{2} = 0,21 \text{ Ом;}$$

– двух агрегатов:

$$x_{\phi T(2\text{агр})} = \frac{0,21}{2} = 0,105 \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление при КЗ за одним трансформатором

$$x'_c = x_{\phi c} + x_{\phi л} + x_{\phi T1} = 0,073 + 0,084 + 0,42 = 0,577 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ за одним трансформатором

$$I_K = \frac{U_{2\Phi}}{x'_c} = \frac{2,940}{0,577} = 5095 \text{ А.}$$

Ток КЗ, приведенный к первичному напряжению трансформатора

$$I_{K(1)} = I_K \frac{\sqrt{3} U_{2\Phi}}{U_1} = 5095 \frac{\sqrt{3} \cdot 2,94}{35} = 740 \text{ А.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление до точки КЗ К2

$$x''_{\Sigma} = x_{\text{бс}} + \frac{x_{\text{бл}} + x_{\text{бT}(2\text{арп})}}{2} = 0,073 + \frac{0,084 + 0,105}{2} = 0,17 \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление КЗ за одним агрегатом до точки КЗ К1

$$x'''_c = x_{\text{бс}} + x_{\text{бл}} + x_{\text{бT}_2} = 0,073 + 0,084 + 0,21 = 0,367 \text{ Ом.}$$

Ток при коротком замыкании:

– за одним агрегатом (точка К1):

$$I_{dK} = K2 \frac{U_{2\Phi}}{x'''_c} = 2,7 \frac{2940}{0,367} = 21600 \text{ А;}$$

– за четырьмя агрегатами, работающими параллельно (точка К2):

$$I_{dK} = 2,7 \frac{U_{2\Phi}}{x''_c} = 2,7 \frac{2940}{0,17} = 46800 \text{ А.}$$

Б. Расчет токов КЗ для мостовой схемы выпрямления.

Напряжение выпрямленного тока при холостом ходу выпрямителя без учета активных сопротивлений питающей системы

$$U_{d0} = U_d + A \frac{u_K}{100} U_d = 3300 + 0,5 \frac{8,6}{100} 3300 = 3442 \text{ В.}$$

Фазное напряжение вторичной обмотки трансформатора

$$U_{2\Phi} = \frac{U_{d0}}{2,34} = \frac{3442}{2,34} = 1460 \text{ В.}$$

Базисное напряжение $U_{\text{б}} = U_{2\Phi} = 1460 \text{ В.}$

Индуктивное сопротивление питающей системы, приведенное к U_6 :

$$x_{\bar{c}} = \frac{(\sqrt{3} U_6)^2}{S_{Kc}} = \frac{(\sqrt{3} \cdot 1,46)^2}{350} = 0,0182 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление питающей линии 35 кВ, приведенное к U_6 :

$$x_{\bar{bl}} = x_{0l} \left(\frac{\sqrt{3} U_6}{U_1} \right)^2 = 0,4 \cdot 10 \left(\frac{\sqrt{3} \cdot 1,46}{35} \right)^2 = 0,0208 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление одного трансформатора, приведенное к U_6 :

$$x_{\bar{T}1} = \frac{u_K}{100} \frac{(\sqrt{3} U_6)^2}{S_{HT}} = \frac{8,6}{100} \frac{(\sqrt{3} \cdot 1,46)^2}{5,2} = 0,103 \text{ Ом;}$$

– для трансформаторов агрегата:

$$x_{\bar{T}2} = \frac{0,103}{2} \approx 0,05 \text{ Ом;}$$

– двух агрегатов:

$$x_{\bar{T}(2\text{арг})} = \frac{0,05}{2} = 0,025 \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление КЗ за одним трансформатором

$$x'_c = x_{\bar{c}} + x_{\bar{bl}} + x_{\bar{T}1} = 0,0182 + 0,0208 + 0,103 = 0,144 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ за одним трансформатором $I_K = \frac{U_{2\phi}}{x'_c} = \frac{1460}{0,144} = 10130 \text{ А.}$

Ток КЗ, приведенный к первичному напряжению трансформатора:

$$I_{K(1)} = I_K \frac{\sqrt{3} U_{2\phi}}{U_1} = 10130 \frac{1,73 \cdot 1,46}{35} = 730 \text{ А.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление до точки КЗ К2

$$x_c'' = x_{\text{бс}} + \frac{[x_{\text{бл}} + x_{\text{б(2агр)}}]}{2} = 0,0182 + \frac{(0,0208 + 0,025)}{2} = 0,0412 \text{ Ом.}$$

Суммарное индуктивное сопротивление КЗ за одним агрегатом до точки К1

$$x_c''' = x_{\text{бс}} + x_{\text{бл}} + x_{\text{бТ}_2} = 0,0182 + 0,0208 + 0,05 = 0,089 \text{ Ом.}$$

Ток КЗ при коротком замыкании:

– за одним агрегатом (точка К1):

$$I_{dK} = 1,35 \frac{U_{2\phi}}{x_c'''} = 1,35 \frac{1460}{0,089} = 22140 \text{ А;}$$

– за четырьмя агрегатами, работающими параллельно (точка К2):

$$I_{dK} = 1,35 \frac{U_{2\phi}}{x_c''} = 1,35 \frac{1460}{0,0412} = 47800 \text{ А.}$$

9.8. Учет РПН трансформаторов при расчетах токов короткого замыкания

Практически все современные трансформаторы имеют ответвления от обмоток для регулирования напряжения. В большинстве случаев изменение сопротивления трансформатора при регулировании напряжения, а следовательно, и изменение тока КЗ из-за этого не учитывается. Но в ряде случаев эти изменения приходится учитывать и возникает вопрос о вычислении сопротивления трансформатора при изменении числа витков его обмоток. У большинства трансформаторов распределительной сети ответвления для регулирования напряжения выполняются на стороне обмотки высшего напряжения. В соответствии с ГОСТ 11677-75 требуется, чтобы все трансформаторы допускали длительную работу при напряжении питания, превышающем номинальное напряжение данного ответвления не более чем на 5 % при номинальной нагрузке и 10 % кратковременно (до 6 ч в сутки) или длительно при нагрузке 25 % номинальной. Для трансформаторов распределительных сетей с регулированием типов ПБВ или РПН с достаточной для практики точностью сопротивление

трансформаторов для любого положения переключателя ответвлений Z_T можно определить по формуле

$$Z_T = Z_{ТН}(1 \pm \Delta N)^2, \quad (9.50)$$

где $Z_{ТН}$ – сопротивление трансформатора, определенное для номинального напряжения; ΔN – количество ответвлений (изменение напряжения при переводе переключателя в одно следующее положение), ОЕ.

В соответствии с ГОСТ для трансформаторов распределительных сетей предусматриваются два основных предела регулирования: для регулирования типа ПБВ – обычно $\pm 2 \times 2,5 \%$; для регулирования типа РПН у трансформаторов 25–630 кВ · А, 6–35 кВ $\pm 6 \times 1,67 \% = \pm 10 \%$. Для трансформаторов большой мощности более высоких напряжений пределы регулирования доводят до $\pm 16 \%$.

Большинство трансформаторов в распределительных сетях имеют пределы регулирования типа ПБВ $\pm 2 \times 2,5 \%$. Сопротивление таких трансформаторов, определенное по выражению (9.50), будет изменяться в пределах

$$Z_{T1} = Z_{ТН}(1 \pm 0,05)^2 = (1,1 \dots 0,91)Z_{ТН}.$$

При неизменном напряжении питания, равном номинальному напряжению основного ответвления U_H , и питания от системы бесконечной мощности ток трехфазного КЗ на выводах низшего напряжения будет изменяться в следующих пределах:

$$I_K^{(3)} = U_H / ((1,1 \dots 0,91)Z_{ТН}) = (0,91 \dots 1,1)U_H / Z_{ТН}.$$

При регулировании типа РПН в пределах $\pm 10 \%$ сопротивление трансформатора будет изменяться в пределах

$$Z_T = Z_{ТН}(1 \pm 0,1)^2 = (1,21 \dots 0,81)Z_{ТН},$$

а ток – в пределах

$$I_K^{(3)} = U_H / ((1,21 \dots 0,81)Z_{ТН}) = (0,825 \dots 1,23)U_H / Z_{ТН}.$$

Допускается работа трансформаторов при напряжении на его вводе на 10 % превышающем номинальное напряжение.

Значение токов КЗ (за единицу принят ток КЗ при номинальном напряжении U_H) при различных напряжениях питания U_p и различных положениях переключателя ответвлений приведены в табл. 9.11.

За расчетное напряжение питания U_p принимается вторичное напряжение трансформаторов, питающих распределительную сеть. Для современных трансформаторов – это 38,5; 11 и 6,6 кВ, что составляет 1,1 номинального напряжения сетевых трансформаторов 35; 10 и 6 кВ. Следовательно, расчетные условия (расчетное напряжение, равное 1,1 номинального напряжения сетевых трансформаторов, и номинальное сопротивление) соответствуют среднему значению тока КЗ 1,1. При установке переключателей ответвления при регулировании ПБВ в положения $\pm 5\%$ токи КЗ отличаются всего на 5% от расчетного, что вполне допустимо.

Таблица 9.11

Токи КЗ при различных положениях переключателя РПН

Параметр	Положение переключателя				
	-10	-5	0	+5	+10
Напряжение питания U_p , ОЕ	1	1,05	1,1	1,15	1,2
Сопротивление трансформатора Z_T , ОЕ	1,21	1,15	1,1	1,05	0,99
Ток КЗ $I_K^{(3)}$, ОЕ	0,825	0,91	1	1,1	1,23

При регулировании напряжения устройствами типа РПН в пределах $\pm 10\%$ возможные отклонения действительного тока от расчетного больше. Но трансформаторы с РПН имеют автоматическое управление, и отклонение действительного напряжения питания U_p от номинального напряжения $U_{p.н}$ ответвления не превосходит одной ступени регулирования или 1,67%. В этом случае при положении переключателя ответвлений ($\pm 10\%$) ток будет равен

$$I_K^{(3)} = (1,1 \dots 1,07) U_p / Z_{ТН}$$

или

$$I_K^{(3)} = (0,9 \dots 0,96) U_p / Z_{ТН}.$$

Следовательно, принятые расчетные условия обеспечивают определение расчетного тока КЗ при любых положениях ответвлений и питания от системы бесконечной мощности с точностью $\pm(5-10)\%$, что вполне достаточно. Действительные значения отклонений будут еще меньше, так как последовательно с сопротивлением трансформатора будет включено сопротивление линии распределительной сети.

Для трансформаторов с регулированием РПН в пределах $\pm 16\%$ применяется автоматическое регулирование напряжения. Вопрос об учете изменения сопротивления трансформаторов решается в зависимости от местных условий, в основном от пределов действительного колебания напряжения.

Контрольные вопросы и задания

1. Как влияет группа соединений трансформатора на токи симметричных и несимметричных КЗ?
2. Как производится определение границ действия защит при однофазных КЗ в сети с асинхронными двигателями?
3. Каковы особенности расчетов токов КЗ в распределительных сетях напряжением 6–35 кВ?
4. Как определяются расчетные сопротивления воздушных и кабельных линий, проводов, шинпроводов, реакторов и трансформаторов?
5. Каковы особенности расчета токов трехфазных и однофазных КЗ в сетях с напряжением 0,4 кВ?
6. В какой последовательности производится расчет начального значения периодической составляющей и ударного тока КЗ в распределительных сетях?
7. Каков метод расчета периодической составляющей тока КЗ для произвольного момента времени в распределительных сетях?
8. Перечислите основные методы расчетов несимметричных КЗ в распределительных сетях.
9. Как производится учет двигателей и комплексной нагрузки при расчетах токов КЗ в распределительных сетях?
10. Как производится учет сопротивления дуги в месте КЗ?
11. Как определяется максимальный и минимальный ток КЗ в сети 0,4 кВ?
12. Почему в промышленных электроустановках применяют выпрямленный ток?
13. Какие трехфазные схемы выпрямления наиболее распространены в промышленных установках?
14. Укажите последовательность расчета тока КЗ на стороне выпрямленного тока при трехфазных схемах выпрямления.
15. Как влияет ПБВ и РПН на сопротивление трансформаторов?
16. Как наличие ПБВ и РПН влияет на ток КЗ?

ГЛАВА 10. Методы и средства ограничения токов короткого замыкания

10.1. Качество электромагнитных переходных процессов. Уровни токов короткого замыкания

Основными источниками электроснабжения промышленных предприятий являются ЭЭС. Тенденция увеличения числа и мощности источников электрической энергии в ЭЭС, приближение источников питания к потребителям, увеличение числа и мощности синхронных и асинхронных двигателей в узлах нагрузки означает одновременно повышение уровней мощностей и токов КЗ на шинах понижающих подстанций и в распределительных электрических сетях ЭЭС. Это обуславливает предъявление повышенных требований в отношении функционирования коммутационной аппаратуры, релейной защиты, системной автоматики, а также электродинамической и термической стойкости элементов ЭЭС и коммутационной способности электрических аппаратов. В последние годы стали весьма актуальными вопросы воздействия токов КЗ не только на жесткие шины, кабели и электрические аппараты, но и на генераторы, силовые трансформаторы, а также гибкие проводники электроустановок.

Рост уровней токов КЗ является одной из основных причин снижения эксплуатационной надежности силовых трансформаторов. Так, в США аварийность силовых трансформаторов напряжением 34,5–138 кВ и мощностью до 50 МВ · А из-за недостаточной электродинамической стойкости к сквозным токам КЗ за один год возросла с 68 до 180 отказов. Подобные случаи наблюдались в энергосистемах ряда других стран. В связи с этим Международная электротехническая комиссия (МЭК) в стандарте на трансформаторы практически в два раза повысила требования к электродинамической стойкости трансформаторов.

Анализ электромагнитных переходных процессов с оценкой их качества необходим для проектирования и правильной эксплуатации ЭЭС.

Качество переходных процессов, с точки зрения согласования с требованиями, предъявляемыми к ЭЭС и их элементам, характеризуется качественными и количественными показателями. Показатели качества электромагнитных переходных процессов, возникающих при переходе СЭС из нормального режима работы в аварийный, оцениваются по следующим их свойствам, характеристикам и последствиям:

1. По длительности переходного процесса. Длительность переходного процесса – это интервал времени, в течение которого СЭС переходит из одного установившегося состояния работы в другое установившееся состояние.

Время существования аварийного режима при переходных процессах, возникающих вследствие внезапных нарушений нормального режима, обычно стремятся сократить, оценивая расчетную продолжительность аварийного режима. Этот интервал времени складывается из минимального времени действия средств релейной защиты $t_{р.з}$ и собственного времени отключения коммутационной аппаратуры:

$$\tau = t_{р.з} + t_{откл.}$$

2. По характеру переходного процесса. Характер переходного процесса оценивается по изменению тока во времени, который зависит от мощности источников электрической энергии, параметров электрических сетей, наличия на генераторах средств АРВ, наличия в электрических сетях устройств АПВ.

Количественными оценками характера переходного процесса являются коэффициент затухания периодической составляющей тока КЗ

$$\gamma_{пт} = I_{пт} / I'' \quad (10.1)$$

и коэффициент затухания аperiodической составляющей тока КЗ

$$\gamma_{ат} = i_{ат} / i_{a(t=0)}. \quad (10.2)$$

3. По опасности последствий переходных процессов для оборудования ЭЭС, которые оцениваются следующими показателями изменения тока КЗ:

- электродинамической стойкостью элемента ЭЭС (проверяется по ударному току при трехфазном КЗ);
- термической стойкостью (оценивается по наибольшему тепловому импульсу тока при трехфазном или двухфазном КЗ).

4. По существенности влияния параметров аварийного переходного процесса на нормальные режимы работы ЭЭС и ее элементов. Для СЭС предприятий оценка этого влияния отражается

в зависимостях показателей качества электрической энергии у электроприемников со сложным режимом потребления энергии от мощности КЗ.

5. По стоимости дополнительных мероприятий для улучшения характеристик переходного процесса в СЭС. Для СЭС крупных предприятий токи КЗ достигают на приемных пунктах электрической энергии таких значений, что без их ограничения обойтись нельзя. Решение и осуществление этой задачи требуют дополнительных капитальных вложений в СЭС.

Таким образом, показатели качества электромагнитных переходных процессов по-разному характеризуют условия функционирования СЭС и электроприемников. В основе количественной оценки всех показателей лежат токи и мощности КЗ. С точки зрения снижения стоимости элементов СЭС и облегчения условий их работы желательно уменьшение уровней тока и мощности КЗ, а с точки зрения обеспечения качества электрической энергии у электроприемников, наоборот, необходим их высокий уровень. Это и определяет задачу поиска компромиссного выбора показателей качества переходных процессов.

С целью уменьшения воздействия токов КЗ на электрооборудование предложены и используются различные методы и средства ограничения токов КЗ. Учитывая специфику развития ЭЭС, вопросы устойчивости и надежности работы ЭЭС, а также технико-экономические характеристики, в настоящее время разрабатываются и исследуются принципиально новые средства токоограничения, позволяющие ограничить не только значение тока КЗ, но и продолжительность КЗ.

В общем случае решение указанной задачи возможно следующими путями:

- повышением быстродействия коммутационной аппаратуры;
- созданием и использованием новых сверхбыстродействующих коммутационных аппаратов, способных безынерционно, т. е. в течение первого полупериода, ограничить и отключить ток КЗ;
- использованием безынерционных и инерционных токоограничивающих устройств (ТОУ).

Условия протекания, ограничения и отключения тока КЗ показаны на рис. 10.1. При использовании в сети четырехпериодных выключателей отключение тока КЗ в зависимости от быстродействия релейной

защиты происходит в моменты А или А'. Внедрение двухпериодных выключателей позволяет отключить ток КЗ в моменты В или В'.

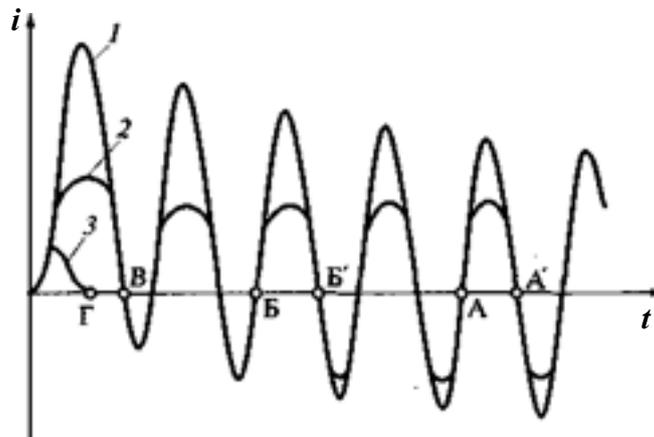


Рис. 10.1. Условия отключения и ограничения тока КЗ:
 1 – ток КЗ в цепи; 2 – ограничение тока КЗ безынерционным ТОУ; 3 – ограничение тока КЗ токоограничивающим коммутационным аппаратом

Использование синхронизированных или тиристорных выключателей с естественной коммутацией позволяет отключить ток КЗ в момент В, т. е. при первом переходе тока через нуль. Как видно, переход от четырех- к двухпериодным, а затем и к синхронизированным выключателям позволяет снизить термическое действие тока КЗ на электрооборудование, но не ограничивает максимальное электродинамическое воздействие, определяемое ударным током, который в указанных случаях не ограничивается.

Электродинамическое воздействие тока КЗ можно снизить путем использования токоограничивающих коммутационных аппаратов. Таковыми могут быть, например, тиристорные выключатели с принудительной коммутацией, ограничители ударного тока взрывного действия и токоограничивающие предохранители. Использование указанных аппаратов позволяет ограничить, а затем отключить ток КЗ в момент Г (кривая 3, рис. 10.1). Термическое и электродинамическое воздействия тока КЗ можно снизить путем использования таких безынерционных токоограничивающих устройств (БТОУ), как резонансные токоограничивающие устройства (кривая 2).

В ряде случаев для уменьшения термического воздействия тока КЗ и облегчения условий работы коммутационной аппаратуры могут быть использованы также инерционные токоограничивающие устройства, например, устройства автоматического деления сети или

устройства, состоящие из реактора, нормально зашунтированного выключателем.

Очевидно, что наибольшее ограничение тока КЗ достигается при использовании безынерционных токоограничивающих коммутационных устройств, однако такое решение задачи в настоящее время сдерживается либо отсутствием указанных устройств с необходимыми параметрами и эксплуатационными характеристиками, либо их высокой стоимостью.

Требуют разработки, освоения и снижения стоимостных показателей синхронизированные выключатели, ТОУ со сверхпроводниками и безынерционные токоограничивающие устройства.

10.2. Классификация методов и средств ограничения токов короткого замыкания

Для ограничения токов КЗ на электростанциях и в сетях ЭЭС используются следующие методы:

- метод оптимизации структуры и параметров сети (схемные решения);
- стационарного или автоматического деления сети;
- использования токоограничивающих устройств;
- оптимизации режима заземления нейтралей элементов электрических сетей;
- изменения схем электрических соединений обмоток трансформаторов и автотрансформаторов.

В качестве средств ограничения токов КЗ соответственно используются или могут быть использованы:

- устройства автоматического деления сети;
- токоограничивающие реакторы (неуправляемые и управляемые, с линейной или с нелинейной характеристикой);
- трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения;
- трансформаторы с повышенным напряжением короткого замыкания;
- безынерционные токоограничивающие устройства различного типа (резонансные, реакторно-вентильные, со сверхпроводящими элементами и т. п.);

- токоограничивающие коммутационные аппараты;
- токоограничивающие резисторы;
- вставки постоянного тока и вставки переменного тока промышленной частоты;
- автотрансформаторы, нормально выполненные без третичной обмотки, соединенной в треугольник;
- разземление нейтралей части трансформаторов;
- заземление нейтралей части трансформаторов и автотрансформаторов через реакторы, резисторы или иные токоограничивающие устройства;
- замена на связях распределительных устройств различного напряжения автотрансформаторов на трансформаторы;
- автоматическое размыкание в аварийных режимах третичных обмоток автотрансформаторов;
- специальные схемы соединения обмоток трансформаторов блоков.

В зависимости от местных условий и требуемой степени ограничения токов при различных видах КЗ, а также от технико-экономических показателей для ограничения токов КЗ в конкретных электроустановках или в конкретных сетях ЭЭС необходимы различные средства токоограничения или их комбинации, дающие наибольший технико-экономический эффект.

В настоящее время в ЭЭС для ограничения токов КЗ наиболее часто используются: стационарное и автоматическое деления сети, токоограничивающие реакторы и аппараты, трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения, а также разземление нейтралей части силовых трансформаторов сети, их заземление через реакторы и резисторы.

Другие методы и средства ограничения токов КЗ находятся в стадии исследований, опытно-конструкторской и проектной проработки.

По уровню токов и мощностей КЗ осуществляется выбор сечения шин, токопроводов, проводов и кабелей, отключающую и коммутационную способность аппаратов, электродинамическую и термическую стойкость токоведущих частей и конструкций электрооборудования. Выбор электрооборудования по факторам аварийного режима не только означает предъявление более жестких требований к его техническим характеристикам, но и приводит к соответствующему росту его стоимостных показателей.

При проектировании ЭЭС решается технико-экономическая задача ограничения уровней токов и мощностей КЗ до значений, допустимых для параметров электрооборудования, которое экономически целесообразно применять. В процессе развития ЭЭС при включении новых источников электрической энергии возникает задача ограничения уровней токов и мощностей КЗ, если они превышают параметры установленного электрооборудования. При ее решении используют различные меры, направленные на увеличение сопротивления цепи КЗ, локализацию в аварийном режиме источников ее питания и отключение поврежденной электрической сети за время $t < 1/(4f)$ (для частоты тока $f = 50$ Гц оно составляет $t < 5$ мс).

10.3. Схемные решения

Структура и схемы электрических соединений элементов ЭЭС выбираются на стадии ее проектирования и реконструкции. В основу принимаемых решений при этом должны быть положены следующие принципы:

1. Максимальное приближение источников питания к электроприемникам. В длительных режимах используется централизованное электроснабжение от ЭЭС через один или несколько приемных пунктов. Для СЭС промышленных предприятий характерным является наличие нескольких источников питания цепи КЗ:

- собственные источники электрической энергии в виде генераторов ТЭС;
- подстанции связи с районной энергетической системой;
- синхронные компенсаторы, а также крупные синхронные и асинхронные двигатели.

Долевое участие каждого источника в питании места КЗ зависит от их мощности и электрической удаленности.

Приближение основного источника питания означает уменьшение количества промежуточных пунктов трансформации в СЭС и увеличение количества элементов сети, рассчитываемых на более высокие напряжения, а следовательно, на меньшие рабочие токи и токи КЗ. Все источники питания предприятия с целью резервирования связываются между собой токопроводами, КЛ и ВЛ на питающем или вторичном напряжениях. При этом резервирование большого количества элементов связи на вторичном напряжении позволяет получить меньшие уровни токов КЗ.

2. Секционирование всех ступеней распределения электрической энергии в СЭС. Это требование тесно связано с выбором количества и мощности трансформаторов главных понижающих подстанций (ГПП) и трансформаторных пунктов (ТП), количества и пропускной способности питающих линий. Такое построение СЭС позволяет увеличить электрическое сопротивление сети протеканию тока КЗ и предотвратить развитие аварии, локализовав место КЗ.

3. Построение и выбор конфигурации электрической сети (радиальной, магистральной, радиально-магистральной) должны обосновываться (наряду с такими основными факторами, как надежность, потери мощности и энергии, расход цветного металла и др.) также степенью использования сечений проводников, выбранных по току КЗ.

4. Использование ступенчатого токоограничения в схеме электроснабжения, при котором токоограничивающие устройства устанавливаются на нескольких последовательных ступенях распределения электрической энергии.

Выбор режима эксплуатации сети тесно связан со схемными решениями. В СЭС рекомендуется раздельная работа силовых трансформаторов ГПП и ТП. Схемы электрических соединений должны отвечать требованиям надежности, простоты и экономичности.

Совместно с раздельной работой источников электрической энергии разукрупнение подстанции и секционирование всех ступеней распределения энергии дают возможность получить в нормальном режиме наибольшее сопротивление цепи КЗ. В нормальном режиме все секции РУ работают независимо, а необходимая степень бесперебойности электроснабжения обеспечивается включением секционных выключателей с использованием устройств АВР.

Схемы питания СЭС при проектировании внешнего электроснабжения выбираются на основе фактической мощности КЗ, поступающей от ЭЭС, требуемой степени бесперебойности электроснабжения, состава и территориального размещения электроприемников. При этом необходимо также оценивать токи КЗ, генерируемые синхронными и асинхронными двигателями, а также возможности дальнейшего развития СЭС.

Определяющим для уровней токов КЗ в СЭС является выбор схемы электрических соединений ГПП как узла связи между ЭЭС и распределительной сетью СЭС.

Чем больше мощность понижающего трансформатора связи ЭЭС, тем больше токи КЗ на шинах ГПП. Для их уменьшения следует разукрупнять по мощности подстанции СЭС или применять схемы электрических соединений, ограничивающие уровень токов КЗ на шинах вторичного напряжения. На рис. 10.2 показаны варианты схем электрических соединений, которые рекомендуется использовать в связи с повышением единичной установленной мощности трансформаторов.

Схемные решения принимаются, как правило, на стадии проектирования схем развития энергосистем, а также при проектировании мощных электростанций и схем развития сетей повышенного напряжения. Они предусматривают изменение степени жесткости электрических связей между сетями. Схемные решения состоят в выборе оптимальных (при поставленных условиях и ограничениях) схем выдачи мощности электростанций, структуры и параметров элементов сетей энергосистем. Они включают в себя также решение вопроса об укрупнении или разукрупнении мощностей электростанций и подстанций.

Схемные решения в первую очередь касаются принципиальных схем выдачи мощности электростанций. В середине XX в. в связи с вводом в ЭСС генераторов мощностью 300–1200 МВт и укрупнением единичных мощностей электростанций до 3600–6400 МВт произошел вынужденный переход от схемы выдачи мощности, показанной на рис. 10.2, а, к схеме на рис. 10.2, б, а затем к схеме на рис. 10.2, в.

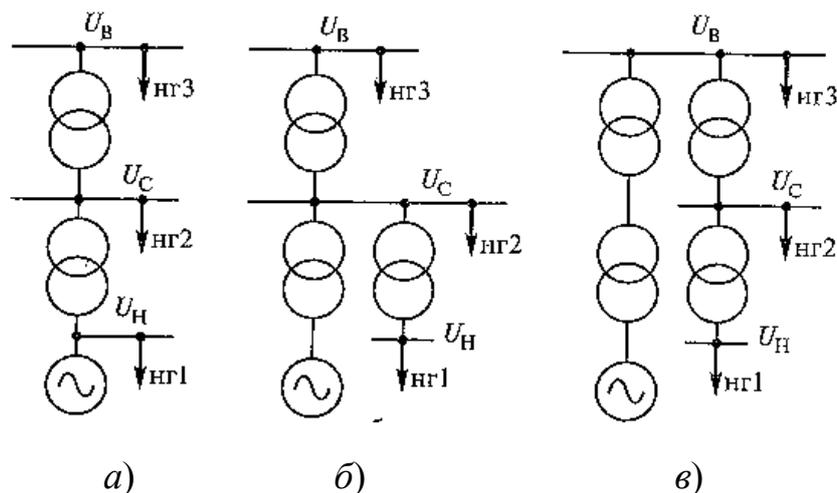


Рис. 10.2. Принципиальные схемы выдачи мощности электростанций

При схеме, показанной на рис. 10.2, *а*, характерной для электростанций типа ТЭЦ с генераторами мощностью 30–100 МВт, возникали значительные трудности с ограничением токов КЗ в сетях низшего и среднего напряжений.

При применении схемы, показанной на рис. 10.2, *б*, характерной для блочных электростанций с генераторами мощностью 100–300 МВт, наибольший рост уровней токов КЗ наблюдается в сети среднего напряжения, меньший – в сети высшего напряжения; в сети низшего напряжения уровень токов КЗ стабилизируется.

При применении схемы, приведенной на рис. 10.2, *в*, характерной для блочных электростанций с генераторами мощностью 300–1200 МВт, наибольший рост уровней токов КЗ наблюдается в сети высшего напряжения (330–750 кВ), меньший – в сети среднего напряжения и еще меньший – в сети низшего напряжения. Таким образом, изменение схемы выдачи мощности электростанций приводит к изменению темпа роста уровней токов КЗ в сетях различного напряжения энергосистем. При этом в сетях более низкого напряжения могут быть образованы регионы со стабильным наибольшим уровнем токов КЗ.

Эффективным схемным решением, ограничивающим рост уровней токов КЗ, является оптимизация структуры сети. Для каждой структуры с учетом параметров элементов сети при прочих равных условиях (площадь электроснабжения, суммарная нагрузка, подключенная мощность генерирующих источников) характерны: значение наибольшего уровня токов КЗ, кривые распределения уровней токов КЗ по узлам сети и темп роста уровней токов КЗ при развитии сети.

Схемные решения могут предусматривать (рис. 10.3):

- выделение части территории (регионов) сетей одного напряжения, связанных между собой только через сеть повышенного напряжения (рис. 10.3, *а*), это так называемое периферийное или продольное разделение сетей;

- наложение сетей одного и того же напряжения на площади данного региона со связью этих сетей через сеть повышенного напряжения (рис. 10.3, *б*) – так называемое местное или поперечное разделение сетей. Данное решение позволяет при значительном росте нагрузки иметь сети со стабильным наибольшим уровнем токов КЗ;

- разукрупнение электростанций (по мощности);

- разукрупнение узлов сети (по генерируемой мощности), в частности, разделение распределительных устройств повышенного на-

пряжения мощных электростанций на самостоятельные части с обеспечением параллельной работы через узловыe подстанции сети, а также перевод части блоков электростанций на сети более высокого напряжения;

- использование схем блоков генератор-трансформатор-линия.

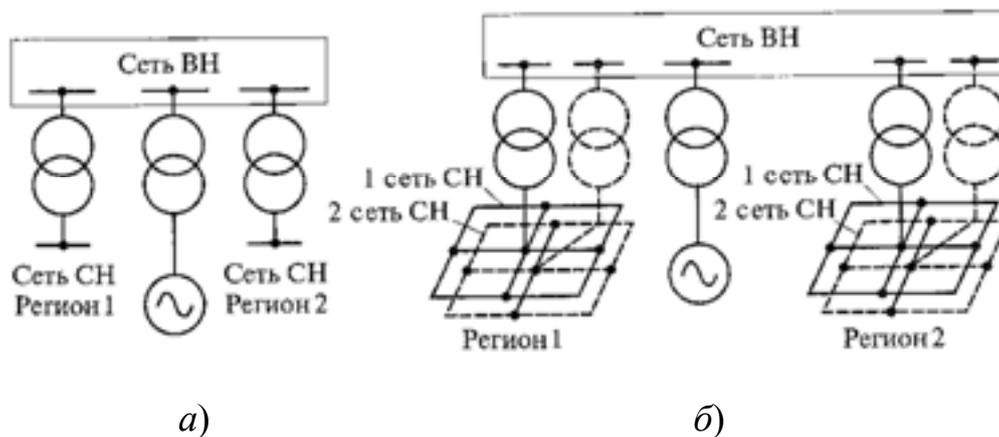


Рис. 10.3. Варианты схемных решений: а – продольное разделение сетей; б – поперечное разделение сетей

10.4. Деление сети

Стационарное или автоматическое деление сетей выполняется обычно в системах внешнего электроснабжения в связи с увеличением числа и мощности источников электрической энергии как в ЭЭС, так и на собственных ТЭЦ. Необходимость деления сети получается в тех случаях, когда уровень токов КЗ в узлах нагрузки превышает допустимый уровень по параметрам электрооборудования, находящегося в эксплуатации. Заметим, что деление сети существенно влияет на эксплуатационные режимы, устойчивость и надежность работы ЭЭС, а также на потери мощности и энергии в сетях.

Возможность деления сети используют в процессе эксплуатации, когда требуется ограничить рост уровней токов КЗ при развитии энергосистем. Различают деление сети на стационарное (СДС) и автоматическое (АДС).

Стационарное деление исходной схемы сети (рис. 10.4, а) выполняют в нормальном режиме таким образом, чтобы максимальный уровень тока КЗ в конкретном узле нагрузки не превышал допустимый по параметрам установленного электрооборудования (рис. 10.4, б, в).

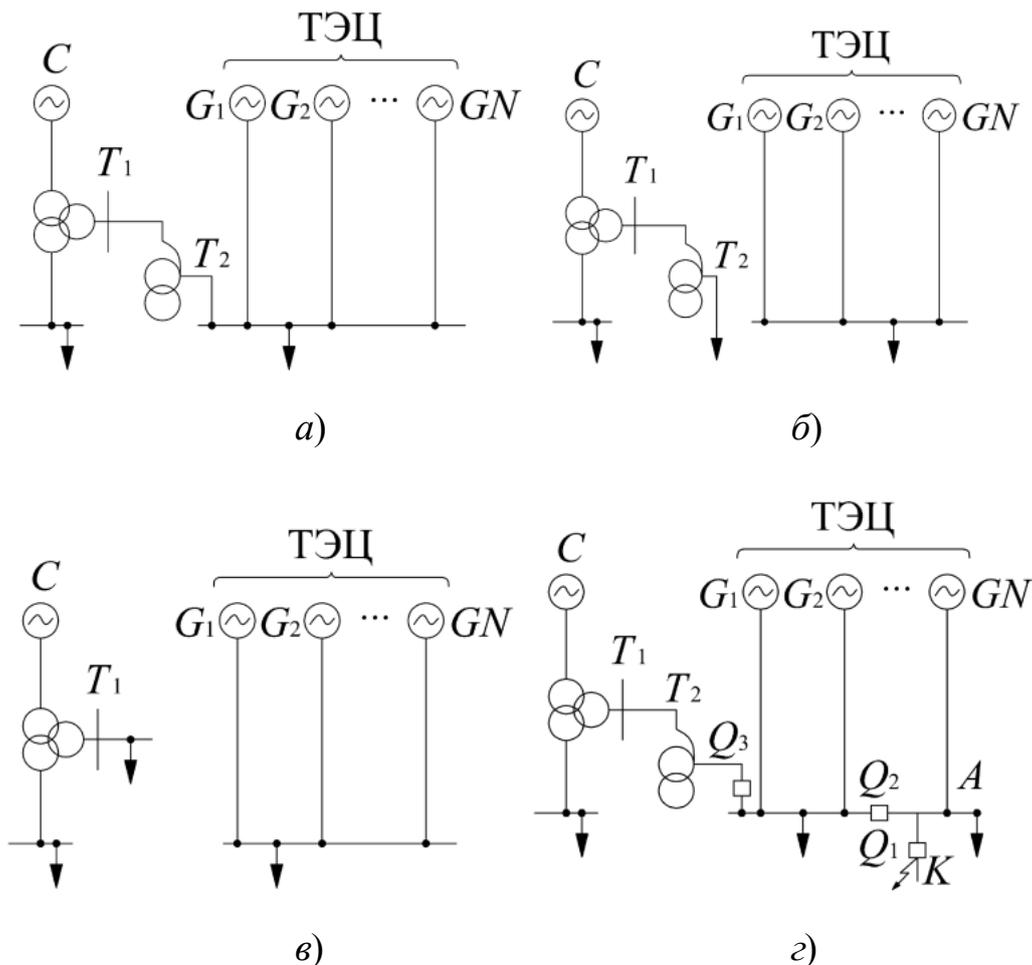


Рис. 10.4. Деление исходной схемы сети (а) на стационарное (б, в) и автоматическое (з)

Автоматическое деление сети осуществляют в аварийных режимах последовательной локализацией места КЗ (рис. 10.4, з). При КЗ в точке K производится отключение части источников питания места повреждения (выключателем Q_2 , Q_3), а затем выключателем Q_1 отключается присоединение.

Последовательное отключение источников питания цепи тока КЗ позволяет применять коммутационные аппараты с меньшей отключающей способностью по сравнению с аппаратами, соответствующими действительному уровню тока КЗ.

Стационарное деление сети – это деление сети в нормальном режиме, осуществляемое с помощью секционных, шиносоединительных или линейных выключателей мощных присоединений электроустановок. В последнем случае деление сети связано с выведением из работы соответствующих линий электропередачи или автотрансформаторов связи, т. е. с замораживанием капиталовложений.

Стационарное деление сети производят тогда, когда наибольший уровень тока КЗ в данной сети или уровень тока КЗ в конкретном узле сети превышает допустимый с точки зрения параметров установленного оборудования.

На подстанциях и электростанциях, имеющих распределительные устройства генераторного напряжения, деление сети может осуществляться как на высшем, так и на низшем напряжении. Это зависит от того, в сети какого напряжения требуется и имеется возможность снизить уровень тока КЗ.

На блочных электростанциях деление сети осуществляют в распределительных устройствах повышенного напряжения. В зависимости от требуемой степени токоограничения принимают тот или иной вариант деления сети. На рис. 10.5–10.7 приведены возможные варианты деления сети на блочных электростанциях. На схеме рис. 10.5, б показано деление распределительного устройства на две части, а на рис. 10.5, в – схема с удлиненными блоками. На рис. 10.6, в показано деление сети путем разрыва автотрансформаторной связи между распределительными устройствами двух повышенных напряжений. На рис. 10.7, б показано деление сети путем разрыва автотрансформаторных связей между двумя или тремя распределительными устройствами повышенных напряжений. Следует отметить, что деление сети оказывает существенное влияние на режимы, устойчивость и надежность работы электростанций и энергосистем, а также на потери мощности и энергии в сетях, что должно быть тщательно проанализировано при выборе варианта деления сети.

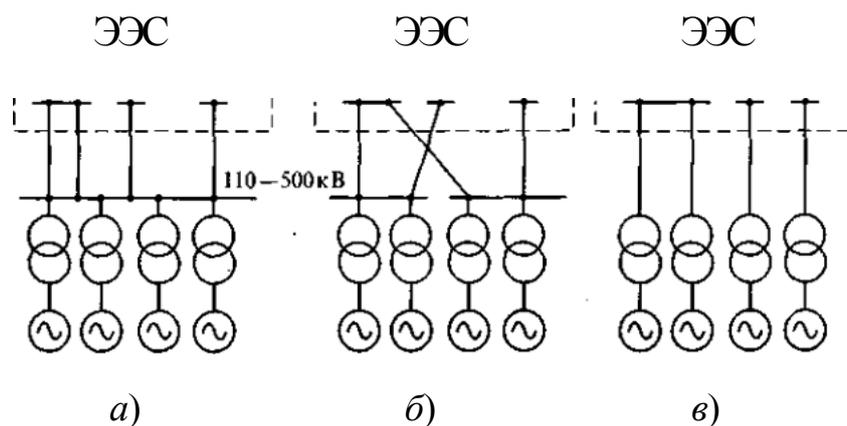


Рис. 10.5. Деление сети на электростанции с одним РУ повышенного напряжения: а – исходная схема; б – деление РУ на две части; в – схема с удлиненными блоками

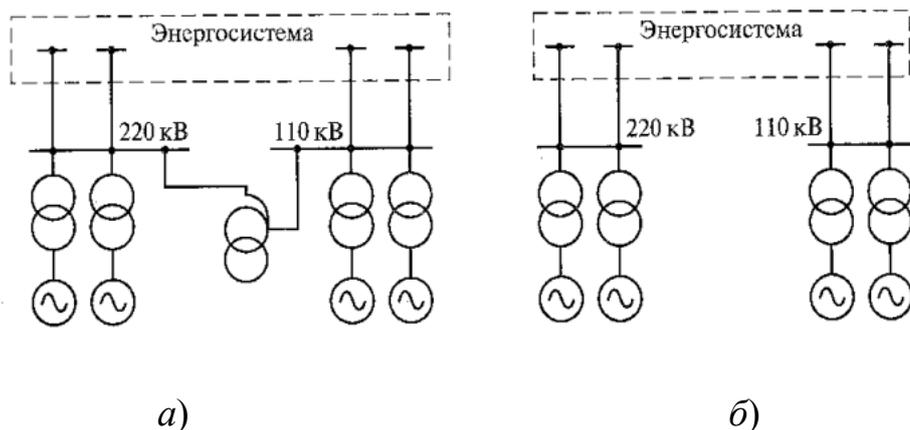


Рис. 10.6. Деление сети на электростанции с двумя РУ повышенного напряжения: а – исходная схема; б – разрыв автотрансформаторной связи между РУ двух повышенных напряжений

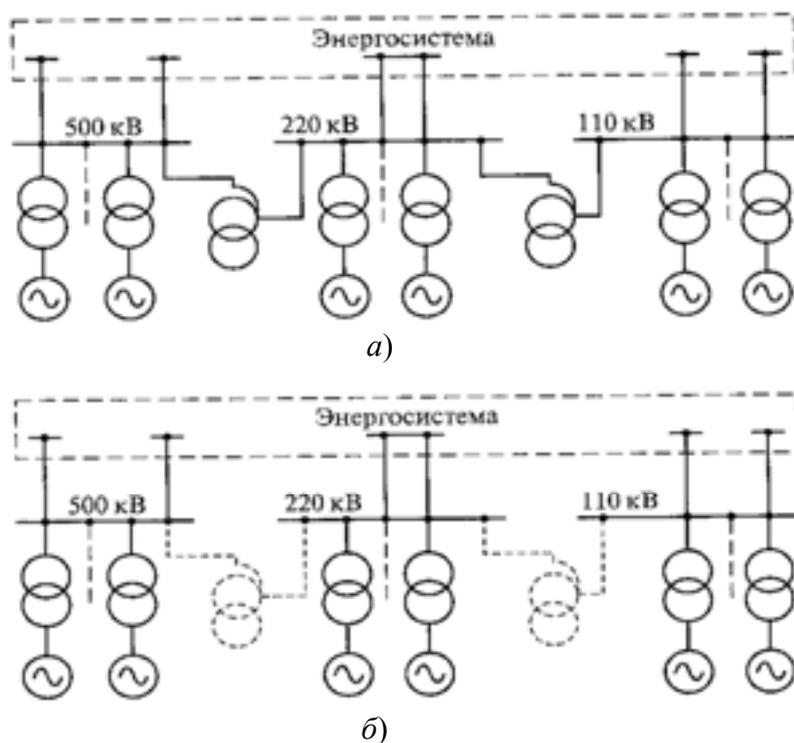


Рис. 10.7. Деление сети на электростанции с тремя РУ повышенного напряжения: а – исходная схема; б – разрыв автотрансформаторных связей между двумя или тремя РУ повышенных напряжений

Автоматическое деление сети осуществляется в аварийном режиме с целью облегчения работы коммутационных аппаратов при отключении ими поврежденной цепи. Оно выполняется на секцион-

ных или шиносоединительных выключателях, реже – на выключателях мощных присоединений. При повреждении на присоединении распределительного устройства (на линии) вначале отключается секционный или шиносоединительный выключатель, затем линейный выключатель и осуществляется цикл автоматического повторного включения. Автоматическое деление сети может использоваться во внешнем электроснабжении предприятий в сетях напряжением 35 кВ и выше. Такая операция реализуется с применением устройств противоаварийной автоматики и коммутационных аппаратов, устанавливаемых на мощных присоединениях, между секциями РУ и на вводах.

При автоматическом делении сети отключается значительно меньший ток, чем полный ток КЗ в поврежденной цепи. Поэтому эта операция не встречает затруднений. Однако вся система каскадного отключения токов КЗ с применением устройств АДС имеет ряд недостатков:

- требуется, чтобы выключатели присоединений были способны выдержать полный сквозной ток КЗ и включиться без повреждения на КЗ в своей цепи;

- в результате деления возможно появление в послеаварийном режиме существенного небаланса мощностей источников и нагрузки в разделившихся частях сети, что влияет на устойчивость и надежность работы ЭЭС;

- время восстановления нормального режима значительно и достигает 5–10 с.

В целом устройства АДС относительно дешевы, просты и надежны. Поэтому они нашли достаточно широкое применение в энергосистемах. В 1972 г. 45 энергосистем использовали устройства АДС в сетях 35–500 кВ. Всего было установлено 229 комплектов АДС, а в 1990 г. даже по неполным данным в энергосистемах эксплуатировалось уже 283 комплекта АДС.

10.5. Общие требования к токоограничивающим устройствам

Короткие замыкания сопровождаются появлением значительных токов, снижением напряжения в узлах сети и сбросом активной нагрузки генераторов электростанций. С учетом этого к токоограничивающим устройствам (ТОУ) предъявляются следующие общие требования:

- ограничить значения токов КЗ;

- поддержать на возможно более высоком уровне напряжение в узлах сети;
 - уменьшить по возможности сброс активной нагрузки с генераторов электростанций;
 - не оказывать существенного влияния на нормальный режим работы сети;
 - обеспечить в аварийном режиме условия, необходимые для действия релейной защиты сети;
 - не вносить существенных нелинейных искажений в параметры режима сети, особенно при нормальном режиме ее работы;
 - иметь стабильные характеристики при изменении схемы сети.
- Отсюда следует, что параметры ТОУ должны удовлетворять следующим условиям при $I < I_{гр}$:

$$\Delta U \rightarrow 0; \Delta P \rightarrow \min; Z \rightarrow 0, \quad (10.3)$$

где $I_{гр}$ – граничный ток, при котором ТОУ должно вступить в действие или «сработать»; ΔU – падение напряжения в ТОУ; ΔP – потери мощности в ТОУ; Z – сопротивление ТОУ.

Если выполняется условие (10.3), то режим работы генераторов и предвключенной нагрузки НГ1 (рис. 10.8) не изменяется при переходе от нормального режима к режиму КЗ.

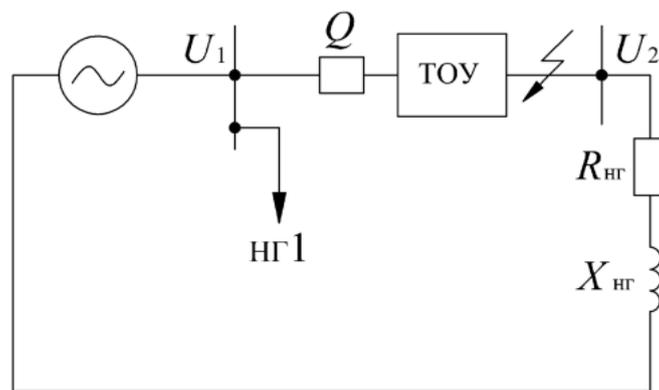


Рис. 10.8. Схема, поясняющая требования к ТОУ:
 Q – выключатель; $R_{нг}$ и $X_{нг}$ – активное и индуктивное сопротивления нагрузки; нг1 – нагрузка на шинах с напряжением U_1

Анализ показывает, что для удовлетворения вышеперечисленных общих требований и условий токоограничивающее устройство должно обладать нелинейной характеристикой.

10.6. Токоограничивающие реакторы

Токоограничивающие реакторы представляют собой дополнительные реактивные сопротивления, включаемые в различных точках электрической сети напряжением 6–220 кВ. Их назначением является снижение тока КЗ за реактором и сохранение требуемого уровня остаточного напряжения в узловых точках сети перед реактором. В зависимости от места включения различают реактирование присоединений (рис. 10.9, а), вводов (рис. 10.9, б), секции (10.9, в) и их сочетания (рис. 10.9, г). По схеме включения различают одноцепные и сдвоенные (расщепленные) реакторы. Отличие сдвоенного реактора от одинарного заключается в наличии среднего вывода обмотки, поэтому возможны различные схемы его включения и использования.

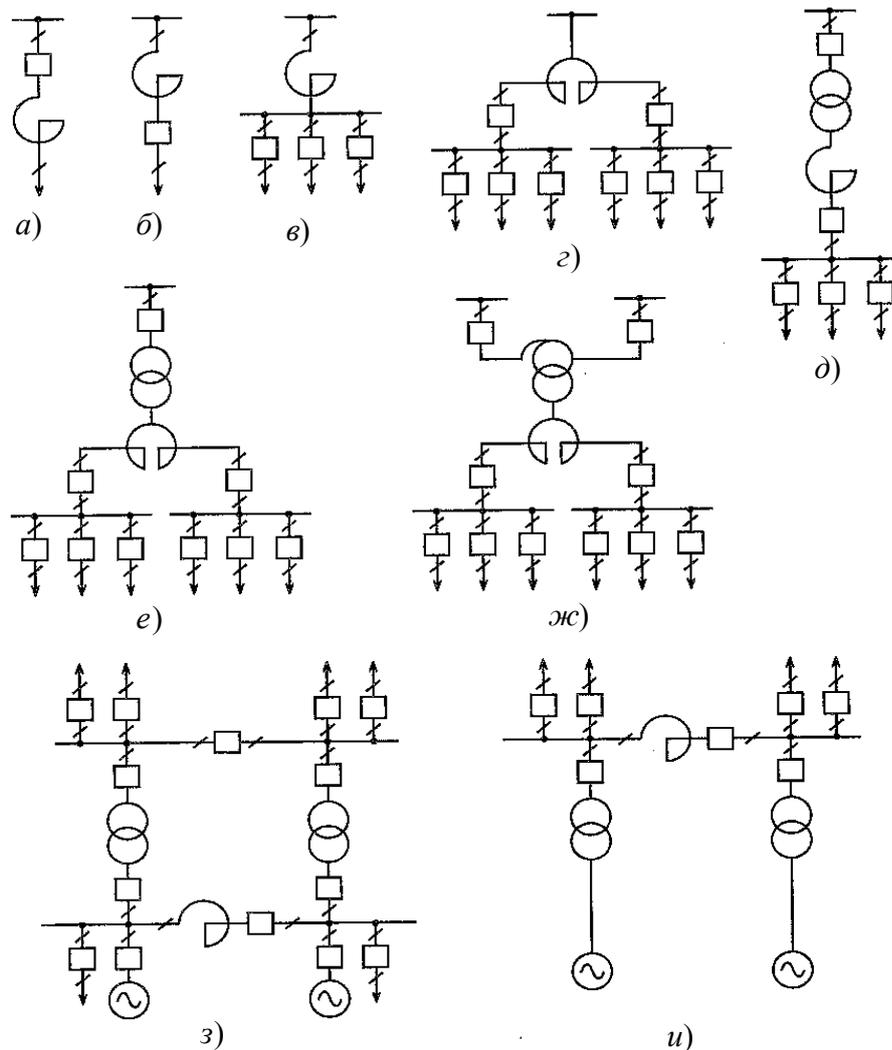


Рис. 10.9. Возможные схемы включения (а–и) линейных и секционных реакторов

Для уменьшения затрат следует стремиться к применению групповых реакторов вместо индивидуальных в цепях присоединений, вводов и схем ГПП. Вместе с тем в схемах, содержащих групповые реакторы на большие номинальные токи и с большим реактивным сопротивлением, возможны колебания напряжения, вызываемые изменением их нагрузки. Этот недостаток устраняется установкой сдвоенных реакторов с обеспечением равномерной загрузки их ветвей.

Токоограничивающие реакторы могут иметь различные устройство и конструктивное исполнение, а также технико-экономические характеристики и параметры. Токоограничивающие реакторы можно классифицировать по разным признакам:

- с линейной, нелинейной и ограниченно-линейной или квазилинейной характеристикой;
- без магнитопровода и с магнитопроводом;
- со стержневой, броневой, бронестержневой, тороидальной, цилиндрической и навигой магнитной системой (магнитопроводом);
- нерегулируемые, регулируемые, управляемые, насыщающиеся;
- с продольным, поперечным и кольцевым подмагничиванием;
- с масляной или сухой изоляцией;
- секционные, линейные и заземляющие;
- одинарные и сдвоенные.

В настоящее время в энергосистемах для ограничения токов КЗ используются только нерегулируемые реакторы с линейной характеристикой. В сетях 6(10) кВ применяются одинарные и сдвоенные реакторы, а в сетях 35–220 кВ – масляные реакторы.

Первоначальным действием при выборе реактора является определение его индуктивного сопротивления. Исходя из необходимого уровня мощности КЗ за реактором $S_{K2} = S_{K\text{необх}}$, требуемое сопротивление в процентах или в омах рассчитывают по формулам:

$$x_p \% = ((S_6 / S_{K2}) x_{сб}) 100 I U_6 / (I_6 U_c); \quad x_p = (x_p \% / 100) U_c / \sqrt{3} I, \quad (10.4)$$

где $x_{сб}$ – сопротивление связи данного узла цепи с источником электрической энергии, приведенное к базисным условиям; I , U_c – рабочий ток и напряжение сети, соответствующее длительному режиму работы реактора.

По току, напряжению сети и индуктивному сопротивлению выбирают реактор с ближайшим большим стандартным значением x_p , который проверяют (при необходимости) по значению остаточного напряжения

$$U_{ост} \geq 0,6 U_c. \quad (10.5)$$

Секционные реакторы ограничивают ток КЗ на сборных шинах и присоединениях. По сравнению с линейными реакторами они оказывают меньшее токоограничивающее действие, так как рассчитываются на большие номинальные токи, протекающие между секциями при нарушении нормального режима работы.

Секционные реакторы выбирают по номинальному напряжению, наибольшему из рабочих токов секций и индуктивному сопротивлению. В начале расчета задаются сопротивлением реактора и путем проверочных расчетов изменяют его до значения, допустимого параметрами устанавливаемого электрооборудования.

В случае применения сдвоенных реакторов источник может быть присоединен к средней точке, а потребители – к крайним, или наоборот.

Преимуществом сдвоенного реактора является то, что в зависимости от схемы включения и направления токов в обмотках индуктивное сопротивление его может увеличиваться и уменьшаться. Это свойство сдвоенного реактора обычно используется для уменьшения падения напряжения в нормальном режиме и ограничения токов при КЗ.

Ветви реактора выполняют на одинаковый номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$, а средний вывод – на удвоенный номинальный ток ветви $2I_{\text{НОМ}}$. За номинальное сопротивление сдвоенного реактора принимают относительное сопротивление ветви обмотки при отсутствии тока в другой ветви:

$$x_p = x_b = \omega L, \text{ или } x_p \% = x_b \% = (x_b \sqrt{3} I_{\text{НОМ}} 100) / U_{\text{НОМ}}, \quad (10.6)$$

где L – индуктивность ветви реактора (индуктивности ветвей в реакторе обычно равны между собой).

Выбор сдвоенного реактора аналогичен выбору одинарного реактора. Значение тока каждой ветви сдвоенного реактора должно быть не менее 0,675 номинального тока обмотки трансформатора, либо суммарного тока нагрузки. При этом предполагается равномерное распределение нагрузки между ветвями реактора.

Наличие сопротивления у токоограничивающих реакторов приводит к дополнительным потерям напряжения, мощности и энергии.

Реакторы с линейной характеристикой. Параметрами реакторов являются: номинальное напряжение $U_{\text{НОМ}}$; номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$; индуктивное сопротивление реактора X_p (в омах или в процентах).

В настоящее время выпускаются реакторы напряжением 6 и 10 кВ одинарные с $I_{\text{НОМ}} = 0,4\text{--}4,0$ кА; $X_p = 0,105\text{--}2,0$ Ом и сдвоенные с $I_{\text{НОМ}} = 2 \times 0,6\text{--}2 \times 2,5$ кА; $X_p = 0,14\text{--}0,56$ Ом; напряжением 35 кВ с

$I_{\text{НОМ}} = 0,2-1,0$ кА; $X_p = 6-10$ %; напряжением 110 кВ с $I_{\text{НОМ}} = 0,65-1,35$ кА; $X_p = 15-16$ % и напряжением 220 кВ с $I_{\text{НОМ}} = 0,325$ кА; $X_p = 12$ %.

Возможные схемы включения линейных и секционных реакторов приведены на рис. 10.9 (в последнее время принято решение в секционированных сетях устанавливать по два последовательно включенных выключателя).

Сопротивление X_p , Ом, прямо пропорционально относительно индуктивному сопротивлению $X_{p(\text{НОМ})}$ и обратно пропорционально номинальному току реактора $I_{\text{НОМ}}$ (рис. 10.10), т. е.

$$X_p = X_{p(\text{НОМ})} \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3}I_{\text{НОМ}}}. \quad (10.7)$$

Характерные схемы подключения представлены на рис. 10.9. Линейный реактор, включаемый последовательно в соответствующую линию (присоединение), ограничивает ток КЗ и поддерживает относительно высокий уровень остаточного напряжения в узлах предвключенной сети. Однако в нем в нормальном режиме имеют место потери активной $\Delta P_{p.\text{норм}}$ и реактивной $\Delta Q_{p.\text{норм}}$ мощностей, потери энергии $\Delta W_{p.\text{норм}}$, а также падение и потеря напряжения. Применительно к схеме, показанной на рис. 10.9, а, б и 10.11, справедливы соотношения:

$$\frac{I_{K2}}{I_{K1}} = -\frac{1}{X_p / X_c}; \quad (10.8)$$

$$U_{\text{ш.ост}} = \sqrt{3}I_K X_p = \frac{E_c X_p / X_c}{1 + X_p / X_c}; \quad (10.9)$$

$$\Delta U_{p.\text{норм}} = \sqrt{3}I_{\text{нг}} X_p \sin \varphi_{\text{нг}}; \quad (10.10)$$

$$\Delta P_{p.\text{норм}} = 3I_{\text{нг}}^2 R_p = 3\Delta P_{p.\text{НОМ}} (I_{\text{нг}} / I_{\text{НОМ}})^2; \quad (10.11)$$

$$\Delta Q_{p.\text{норм}} = 3^2 I_{\text{нг}}^2 X_p; \quad (10.12)$$

$$\Delta W_{p.\text{норм}} = 3I_{\text{нг max}} R_p \tau, \quad (10.13)$$

где $U_{\text{ш.ост}}$ – остаточное напряжение на шинах; R_p – активное сопротивление реактора; τ – время максимальных потерь.

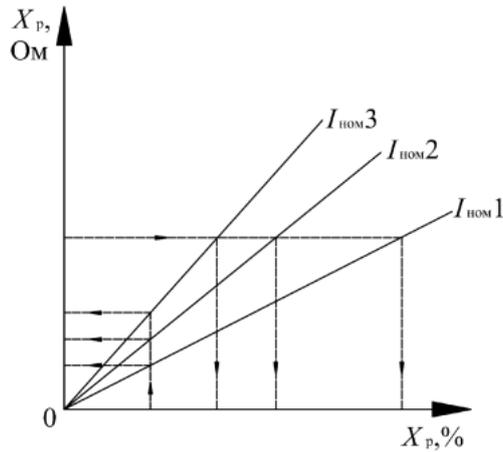


Рис. 10.10. Токоограничивающее действие реакторов с различным номинальным током ($I_{ном1} > I_{ном2} > I_{ном3}$)

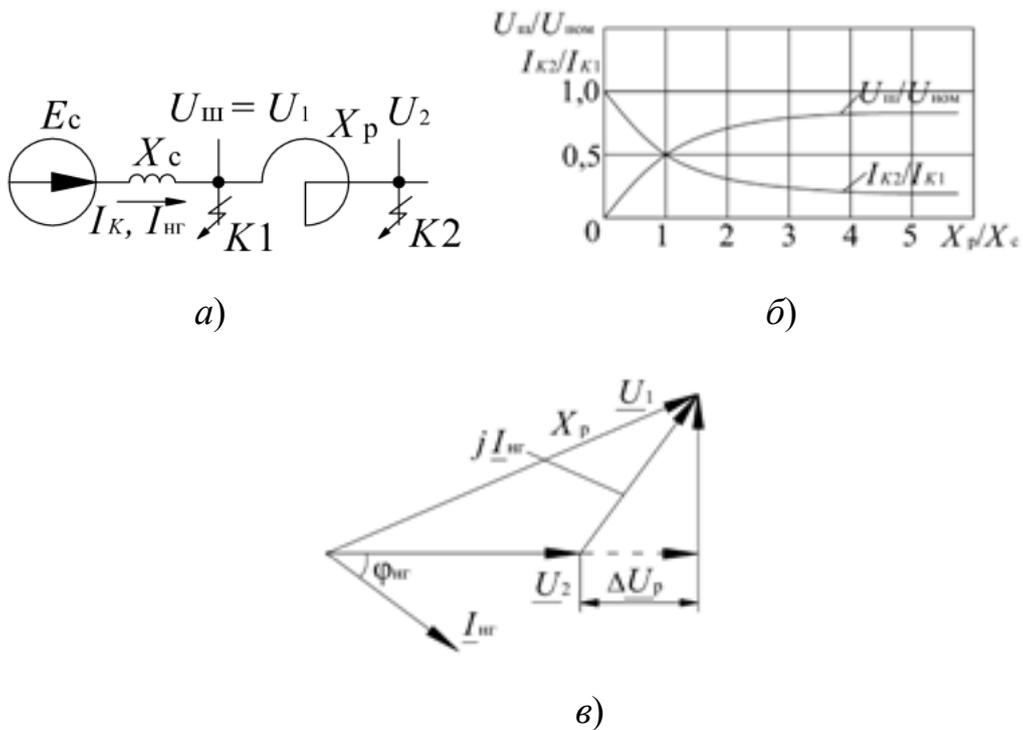


Рис. 10.11. Условия работы линейного реактора: а – схема включения реактора; б – токоограничивающее действие реактора в зависимости от соотношений параметров X_p и X_c ;

в – векторная диаграмма токов и напряжения в местах установки реактора

Относительно потерь напряжения и реактивной мощности лучшими характеристиками обладают сдвоенные реакторы, т. е. реакторы с выведенной средней точкой обмотки. Наличие магнитной связи

между ветвями реактора позволяет уменьшить потерю напряжения в реакторе в нормальном режиме без снижения токоограничивающей способности при КЗ в сети. Коэффициент магнитной связи идентичных ветвей обмотки реактора – $K_{св} = M / \sqrt{L_1 L_2}$.

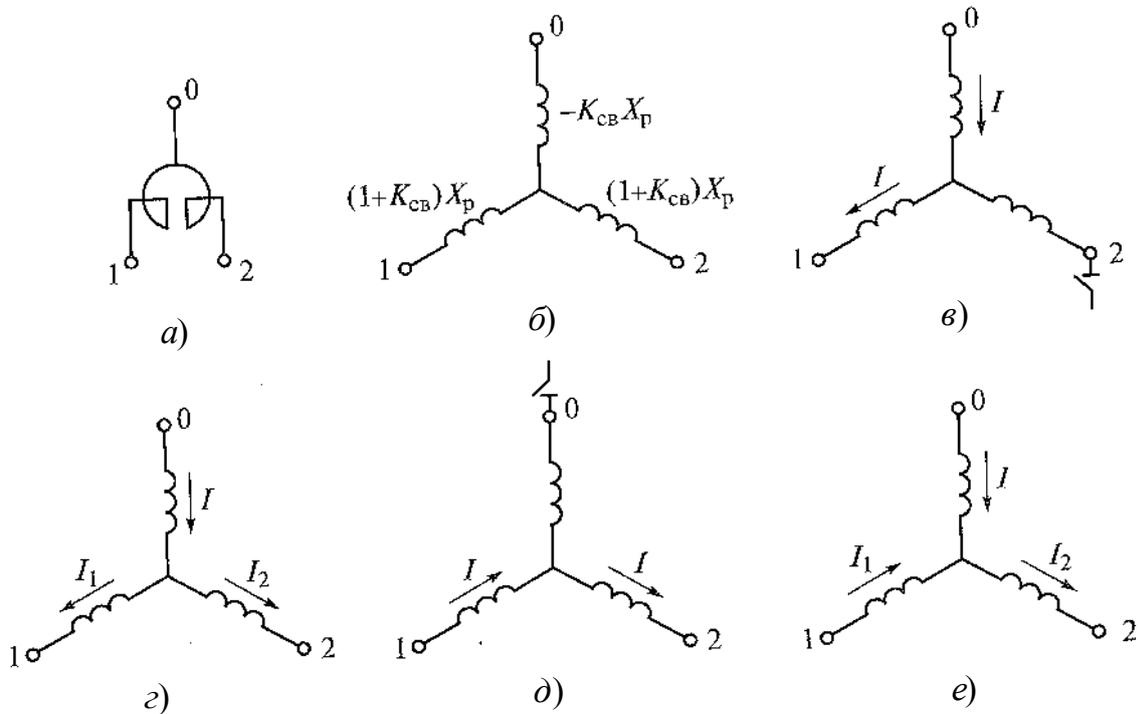


Рис. 10.12. Режимы работы двоянных реакторов:
 а – поясняющая схема; б – схема замещения двоянного реактора;
 в – одноцепный режим; г – двухцепный (сквозной) режим;
 д – продольный режим; е – продольно-одноцепный
 (комбинированный) режим

Схема замещения двоянного реактора приведена на рис. 10.12, б. У двоянных реакторов различают одноцепный (рис. 10.12, в), двухцепный или сквозной (рис. 10.12, г), продольный (рис. 10.12, д) и продольно-одноцепный (комбинированный) (рис. 10.12, е) режимы. Результирующие сопротивления в этих режимах соответственно определяются по формулам:

$$X_{одноц} = X_p; X_{двухц} = X_{скв} = 0,5(1 - K_{св})X_p \quad (10.14)$$

при

$$I_1 = I_2; X_{прод} = 2(1 + K_{св})X_p. \quad (10.15)$$

Значение коэффициента связи dvoенных реакторов ограничивается допустимым уровнем напряжения на отключенной (слабо нагруженной) ветви реактора при КЗ на другой ветви (рис. 10.13).

Реакторы с нелинейной характеристикой. К реакторам с нелинейной характеристикой относятся управляемые и насыщающиеся реакторы. *Управляемый реактор* – это регулируемый реактор со сталью, изменение параметров которого осуществляется за счет подмагничивания магнитопровода (обычно – магнитным полем постоянного или выпрямленного тока). Различают управляемые реакторы с продольным, поперечным и кольцевым подмагничиванием. Путем специальной схемы соединения обмоток или их соответствующего взаимного расположения в указанных реакторах обеспечивается развязка индуктивных связей цепей постоянного и переменного токов. Реакторы с кольцевым подмагничиванием обладают, кроме того, магнитной симметрией, что позволяет получить практически синусоидальный (без гармоник) ток при широком диапазоне изменения тока подмагничивания.

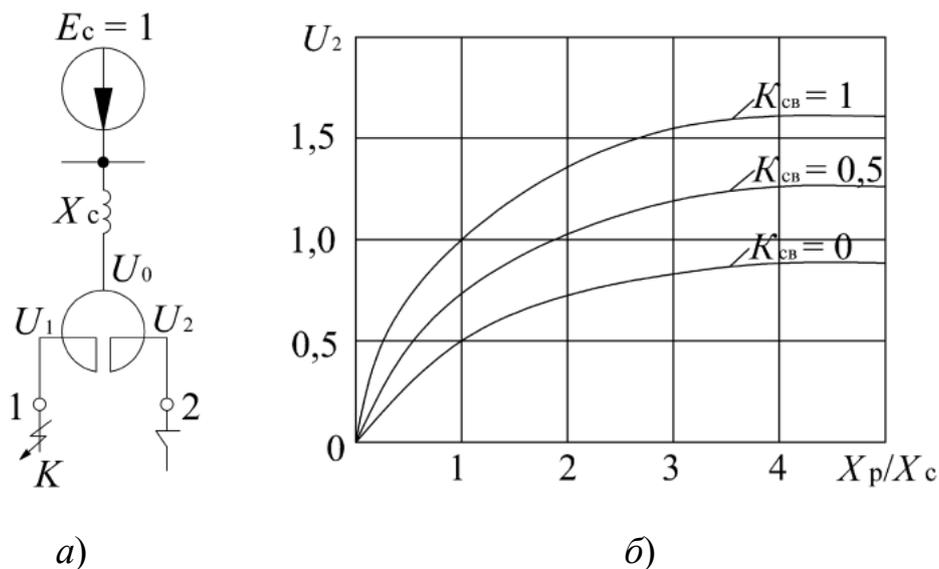


Рис. 10.13. Напряжение на выводах отключенной ветви dvoенного реактора при КЗ на выводах другой ветви: а – поясняющая схема; б – зависимость напряжения U_2 от коэффициента связи и относительного сопротивления ветви реактора

Качественная картина изменения характеристик управляемого реактора при различных степенях подмагничивания показана на рис. 10.14 и 10.15.

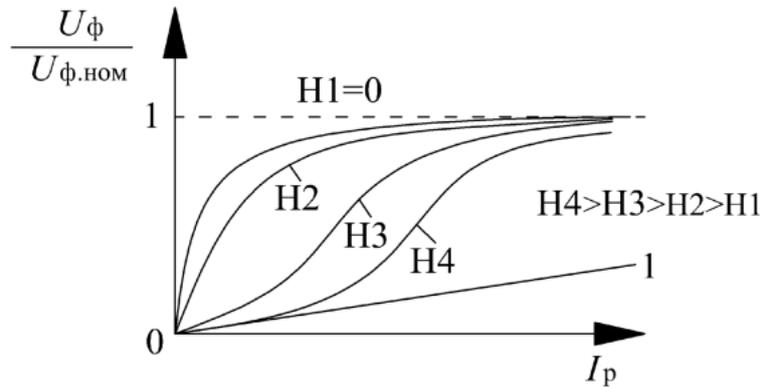


Рис. 10.14. Вольтамперные характеристики управляемого реактора при различной степени подмагничивания магнитопровода полем постоянного тока: I – характеристика обмотки переменного тока реактора при отсутствии подмагничиваемого магнитопровода ($\mu = 1$); $U_{\phi,ном}$ и U_ϕ – фазные напряжения соответственно номинальное и при токе I_p ; H_1 – H_4 – напряженности магнитного поля

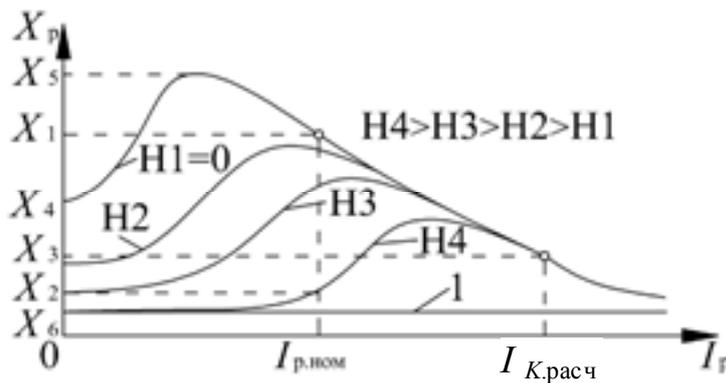


Рис. 10.15. Зависимость эквивалентного сопротивления управляемого реактора X_p от тока обмотки переменного тока I_p и от степени подмагничивания магнитопровода магнитным полем постоянного тока: I – сопротивление обмотки переменного тока реактора при отсутствии подмагничиваемого магнитопровода ($\mu = 1$); $I_{p,ном}$ – номинальный ток реактора; $I_{K,расч}$ – расчетный ток КЗ

В управляемых реакторах различают коэффициент регулирования $K_{рег}$ и коэффициент токоограничения $K_{ТО}$. Первый характеризует степень снижения сопротивления реактора за счет подмагничивания при номинальном токе в обмотке переменного тока. Второй – степень увеличения сопротивления реактора при расчетном токе КЗ в цепи по сравнению с сопротивлением реактора в нормальном режиме при но-

минальном токе в обмотке переменного тока и соответствующем токе подмагничивания в обмотке постоянного тока.

Разработанные управляемые реакторы различных типов и конструкций имеют $K_{\text{рег}} = X_1 / X_2 = 8-10$ и коэффициент токоограничения $K_{\text{то}} = X_3 / X_4 = 4-7$.

Насыщающийся реактор – это неуправляемый реактор с нелинейной характеристикой (с магнитопроводом из электротехнической стали). Нелинейность насыщающегося реактора обусловлена насыщением магнитной системы или ее части магнитным полем обмотки переменного тока. Реактор состоит из магнитопровода (замкнутого или с воздушными зазорами) и посаженной на него обмотки переменного тока. Сопротивление реактора нелинейно зависит от тока его обмотки. При отсутствии воздушных зазоров эта зависимость подобна зависимости $\mu = f(H)$.

Насыщающийся реактор может работать как на восходящей, так и на нисходящей частях своей характеристики $X_p = f(I_p)$. В первом случае эквивалентное сопротивление реактора растет с увеличением тока и может изменяться в пределах от X_4 до X_5 (рис. 10.15), а во втором случае – уменьшается с увеличением тока и может изменяться в пределах от X_5 до X_6 . Работа на восходящей части характеристики более предпочтительна, так как при этом можно получить желаемый токоограничивающий эффект без появления нелинейных искажений параметров режима. Однако по технико-экономическим условиям обеспечение работы реактора на восходящей части характеристики при широком диапазоне изменения тока в его обмотке весьма затруднено. При работе на нисходящей части характеристики удается получить регулирующий эффект, однако при этом появляются нелинейные искажения параметров режима. На этой части характеристики принципиально возможно получить также и токоограничивающий эффект реактора. С учетом этого насыщающиеся реакторы могут использоваться в качестве токоограничивающих устройств.

Реакторы с магнитопроводом из магнитодиэлектрика. Магнитодиэлектрики представляют собой дисперсную ферромагнитную массу в диэлектрической связующей среде. Магнитодиэлектрики изготавливаются на базе ферромагнитных порошков с диэлектрической связкой из эпоксидных смол или неорганических связующих веществ.

Изменяя соотношение между составляющими магнитодиэлектрика, можно влиять на характеристики магнитодиэлектрика. Одним из таких магнитодиэлектриков является магнитобетон. Это относи-

тельно недорогой, но технически достаточно эффективный материал, изготовленный на базе мелкодисперсного железного порошка с бетонной связкой. Характеристика намагничивания магнитобетона в отличие от характеристики намагничивания электротехнической стали, имеет незначительную нелинейность, что облегчает выдерживать отклонения индуктивного сопротивления реактора от номинального значения в допустимых пределах.

Индуктивное сопротивление реакторов с магнитопроводом складывается из сопротивления рассеивания, которое не зависит от тока, и сопротивления намагничивания, которое является функцией тока в соответствии с характеристикой намагничивания. Сердечник из магнитобетона позволяет сохранить относительную линейность вольт-амперной характеристики реактора, уменьшить его габариты и сократить расход обмоточных материалов.

10.7. Трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения

Силовые трансформаторы и автотрансформаторы могут создаваться с учетом необходимости ограничения токов КЗ. Для ограничения уровня мощности КЗ на шинах вторичного напряжения может быть использована конструктивная особенность трансформатора. Известно, что напряжение КЗ определяется номинальным напряжением и проходной мощностью трансформатора, которые обуславливают геометрические размеры его обмоток. При концентрированном размещении обмоток у двухобмоточных трансформаторов обмотка низшего напряжения располагается внутри, а высшего напряжения – снаружи; у трехобмоточных трансформаторов обмотка среднего напряжения помещается между обмотками низшего и высшего напряжения.

Снижение уровня мощности КЗ на выводах понижающих трансформаторов (рис. 10.16) определяется выражениями:

– для двухобмоточных трансформаторов

$$S''_{K2} / S''_{K1} = 1 / (1 + U_K S''_{K1} / (100 S_{ТНОМ})); \quad (10.16)$$

– для трехобмоточных трансформаторов

$$S''_{K2} / S''_{K1} = 1 / (1 + 2U_{ГВ-Н} S''_{K1} / (100 S_{ТНОМ})); \quad (10.17)$$

$$S''_{K3} / S''_{K1} = 1 / (1 + 2U_{ГВ-С} S''_{K1} / (100 S_{ТНОМ})). \quad (10.18)$$

Из (10.16)–(10.18) следует, что снижение мощности КЗ зависит от напряжения КЗ между соответствующими обмотками трансформатора, их единичной мощности и мощности КЗ, поступающей от ЭЭС. Понижающие двух- и трехобмоточные трансформаторы по напряжению короткого замыкания имеют некоторый диапазон варьирования. Например, для двухобмоточных трансформаторов на напряжения 35/6–10 кВ и мощности 1–80 МВ · А, он лежит в пределах 6,5–14,4 %, на напряжения 110/6–10 кВ и мощности 2,5–400 МВ · А – в пределах 10,5–13,5 %, на напряжения 220/6–10 кВ и мощности 31,5–125 МВ · А – в пределах 10,6–14 %.

Поэтому для ограничения токов КЗ на шинах вторичного напряжения, согласно (10.16)–(10.18), следует:

- выбирать трансформаторы с повышенным для соответствующих обмоток напряжением КЗ;
- разукрупнять по мощности понижающие подстанции на связях с мощными ЭЭС;
- использовать раздельную работу трансформаторов.

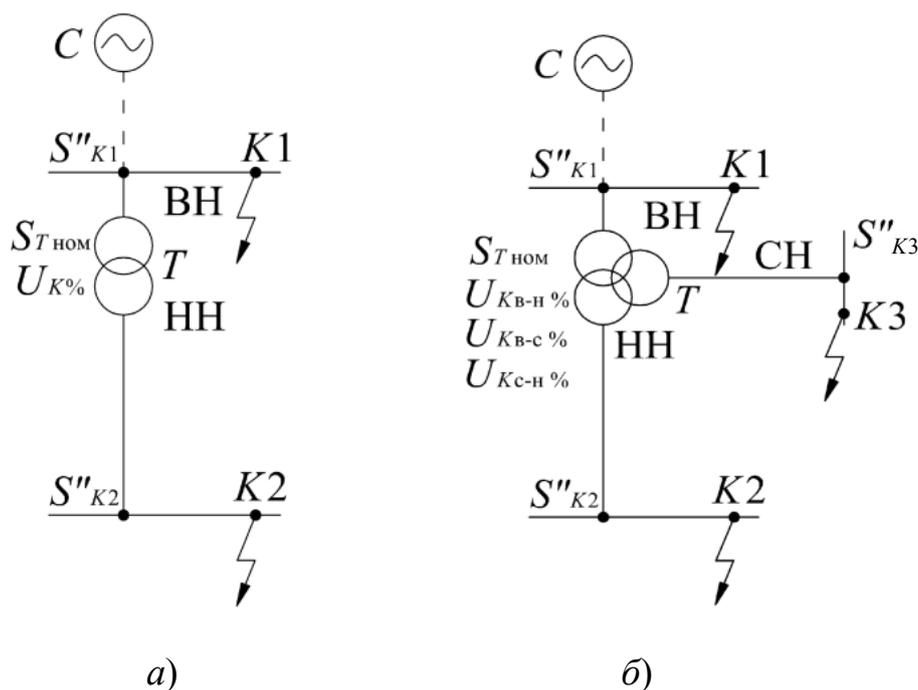


Рис. 10.16. Схема для ограничения уровня мощности КЗ выбором параметров двухобмоточных (а) и трехобмоточных (б) трансформаторов

Для ограничения несимметричных токов КЗ существенную роль играет схема соединения фазных обмоток трансформаторов и авто-

трансформаторов. Так как в схему замещения нулевой последовательности включаются только те ветви, по которым циркулируют токи нулевой последовательности, то она не содержит участков электрической сети, находящихся за обмотками, соединенными в треугольник.

На электрических станциях и подстанциях применяются силовые трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения, так как это позволяет существенно снизить ток КЗ в сети низшего напряжения. Повышающие трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения используются для формирования укрупненных блоков электростанций, особенно на ГЭС, а понижающие трансформаторы и автотрансформаторы применяются на подстанциях ЭЭС и промышленных предприятий; понижающие трансформаторы используются также в системе собственных нужд мощных тепловых и атомных электростанций.

Части расщепленной обмотки размещаются симметрично относительно обмотки высшего напряжения, имеют самостоятельные выводы и допускают произвольное распределение нагрузки между обмотками. Ограничение токов КЗ конструктивно достигается большим значением напряжения КЗ между частями расщепленной обмотки. Характерные схемы соединения силовых трансформаторов и автотрансформаторов с расщепленной на две части обмоткой низшего напряжения и соответствующие им схемы замещения приведены на рис. 10.17.

Для указанных трансформаторов и автотрансформаторов специфическими параметрами являются:

– сопротивление расщепления $X_{\text{расщ}}$, равное сопротивлению между выводами двух частей расщепленной обмотки. Обычно части расщепленной обмотки полностью идентичны;

– сквозное сопротивление $X_{\text{скв}}$, равное сопротивлению между выводами обмотки высшего напряжения и объединенными выводами расщепленной обмотки низшего напряжения;

– сквозное сопротивление $X_{\text{св,вс-н}}$, равное сопротивлению между объединенными выводами обмоток высшего и среднего напряжений и объединенными выводами расщепленной обмотки низшего напряжения;

– коэффициент расщепления $K_{\text{расщ}}$, равный отношению сопротивления расщепления к сквозному сопротивлению: $K_{\text{расщ}} = X_{\text{расщ}} / X_{\text{скв}}$. При расщеплении обмотки на две части $K_{\text{расщ}} < 4$.

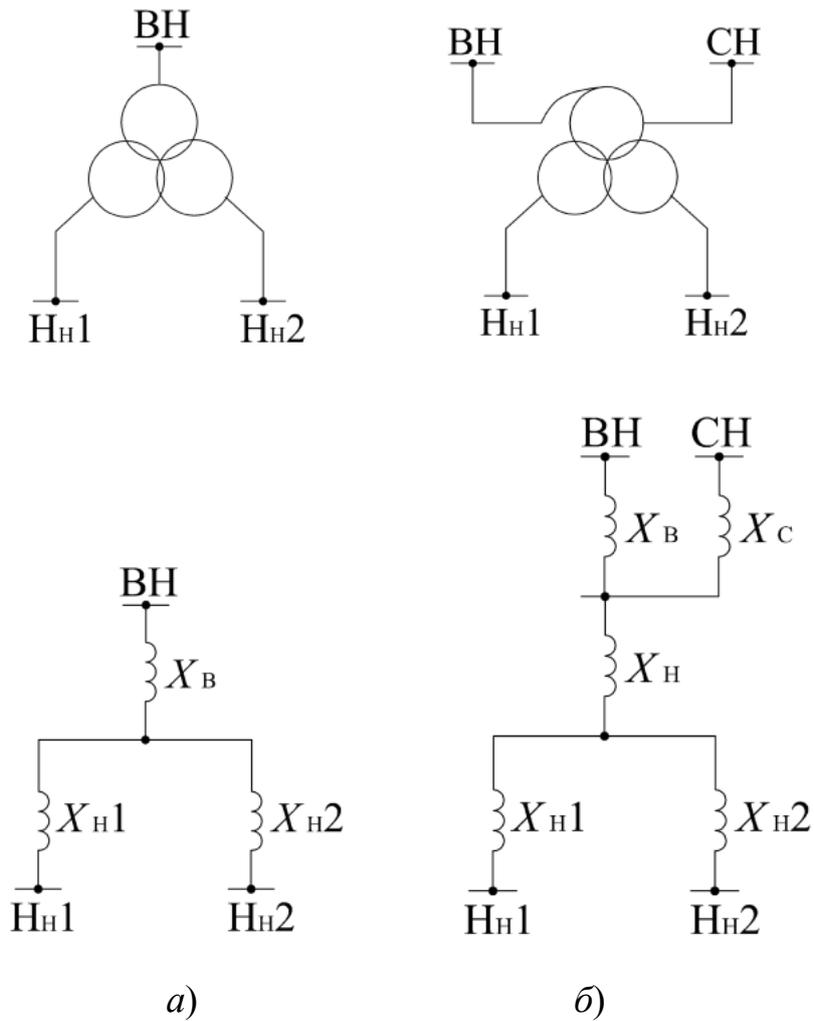


Рис. 10.17. Исходные схемы соединения силовых трансформаторов и автотрансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения и соответствующие им схемы замещения: *а* – трансформатор с расщеплением обмотки на две части
б – автотрансформатор с расщеплением обмотки на две части

С учетом этого параметры элементов схем замещений, показанных на рис. 10.17, следующие:

– для схемы замещения, представленной на рис. 10.17, *а*:

$$X_{H1} = X_{H2} = X_{\text{расщ}} / 2;$$

$$X_B = X_{\text{скв}} - X_{\text{расщ}} / 4 = X_{\text{скв}} (1 - K_{\text{расщ}} / 4) = X_{\text{в-н}} (1 - K_{\text{расщ}} / 4);$$

– для схемы замещения, представленной на рис. 10.17, *б*:

$$X_{H1} = X_{H2} = X_{\text{расщ}} / 2;$$

$$X_B = (X_{\text{в-н}} + X_{\text{в-с}} - X_{\text{с-н}}) / 2;$$

$$X_c = (X_{c-n} + X_{b-c} - X_{b-n}) / 2;$$

$$X_n = (X_{b-n} + X_{c-n} - X_{b-c}) / 2;$$

$$X_n^* = X_n - X_{расщ} / 4;$$

$$K_{расщ} = X_{расщ} / X_{скв} = X_{расщ} / X_{вс-н} = X_{расщ} [(X_b \| X_c) + X_n].$$

Перед подстановкой в указанные выражения все сопротивления должны быть приведены к номинальной мощности трансформатора или автотрансформатора.

10.8. Токоограничивающие коммутационные аппараты

Токоограничивающие коммутационные аппараты совмещают функции ограничения наибольших значений токов КЗ и защиты от воздействия сверхтоков путем их быстрого отключения. К ним относятся быстродействующие токоограничивающие предохранители, ограничители ударного тока и специальные автоматические выключатели на напряжение до 1 кВ.

Токоограничивающие коммутационные аппараты ограничивают ток КЗ в течение первого полупериода его появления и далее незамедлительно отключают КЗ. При этом, если ток КЗ значителен, а ожидаемый при КЗ ток не превышает коммутационной способности аппарата, то выполняется условие

$$i_{скв} \geq i_{у.ож},$$

где $i_{скв}$ – сквозной ток цепи при КЗ; $i_{у.ож}$ – ожидаемый ударный ток цепи при КЗ.

Таким образом, токоограничивающие коммутационные аппараты, к которым, в частности, относятся токоограничивающие предохранители различных типов и конструкций и ограничители ударного тока взрывного действия, ограничивают ударный ток КЗ, т. е. обладают свойством безынерционности действия (рис. 10.1).

Силовые токоограничивающие предохранители внутренней и наружной установок изготавливаются на напряжения 3–35 кВ (серий ПКТ и ПКН) и на 10–110 кВ (серии ПВТ), на относительно небольшие номинальные токи. Для них выполняется условие: $i_{скв} = f(I_{гд}, I_{ном})$. Токо-

ограничивающие предохранители характеризуются следующими показателями: номинальным напряжением, током патрона и током плавкой вставки, который не должен превышать номинального тока патрона предохранителя, а также наибольшим и наименьшим токами отключения, зависимостями времени плавления вставки $t_{пл}$, времени отключения $t_{откл}$ и тока ограничения $I_{у.скв}$ от периодической составляющей $I_{п.к}$ ожидаемого тока КЗ.

Токоограничивающие предохранители отличаются простотой конструкции и, как следствие, относительно небольшой стоимостью. Однако они имеют ряд существенных недостатков:

- одноразовое действие;
- нестабильные токовременные характеристики;
- недостаточная эксплуатационная надежность;
- ограниченная зона использования по значениям номинальных токов и номинальных напряжений;
- неуправляемость от внешних устройств, в частности, от устройств релейной защиты;
- трудность осуществления цикла АПВ защищаемой цепи.

С учетом этого область применения токоограничивающих предохранителей существующих конструкций весьма ограничена. Как правило, они устанавливаются в цепях менее ответственных потребителей.

Предохранители могут использоваться либо в качестве основных токоограничивающих коммутационных аппаратов, включенных непосредственно в защищаемую цепь, либо в качестве вспомогательных аппаратов электроустановок.

Конструктивно ограничитель ударного тока представляет собой герметичный цилиндр, внутри которого располагается токонесущий проводник с вмонтированным в него пиропатроном. Сигнал на взрыв пиропатрона подается от внешнего управляющего устройства, которое получает информацию о КЗ от измерительного органа, реагирующего на значение тока КЗ и на его первую производную. Ограничение тока КЗ достигается за время примерно 0,5 мс. Полное время отключения цепи составляет около 5 мс, т. е. 1/4 периода промышленной частоты. Для исключения перенапряжений в сети при столь быстром отключении тока КЗ взрывной элемент ограничителя ударного тока шунтируется плавким предохранителем специальной конструкции; при этом, как показали

испытания, перенапряжения не превышают 18 % фазного напряжения сети. Ограничители ударного тока могут снабжаться органом направления мощности, что расширяет область их применения.

По сравнению с токоограничивающими предохранителями ограничители ударного тока имеют ряд преимуществ: управляемость от внешних устройств; направленность действия; относительно большие номинальные токи; стабильность характеристик; повышенная эксплуатационная надежность; возможность осуществления пофазного или трехфазного отключения цепи. Однако, как и предохранители, ограничители ударного тока обладают однократностью действия; кроме того, на них затруднительно, хотя и возможно, осуществить цикл АПВ цепи. Область использования выпускаемых в настоящее время ограничителей ударного тока ограничивается сетями с напряжением 0,66–35 кВ. Существенными недостатками ограничителей ударного тока являются сложность системы их управления и относительно высокая стоимость.

Возможные схемы включения ограничителей ударного тока приведены на рис. 10.18. Схемы рис. 10.18, б, г, е, ж–м отличаются различными способами шунтирования одинарных и сдвоенных реакторов; это позволяет ликвидировать потери мощности и напряжения в реакторах в рабочих режимах. В схемах на рис. 10.18, в, д ограничители ударного тока позволяют осуществить режим параллельной работы частей электроустановки при недостаточной для этого режима стойкости и коммутационной способности сетевого оборудования. В схеме на рис. 10.18, н ограничители ударного тока позволяют сохранить в работе блок при повреждении его трансформатора собственных нужд и осуществить безопасный перевод питания собственных нужд (с. н.) с рабочего на резервный источник и обратно, а также безынерционно отключить питательный насос с электроприводом (ПЭН) при недопустимых для электрооборудования токах КЗ в системе с. н. (в данном случае расчетные условия КЗ в системе с. н. могут быть существенно облегчены за счет исключения из расчетной схемы ПЭН).

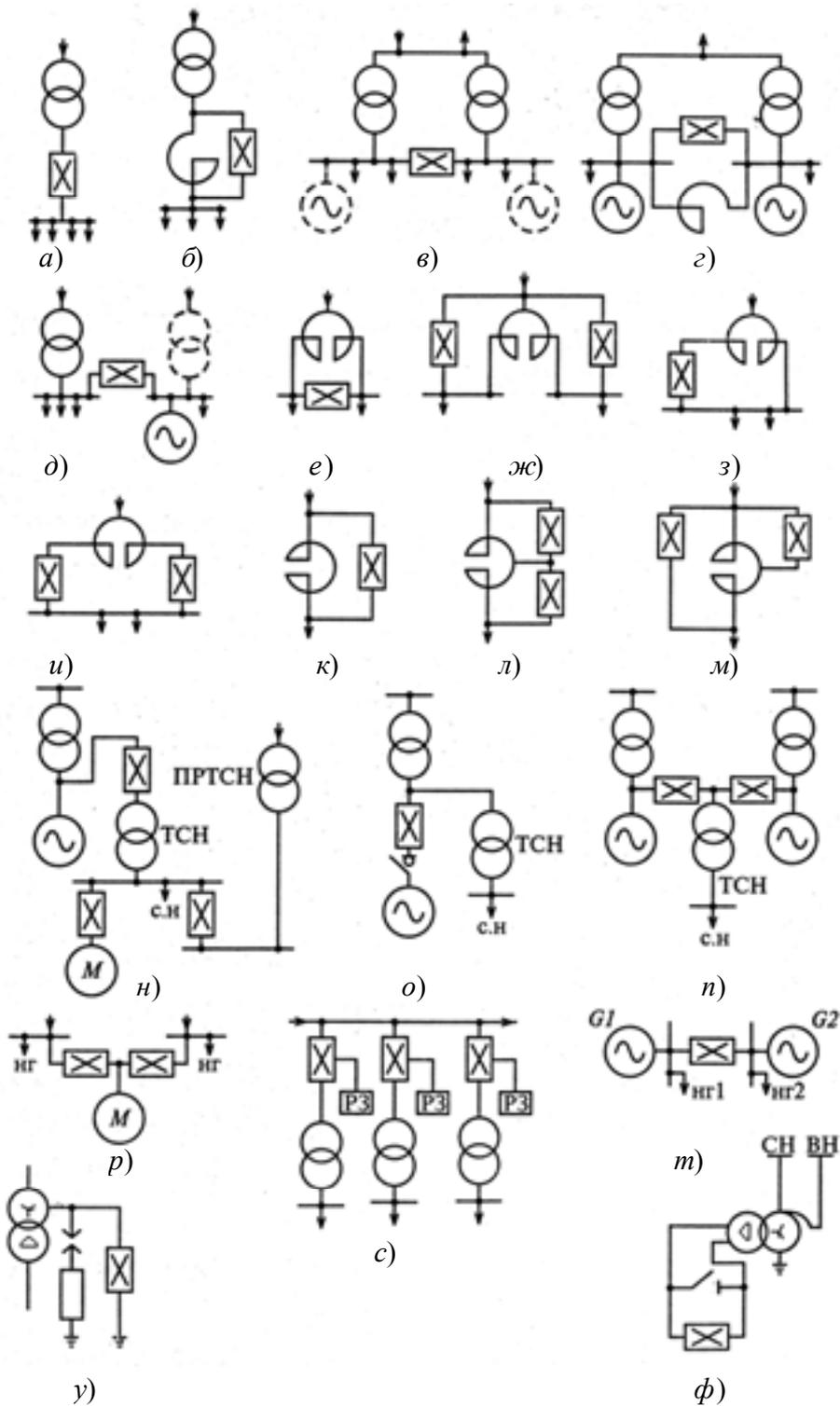


Рис. 10.18. Возможные схемы включения (а–ф) ограничителей ударного тока: ПРТСН – пуско-резервный трансформатор собственных нужд; РЗ – релейная защита

В схеме на рис. 10.18, о ограничитель ударного тока позволяет установить в цепи малоомощного блока облегченный аппарат – выключатель нагрузки. В схемах на рис. 10.18, н, р комбинация из двух

ограничителей ударного тока с органами направления мощности позволяет обеспечить надежное питание потребителей от двух независимых источников, что особо важно для ряда потребителей химической промышленности, а также для так называемых потребителей «нулевой категории», не допускающих перерывов электроснабжения. В схеме на рис. 10.18, *с* ограничители ударного тока позволяют практически исключить влияние КЗ в трансформаторах подстанций, присоединяемых на ответвлениях, на режим работы элементов внешней сети, в том числе на режим других подстанций, присоединяемых на ответвлениях одной питающей линии. В схеме на рис. 10.18, *т* ограничитель ударного тока позволяет осуществить безынерционное автоматическое деление сети при КЗ. В схеме на рис. 10.18, *у* ограничитель ударного тока осуществляет разземление нейтрали силового трансформатора при больших токах КЗ на землю. В схеме на рис. 10.18, *ф* ограничитель ударного тока размыкает третичную обмотку автотрансформатора при возникновении в прилегающих сетях больших токов КЗ на землю.

10.9. Токоограничивающие устройства резонансного типа

Резонансные токоограничивающие устройства (РТОУ) основаны на использовании эффекта резонанса напряжения при рабочих режимах соответствующей цепи и расстройки резонанса при аварийных режимах. Резонансные устройства для ограничения токов КЗ в энергосистемах впервые были предложены в СССР (А. Д. Кратиров – 1934 г.; Н. В. Власенко – 1940 г.; А. А. Фильштинский – 1951 г.). Эти предложения в энергосистемах внедрены не были. В дальнейшем (1966–1975 гг.) подобные резонансные токоограничивающие устройства были предложены и защищены патентами за рубежом.

В настоящее время известно более 100 вариантов и модификаций резонансных токоограничивающих устройств, отличающихся составом элементов и способом расстройки резонанса. Схемы некоторых типов токоограничивающих устройств представлены на рис. 10.19. В схемах на рис. 10.19, *а, б, ж–к, м* расстройка резонанса осуществляется реактором с нелинейной характеристикой; в схемах на рис. 10.19, *в–е* – разрядником, который затем шунтируется выключателем или другим быстродействующим коммутационным аппаратом, рассчитанным на продолжительный сопровождающий ток; в схемах на рис. 10.19, *л, н* – быстродействующим выключателем; в схемах

на рис. 10.19, *о, п* – путем насыщения магнитопровода и изменения параметров ветви намагничивания силового трансформатора последовательного включения; в схемах на рис. 10.19, *р, с* – тиристорным выключателем. Естественно, что эффективность указанных устройств зависит от соотношения параметров их отдельных элементов, причем имеются технико-экономические ограничения на область изменения этих параметров.

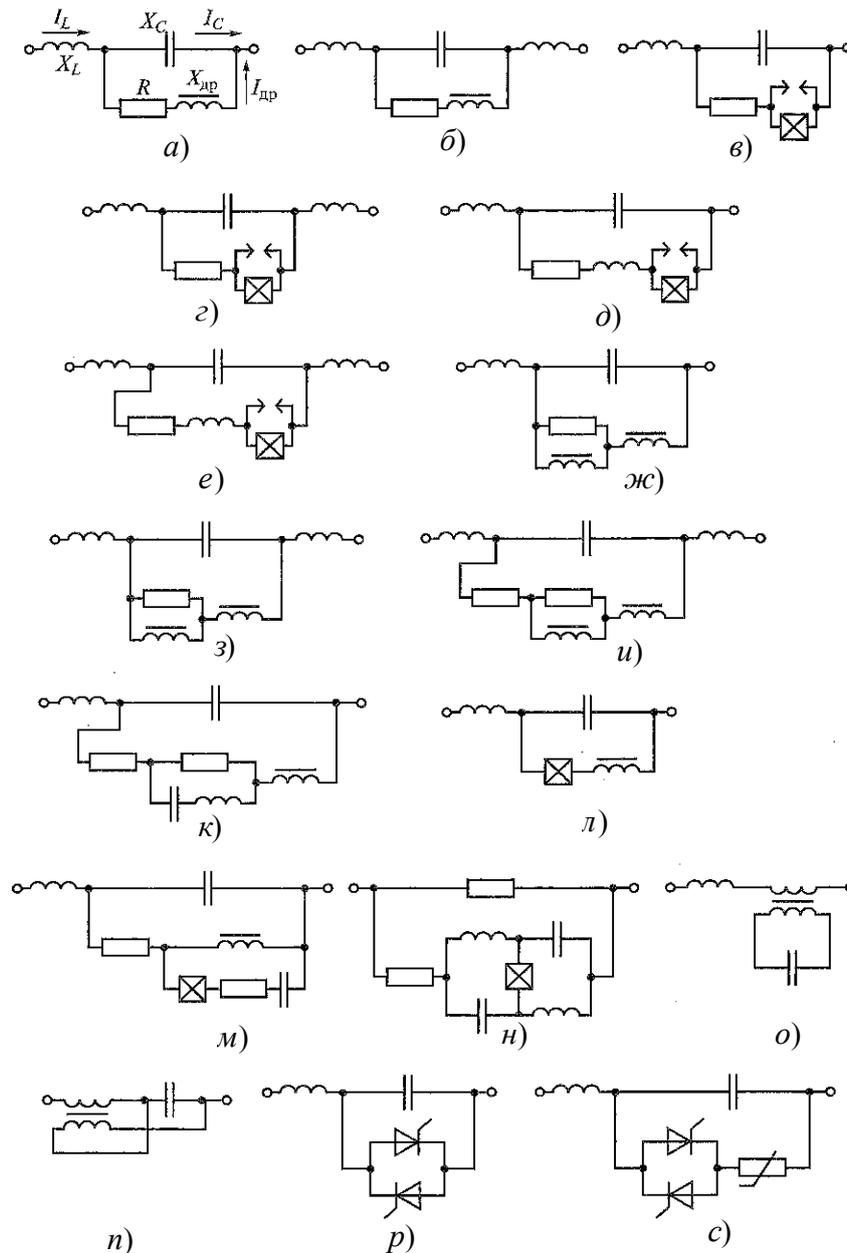


Рис. 10.19. Схемы некоторых типов токоограничивающих устройств (*а–с*) резонансного типа

Исследования статических и динамических режимов моделей РТОУ по схемам рис. 10.19, *a–c*, выполненные в МЭИ, показали техническую реализуемость и эффективность указанных ТОУ. Следует отметить, что РТОУ при соответствующем выборе параметров элементов могут выполнять функции системных элементов многоцелевого назначения: регулировать напряжение в сети, ограничивать ток КЗ и обеспечивать динамическое торможение генераторов при КЗ. РТОУ созданы и эксплуатируются в сетях 6 кВ ряда зарубежных стран.

10.10. Токоограничивающие устройства трансформаторного типа

Основным элементом токоограничивающих устройств трансформаторного типа является трансформатор последовательного включения, во вторичную цепь которого включено то или иное нелинейное сопротивление, в том числе и с релейной (пороговой) характеристикой. Параметры трансформатора последовательного включения выбираются таким образом, чтобы при предельном токе КЗ в цепи и разомкнутой вторичной обмотке его магнитопровод не насыщался.

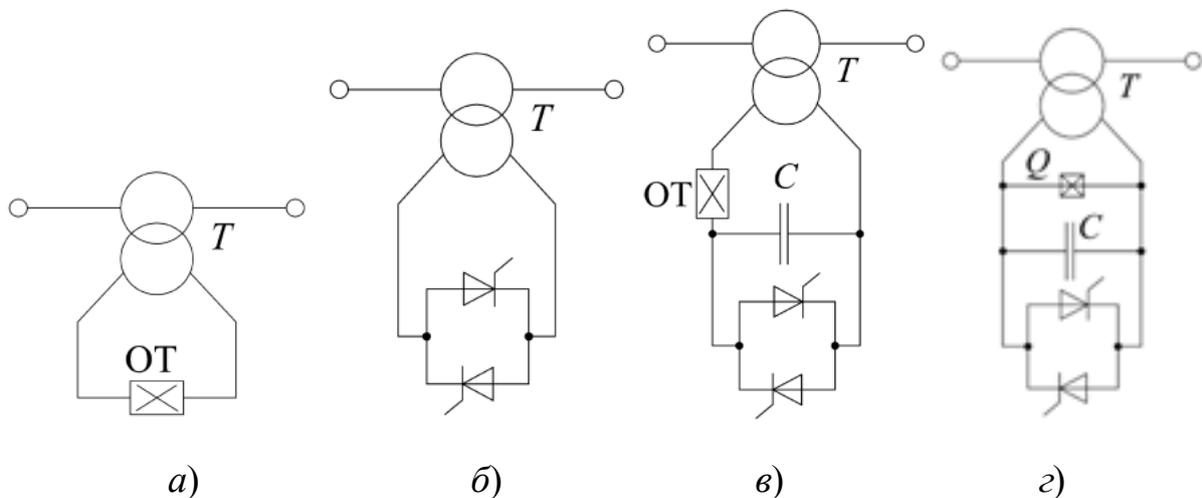


Рис. 10.20. Схемы токоограничивающих устройств (*a–z*) трансформаторного типа

Токоограничение в схеме, показанной на рис. 10.20, *a*, осуществляется путем размыкания вторичной обмотки трансформатора ограничителем ударного тока (ОТ) или другим безынерционным коммутационным аппаратом; в схеме на рис. 10.20, *б* – тиристорным коммутатором. В схеме на рис. 10.20, *в* вторичная обмотка трансформатора замкнута на емкостное сопротивление, что позволяет компенсировать

падение напряжения в первичной цепи токоограничивающего устройства. Тиристорный коммутатор позволяет регулировать входное сопротивление ТООУ, а ограничитель ударного тока размыкает вторичную цепь при КЗ в первичной цепи. Аналогичное назначение имеют конденсаторная батарея и тиристорный коммутатор в схеме рис. 10.20, *г*. Однако здесь токоограничение достигается за счет шунтирования выключателем вторичной обмотки трансформатора.

10.11. Реакторно-вентильные токоограничивающие устройства

В токоограничивающих устройствах реакторно-вентильного типа используется комбинация реакторов и управляемых вентилей (рис. 10.21). В схеме на рис. 10.21, *а* часть витков реактора нормально шунтирована тиристорным коммутатором. При возникновении КЗ в защищаемой цепи этот выключатель отключается. В схеме на рис. 10.21, *б* реактор установлен во вторичной цепи трансформатора последовательного включения, причем в нормальном режиме через него замыкается выпрямленный ток, для которого реактор представляет относительно малое сопротивление.

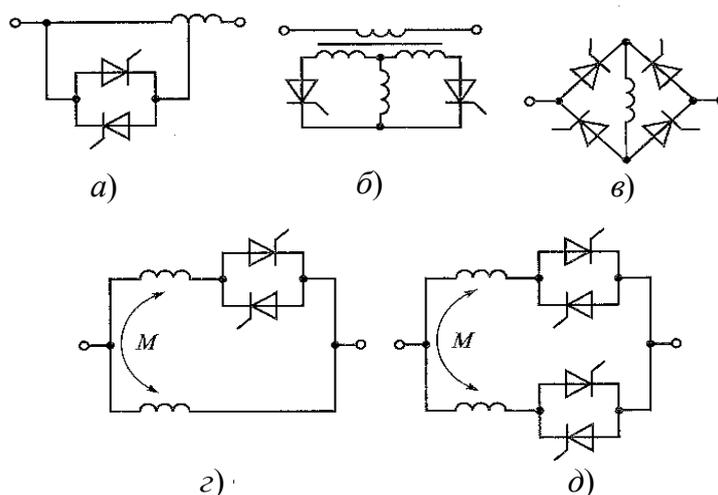


Рис. 10.21. Схемы токоограничивающих устройств (*а–д*) реакторно-вентильного типа

Наличие реактора облегчает работу тиристорov, размыкающих вторичную обмотку трансформатора при КЗ в защищаемой цепи. На этой идее основана схема на рис. 10.21, *в*, где реактор установлен в диагонали выпрямительного моста с тиристорами. По своим токо-

ограничивающим характеристикам эта схема близка к схеме с безынерционной дешунтировкой реактора и с последующим отключением защищаемой цепи при первом прохождении тока КЗ через нуль. Безынерционное введение реактора в цепь переменного тока приводит к ограничению ударного тока КЗ и облегчает работу вентилях, отключающих защищаемую цепь.

Устройство в схеме на рис. 10.21, *з* отличается тем, что тиристорный коммутатор установлен в одной из ветвей сдвоенного реактора. В нормальном режиме и при КЗ во внешней сети ток выключателя составляет примерно половину тока защищаемой цепи, что облегчает условия выбора тиристорных. При КЗ в защищаемой цепи тиристорный коммутатор отключает ветвь сдвоенного реактора благодаря чему сопротивление цепи значительно увеличивается. В дальнейшем отключение КЗ производится как обычно-соответствующими сетевыми выключателями. Учитывая особенности работы устройства, сквозное сопротивление сдвоенного реактора желательно иметь по возможности небольшим. В устройстве целесообразно использовать сдвоенные реакторы, динамически стойкие к сквозным КЗ и с повышенным коэффициентом связи ($K_{св} = 0,7 \div 0,9$, вместо обычно принимаемого $K_{св} = 0,5$).

В схеме на рис. 10.21, *д* тиристорные коммутаторы установлены в обеих ветвях сдвоенного реактора. Один из них при КЗ способствует значительному увеличению сопротивления, а второй отключает цепь при первом прохождении тока КЗ через нуль.

10.12. Токоограничивающие устройства со сверхпроводниками

Еще в начале XX в. было обнаружено, что некоторые материалы при температурах, близких к абсолютному нулю (при температуре жидкого гелия, равной 4,2 °К), становятся сверхпроводниками (СП), т. е. имеют практически нулевое электрическое сопротивление. Однако это явление наблюдается только в зоне, где напряженность магнитного поля H на поверхности сверхпроводника меньше критической напряженности поля $H_{кр}$ при данной температуре t . Последняя должна быть меньше критической температуры $t_{кр}$, являющейся высшей температурой сверхпроводящего состояния.

Изменяя напряженность магнитного поля на поверхности сверхпроводника или его температуру (или то и другое), сверхпроводник можно перевести из сверхпроводящего в резистивное состояние. Такой перевод может быть осуществлен практически мгновенно, что

принципиально позволяет явление сверхпроводимости материалов использовать для ограничения токов КЗ в сетях.

В ряде стран были разработаны опытные ограничители токов КЗ, использующие явление низкотемпературной сверхпроводимости, но эти установки оказались весьма дорогими из-за высокой стоимости охлаждающего элемента. Учитывая высокую стоимость охлаждения, ТОО со сверхпроводниками целесообразно использовать там, где явление сверхпроводимости используется также и в других элементах электроустановки (генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи) и где, следовательно, может быть использована централизованная охлаждающая установка.

Принципиальные схемы токоограничивающих устройств со сверхпроводниками приведены на рис. 10.22.

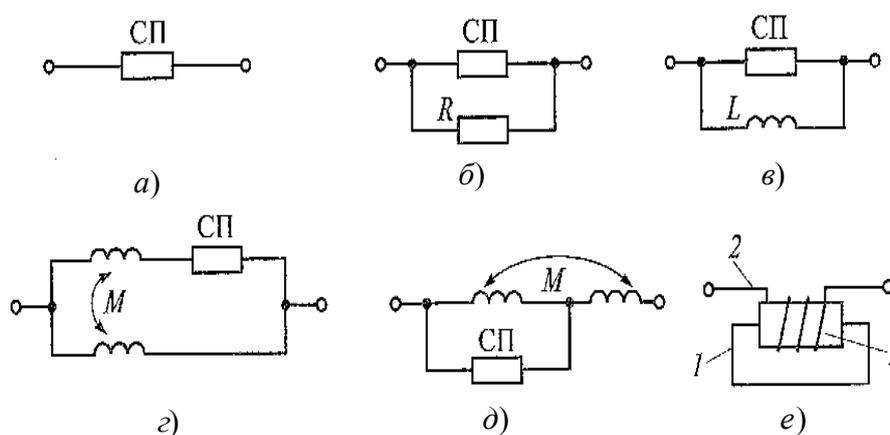


Рис. 10.22. Схемы токоограничивающих устройств (а–е) со сверхпроводниками: 1 – магнитопровод; 2 – сетевая обмотка; 3 – экранирующий сверхпроводящий цилиндр (набор сверхпроводящих дисков)

На схеме рис. 10.22, а показан сверхпроводящий элемент без внешнего управления (элемент резистивного типа). Этот элемент может быть включен либо в защищаемую линию, либо, что целесообразнее, в цепь секционного выключателя РУ. При КЗ в сети, когда ток в цепи СП становится больше критического (т. е. больше тока, соответствующего критической напряженности магнитного поля $H_{кр}$), сверхпроводник переходит в резистивное состояние, ограничивая ток КЗ. Окончательно цепь отключается силовым выключателем. Подобная схема токоограничения впервые была предложена в СССР К. Н. Калашниковым в 1936 г.

Следует отметить, что в этой схеме должны быть приняты меры для защиты самого сверхпроводника от перегорания при переходе его в резистивное состояние. В противном случае он разорвет цепь, как обычный токоограничивающий предохранитель, выйдет из строя и будет непригоден для дальнейшей эксплуатации. Более совершенным коммутационным аппаратом является криотрон, т. е. сверхпроводник с управлением внешним магнитным полем (под действием системы автоматики). Он принципиально может быть включен по схемам рис. 10.22, б–д. В схеме на рис. 10.22, б криотрон дешунтирует силовой резистор, а в схеме на рис. 10.22, в – силовой реактор. В схеме на рис. 10.22, г криотрон отключает одну из ветвей сдвоенного реактора, а в схеме на рис. 10.22, д – дешунтирует ветвь сдвоенного реактора.

Интерес к сверхпроводящим ограничителям тока КЗ резко возрос после открытия в 1986 г. явления высокотемпературной сверхпроводимости. Оказалось, что некоторые композиционные материалы обладают свойством сверхпроводников при значительно более высокой температуре. Для охлаждения стали использовать жидкий азот с температурой, равной 77 °К. Ряд фирм из Японии, США, Франции, Германии, Великобритании и других стран ведут разработки опытно-промышленных образцов таких устройств для ЭЭС. Разрабатываются устройства двух типов: резистивного и индуктивного, которые используют экранирующий эффект сверхпроводников (рис. 10.22, е).

10.13. Вставки постоянного тока и переменного тока непромышленной частоты

Сети переменного тока энергосистем могут иметь вставки постоянного тока или переменного тока непромышленной частоты. Вставка постоянного тока (рис. 10.23, а) содержит выпрямитель B , инвертор I , линию постоянного тока W , а также трансформаторы $T1$ и $T2$ соответственно выпрямителя и инвертора.

Вставки предназначены для связи узлов сетей с одинаковыми или различными частотами (например, 50 и 60 Гц). Нормально вставки постоянного тока выполняют функции транспортных линий электропередачи, развязывая в то же время объединяемые подсистемы при возникновении в них переходных процессов. В отдельных частных случаях, если это экономически оправдано, вставки постоянного тока могут иметь короткие линии электропередачи и выполнять не столько транспортные функции, сколько функции элементов, связы-

вающих сети различных частот, и функции ГОУ. При наличии вставки постоянного тока (рис. 10.23, а) ток КЗ в точке $K1$ на стороне выпрямителя определяется только параметрами примыкающей системы $C1$. Подпитка же со стороны вставки постоянного тока отсутствует. При КЗ в точке $K2$ на стороне инвертора ток в месте КЗ определяется в основном параметрами системы $C2$. Подпитка со стороны вставки постоянного тока не превышает ее номинального нагрузочного тока.

Область и масштабы использования вставок постоянного тока в основном ограничиваются их технико-экономическими характеристиками и эксплуатационной надежностью. Стоимость вставок в значительной мере определяется высокой стоимостью выпрямительных и инверторных подстанций. Эти же элементы доминируют и в формировании эксплуатационной надежности. Прогресс в области полупроводниковой техники, снижение стоимости отдельных элементов и узлов вставок, повышение их надежности позволят более широко использовать в дальнейшем вставки постоянного тока в энергосистемах.

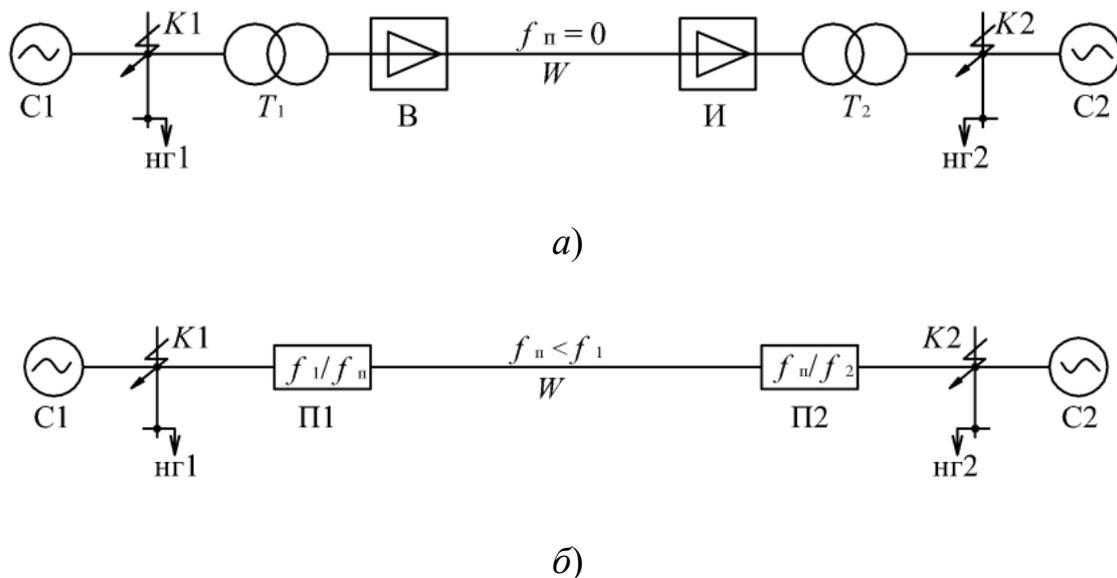


Рис. 10.23. Вставки постоянного и переменного токов:
 а – вставка постоянного тока; б – вставка переменного тока
 непромышленной частоты

Вставки переменного тока непромышленной частоты (рис. 10.23, б) предназначены для связи узлов сетей промышленной частоты. Нормально они выполняют функции высоконагруженных протяженных транспортных линий электропередачи и развязывающих элементов энергосистем. В отдельных случаях, если это эконо-

мически обосновано, они могут иметь короткие линии электропередачи и выполнять функции токоограничивающих устройств.

Вставка переменного тока не промышленной частоты содержит ферромагнитный преобразователь (делитель) частоты П1 (рис. 10.23, б), линию электропередачи W , а также ферромагнитный преобразователь (умножитель) частоты П2. Частота передачи $f = 25$ Гц. Вставка является нереверсивной по режиму передачи мощности и в этом отношении подобна линии с односторонним питанием. При КЗ в точке $K1$ ток в месте КЗ определяется только параметрами системы С1, а при КЗ в точке $K2$ – только параметрами системы С2. Вставки не промышленной частоты в принципе могут иметь предпочтение перед вставками постоянного тока, поскольку стоимость ферромагнитных преобразователей частоты ниже стоимости выпрямительных и инверторных подстанций, схема установки и условия эксплуатации проще, а эксплуатационная надежность выше, чем вставок постоянного тока.

10.14. Ограничение токов короткого замыкания на землю

Для ограничения токов КЗ на землю в сетях напряжением 110–750 кВ целесообразно увеличивать эквивалентное сопротивление нулевой последовательности относительно точки КЗ. При этом наиболее логичным представляется увеличение сопротивления тех ветвей, которые являются наиболее специфичными с точки зрения циркуляции токов нулевой последовательности. Такими ветвями являются цепи заземления нейтралей трансформаторов и автотрансформаторов и третичные обмотки автотрансформаторов, соединенные в треугольник. Изменение способа заземления нейтралей трансформаторов приводит к изменению режима заземления соответствующей сети и к изменению условий работы изоляции трансформаторов при коммутационных и атмосферных перенапряжениях, а также при возникновении в сети КЗ на землю.

При КЗ на землю одной или двух фаз трехфазной сети напряжение на неповрежденных фазах относительно земли возрастает. Степень увеличения напряжения характеризуется коэффициентом заземления сети $K_3 = U_{ф-з} / U_{ном}$, где $U_{ф-з}$ – напряжение фазы по отношению к земле. При $K_3 \leq 0,8$ сеть считают эффективно заземленной. Крайним случаем эффективно заземленной сети является глухозаземленная сеть, когда нейтрали всех трансформаторов глухо (непосредственно) заземлены.

При этом токи КЗ на землю оказываются наибольшими, а значение K_3 – наименьшим. При $K_3 > 0,8$ сеть считают неэффективно заземленной. Крайним случаем неэффективно заземленной сети является изолированная от земли сеть, когда нейтрали всех трансформаторов разземлены. При этом токи КЗ на землю получатся наименьшими.

Ограничение токов КЗ на землю путем разземления нейтрали и части трансформаторов или включения в нейтрали трансформаторов токоограничивающих устройств (в частности, реакторов или резисторов) является наиболее эффективным способом с экономической и с технической точек зрения. Однако степень их ограничения и соответственно значение сопротивления, включаемого в нейтраль трансформатора токоограничивающего устройства, лимитируется допустимыми перенапряжениями на нейтральных и на неповрежденных фазах трансформаторов, значения которых могут быть хотя и немного меньше $U_{гаи}$ разрядника, но достаточно продолжительными из-за условий работы релейной защиты. В табл. 10.1 приведены значения допустимых напряжений на неповрежденных фазах и на нейтрали трансформаторов, полученные исходя из значений допустимых в течение 1 с напряжений на линейных выводах обмоток трансформаторов и равнопрочности изоляции по отношению к испытательному одноминутному напряжению (действующее значение) промышленной частоты.

Таблица 10.1

Допустимые напряжения на неповрежденных фазах
и в нейтрали трансформаторов

Величина	Значения допустимых напряжений при номинальном напряжении сети, кВ		
	110	220	330
$U_{ф.ном}$	63,5	127	190,4
$U_{ф-з(1с)}$	138	275	405
$U_{ф-з(исп.1мин)}$	200	325	460

Отечественные трансформаторы напряжением 110 кВ и выше, изготовленные до 1968 г., имеют ослабленную изоляцию нейтрали, а именно изоляцию класса 35 кВ, для которой одноминутное испытательное напряжение (действующее значение) равно 85 кВ. Одноминутное испытательное напряжение изоляции нейтрали силовых трансформаторов, выпускаемых после 1968 г. (в соответствии с ГОСТ 1516-68

и ГОСТ 1516-73), несколько выше и составляет для трансформаторов напряжением 110 и 220 кВ соответственно 100 и 200 кВ.

По условиям работы изоляции электроустановок сети напряжением 110 кВ и выше должны быть эффективно заземлены, т. е. заземлены таким образом, чтобы у них напряжение на неповрежденных фазах при КЗ на землю в любой точке не превышало 80 % линейного напряжения сети или 1,4 номинального фазного напряжения. Данное требование определяется условиями надежной работы установленных в сетях 80%-ных разрядников. Оно выполняется, если соотношение результирующих полных сопротивлений нулевой и прямой последовательностей относительно точки КЗ удовлетворяет условию

$$Z_{0\Sigma} / Z_{1\Sigma} \leq 3 \div 4.$$

В сети, элементы которой имеют преимущественно индуктивное сопротивление, указанное требование выполняется, если $X_{0\Sigma} / X_{1\Sigma} \leq 5$.

По условиям работы выключателей желательно, чтобы токи однофазного и двухфазного КЗ на землю в любой точке сети не превышали тока трехфазного КЗ в той же точке.

Таким образом, при выборе режима заземления нейтралей элементов сетей напряжением 110 кВ и выше, определяемого режимом заземления нейтралей силовых трансформаторов, необходимо выполнить следующие условия:

$$\begin{cases} I_K^{(1)} / I_K^{(3)} \leq 1; I_K^{(1.1)} / I_K^{(3)} \leq 1; K_3 = U_{\text{ф-з}} / U_{\text{ном}} \leq 0,8; \\ U_{\text{Н}} \leq U_{\text{Ндоп}}; U_{\text{Н}} \leq U_{\text{Нимп.доп}}, \end{cases} \quad (10.19)$$

где $U_{\text{Ндоп}}$, $U_{\text{Нимп.доп}}$ – допустимые напряжения промышленной частоты и импульсное напряжение на нейтрали при КЗ в сети.

Наиболее просто ограничения токов КЗ на землю можно достичь путем разземления нейтралей части трансформаторов сети, если это допустимо для изоляции их нейтралей и не приводит при отключении КЗ к выделению неэффективно заземленных или даже незаземленных участков сети с неустраненным КЗ на землю. Ограничения токов КЗ на землю можно достичь также путем включения в нейтрали силовых трансформаторов реакторов или резисторов. Эффективность этих средств не одинакова. При одном и том же сопротивлении реакторы более существенно ограничивают ток КЗ, чем резисторы. Однако установка реакторов утяжеляет условия работы изоляции нейтра-

лей при перенапряжениях, особенно атмосферных. Установка резисторов менее эффективна с точки зрения токоограничения, но позволяет обеспечить быстрое затухание апериодической составляющей тока КЗ.

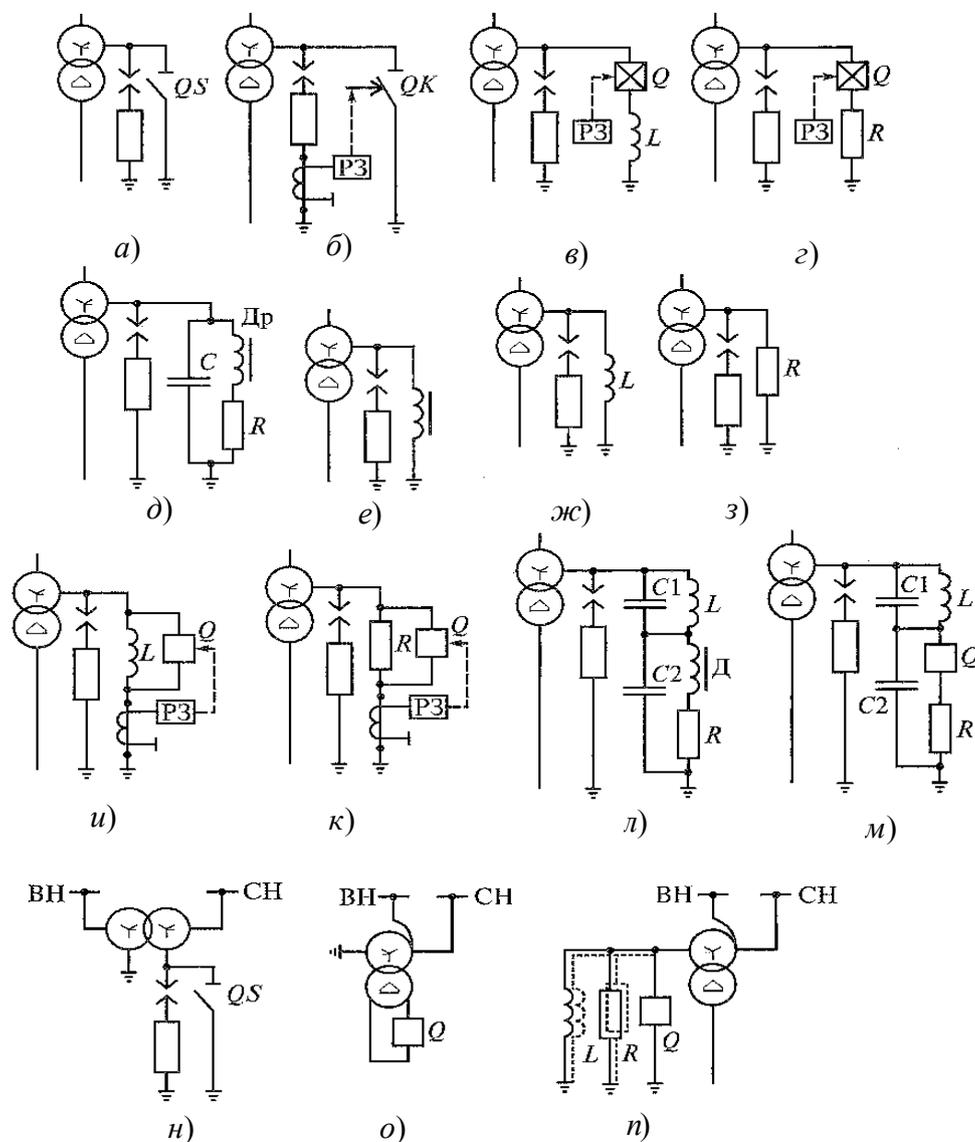


Рис. 10.24. Схемы способов ограничения (а–п) тока КЗ на землю

Типовая схема заземления нейтралей трансформаторов напряжением 110 и 220 кВ дана на рис. 10.24, а. Здесь нейтраль может быть либо глухо заземлена, либо разземлена с помощью заземлителя или короткозамкатора. В случае разземления нейтрали защита ее изоляции от перенапряжений осуществляется вентильным разрядником или ограничителем перенапряжений. Опыт эксплуатации показал недостаточную надежность данного способа. Более совершенной является

схема, показанная на рис. 10.24, б; при появлении в цепи разрядника значительного сопровождающего тока срабатывает быстродействующий короткозамыкатель QN , наглухо заземляя нейтраль. В схемах, приведенных на рис. 10.24, в, г, нейтраль трансформаторов нормально изолирована; при возникновении КЗ на землю быстродействующим выключателем или другим быстродействующим аппаратом в нее вводится реактор или резистор. Разрядник или ограничитель перенапряжений служит для защиты нейтрали от перенапряжений.

Схема, приведенная на рис. 10.24, д, предусматривает включение в нейтраль трансформатора контура C -Др- R , настроенного в резонанс на частоте сети. В ненасыщенном состоянии реактор с нелинейной характеристикой (дроссель) имеет индуктивное сопротивление $X_{др.ненас} \Sigma R$. При появлении на нейтрали существенного напряжения реактор насыщается, расстраивается резонанс и в цепь нейтрали вводится необходимое активно-индуктивное сопротивление. Наличие в схеме емкости обеспечивает защиту изоляции нейтрали от импульсных перенапряжений. Разрядник в данной схеме является дополнительным защитным элементом. В схемах, приведенных на рис. 10.24, е-з, в нейтраль постоянно включены соответственно реактор с нелинейной характеристикой (насыщающийся реактор), реактор с линейной характеристикой и резистор. В первом случае сопротивление в нейтрали нелинейно меняется с изменением напряжения на нейтрали. Во всех трех схемах защита изоляции нейтрали от перенапряжений осуществляется разрядником.

В схемах на рис. 10.24, и, к нейтраль в нормальном режиме «глухо» заземлена. При возникновении в сети КЗ на землю быстродействующим выключателем в нейтраль вводится соответственно реактор или резистор, если ток в нейтрали превысит определенное расчетное значение, определяемое принятым режимом заземления сети. В данных схемах защита изоляции нейтралей от возможных перенапряжений осуществляется разрядником.

Схема на рис. 10.24, л предусматривает два последовательно соединенных контура, имеющих $X_{C1} \Sigma X_L$ и $X_{д.ненас} \Sigma X_{C2}$. В нормальном режиме токоограничивающее устройство настроено на резонанс напряжений на частоте сети. Появление на нейтрали существенного напряжения из-за реактора с нелинейной характеристикой расстраивается резонанс и в нейтраль вводится необходимое для токоограничения индуктивное сопротивление. Конденсаторы $C1$ и $C2$ выполняют также функции защитных элементов от импульсных перенапряжений,

поэтому их желательно брать импульсного типа. Дополнительным защитным элементом является разрядник.

Схема на рис. 10.24, *м* подобна предшествующей схеме, однако здесь расстройка резонанса осуществляется быстродействующим выключателем или другим быстродействующим коммутационным аппаратом.

Эффективным средством ограничения токов КЗ на землю может стать замена автотрансформаторов связи на трансформаторы равной мощности, работающие, как правило, с разземленной нейтралью на стороне среднего напряжения (рис. 10.24, *н*). При таком решении осуществляется деление схемы нулевой последовательности по месту включения трансформатора. Некоторого ограничения токов КЗ на землю можно добиться путем безынерционного размыкания третичной обмотки автотрансформаторов, соединенной в треугольник (рис. 10.24, *о*). Эффективность этого способа токоограничения зависит от наличия и мощности нагрузки третичной обмотки, а также от суммарных сопротивлений нулевой последовательности примыкающих к автотрансформатору сетей. По данным исследований напряжение на разомкнутой третичной обмотке автотрансформаторов в режиме КЗ на землю при широком диапазоне изменения параметров внешней сети не превышает полуторакратного номинального напряжения соответствующей сети.

Известны многочисленные предложения разземлять в режиме КЗ на землю нейтрали автотрансформаторов или вводить в этом режиме в цепь заземления нейтрали реактор или резистор (рис. 10.24, *п*). Анализ показывает, что этот способ токоограничения в большинстве случаев практически неприемлем как по условиям работы изоляции самого автотрансформатора, так и по условиям работы изоляции сети среднего напряжения. Поэтому в отечественных энергосистемах он не нашел широкого применения.

10.15. Оптимизация уровней токов короткого замыкания

Система электроснабжения является небольшой частью ЭЭС, где происходит формирование исходного уровня токов КЗ. Если собственных источников электрической энергии СЭС не содержит, то наибольшее значение мощности КЗ будет на границе раздела с питающей энергетической системой. При наличии собственных источ-

ников наибольшее значение мощности КЗ определяется их мощностью, мощностью КЗ, поступающей от ЭЭС, и электрической удаленностью источников электрической энергии друг от друга.

Уровни токов КЗ в узлах нагрузки зависят от структуры СЭС, параметров ее сетей и состава электроприемников. При проектировании установление оптимального уровня токов КЗ в каждом узле СЭС предусматривает анализ более широкого ряда показателей, к которым относятся:

- технические и стоимостные показатели выпускаемого электрооборудования, проводников и токоограничивающих устройств;
- категория бесперебойности электроснабжения и его надежность;
- устойчивость двигательной нагрузки;
- работоспособность релейной защиты;
- качество напряжения у потребителей;
- пуск и самозапуск мощных электродвигателей;
- потеря мощности и электроэнергии в сетях;
- ущерб от перерывов в электроснабжении.

Учет действия факторов, определяющих оптимальный уровень токов КЗ, является противоречивым. С одной стороны, снижение наибольших значений мощности КЗ в узлах нагрузки позволяет устанавливать более простое и дешевое электрооборудование, уменьшать сечение проводников, применять простые решения по схемам распределения электрической энергии с использованием систем АВР, АПВ и уменьшать ущерб от воздействия токов КЗ за счет их локализации.

Однако при этом возрастают затраты на дополнительно устанавливаемое специальное оборудование и токоограничивающие устройства, а также возрастает ущерб от возможных перерывов в электроснабжении.

С другой стороны, обеспечение уровня напряжения для пуска и самозапуска электродвигателей, ограничение колебаний и отклонений напряжения в узлах электроснабжения с резкопеременной ударной нагрузкой, ограничение синусоидальности напряжения, снижение влияния несимметрии нагрузки, обеспечение надежности работы релейной защиты требуют сохранения больших значений мощности КЗ.

Таким образом, при проектировании СЭС может ставиться технико-экономическая задача снижения уровней токов КЗ в конкретных

узлах до оптимальных. Ее целевой функцией являются приведенные затраты

$$Z(S_K) = \sum_{i=1}^i (K_i P_i + K_{\Delta i} P_{\Delta i}) + C_{\Sigma} + Y_{\Sigma}, \quad (10.20)$$

где K_i – основные капитальные вложения в электрооборудование СЭС: трансформаторы, РУ, электрические аппараты (ЛЭП); $K_{\Delta i}$ – дополнительные вложения в специальное оборудование (надбавки за использование трансформаторов и токоограничивающих коммутационных аппаратов; стоимость ограничивающих и дугогасящих реакторов, различного вида токоограничивающих устройств, а также устройств, обеспечивающих нормированные значения показателей качества электрической энергии, пусковых устройств и средств АРВ мощных электродвигателей); $P_i, P_{\Delta i}$ – суммарные коэффициенты отчислений от основных и дополнительных капиталовложений в электрооборудование и его строительную часть; C_{Σ} – суммарные эксплуатационные расходы по освоенному и специальному оборудованию и стоимость потерь электрической энергии; Y_{Σ} – суммарный ущерб от перерывов в электроснабжении, нарушения устойчивости двигательной нагрузки, снижения надежности электроснабжения, а также от ухудшения качества электрической энергии у потребителей.

Критерием оптимальных уровней мощности КЗ является минимум приведенных затрат $Z(S_K)$ (10.20). Для минимизации целевой функции приведенных затрат целесообразно использовать метод дискретной оптимизации. Последний позволяет перейти от оптимизации функции многих дискретно изменяющихся переменных (10.20) к исследованию на экстремум функции $Z = f(S_K)$ при учете множества ограничений по различным параметрам дискретной шкалы мощностей электрооборудования, шкале номинальных напряжений, нормируемым показателям качества электрической энергии, допустимым потерям мощности и энергии, уровню перенапряжений, максимальной мощности КЗ и т. д.

Существование большого количества переменных и множества ограничений значительно сужает возможности поиска минимума функции (10.20). Поэтому практически более приемлемы частные математические модели оптимизации уровней мощности КЗ. Они могут

быть разобраны для конкретных узлов СЭС с выделением наиболее существенных переменных, зависящих от параметров режима КЗ.

Оптимальное значение расчетного тока КЗ в сетях промышленных предприятий должно определяться в основном с учетом двух факторов:

- обеспечения возможности применения электрических аппаратов с более легкими параметрами проводников возможно меньших сечений;

- сохранения значений показателей качества электрической энергии в нормируемых пределах.

Для учета других факторов должны быть установлены функциональные зависимости между их количественными показателями и параметрами режима КЗ.

10.16. Координация уровней токов короткого замыкания

Координация уровней токов КЗ – это согласование их значений в различных узлах СЭС. По своей постановке она представляет собой важную технико-экономическую задачу, от решения которой зависят энергетические и стоимостные характеристики СЭС.

Что касается централизованного электроснабжения промышленных предприятий, городов и сельского хозяйства, то эта задача возникает при значительных токах КЗ на границе раздела с питающей ЭЭС. Ее решение заключается в ступенчатом снижении токов КЗ при проектировании СЭС, ее эксплуатации и дальнейшем развитии или реконструкции.

При проектировании СЭС исходными данными для решения задачи координации токов КЗ являются сведения об источниках питания и о составе электроприемников. На основе намеченного территориального размещения потребителей известными считаются предполагаемые источники энергии и их характеристики для узла подключения СЭС:

- установление мощности генерирующих источников промышленного района с перспективой их развития на срок не менее 5 лет;

- мощности или токи КЗ, генерируемые источниками с учетом их развития не менее чем на 5 лет с момента ввода в эксплуатацию СЭС;

- рабочее напряжение районной ЭЭС;

– параметры ЛЭП между ЭЭС и СЭС.

Состав электроприемников обуславливает требования к бесперебойности электроснабжения, качеству электрической энергии, допустимой продолжительности в электропитании и др. По этим исходным данным могут быть сформулированы необходимые свойства проектируемой СЭС по надежности, потерям напряжения, мощности и энергии, безопасности, гибкости, жесткости и устойчивости, а также намечены варианты и параметры предполагаемого к применению электрооборудования.

На основе количественных показателей этих свойств и характеристик электрооборудования для узлов распределения электрической энергии могут быть определены оптимальные значения токов КЗ. С их учетом следует обосновывать структуру схемы электроснабжения – число приемных пунктов связи с ЭЭС, размещение подстанций глубокого ввода, выбор рабочих напряжений и количества ступеней распределения энергии.

На этапе эксплуатации СЭС необходимость решения вопросов координации токов КЗ возникает при изменениях схемы электроснабжения, повышении мощности генерирующих источников, мощности или пропускной способности основных элементов, при введении ограничений на режим работы основного электрооборудования, увеличении плотности нагрузки и сетей. При этом новые уровни токов КЗ должны быть согласованы с параметрами установленного оборудования и сетей.

Координация достигается:

- стационарным или автоматическим делением сети;
- установкой токоограничивающих одноцепных и сдвоенных реакторов;
- применением различных токоограничивающих устройств;
- установкой коммутационных аппаратов повышенной стойкости к воздействию токов КЗ;
- разукрупнением трансформаторных подстанций по мощности трансформаторов и секций путем установки трансформаторов с расщепленными обмотками или сдвоенных реакторов;
- изменением режима нейтрали сети путем разземления части нейтралей трансформаторов, заземления нейтралей через резисторы, реакторы и токоограничивающие устройства;
- электрическим делением сети путем установки разделительных трансформаторов.

В условиях последующего расширения и развития СЭС согласованием токов КЗ преследуют такие же цели, как при эксплуатации СЭС. Дополнительной рациональной мерой здесь является строительство новых приемных пунктов связи с ЭЭС и подстанции глубокого ввода для покрытия увеличения электрических нагрузок с использованием разделения сетей.

На всех этапах координации токов КЗ анализ их на разных ступенях распределения энергии используется для обоснования технической необходимости создания нового и модернизации существующего электрооборудования. Контроль токов КЗ в узлах нагрузки и анализ динамики их изменения являются важным фактором обеспечения надежности электроснабжения.

Пример 10.1

Рассчитать и сравнить токи КЗ при параллельной и раздельной работе трансформаторов ГПП (рис. 10.25, а) по значениям начального и ударного токов трехфазного КЗ на шинах низшего напряжения в точке К.

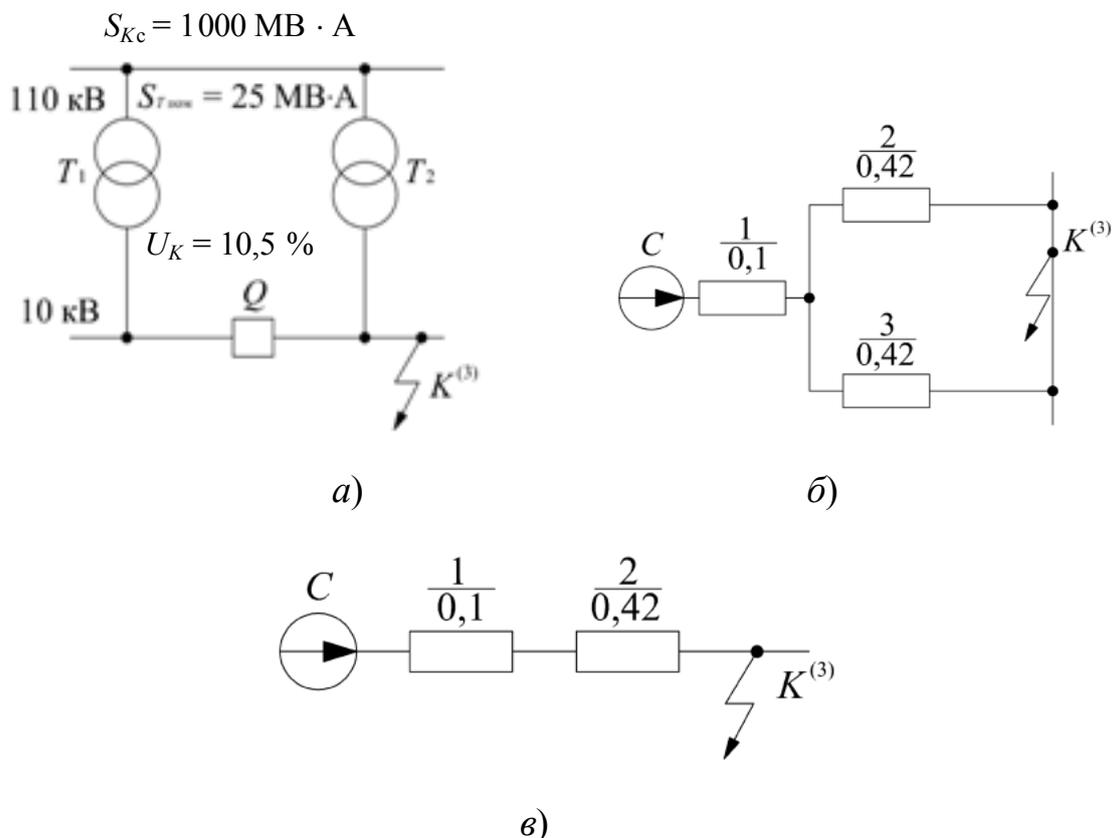


Рис. 10.25. К примеру 10.1: а – расчетная схема, б – параллельная работа трансформаторов, в – раздельная работа трансформаторов

Решение. Принимаем следующие базисные условия:

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}, U_{\sigma} = 10,5 \text{ кВ}. \text{ Тогда } I_{\sigma} = 100 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 5,5 \text{ кА}.$$

Сопротивления схем замещения (рис. 10.25, б, в) в ОЕ:

– сопротивление системы:

$$x_1 = S_{\sigma} / S_{Kc} = 100 / 1000 = 0,1;$$

– сопротивление трансформатора:

$$x_2 = x_3 = U_K S_{\sigma} / (100 S_{T_{\text{НОМ}}}) = 10,5 \cdot 100 / (100 \cdot 25) = 0,42.$$

Токи КЗ:

– при параллельной работе трансформаторов (рис. 10.25, б):

$$I''_{\text{п}} = I_{\sigma} / (x_1 + x_2 / 2) = 5,5 / (0,1 + 0,42 / 2) = 17,74 \text{ кА};$$

$$i_y = \sqrt{2} K_y I''_{\text{п}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 17,74 = 45,03 \text{ кА};$$

– при раздельной работе трансформаторов (рис. 10.25, в):

$$I''_{\text{р}} = I_{\sigma} / (x_1 + x_2) = 5,5 / (0,1 + 0,42) = 10,58 \text{ кА};$$

$$i_y = \sqrt{2} K_y I''_{\text{п}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 10,58 = 26,84 \text{ кА}.$$

Переход с раздельной на параллельную работу трансформаторов ГПП вызывает повышение токов КЗ на шинах низшего напряжения в 1,67 раза

$$I''_{\text{п}} / I''_{\text{р}} = (17,74 / 10,58) = 1,67.$$

При раздельной работе мощность КЗ составит

$$S^{(3)} = \sqrt{3} U I''_{\text{р}} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10,58 = 192,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Пример 10.2

Рассчитать сопротивление реактора напряжением 10 кВ (рис. 10.26, а) для ограничения мощности КЗ на шинах до 100 МВ · А.

Решение. Принимаем базисные условия:

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}, U_{\sigma} = 10,5 \text{ кВ}, \text{ тогда } I_{\sigma} = 100 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 5,5 \text{ кА}.$$

Сопротивление питающей системы С:

$$x_1 = S_{\sigma} / S_{Kc} = 100 / 1000 = 0,1.$$

Сопротивление трансформатора

$$x_2 = U_K S_{\delta} / (100 S_{T_{\text{НОМ}}}) = 10,5 / 100 \cdot 100 / 25 = 0,42.$$

Номинальный ток реактора должен быть больше тока НН трансформатора, т. е. $I_{\text{НОМ}} = 25 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 1,44$ кА.

Сопротивление реактора должно быть

$$x_p \% = [S_{\delta} / S_{Kc} - (x_1 + x_2)] I_{\text{НОМ}} U_{\delta} 100 / (I_{\delta} U) = \\ = [100 / 110 - (0,1 + 0,42)] 1,44 \cdot 10,5 \cdot 100 / (5,5 \cdot 10) = 10,7 \%$$

или

$$x_p = 10,7 \cdot 10 (100 \sqrt{3} \cdot 1,44) = 0,43 \text{ Ом}.$$

Этим данным соответствует РБА 10-1500-12 с параметрами:

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}; I_{\text{НОМ}} = 1500 \text{ А}; x_p \% = 12 \%,$$

$$x_p = \frac{x_p \%}{100} \frac{U_p}{\sqrt{3} I_p} = \frac{12}{100} \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 1,5} = 0,462 \text{ Ом},$$

$$x_{p,\delta}^* = x_p \% I_{\delta} U_{\text{НОМ}} / (100 I_{\text{НОМ}} U_{\delta}) = 12 \cdot 5,5 \cdot 10 / (100 \cdot 1,5 \cdot 10,5) = 0,419.$$

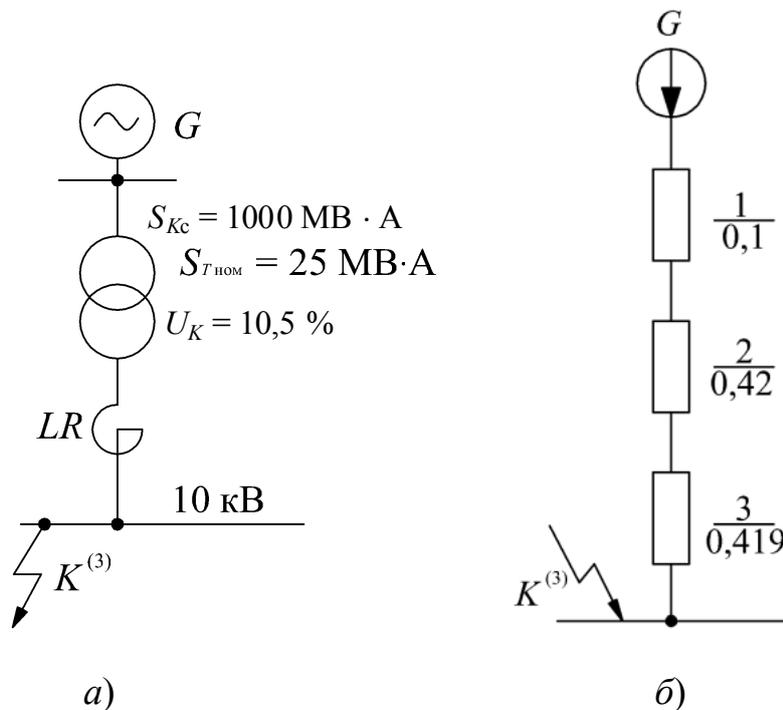


Рис. 10.26. Расчетная схема (а) и схема замещения (б) к примеру 10.2

Ток КЗ за реактором

$$I'' = I_{\sigma} / (x_1 + x_2 + x_p) = 5,5 / (0,1 + 0,42 + 0,419) = 5,86 \text{ кА.}$$

Фактическая мощность КЗ за реактором с сопротивлением, приведенным к базисным условиям, составляет

$$S_K = S_{\sigma} / x_{*рез. \sigma} = 100 / (0,1 + 0,42 + 0,419) = 106,3 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Пример 10.3

Рассчитать и сравнить токи КЗ в точке $K^{(3)}$ (рис. 10.27) при применении трансформатора 110/10 кВ с расщепленной обмоткой НН.

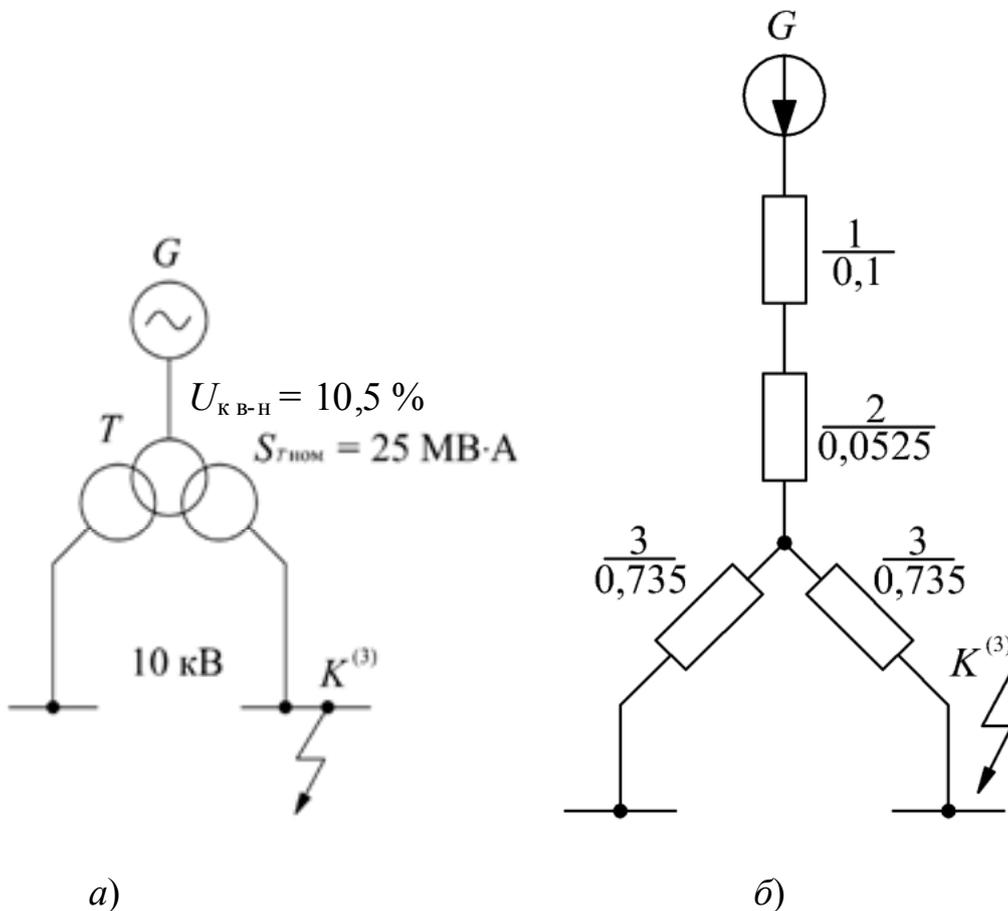


Рис. 10.27. Исходная схема электрической сети (а) и схема замещения (б)

Решение. Принимаем базисные условия:

$$S_{\sigma} = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}, U_{\sigma} = 10,5 \text{ кВ}, \text{ тогда } I_{\sigma} = 100 / (\sqrt{3} \cdot 10,5) = 5,5 \text{ кА.}$$

Сопротивление обмоток трансформатора при отсутствии данных $U_{\text{кв-н}}$ %:

$$x_{\text{в}} = 0,125 U_{\text{кв-н}} S_{\text{б}} / (100 S_{\text{ТНОМ}}) = 0,125 \cdot 10,5 \cdot 100 / (100 \cdot 25) = 0,0525,$$

$$x_{\text{н1}} = x_{\text{н2}} = 1,75 U_{\text{кв-н}} S_{\text{б}} / (100 S_{\text{ТНОМ}}) = 1,75 \cdot 10,5 \cdot 100 / (100 \cdot 25) = 0,735.$$

Ток КЗ в точке $K^{(3)}$

$$I_K'^{(3)} = \frac{I_{\text{б}}}{x_1 + x_2 + x_3} = \frac{5,5}{0,1 + 0,0525 + 0,735} = 6,2 \text{ кА}.$$

Сравнивая токи КЗ с результатами расчета примера 10.1, получим:

$$\frac{I_{\text{р}}''^{(3)}}{I_K'^{(3)}} = \frac{10,58}{6,2} = 1,71.$$

То есть ток КЗ при применении трансформатора с расщепленной обмоткой уменьшился в 1,71 раза.

Контрольные вопросы и задания

1. Укажите причины необходимости ограничения токов КЗ.
2. В чем разница между методами и средствами ограничения токов КЗ? Какие способы ограничения мощностей и токов КЗ можно использовать при проектировании ЭЭС?
3. Какими факторами и условиями определяются уровни мощностей и токов КЗ в ЭЭС?
4. На каких этапах состояния электроустановок используют схемные решения и деление сети?
5. Какие технические средства применяются для ограничения токов КЗ?
6. Каковы общие требования к токоограничивающим устройствам?
7. Какова эффективность различных видов токоограничивающих устройств?
8. В чем состоит отличие одноцепных и сдвоенных реакторов и какова область их применения?
9. Как включаются токоограничивающие реакторы (одинарные и сдвоенные) СЭС?

10. За счет чего происходит ограничение токов КЗ при использовании трансформаторов и автотрансформаторов с расщепленной обмоткой низшего напряжения?
11. Перечислите виды токоограничивающих коммутационных аппаратов и области их применения.
12. Каковы характеристики и область использования ограничителей ударного тока?
13. Какие виды резонансов в цепях используются в резонансных токоограничивающих устройствах?
14. Какие виды токоограничивающих устройств именуется безынерционными?
15. Возможно ли выполнить токоограничивающее устройство на базе трансформатора?
16. Какой принцип используется в токоограничивающих устройствах реакторно-вентильного типа?
17. Какие типы сверхпроводников используются в токоограничивающих устройствах?
18. Перечислите возможные схемы использования сверхпроводников в токоограничивающих устройствах.
19. В чем состоят особенности использования вставок постоянного тока в качестве токоограничивающего элемента?
20. Возможно ли в качестве токоограничивающего элемента использование вставок переменного тока?
21. Перечислите основные способы ограничения токов КЗ на землю.
22. В чем суть оптимизации уровня токов КЗ при проектировании и эксплуатации СЭС? Какие технические средства и способы ограничения токов КЗ при этом используются?
23. Как влияют мощность и ток КЗ на технико-экономические показатели элементов СЭС и качество электрической энергии?

Литература

1. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2002–2004.
2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – Москва : Энергия, 1977.
3. Крючков, И. П. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах : учеб. пособие для вузов / И. П. Крючков. – Москва : Изд-во МЭИ, 2000. – 168 с.
4. Ульянов, С. А. Сборник задач по электромагнитным переходным процессам / С. А. Ульянов. – Москва : Энергия, 1968. – 495 с.
5. Силюк, С. М. Электромагнитные переходные процессы : учеб. пособие для вузов / С. М. Силюк, Л. М. Свита. – Минск : Технопринт, 2000. – 262 с.
6. Евминов, Л. И. Электромагнитные переходные процессы : учеб. пособие для вузов / Л. И. Евминов. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2003. – 300 с.
7. Евминов, Л. И. Короткие и простые замыкания в распределительных сетях / Л. И. Евминов. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого, 2003. – 104 с.
8. Короткие замыкания в электроустановках. Термины и определения : ГОСТ 26522-85. – Москва : Изд-во стандартов, 1985.
9. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ : ГОСТ 27514-87. – Москва : Изд-во стандартов, 1988.
10. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ : ГОСТ Р 50270-92. – Москва : Изд-во стандартов, 1993.
11. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия токов короткого замыкания : ГОСТ Р 50254-92. – Москва : Изд-во стандартов, 1993.
12. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1кВ : ГОСТ 28249-93. – Москва, 1994.
13. Расчет термически допустимых токов короткого замыкания с учетом неадиабатического нагрева : ГОСТ 28895-91. – Москва : Изд-во стандартов, 1992.

14. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования : РД 153-34.0-20527-98 / под ред. Б. Н. Неклепаева. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.

15. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / И. П. Крючков [и др.] ; под ред. И. П. Крючкова и В. А. Старшинова. – Москва : Академия, 2005. – 416 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Сопротивление проводников, воздушных и кабельных ЛЭП

Таблица П.1.1

Параметры и сопротивления проводов медных марки М				
Номинальное сечение, мм ²	Действительное сечение, мм ²	Расчетный диаметр D_p , мм	Сопротивление постоянному току при +20 °С, Ом/км	Сопротивление переменному току, Ом/км
1,5	1,5	0,97	13,35	14,5
2,5	2,5	1,26	8,0	8,73
4	3,94	2,2	4,52	5,47
6	5,85	2,7	3,03	3,64
10	9,89	3,6	1,79	2,17
16	15,9	5,1	1,13	1,37
25	24,9	6,4	0,72	0,873
35	34,61	7,5	0,515	0,625
50	44,0	9,0	0,361	0,436
70	67,7	10,7	0,267	0,313
95	94,0	12,6	0,191	0,23
120	117,0	14,0	0,154	0,181
150	148,0	15,8	0,122	0,146
185	183,0	17,6	0,099	0,122
240	234,0	19,9	0,077	0,090
300	–	–	0,061	0,071
400	–	–	0,046	0,054

Таблица П.1.2

Сопротивление проводов стальных одно- и многопроволочных										
Диаметр, мм	Сечение, мм ²	Сопротивление, Ом/км								
		При плотности тока, А/мм ²								
		0,5			1,0			2,0		
		<i>R</i>	<i>X</i>	<i>Z</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>Z</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>Z</i>
5	19,6	17,0	10,2	18	14,4	8,6	16,75	10,7	6,40	12,5
6	28	13,7	8,2	16,0	11,2	6,7	13,1	8,0	4,80	3
8	50	6	5,75	11,2	7,5	4,5	8,74	5,3	3,2	6,2
10	79	7,2	4,32	8,4	5,4	3,2	6,3	–	–	–
12	113	5,6	3,36	6,54	4,0	2,4	4,66	–	–	–

Окончание табл. П.1.2

Сопротивление проводов стальных одно- и многопроволочных										
Диаметр, мм	Сечение, мм ²	Сопротивление, Ом/км								
		При плотности тока, А/мм ²								
		0,5			1,0			2,0		
		<i>R</i>	<i>X</i>	<i>Z</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>Z</i>	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>Z</i>
14	154	4,56	2,73	5,3	3,2	1,92	3,7	–	–	–
16	201	3,72	2,23	4,34	2,7	1,6	3,1	–	–	–
18	256	3,18	1,91	3,71	–	–	–	–	–	–
20	314	2,68	1,61	3,12	–	–	–	–	–	–

Таблица П.1.3

Параметры и сопротивления проводов алюминиевых марок А				
Номинальное сечение, мм ²	Действительное сечение, мм ²	Расчетный диаметр D_p , мм	Сопротивление постоянному току при +20 °С, Ом/км	Сопротивление переменному току, Ом/км
1,5	–	–	21,70	–
2,5	–	–	13,00	14,75
4	–	–	8,13	9,20
6	–	–	5,42	6,15
10	–	–	3,25	3,68
16	15,9	5,1	1,8376	2,30
25	24,9	6,4	1,165	1,47
35	34,3	7,5	0,8502	1,05
50	49,5	9,0	0,576	0,74
70	69,2	10,7	0,4204	0,527
95	92,4	12,3	0,3147	0,388
120	117,0	14,0	0,251	0,308
150	148,0	15,8	0,1978	0,246
185	183,0	17,5	0,1611	0,20
240	239,0	20,0	0,123	0,125
300	238,3	22,1	0,1017	0,102
400	–	–	0,077	0,08

Таблица П.1.4

Параметры и сопротивления проводов сталеалюминевых марок АС				
Номинальное сечение, мм ² алюм./ сталь	Действительное сечение, мм ²		Расчетный диаметр D _р , мм	Сопротивление постоянному току при +20 °С, Ом/км
	алюминия	стали		
10/1,8	10,6	1,77	4,5	2,695
16/2,7	16,1	2,69	5,6	1,772
25/4,2	24,9	4,15	6,9	1,146
35/6,2	36,9	6,15	8,4	0,773
50/8,0	48,2	8,04	9,6	0,592
70/11	68,0	11,3	11,4	0,420
70/12	68,4	12,2	15,4	0,420
95/16	95,4	15,9	13,5	0,299
95/15	91,7	15,0	13,5	0,314
95/14	91,2	14,1	19,8	0,316
120/19	118	18,8	15,2	0,245
120/27	116	26,6	15,5	0,249
150/19	148	18,8	16,8	0,195
150/24	149	24,2	17,1	0,194
150/34	147	34,3	17,5	0,196
185/24	187	24,2	18,9	0,154
185/29	181	29,0	18,8	0,159
185/28	187	28,0	23,1	0,155
205/27	205	26,6	19,8	0,14

Таблица П.1.5

Сопротивление трехжильных кабелей с поясной изоляцией						
Сечение, мм ²	Активное сопротивление жилы при 20 °С, Ом/км		Активное сопротивление жилы при 80 °С, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км	
	алюминия	меди	алюминия	меди	открыто	в трубах
1,5	20,6	12,3	–	15,3	–	0,11
2,5	12,4	7,35	15,5	9,18	–	0,10
4	7,75	4,6	9,6	5,75	0,33	0,09
6	5,17	3,07	6,46	3,83	0,32	0,09
10	3,1	1,84	3,87	2,28	0,31	0,07
16	1,94	1,15	2,42	1,44	0,29	0,07
25	1,24	0,74	1,55	0,918	0,27	0,07
35	0,89	0,52	1,11	0,657	0,26	0,06
50	0,62	0,37	0,775	0,458	0,25	0,06
70	0,443	0,26	0,555	0,329	0,24	0,06
95	0,326	0,194	0,408	0,242	0,23	0,06

Сопротивление трехжильных кабелей с поясной изоляцией						
Сечение, мм ²	Активное сопротивление жилы при 20 °С, Ом/км		Активное сопротивление жилы при 80 °С, Ом/км		Индуктивное сопротивление, Ом/км	
	алюминия	меди	алюминия	меди	открыто	в трубах
120	0,258	0,153	0,324	0,191	0,22	0,06
150	0,206	0,122	0,258	0,154	0,21	0,06
185	0,167	0,099	0,21	0,124	0,21	0,06
240	0,129	0,077	0,16	0,095	0,20	0,06
300	0,103	0,061	–	–	0,19	0,06

Таблица П.1.6

Электрические характеристики кабелей с бумажной изоляцией										
Сечение, мм ²	Активное сопротивление при +20 °С, Ом/км		Удельное индуктивное сопротивление X_0 и удельная емкость C_0 кабеля напряжением, кВ							
			6		10		20		35	
	меди	алю- ми- ния	X_0 , Ом/км	C_0 , мкФ/км	X_0 , Ом/км	C_0 , мкФ/км	X_0 , Ом/км	C_0 , мкФ/км	X_0 , Ом/км	C_0 , мкФ/км
10	1,84	3,1	0,11	0,2	–	–	–	–	–	–
16	1,15	1,94	0,102	0,23	0,113	–	–	–	–	–
25	0,74	1,24	0,091	0,28	0,099	0,23	0,135	0,17	–	–
35	0,52	0,89	0,087	0,309	0,095	0,27	0,129	0,21	–	–
50	0,37	0,62	0,083	0,363	0,09	0,29	0,119	0,24	–	–
70	0,26	0,443	0,08	0,404	0,086	0,31	0,116	0,26	0,137	0,18
95	0,194	0,326	0,078	0,427	0,083	0,35	0,110	0,32	0,126	0,20
120	0,153	0,258	0,076	0,465	0,081	0,37	0,107	0,35	0,120	0,24
150	0,122	0,206	0,074	0,516	0,079	0,44	0,104	0,38	0,116	0,26
185	0,099	0,167	0,073	0,538	0,077	0,45	0,101	0,40	0,113	0,28
240	0,077	0,129	0,071	0,589	0,075	0,46	0,098	0,43	0,108	0,30
300	0,061	0,103	–	–	–	0,47	0,095	0,46	0,097	0,32
400	0,046	0,077	–	–	–	0,48	0,092	0,48	–	0,33

Таблица П.1.7

Характеристики одножильных кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ) напряжением 6–35 кВ							
Номинальное сечение жилы, мм ²	Сопротивление жилы постоянному току, Ом/км		Удельная емкость кабеля C_0 , мкФ/км			Индуктивное сопротивление жилы, Ом/км	
	медь	алюминий	6 кВ	10 кВ	35 кВ	10 кВ	35 кВ
50	0,387	0,641	0,28	0,23	0,14	0,184/0,126	0,228/0,152
70	0,268	0,443	0,32	0,26	0,16	0,177/0,119	0,220/0,144
95	0,193	0,320	0,35	0,29	0,18	0,170/0,112	0,211/0,135
120	0,153	0,253	0,38	0,31	0,19	0,166/0,108	0,208/0,132
150	0,124	0,206	0,41	0,34	0,20	0,164/0,106	0,202/0,125
185	0,0991	0,164	0,45	0,37	0,22	0,161/0,103	0,196/0,120
240	0,0754	0,125	0,51	0,41	0,24	0,157/0,099	0,192/0,115
300	0,0601	0,100	0,55	0,45	0,26	0,154/0,096	0,187/0,111
400	0,0470	0,0778	0,56	0,50	0,29	0,151/0,093	0,181/0,105
500	0,0366	0,0605	0,62	0,55	0,32	0,148/0,090	0,176/0,100
630	0,0280	0,0464	0,71	0,61	0,35	0,145/0,087	0,172/0,096
800	0,0221	0,0367	0,80	0,68	0,40	0,142/0,083	0,167/0,091

Примечание. способы прокладки одножильных кабелей.

Таблица П.1.8

Активное и полное сопротивление цепи фаза-нуль трехжильных кабелей при использовании алюминиевой оболочки в качестве нулевого проводника						
Сечение жил кабеля, мм ²	Сопротивление, Ом/км					
	Материал жилы					
	алюминий			медь		
	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	Z ААГ, ААБ/ААШв	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	Z АГ, АБ/АШв
3×4	9,61	—	—	—	—	—
3×6	6,41	1,045	7,71/7,67	3,83	0,985	5,02/4,98
3×10	3,84	1,038	4,95/4,92	2,28	0,876	3,33/3,31
3×16	2,40	0,775	3,36/3,33	1,44	0,748	2,35/2,31
3×25	1,54	0,691	2,46/2,44	0,92	0,679	1,81/1,79
3×35	1,10	0,616	1,85/1,83	0,697	0,610	1,39/1,37
3×50	0,769	0,498	1,42/1,40	0,558	0,492	1,09/1,07
3×70	0,549	0,410	1,07/1,06	0,33	0,405	0,84/0,83

Активное и полное сопротивление цепи фаза-нуль трехжильных кабелей при использовании алюминиевой оболочки в качестве нулевого проводника						
Сечение жил кабеля, мм ²	Сопротивление, Ом/км					
	Материал жилы					
	алюминий			медь		
	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	Z ААГ, ААБ/ААШв	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	Z АГ, АБ/АШв
3×95	0,405	0,321	0,84/0,83	0,24	0,357	0,67/0,66
3×120	0,320	0,328	0,71/0,70	0,19	0,325	0,57/0,56
3×150	0,256	0,268	0,54/0,53	0,16	0,264	0,44/0,42
3×185	0,208	0,241	0,45/0,45	0,12	0,239	0,36/0,36
3×240	0,160	0,215	0,37/0,36	0,10	0,212	0,31/0,29

Таблица П.1.9

Активное и полное сопротивление цепи фаза-нуль четырехжильных кабелей с учетом проводимости алюминиевой оболочки						
Сечение жил кабеля, мм ²	Сопротивление, Ом/км					
	Материал жилы					
	алюминий			медь		
	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	Z ААГ, ААБ/ААШв	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	Z АГ, АБ/АШв
3×4+1×2,5	9,61	—	—	—	—	—
3×6+1×4	6,41	0,867	7,79/7,33	3,83	0,762	4,74/4,592
3×10+1×6	3,84	0,738	4,73/4,61	2,28	0,665	3,06/2,945
3×16+1×10	2,40	0,564	3,08/2,98	1,44	0,489	2,01/1,929
3×25+1×16	1,54	0,477	2,10/2,03	0,92	0,412	1,38/1,330
3×35+1×16	1,10	0,405	1,57/1,52	0,70	0,357	1,06/1,014
3×50+1×25	0,769	0,320	1,16/1,09	0,46	0,275	0,78/0,733
3×70+1×25	0,549	0,282	0,87/0,84	0,33	0,247	0,61/0,576
3×95+1×25	0,405	0,253	0,69/0,66	0,24	0,217	0,49/0,459
3×120+1×35	0,324	0,237	0,58/0,56	0,19	0,202	0,41/0,393
3×150+1×50	0,258	0,193	0,45/0,45	0,15	0,166	0,31/0,320
3×185+1×50	0,210	0,193	0,37/0,39	0,12	0,155	0,27/0,279

Таблица П.1.10

Полное сопротивление цепи фаза трехжильного кабеля с алюминиевыми жилами – обрамление кабельного канала из угловой стали 50×50×5								
Сечение жил кабеля, мм ²	Сопротивление, Ом/км							
	Ток однофазного КЗ, А							
	100	200	300	500	600	700	1000	2500
3×6	7,46	7,37	7,26	7,11	–	–	–	–
3×10	4,87	4,78	4,67	4,52	4,49	–	–	–
3×16	3,43	3,34	3,23	3,08	3,05	3,02	2,09	–
3×25	2,57	2,48	2,37	2,18	2,19	2,16	2,13	–
3×35	2,15	2,06	1,91	1,5	1,77	1,74	1,71	1,67
3×50	1,85	1,76	1,65	1,31	1,47	1,44	1,41	1,37
3×70	1,66	1,57	1,46	1,2	1,28	1,25	1,22	1,18
3×95	1,55	1,46	1,35	1,15	1,17	1,14	1,11	1,07
3×120	1,5	1,41	1,3	1,11	1,12	1,09	1,06	1,02
3×150	1,46	1,37	1,26	1,09	1,08	1,05	1,02	0,98
3×185	1,44	1,35	1,24	1,07	1,06	1,03	1,00	0,96
3×240	1,42	1,33	1,22	–	1,04	1,01	0,98	0,94

Таблица П.1.11

Активное и полное сопротивление цепи фаза-ноль четырехжильных кабелей в пластмассовой оболочке						
Сечение жил кабеля, мм ²	Сопротивление, Ом/км					
	Материал жилы					
	алюминий			медь		
	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	$R_{\text{фазы}} + R_{\text{нуля}}$	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	$R_{\text{фазы}} + R_{\text{нуля}}$
4×2,5	14,75	14,75	29,5	8,73	8,73	17,4
3×4+1×2,5	9,2	14,75	23,9	5,47	8,73	14,2
4×4	9,2	9,2	18,4	5,47	5,47	10,9
3×6+1×4	6,15	9,2	15,3	3,64	5,47	9,11
4×6	6,15	6,15	12,3	3,64	3,64	7,28
3×10+1×6	3,68	6,15	9,83	2,17	3,64	5,81
4×10	3,68	3,68	7,36	2,17	2,17	4,34
3×16+1×10	2,3	3,68	5,98	1,37	2,17	3,54
4×16	2,3	2,3	4,6	1,37	1,37	2,74
3×25+1×16	1,47	2,3	3,77	0,87	1,37	2,24
4×25	1,47	1,47	2,94	0,87	0,87	2,74

Активное и полное сопротивление цепи фаза-ноль четырехжильных кабелей в пластмассовой оболочке						
Сечение жил кабеля, мм²	Сопротивление, Ом/км					
	Материал жилы					
	алюминий			медь		
	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	$R_{\text{фазы}} + R_{\text{нуля}}$	$R_{\text{фазы}}$	$R_{\text{нуля}}$	$R_{\text{фазы}} + R_{\text{нуля}}$
3×35+1×16	1,05	2,3	3,36	0,63	1,37	1,99
4×35	1,05	1,05	2,1	0,62	0,62	1,25
3×50+1×25	0,74	1,47	2,21	0,43	0,87	1,3
4×50	0,74	0,74	1,48	0,43	0,44	0,87
3×70+1×25	0,527	0,74	1,99	0,31	0,87	1,18
3×70+1×35	0,527	1,5	1,57	0,31	0,62	0,94
4×70	0,527	0,527	1,05	0,31	0,31	0,62
3×95+1×35	0,388	1,06	1,44	0,23	0,62	0,85
4×95	0,388	0,388	0,77	0,23	0,23	0,46
3×120+1×35	0,308	1,05	1,36	0,18	0,625	0,8
3×120+1×70	0,308	0,527	0,83	0,18	0,313	1,49
4×120	0,308	0,308	0,62	0,18	0,181	0,36
3×150+1×500	0,246	0,74	0,98	0,14	0,436	0,58
4×150	0,246	0,246	0,49	0,14	0,146	0,29
3×185+1×500	0,2	0,74	0,94	0,12	0,436	0,55
4×185	0,2	0,2	0,4	0,12	0,122	0,24
4×240	0,153	0,153	0,3	0,09	0,09	0,18

Таблица П.1.12

Допустимое сочетание стальных полос и трехжильных кабелей, при которых проводимость полосы составляет 50 % проводимости фазной жилы. Расстояние между кабелем и полосой 0,2–0,8 м								
Сечение фазной жилы кабеля, мм²	Ток однофазного КЗ, А							
	100	200	300	400	600	800	1500	2500
	Размеры полосы, мм							
6	25×3	25×3	25×3	25×3	25×3	–	–	–
10	25×3	25×3	25×3	25×3	25×3	25×3	–	–
16	25×3	25×3	25×3	25×3	25×3	25×3	25×3	–
25	40×4	40×4	40×4	40×4	40×4	40×4	25×3	–
35	60×4	40×4	40×4	40×4	40×4	40×4	40×4	–

Окончание табл. П.1.12

Допустимое сочетание стальных полос и трехжильных кабелей, при которых проводимость полосы составляет 50 % проводимости фазной жилы. Расстояние между кабелем и полосой 0,2–0,8 м								
Сечение фазной жилы кабеля, мм ²	Ток однофазного КЗ, А							
	100	200	300	400	600	800	1500	2500
	Размеры полосы, мм							
50	80×4	80×4	60×4	60×4	60×4	60×4	40×4	40×4
70	–	–	–	80×4	60×4	60×4	60×4	60×4
95	–	–	–	–	80×4	80×4	80×4	80×4
120	–	–	–	–	80×4	80×4	80×4	80×4
150	–	–	–	–	–	80×4	80×4	80×4
185	–	–	–	–	–	80×4	80×4	80×4
240	–	–	–	–	–	–	–	80×4

Таблица П.1.13

Условный проход трубы		Три одножильных провода	Сопротивление, Ом/км				
			фазного провода R	трубы R _ω	R _φ	X _{труба}	Z _и
мм ²	дюйм						
15	½	2,5	15	4,04	19,04	2,42	19,2
20	¾	4	15	3,1	18,1	1,88	18,25
15	½	6	9,36	3,1	12,46	1,86	12,6
20	¾	10	9,36	2,68	12,04	1,6	12,15
15	½	16	6,25	2,6	8,85	1,56	8,9
20	¾	25	6,25	2,3	8,55	1,38	8,64
20	¾	35	3,74	2,3	6,04	1,38	6,15
25	1	50	2,34	1,5	3,84	0,90	3,94
25	1	70	1,5	1,15	2,65	0,69	2,74
40	1 ½	95	1,07	1,05	2,12	0,63	2,2
40	1 ½	120	0,75	1,05	1,8	0,63	1,9
50	2	150	0,536	0,85	1,386	0,51	1,48
70	2 ½	150	0,395	0,54	0,935	0,32	0,986
70	2 ½	180	0,313	0,54	0,853	0,32	0,915
70	2 ½	–	0,25	0,50	0,75	0,30	0,81
80	3	–	0,25	0,45	0,70	0,27	0,75
80	3	–	0,203	0,45	0,653	0,27	0,7

Таблица П.1.14

Полное сопротивление цепи фазная жила кабеля с алюминиевыми жилами – металлоконструкции из угловой стали							
Сечение кабеля, мм ²	Расстояние между кабелем и фермой, м	Сопротивление, Ом/км					
		Размеры угловой стали, мм					
		2(75×75×8)			2(100×100×8) 2(100×100×10)		
		Ток однофазного КЗ, А					
		100	500	1000–2500	200	500	1000–2500
3×6	0,2	7,06	6,9	–	6,9	6,81	–
	2	7,09	6,93	–	6,93	6,84	–
3×10	0,2	4,49	4,32	–	4,32	4,23	–
	2	4,54	4,37	–	4,37	4,28	–
3×16	0,2	2,95	2,89	–	2,88	2,79	–
	2	3,04	2,97	–	2,95	2,86	–
3×25	0,2	2,31	2,03	1,92	2,02	1,93	1,84
	2	2,2	2,13	2,03	2,12	2,03	1,94
3×35	0,2	1,78	1,6	1,50	1,6	1,51	1,42
	2	1,91	1,73	1,63	1,72	1,63	1,54
3×50	0,2	1,48	1,3	1,19	1,29	1,2	1,1
	2	1,63	1,45	1,35	1,44	1,35	1,26
3×70	0,2	1,28	1,1	0,99	1,09	1,00	0,9
	2	1,45	1,27	1,17	1,26	1,17	1,08
3×95	0,2	1,12	1,01	0,87	0,95	0,87	0,78
	2	1,31	1,17	1,06	1,15	1,06	0,98
3×120	0,2	1,07	0,9	0,79	0,89	0,79	0,7
	2	1,27	1,1	1,0	1,09	1,0	0,91
3×150	0,2	1,02	0,84	0,74	0,82	0,74	0,65
	2	1,22	1,05	0,96	1,04	0,95	0,87
3×185	0,2	0,98	0,8	0,7	0,79	0,7	0,61
	2	1,19	1,02	0,92	1,01	0,92	0,84
3×240	0,2	0,93	0,76	0,66	0,75	0,65	0,57
	2	1,15	0,98	0,89	0,97	0,89	0,81

Таблица П.1.15

Полное сопротивление цепи фаза трехжильного алюминиевого кабеля с резиновой или пластмассовой изоляцией – стальная полоса															
Сечение кабеля, мм ²	Расстояние между полосой и кабелем, м	Полное сопротивление цепи Z_{Σ} , Ом/км, при токах													
		100	200, 300	1500	100	200	300, 400	2500	100	200	300	600, 3000	200	400	600, 3000
		для размера полосы, мм													
		25x3			40x4				60x4				80x4		
3x6	0,2	11,22	10,13	–	9,53	8,77	8,34	–	8,76	8,33	8,03	–	9,06	7,66	–
	0,8	11,22	10,17	–	9,57	8,80	8,37	–	8,80	8,37	8,06	–	9,08	7,69	–
3x10	0,2	8,71	7,64	6,80	7,03	6,24	5,80	–	6,24	5,80	5,49	5,09	5,60	5,12	–
	0,8	8,77	7,70	6,85	7,08	6,29	5,85	–	6,29	5,84	5,53	5,13	5,64	5,16	–
3x16	0,2	7,35	6,27	5,42	5,65	4,86	4,41	3,96	4,85	4,40	4,08	3,67	4,12	3,69	3,45
	0,8	7,43	6,34	5,48	5,72	4,92	4,47	4,02	4,91	4,46	4,14	3,73	4,18	3,74	3,50
3x25	0,2	6,50	5,47	4,62	4,85	4,04	3,59	3,14	4,04	3,58	3,26	2,84	3,29	2,86	2,61
	0,8	6,64	5,55	4,69	4,93	4,12	3,66	3,21	4,11	3,65	3,33	2,91	3,36	2,93	2,68
3x35	0,2	6,16	5,07	4,22	4,45	3,64	3,18	2,73	3,63	3,17	2,85	2,43	2,89	2,45	2,20
	0,8	6,25	4,17	4,30	4,53	3,73	3,27	2,81	3,71	3,26	2,93	2,51	2,96	2,53	2,28
3x50	0,2	5,87	4,78	3,92	4,15	3,34	2,89	2,43	3,34	2,87	2,55	2,13	2,58	2,15	1,9
	0,8	5,96	4,87	4,0	4,24	3,44	2,98	2,52	3,42	2,97	2,64	2,23	2,67	2,24	1,99
3x70	0,2	5,67	4,64	3,73	3,96	3,15	2,69	2,24	3,14	2,68	2,36	1,94	2,39	1,95	1,71
	0,8	5,77	4,68	3,82	4,05	3,25	2,79	2,34	3,23	2,78	2,46	2,04	2,48	2,05	1,80
3x95	0,2	5,55	4,46	3,61	3,83	3,02	2,57	2,12	3,02	2,55	2,23	1,81	2,27	1,83	1,58
	0,8	5,64	4,56	3,69	3,43	3,12	2,67	2,22	3,11	2,66	2,33	1,92	2,36	1,93	1,68
3x120	0,2	5,47	4,38	3,53	3,75	2,95	2,49	2,04	2,94	2,48	2,16	1,74	2,19	1,75	1,51
	0,8	5,57	4,48	3,62	3,85	3,05	2,60	2,15	3,04	2,58	2,26	1,84	2,29	1,86	1,60
3x150	0,2	5,41	4,32	3,47	3,69	2,88	2,43	1,98	2,88	2,42	2,10	1,68	2,13	1,70	1,47
	0,8	5,51	4,42	3,57	3,80	2,99	2,54	2,09	2,98	2,53	2,21	1,72	2,23	1,80	1,56
3x185	0,2	5,36	4,28	3,42	3,65	2,84	2,39	1,94	2,84	2,37	2,05	1,64	2,09	1,65	1,41
	0,8	5,46	4,38	3,52	3,75	2,95	2,5	2,05	2,93	2,48	2,16	1,75	2,19	1,76	1,52
3x240	0,2	5,32	4,23	3,38	3,60	2,80	2,35	1,90	2,79	2,33	2,01	1,59	2,04	1,61	1,36
	0,9	5,42	4,33	3,48	3,71	2,91	2,45	2,01	2,89	2,44	2,12	1,71	2,15	1,72	1,48

Таблица П.1.16

Параметры воздушных и кабельных ЛЭП напряжением 6 кВ				
Марка	R, Ом/км	X, Ом/км	$I_{доп}$, А	I_c , А/км
A-35	0,850	0,366	175	0,025
A-50	0,588	0,355	210	0,025
A-70	0,420	0,345	265	0,025
AC-35	0,790	0,366	175	0,025
AC-50	0,603	0,355	210	0,025

Продолжение табл. П.1.16

Параметры воздушных и кабельных ЛЭП напряжением 6 кВ				
Марка	R, Ом/км	X, Ом/км	I_{доп}, А	I_с, А/км
АС-120	0,249	0,327	380	0,025
АС-150	0,198	0,319	445	0,025
АСБ-16	1,980	0,133	70	0,520
АСБ-25	1,280	0,099	95	0,620
АСБ-35	0,920	0,095	120	0,690
АСБ-50	0,640	0,090	140	0,770
АСБ-70	0,460	0,086	175	0,900
АСБ-95	0,340	0,083	210	1,000
АСБ-120	0,270	0,081	240	1,100
АСБ-150	0,210	0,079	275	1,300
ОСБ-16	1,200	0,113	90	0,520
ОСБ-25	0,740	0,099	125	0,620
ОСБ-35	0,540	0,095	155	0,690
ОСБ-50	0,390	0,090	185	0,770
ОСБ-70	0,280	0,086	225	0,900
ОСБ-95	0,200	0,083	270	1,000
ОСБ-120	0,158	0,081	310	1,100
ОСБ-150	0,123	0,079	355	1,300
ПС-25	6,850	2,430	100	0,025
ПС-35	5,200	2,070	100	0,025
ПС-50	3,700	1,490	90	0,025
Параметры воздушных и кабельных ЛЭП напряжением 10 кВ				
Марка	R, Ом/км	X, Ом/км	I_{доп}, А	I_с, А/км
А-25	1,165	0,377	130	0,025
А-35	0,850	0,366	175	0,025
А-50	0,588	0,355	210	0,025
А-70	0,420	0,345	265	0,025
А-95	0,315	0,334	330	0,025
А-120	0,251	0,327	380	0,025
А-150	0,198	0,319	445	0,025
А-185	0,161	0,311	510	0,025
АЖ-16	2,113	0,391	105	0,025
АЖ-25	1,340	0,377	130	0,025
АЖ-35	0,978	0,366	175	0,025
АЖ-50	0,676	0,355	210	0,025
АЖ-70	0,475	0,345	265	0,025
АЖ-95	0,353	0,334	330	0,025

Продолжение табл. П.1.16

Параметры воздушных и кабельных ЛЭП напряжением 10 кВ				
Марка	R, Ом/км	X, Ом/км	I _{доп} , А	I _с , А/км
АЖ-120	0,288	0,327	380	0,025
АЖ-150	0,229	0,319	445	0,025
АЖ-185	0,185	0,311	510	0,025
АН-16	1,950	0,391	105	0,025
АН-25	1,236	0,377	130	0,025
АН-35	0,902	0,366	175	0,025
АН-50	0,624	0,355	210	0,025
АН-70	0,434	0,345	270	0,025
АН-95	0,326	0,334	330	0,025
АН-120	0,266	0,327	380	0,025
АН-150	0,211	0,319	445	0,025
АН-185	0,171	0,311	510	0,000
АС-16	1,960	0,400	105	0,025
АС-25	1,176	0,377	130	0,025
АС-35	0,790	0,366	175	0,025
АС-50	0,603	0,355	210	0,025
АС-70	0,429	0,345	265	0,025
АС-95	0,306	0,334	330	0,025
АС-120	0,249	0,327	380	0,025
АС-150	0,199	0,319	445	0,025
АС-185	0,157	0,311	510	0,025
АС-240	0,124	0,369	610	0,025
АСБ-16	1,940	0,133	95	0,520
АСБ-25	1,240	0,099	120	0,620
АСБ-35	0,890	0,095	150	0,690
АСБ-50	0,588	0,090	180	0,770
АСБ-70	0,420	0,086	215	0,900
АСБ-95	0,310	0,083	265	1,000
АСБ-120	0,245	0,081	310	1,100
АСБ-150	0,191	0,079	355	1,300
АСБ-185	0,159	0,077	400	1,400
АСБ-240	0,122	0,075	460	1,600
Ж-35	4,670	2,770	75	0,000
Ж-4	15,200	13,100	30	0,000
Ж-5	11,500	9,000	35	0,000

Продолжение табл. П.1.16

Параметры воздушных и кабельных ЛЭП напряжением 10 кВ				
Марка	R, Ом/км	X, Ом/км	I_{доп}, А	I_с, А/км
Ж-6	8,700	5,000	40	0,000
М-6	3,060	0,397	70	0,000
М-10	1,790	0,381	95	0,000
М-16	1,130	0,358	110	0,000
М-25	0,720	0,345	180	0,000
М-35	0,515	0,336	220	0,000
М-50	0,361	0,325	270	0,000
М-70	0,267	0,309	340	0,000
М-95	0,191	0,300	415	0,000
М-120	0,154	0,292	485	0,000
М-150	0,122	0,287	570	0,000
М-185	0,099	0,280	650	0,000
ПС-25	6,850	2,430	100	0,025
ПС-35	5,200	2,070	100	0,025
ПС-50	3,700	1,490	90	0,025
ПС-70	2,330	1,130	125	0,025
ПС-95	1,870	0,740	150	0,025
ПСО-4	17,300	13,659	15	0,025
ПСО-5	11,000	5,600	20	0,025
СБ-16	1,150	0,113	75	0,520
СБ-25	0,740	0,099	90	0,620
СБ-35	0,520	0,095	115	0,690
СБ-50	0,370	0,090	140	0,770
СБ-70	0,260	0,086	165	0,900
СБ-95	0,194	0,083	205	1,000
СБ-120	0,153	0,081	240	1,100
СБ-150	0,122	0,079	275	1,300
СБ-185	0,099	0,077	310	1,400
СБ-240	0,077	0,075	315	1,600
Параметры воздушных и кабельных ЛЭП напряжением 35 кВ				
Марка	R, Ом/км	X, Ом/км	I_{доп}, А	I_с, А/км
АОСБ-95	0,329	0,126	175	4,100
АОСБ-120	0,261	0,120	200	4,400
АОСБ-150	0,208	0,116	220	4,800
АС-35	0,790	0,366	175	0,025

Окончание табл. П.1.16

Параметры воздушных и кабельных ЛЭП напряжением 35 кВ				
Марка	R, Ом/км	X, Ом/км	I _{доп} , А	I _с , А/км
АС-50	0,603	0,355	210	0,025
АС-70	0,428	0,432	265	0,110
АС-95	0,306	0,421	330	0,110
АС-120	0,249	0,414	380	0,110
АС-150	0,198	0,406	445	0,110
АС-185	0,162	0,404	–	0,110
АС-240	0,12	0,4	610	0,110
АС-300	0,105	0,399	690	0,000
АЖ-150	0,229	0,319	445	0,025
ОСБ-70	0,265	0,137	180	3,700
ОСВ-95	0,189	0,083	230	4,100
ОСБ-120	0,149	0,081	260	4,400
ОСБ-150	0,142	0,079	510	4,800
ОСБ-185	0,097	0,077	600	5,200
ОСБ-240	0,077	0,075	650	6,300
ЦААШВ-240	0,129	0,075	460	1,760
ЦСП-150	0,206	0,079	355	1,430
Параметры воздушных ЛЭП напряжением 110 кВ				
Марка	R, Ом/км	X, Ом/км	I _{доп} , А	I _с , А/км
АС-70/11	0,428	0,444	–	–
АС-95/16	0,306	0,434	–	–
АС-120/19	0,249	0,427	–	–
АС-150/24	0,198	0,42	380	0,110
АС-185/29	0,162	0,413	510	0,110
АС-240/32	0,12	0,405	–	–
АС-400	0,078	0,391	835	0,000
АС-500	0,065	0,366	975	0,000
АСО-300	0,108	0,367	690	0,000

Таблица П.1.17

Полное сопротивление цепи фаза-нуль четырехпроводной воздушной ЛЭП со стальными однопроволочными проводами			
Расчетный ток, А	Полное сопротивление Z _п , Ом/км, для проводов		
	фазных ПСО-4		фазных ПСО-5
	нулевого ПСО-4	нулевого ПСО-5	нулевого ПСО-5
30	40,86	38,13	35,42
40	38,17	35,71	33,26

Окончание табл. П.1.17

Полное сопротивление цепи фаза-ноль четырехпроводной воздушной ЛЭП со стальными однопроволочными проводами			
Расчетный ток, А	Полное сопротивление Z_n , Ом/км, для проводов		
	фазных ПСО-4		фазных ПСО-5
	нулевого ПСО-4	нулевого ПСО-5	нулевого ПСО-5
50	37,03	34,18	31,34
100	36,3	32,24	28,02
150	36,06	31,61	27,64
200	35,94	31,26	26,56
300	–	30,78	25,61

Примечание. Сопротивления определены для расстояния фаза-ноль 0,4 м, при увеличении расстояния до 1 м прибавляется 0,04 Ом/км на каждые 0,2 м расстояния.

Таблица П.1.18

Ток, А	Полное сопротивление цепи фаза-ноль четырехпроводной воздушной ЛЭП со стальными многопроволочными проводами												
	Полное сопротивление Z_n , Ом/км, для фазных проводов												
	ПС-25 ПМС-25	ПС-35 ПМС-35	ПС-50 ПМС-50		ПС-70 ПМС-70		ПМС-95 ПС-95		Нулевых				
	ПС-25 ПМС-25	ПС-25 ПМС-25	ПС-35 ПМС-35	ПС-25 ПМС-25	ПС-35 ПМС-35	ПС-50 ПМС-5	ПС-35 ПМС-35	ПС-50 ПМС-50	ПС-70 ПМС-70	ПС-50 ПМС-50	ПС-70 ПМС-70	ПС-95 ПМС-95	
	60	17,38	15,82	14,25	–	–	–	–	–	–	–	–	–
90	16,52	14,96	13,41	13,08	11,53	9,64	–	–	–	–	–	–	
120	15,75	14,22	12,69	12,57	11,04	9,41	9,46	7,85	6,27	7,13	5,54	4,82	
150	15,15	13,68	12,21	12,13	10,69	9,1	9,23	7,69	6,29	6,97	5,56	4,84	
200	13,28	11,98	11,65	10,82	9,52	8,4	8,23	7,1	5,82	6,63	5,34	4,87	
300	12,02	10,83	9,64	9,78	8,6	7,55	7,51	6,47	6,04	4,97	4,97	4,52	
400	–	10,47	9,33	9,36	8,34	7,11	7,13	6,03	4,98	5,68	4,62	4,27	
600	–	–	–	–	–	–	6,89	5,64	4,49	5,34	4,18	3,88	

Таблица П.1.19

Полное сопротивление цепи фаза-нуль четырехпроводной воздушной ЛЭП с алюминиевыми проводами								
Фазовый провод	Расстояние фаза-нуль, м	Полное сопротивление при нулевом проводе, Ом/км						
		A-16	A-25	A-35	A-50	A-70	A-95	A-120
A-16	0,4	4,86	–	–	–	–	–	–
	1	4,87	–	–	–	–	–	–
	2	4,88	–	–	–	–	–	–
A-25	0,4	4,01	3,18	2,76	2,43	–	–	–
	1	4,04	3,21	2,79	2,46	–	–	–
	2	4,05	3,23	2,81	2,49	–	–	–
A-35	0,4	3,59	2,76	2,53	2,01	1,78	–	–
	1	3,62	2,79	2,57	2,05	1,82	–	–
	2	3,63	2,81	2,59	2,08	1,86	–	–
A-50	0,4	3,25	2,43	2,01	1,69	1,47	1,35	–
	1	3,28	2,46	2,05	1,73	1,53	1,40	–
	2	3,30	2,49	2,08	1,77	1,58	1,45	–
A-70	0,4	–	2,21	1,78	1,47	1,28	1,15	1,08
	1	–	2,25	1,82	1,53	1,34	1,21	1,14
	2	–	2,28	1,86	1,58	1,39	1,27	1,20
A-95	0,4	–	2,07	1,66	1,35	1,15	1,02	0,95
	1	–	2,11	1,77	1,40	1,21	1,09	1,03
	2	–	2,14	1,75	1,45	1,27	1,15	1,09
A-120	0,4	–	–	1,58	1,27	1,08	0,95	0,85
	1	–	–	1,63	1,33	1,14	1,03	0,93
	2	–	–	1,67	1,38	1,20	1,09	1,0

Таблица П.1.20

**Расчетные характеристики воздушных линий 35–330 кВ
со сталеалюминиевыми проводами**

Сечение провода, мм ²	Количе- ство прово- дов в фазе	Активное сопротивление при +20 °С на 100 км, Ом	Индуктивное сопротивление X_u на 100 км линии напряжением, кВ			
			35	110	220	330
70/11	1	42,8	43,2	44,4	–	–
95/16	1	30,6	42,1	43,4	–	–
120/19	1	24,9	41,4	42,7	–	–
150/24	1	19,8	40,6	42,0	–	–
185/29	1	16,2	–	41,3	–	–
240/32	1	12,1	–	–	43	–
240/32	2	6,0	–	–	–	32,8
300/39	1	9,8	–	–	42,2	–
300/39	2	4,9	–	–	–	32,5

Окончание табл. П.1.20

Сечение провода, мм ²	Количество проводов в фазе	Активное сопротивление при +20 °С на 100 км, Ом	Индуктивное сопротивление X_y на 100 км линии напряжением, кВ			
			35	110	220	330
400/51	1	7,3	–	–	41,4	–
400/51	2	3,7	–	–	–	32,1

Таблица П.1.21

Индуктивные сопротивления воздушных линий со сталеалюминиевыми проводами										
Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	Удельное индуктивное сопротивление прямой последовательности, Ом/км, при проводах марок									
	АС-35	АС-50	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АС-240	АС-300	АС-400
2,0	0,403	0,392	0,382	0,371	0,365	0,358	–	–	–	–
2,5	0,417	0,406	0,396	0,385	0,379	0,372	–	–	–	–
3,0	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377	0,369	–	–
3,5	0,438	0,427	0,417	0,406	0,400	0,398	0,386	0,378	–	–
4,0	0,446	0,435	0,425	0,414	0,408	0,401	0,394	0,386	–	–
4,5	–	–	0,433	0,422	0,416	0,409	0,402	0,394	–	–
5,0	–	–	0,440	0,429	0,423	0,416	0,409	0,401	–	–
5,5	–	–	–	–	0,430	0,422	0,415	0,407	–	–
6,0	–	–	–	–	–	–	–	0,413	0,404	0,396
6,5	–	–	–	–	–	–	–	–	0,409	0,400
7,0	–	–	–	–	–	–	–	–	0,414	0,406
7,5	–	–	–	–	–	–	–	–	0,418	0,409
8,0	–	–	–	–	–	–	–	–	0,422	0,414
8,5	–	–	–	–	–	–	–	–	0,425	0,418

Таблица П.1.22

Расстояние между проводами, м	Индуктивные сопротивления воздушных линий с медными и алюминиевыми проводами												
	Удельное индуктивное сопротивление, Ом/км, при проводах марок												
	М-6	М-10	М-16 А-16	М-25 А-25	М-35 А-35	М-50 А-50	М-70 А-70	М-95 А-95	М-120 А-120	М-150 А-150	М-185 А-185	М-240 А-240	М-300 А-300
0,4	0,371	0,335	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	–	–	–	–	–
0,6	0,397	0,381	0,358	0,345	0,333	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280	–	–
0,8	0,415	0,339	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298	–	–
1,0	0,429	0,413	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313	0,305	0,298
1,25	0,443	0,427	0,405	0,391	0,380	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327	0,319	0,311
1,5	–	0,438	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338	0,330	0,323
2,0	–	0,457	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357	0,349	0,342
2,5	–	–	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371	0,363	0,363
3,0	–	–	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382	0,374	0,374
3,5	–	–	0,470	0,456	0,455	0,433	0,420	0,411	0,403	0,398	0,392	0,384	0,377
4,0	–	–	0,478	0,464	0,453	0,441	0,428	0,419	0,411	0,406	0,400	0,392	0,385
4,5	–	–	–	0,471	0,460	0,448	0,435	0,426	0,418	0,413	0,407	0,399	0,392
5,0	–	–	–	–	0,467	0,456	0,442	0,433	0,425	0,420	0,414	0,406	0,399
5,5	–	–	–	–	–	0,462	0,448	0,439	0,431	0,426	0,420	0,412	0,405
6,0	–	–	–	–	–	0,468	0,454	0,445	0,437	0,432	0,426	0,418	0,411

Примечание. Алюминиевые провода применяют на линиях при среднегеометрическом расстоянии до 3 м.

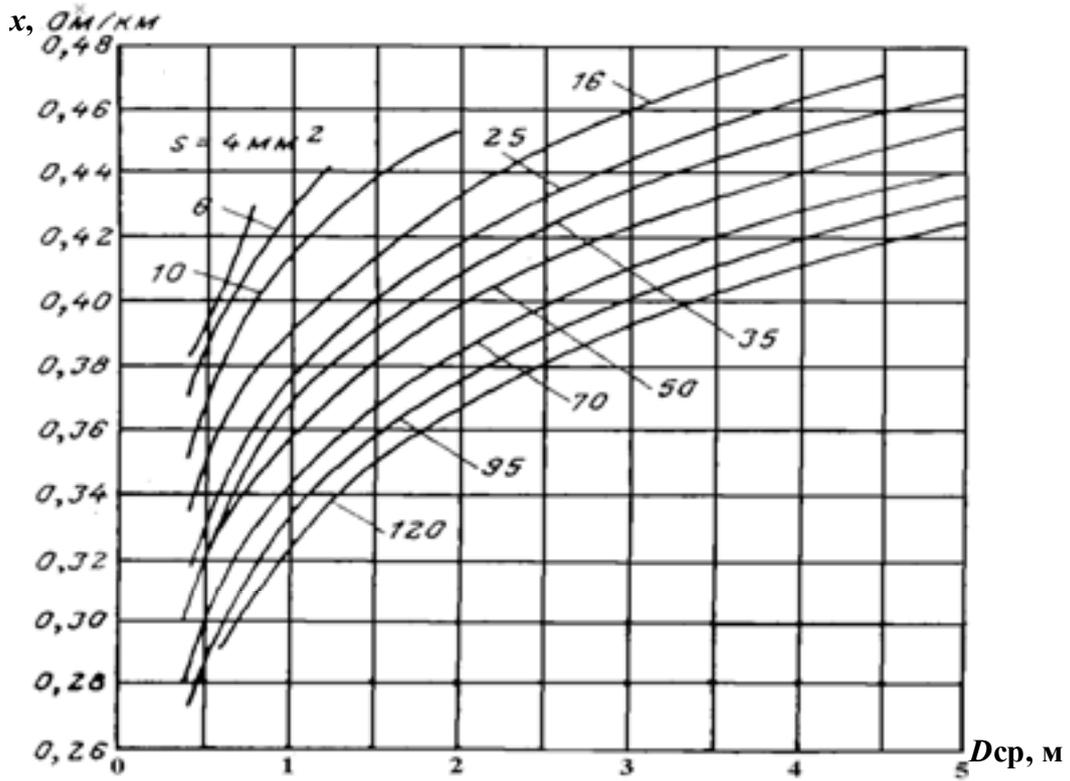


Рис. П.1.1. Индуктивное сопротивление линий с медными проводами (цифры у кривых обозначают сечение проводов, мм²)

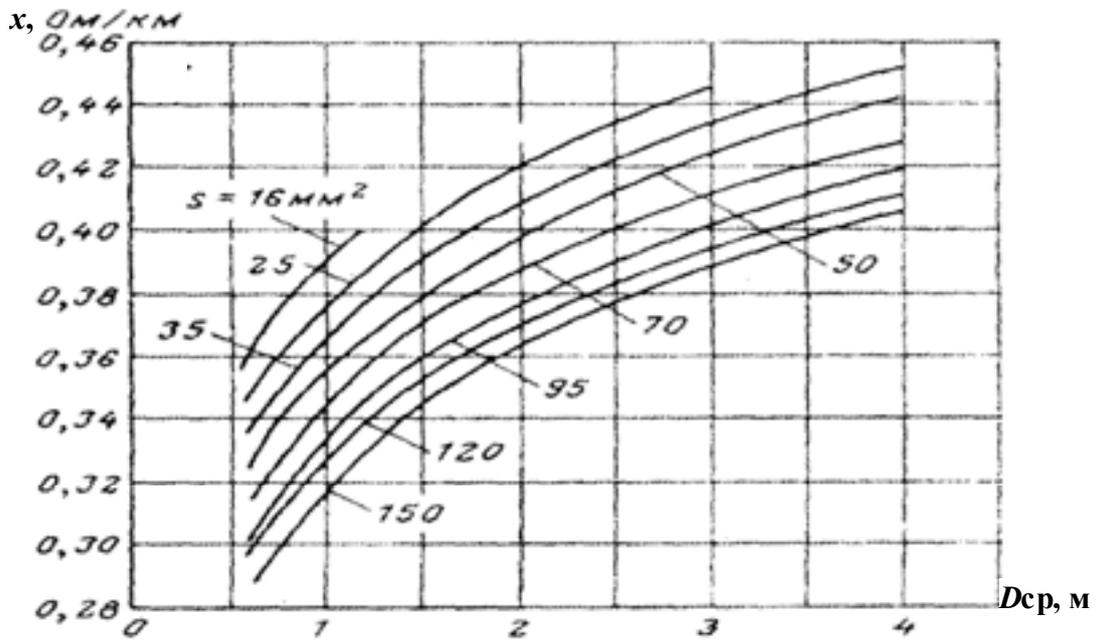


Рис. П.1.2. Индуктивное сопротивление линий с алюминиевыми проводами

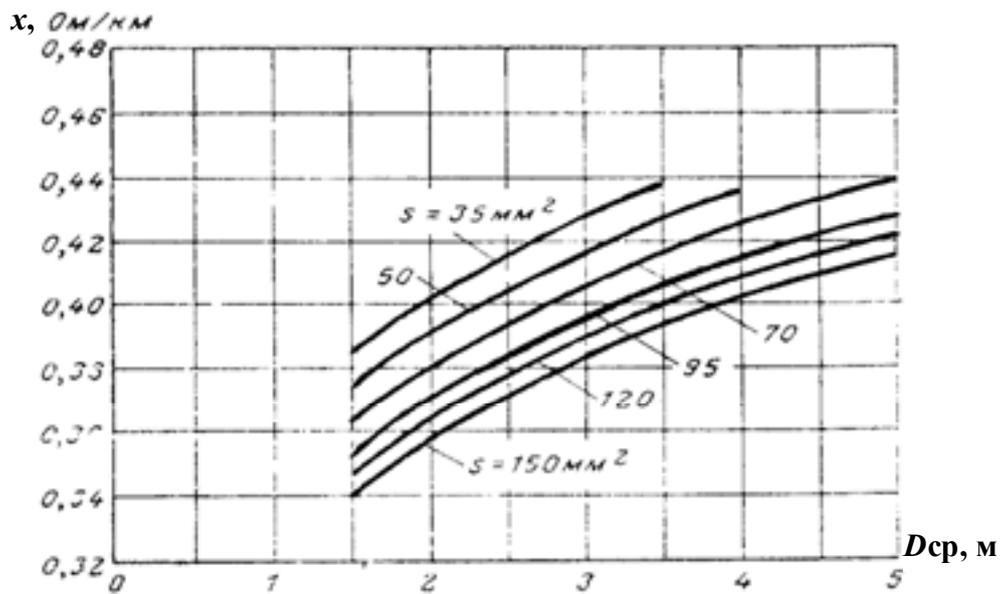


Рис. П.1.3. Индуктивное сопротивление линий со сталеалюминиевыми проводами

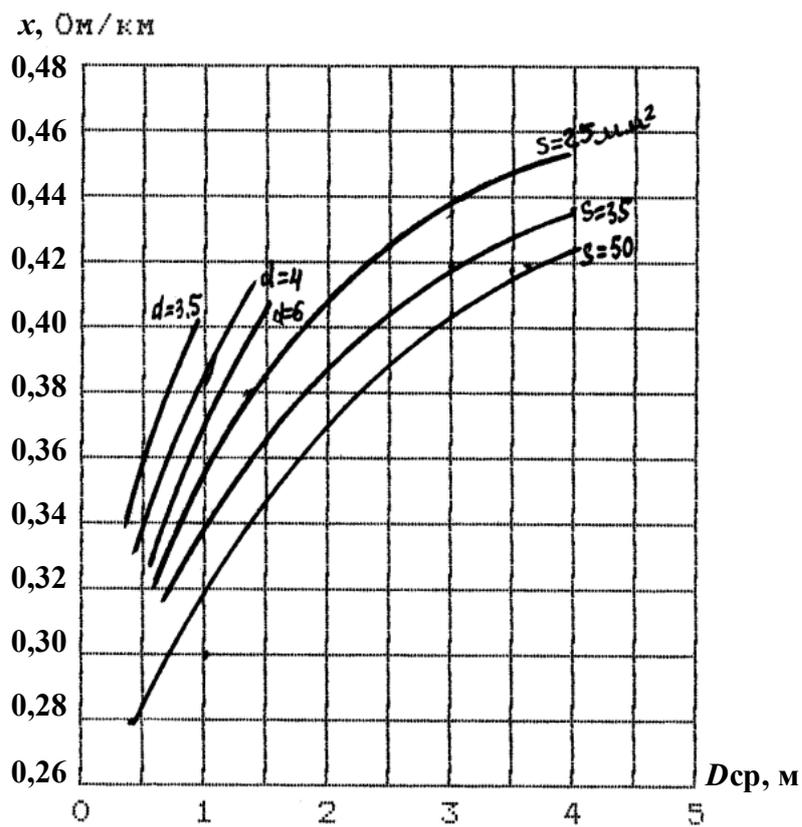


Рис. П.1.4. Индуктивное сопротивление линий со стальными проводами

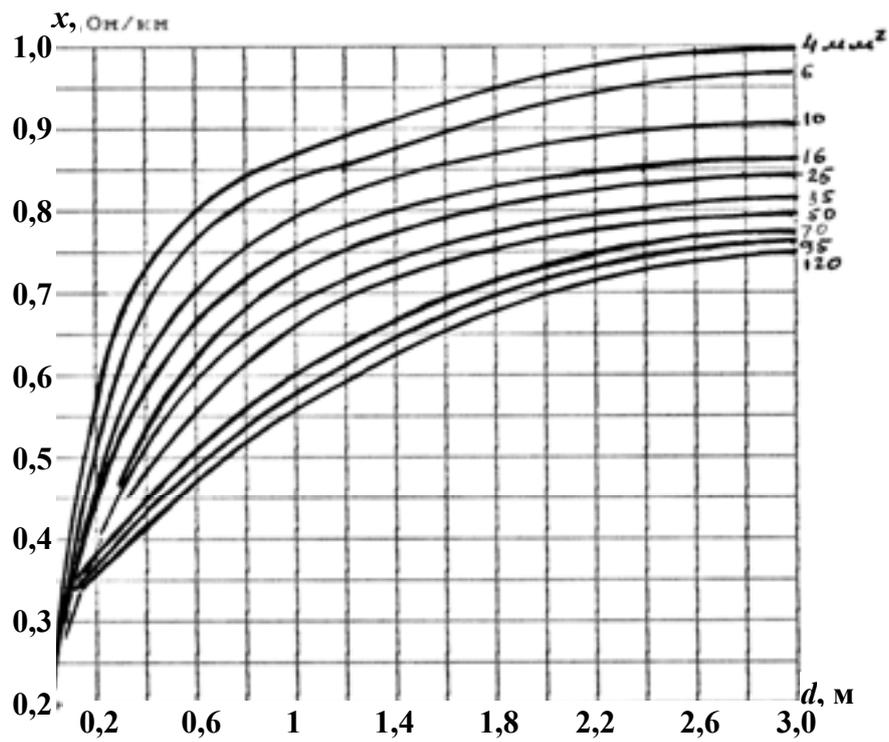


Рис. П.1.5. Зависимость индуктивного сопротивления ЛЭП от расстояния между проводами

Приложение 2

Сопротивление конструкционных материалов

Таблица П.2.1

Сопротивление профильной стали												
Размер, мм	Сопротивление, Ом/км											
	100 А			200 А			400 А			600 А		
	R_w	X'	Z	R_w	X'	Z	R_w	X'	Z	R_w	X'	Z
Угловая												
40×40×4	1,60	1,04	1,91	1,50	0,92	1,76	1,12	0,7	1,32	0,92	0,59	1,09
45×45×4	1,46	0,86	1,69	1,32	0,78	1,53	1,0	0,56	1,15	0,86	0,47	0,98
50×50×5	1,42	0,68	1,57	1,27	0,68	1,43	0,98	0,54	1,1	0,78	0,44	0,89
63×63×5	0,68	0,38	0,78	0,92	0,56	1,07	0,8	0,46	0,9	0,66	0,36	0,75

Таблица П.2.2

Размер, мм	Площадь сечения, мм ²	Сопротивление стальных электросварных труб								
		Сопротивление, Ом/км								
		Плотность тока, А/мм ²								
		1,0			2,0			3,0		
		R_w	X'	Z	R_w	X'	Z	R_w	X'	Z
20×1,6	92,5	3,38	2,03	3,94	2,42	1,45	2,82	2,14	1,29	2,52
26×1,8	136	2,47	1,48	2,88	1,73	1,04	2,01	1,64	0,98	1,91
22×2	170,5	1,99	1,19	2,32	1,40	0,84	1,63	–	–	–
47×2	282,6	1,30	0,78	1,51	0,95	0,57	1,10	–	–	–
69×2	358	1,02	0,62	1,19	0,75	0,45	0,87	–	–	–

Таблица П.2.3

Условный проход, мм	Площадь сечения, мм ²	Сопротивление водопроводных труб								
		Сопротивление, Ом/км								
		Плотность тока, А/мм ²								
		0,5			1,0			1,5		
		R_w	X'	Z	R_w	X'	Z	R_w	X'	Z
ЦМ15	160	3,41	2,05	3,98	2,55	1,53	2,97	2,06	1,24	2,40
ЦМ20	207	2,67	1,6	3,11	2,02	1,21	2,35	1,59	0,95	1,85
ЦМ25	309	2,02	1,2	2,36	1,45	0,87	1,69	1,14	0,68	1,33
ЦМ32	399	1,58	0,95	1,84	1,12	0,67	1,31	–	–	–
ЦМ40	489	1,32	0,78	1,54	0,93	0,56	1,08	–	–	–
ЦМ50	625	1,07	0,64	1,25	0,76	0,45	0,89	–	–	–
ЦМ70	845	0,84	0,5	0,95	0,59	0,35	0,69	–	–	–
ЦМ80	1120	0,67	0,4	0,78	0,48	0,29	0,56	–	–	–

Таблица П.2.4

Размер, мм	Сопротивление стальных полос											
	Сопротивление, Ом/км											
	Плотность тока, А/мм ²											
	0,5			1,0			1,5			2,0		
	R_w	X'	Z	R_w	X'	Z	R_w	X'	Z	R_w	X'	Z
20×4	5,24	3,14	6,1	4,2	2,52	4,9	3,48	2,09	4,05	2,97	1,78	3,46
30×4	3,66	2,2	4,25	2,91	1,75	3,39	2,38	1,43	2,78	2,04	1,22	2,38
30×5	3,38	2,03	3,94	2,56	1,54	2,99	2,08	1,25	2,42	–	–	–
40×3	3,05	1,83	3,56	2,54	1,52	2,96	2,12	1,27	2,48	1,81	1,08	2,11
40×4	2,8	1,68	3,26	2,24	1,34	2,61	1,81	1,09	2,11	1,54	0,92	1,8
50×4	2,28	1,37	2,66	1,79	1,07	2,09	1,45	0,87	1,69	1,24	0,74	1,45
50×5	2,1	1,26	2,45	1,6	0,96	1,87	1,28	0,77	1,49	–	–	–
60×4	1,91	1,15	2,22	1,5	0,9	1,75	1,22	0,73	1,42	1,04	0,62	1,22
60×5	1,77	1,06	2,06	1,34	0,8	1,56	1,08	0,65	1,26	–	–	–
80×5	1,34	0,81	1,56	1,04	0,62	1,22	0,82	0,49	0,96	–	–	–
80×6	1,26	0,76	1,47	0,91	0,55	1,06	0,75	0,45	0,87	–	–	–
100×6	1,02	0,61	1,19	0,73	0,44	0,85	0,6	0,36	0,7	–	–	–
100×8	0,9	0,54	1,05	0,62	0,37	0,72	–	–	–	–	–	–

Сопротивление шин и шинопроводов

Таблица П.3.1

Активные и индуктивные сопротивления прямоугольных шин								
Размер, мм	Сопротивление, Ом/км				Индуктивное сопротивление, Ом/км, при D_{cp} , мм			
	Алюминиевые шины		Медные шины		100	150	200	300
	Постоянный ток при +65 °С	Переменный ток	Постоянный ток при +65 °С	Переменный ток				
25×3	0,476	0,485	0,288	0,305	0,179	0,2	0,295	0,244
30×4	0,297	0,312	0,181	0,203	0,163	0,189	0,206	0,235
40×4	0,222	0,245	0,136	0,16	0,163	0,170	0,189	0,214
40×5	0,178	0,2	0,108	0,13	0,145	0,170	0,189	0,214
50×5	0,142	0,162	0,087	0,106	0,140	0,1565	0,182	0,2
50×6	0,118	0,138	0,0725	0,0905	0,137	0,1565	0,18	0,2
60×6	0,099	0,118	0,0603	0,078	0,119	0,145	0,163	0,189
60×8	0,0742	0,0895	0,0454	0,0588	0,119	0,145	0,163	0,189
80×6	0,0742	0,0895	0,0454	0,0588	0,102	0,126	0,145	0,170
80×8	0,0558	0,069	0,034	0,0457	0,102	0,126	0,145	0,170
80×10	0,0446	0,057	0,0271	0,0374	0,102	0,126	0,145	0,170
100×6	0,0592	0,072	0,0362	0,0476	0,09	0,1127	0,133	0,157
100×8	0,0446	0,0566	0,0271	0,0372	0,09	0,1127	0,133	0,157
100×10	0,0357	0,0462	0,0194	0,0302	0,09	0,1127	0,133	0,157
120×8	0,037	0,0476	0,0226	0,0314	–	0,126	0,135	0,140
120×10	0,0296	0,0384	0,0181	0,0253	–	–	0,133	0,140
2(60×8)	0,037	–	0,0209	–	0,12	0,145	0,163	0,189
2(80×8)	0,0277	–	0,0157	–	–	0,175	0,145	0,170
2(80×10)	0,0222	–	0,0125	–	–	–	0,145	0,170
2(100×10)	0,0178	–	0,01	–	–	–	0,133	0,157

Таблица П.3.2

Полное сопротивление цепи фаза-ноль открытых четырехпроводных шинопроводов, выполненных алюминиевыми шинами		
Размеры фазных и нулевых шин, мм	Сопротивление, Ом/км	
	Расстояние между нулевой шиной и крайней фазной шиной, мм	
	200	750
30×4	0,79	0,9
30×5	0,69	0,81

Полное сопротивление цепи фаза-нуль открытых четырехпроводных шинопроводов, выполненных алюминиевыми шинами		
Размеры фазных и нулевых шин, мм	Сопротивление, Ом/км	
	Расстояние между нулевой шиной и крайней фазной шиной, мм	
40×4	0,66	0,78
40×5	0,59	0,72
50×4	0,57	0,7
50×5	0,52	0,66
60×5	0,47	0,61
60×6	0,44	0,59
80×6	0,39	0,54
80×8	0,36	0,52
100×6	0,34	0,5
100×8	0,33	0,48
100×10	0,32	0,48

Таблица П.3.3

Сопротивления шинопроводов								
Тип шинопровода	Номинальный ток, А	Конструкция нулевого токопровода	Сопротивление фаза-нуль, Ом/км					
			Активное R		Индуктивное X		Z_{ϕ}	$Z_{\phi-n}$
			$R_{\text{фаза}}$	$R_{\text{нуль}}$	$X_{\text{фаза}}$	$X_{\text{нуль}}$		
ШМА59-НУ3	2500	Два опорных алюминиевых уголка	0,032	0,07	0,084	0,046	–	0,165
ШМА59-НУ3	4000		0,017	0,17	0,084	0,046	–	0,160
ШМА68-НУ3	1600		0,034	0,11	0,023	0,212	–	0,270
ШМА68-НУ3	2500		0,020	0,07	0,020	0,046	–	0,111
ШМА68-НУ3	4000		0,013	0,07	0,015	0,046	–	0,120
ШМА16У3	1000	Боковые профили	0,059	–	0,009	–	0,059	0,125
ШМА16У3	1600		0,030	0,037	0,014	0,041	0,033	0,087
ШМА73У3	1600		0,031	0,041	0,017	0,081	–	0,123
ШМА73ПУ3	1600		0,037	0,049	0,02	0,1	–	0,148
ШМА76У3	1000		0,058	0,037	0,05	0,091	–	0,096
ШРА73У3,	250	Нулевая шина внутри кожуха	0,21	0,12	0,21	0,207	–	0,55
ШРА73-ВУ3,	400		0,15	0,162	0,17	0,164	–	0,49
ШРА73У3	630		0,10	0,162	0,13	0,164	–	0,29
ШРА73У3,	250		0,21	–	0,21	–	0,30	0,4
ШРПУ3	400		0,15	–	0,17	–	0,23	0,35
ШРПУ3	630		0,08	–	0,11	–	0,14	0,162
ШРМ-75У3	100		0,52	–	0,07	–	0,525	1,07
ШТМ-76У3	100		0,40	–	0,42	–	0,58	–
ШОС-73У3	100		0,52	–	0,07	–	0,525	1,07
ШОС-80У3	16		5,40	–	0,05	–	5,40	–

Сопротивления шинопроводов								
Тип шинопровода	Номинальный ток, А	Конструкция нулевого токопровода	Сопротивление фазная шина-нуль, Ом/км					
			Активное R		Индуктивное X		Z_{ϕ}	$Z_{\phi-n}$
			$R_{\text{фаза}}$	$R_{\text{нуль}}$	$X_{\text{фаза}}$	$X_{\text{нуль}}$		
ШТА-75У3	250	Боковые планки с шинами	0,474	–	0,15	–	0,496	–
ШТА-75У3	400		0,217	–	0,17	–	0,254	–
ШТМ-73У3	250		0,315	–	0,18	–	0,360	–
ШТМ-73У3	400		0,197	–	0,12	–	0,230	–

Таблица П.3.4

Полное расчетное сопротивление цепи трехпроводная открытая магистраль – подкрановая балка из двутавровой стали					
Сечение магистрали, мм	Расстояние между фермой и наиболее удаленной фазной шиной, м	Сопротивление, Ом/км			
		Размеры фермы, мм			
		2(75×75×8)		2(100×100×8)	
		Ток однофазного КЗ, А			
		1000	1500–3000	1000	2000–3000
(40×4)	1	0,71	0,68	0,66	0,63
	5	0,87	0,85	0,83	0,80
3(50×5)	1	0,64	0,62	0,60	0,57
	5	0,82	0,80	0,78	0,75
3(60×6)	1	0,61	0,58	0,57	0,54
	5	0,79	0,76	0,75	0,72
3(80×6)	1	0,58	0,55	0,54	0,51
	5	0,76	0,74	0,73	0,70
3(100×6)	1	0,56	0,53	0,52	0,49
	5	0,74	0,72	0,71	0,68
3(100×8)	1	0,55	0,53	0,51	0,48
	5	0,73	0,71	0,70	0,67
3(100×10)	1	0,54	0,52	0,50	0,48
	5	0,73	0,71	0,69	0,67

Таблица П.3.5

Полное расчетное сопротивление цепи трехпроводная открытая магистраль – металлоконструкция из спаренной угловой стали					
Сечение магистрали, мм	Расстояние между фермой и наиболее удаленной фазной шиной, м	Сопротивление, Ом/км			
		Размеры фермы, мм			
		2(75×75×8)		2(100×100×8)	
		Ток однофазного КЗ, А			
		1000	1500–3000	1000	200–3000
3(40×4)	0,2	0,72	0,69	0,63	0,60
	2	0,93	0,91	0,85	0,82
3(50×5)	0,2	0,65	0,62	0,56	0,53
	2	0,88	0,85	0,80	0,77
3(60×6)	0,2	0,60	0,57	0,51	0,49
	2	0,84	0,81	0,76	0,74
3(80×6)	0,2	0,57	0,54	0,48	0,46
	2	0,81	0,79	0,73	0,71
3(100×6)	0,2	0,550	0,52	0,46	0,45
	2	0,79	0,77	0,71	0,69
3(100×8)	0,2	0,54	0,51	0,45	0,43
	2	0,78	0,76	0,70	0,68
3(100×10)	0,2	0,53	0,5	0,44	0,42
	2	0,78	0,75	0,70	0,68

Сопротивление электрических аппаратов

Таблица П.4.1

Сопротивления катушек расцепителя и главных контактов автоматов и рубильников, мОм				
Номинальный ток, А	Катушка расцепителей автоматов		Контакты	
	R при +65 °С	X	Автоматы	Рубильники
50	5,5	27	1,30	–
70	2,35	1,3	1,0	–
100	1,3	0,85	0,75	0,154
160	0,74	0,55	0,65	–
250	0,36	0,28	0,6	0,132
400	0,15	0,1	0,4	0,037
630	0,12	0,084	0,25	0,027
1000	0,1	0,08	0,12	0,035
1600–2500	0,06	0,05	0,05	0,014

Таблица П.4.2

Сопротивления полюсов автоматов типа Э, мОм			
Тип выключателя	Номинальный ток, А	Сопротивление полюса, мОм	
		Активное R	Индуктивное X
Э – 06	630	0,25	0,15
Э – 10	1000	0,15	0,076
Э – 16	1600	0,16	0,061
Э – 25	2500	0,12	0,05
Э – 40	4000	0,08	0,04

Таблица П.4.3

Сопротивления катушек расцепителей автоматов АЕ, мОм		
Номинальный ток, А	Активное сопротивление R	Индуктивное сопротивление X
0,6	3,96	17,75
0,8	2,34	–
1,0	1,71	3,55
1,25	0,942	2,12
1,6	0,73	1,33
2,0	0,411	0,94

Окончание табл. П.4.3

Сопротивления катушек расцепителей автоматов АЕ, мОм		
Номинальный ток, А	Активное сопротивление R	Индуктивное сопротивление X
2,5	0,305	0,53
3,2	0,173	0,33
4,0	0,121	0,23
5,0	0,065	0,14
6,0	0,051	0,08
8,0	0,036	0,06
10	0,025	0,04
12,5	0,014	0,02
16	0,0085	0,018
20	0,007	0,017
25	0,005	0,01

Таблица П.4.4

Сопротивление расцепителей и главных контактов автоматов, мОм				
Тип автомата	Тип расцепителя	Номинальный ток, А	Сопротивление полюса	
			активное R	индуктивное X
А3788	Полупроводниковый	250	0,12	0,078
А3794		400	0,12	0,077
		630	0,12	0,03
А3795		250	0,36	0,27
		320	0,335	0,275
А3796	Тепловой	400	0,25	0,235
		500	0,21	0,18
		630	0,155	0,1
ВА51-35 ВА52-37 ВА52-39 ВА52-35 ВА53-37 ВА53-39		250	0,35	0,11
		400	0,172	0,104
		630	0,099	0,078
ВА53-41	Полупроводниковый	250	0,38	0,13
		400	0,1	0,102
		630	0,068	0,12
		1000	0,077	0,115

Таблица П.4.5

Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока типа ТК, мОм				
Номинальный ток, А	ТК-20		ТК-40	
	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>R</i>	<i>X</i>
5	260	386	660	780
10	60,5	97	165	195
15	26,8	43	73	87
20	15,1	24,2	41	49
30	6,7	10,9	18,3	22
40	3,44	735	10,3	12
50	2,5	3,88	6,6	7,8
75	1,1	1,74	2,94	3,5
100	0,625	0,97	1,65	1,95
150	0,275	0,43	0,73	0,86
200	0,136	0,3	0,41	0,49
300	–	–	0,18	0,22
400	–	–	0,13	0,18
600	–	–	0,06	0,082

Таблица П.4.6

Сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока типа ТКФ, мОм				
Номинальный ток, А	ТКФ (класс точности 1)		ТКФ (класс точности 3)	
	<i>R</i>	<i>X</i>	<i>R</i>	<i>X</i>
5	300	480	130	120
10	170	270	75	70
15	75	120	33	30
20	42	67	19	17
30	20	30	8,2	8
40	11	17	4,8	4,28
50	7	11	3,0	1,2
75	3	4,8	1,3	0,7
100	1,7	2,7	0,75	0,3
150	0,75	1,2	0,33	0,17
200	0,42	0,67	0,19	0,08
300	0,2	0,3	0,08	0,04
400	0,11	0,17	0,05	0,02
600	0,05	0,07	0,02	–

Параметры трансформаторов

Таблица П.5.1

Трансформаторы с высшим напряжением 6–10 кВ							
Тип	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$S_{НОМ}$ кВ · А	P_x , кВт	$P_{кз}$, кВт	U_k , %	I_x , А
ТД-5, ТМ-5	6,30	0,40	5	0,060	0,185	5,50	10,00
ТД-10, ТМ-10	6,30	0,40	10	0,105	0,335	5,50	10,00
ТД-20, ТМ-20	6,30	0,40	20	0,180	0,600	5,50	9,00
ТД-30	6,30	0,40	30	0,250	0,850	5,50	8,00
ТД-50 ТМ-50	6,30	0,40	50	0,350	1,325	5,50	7,00
ТД-100	6,30	0,40	100	0,600	2,400	5,50	6,50
ТД-180	6,30	0,40	180	1,000	4,000	5,50	6,00
ТД-320	6,30	0,40	320	1,600	6,070	5,50	6,00
ТМ-50	6,30	0,40	50	0,350	1,330	5,50	7,00
ТМ-100	6,30	0,40	100	0,310	1,970	4,50	2,60
ТМ-160	6,30	0,40	160	0,000	0,000	5,50	0,00
ТМ-180	6,30	0,40	180	1,000	4,000	5,50	6,00
ТМ-250	6,30	0,40	250	1350	4,700	4,70	0,00
ТМ-320	6,30	0,40	320	1,600	6,070	5,50	6,00
ТСМ-20	6,30	0,40	20	0,155	0,515	4,50	9,50
ТСМ-35	6,30	0,40	35	2,300	0,830	4,50	8,50
ТСМ-60	6,30	0,40	60	0,350	1,300	4,50	7,50
ТСМ-100	6,30	0,40	100	0,500	2,070	4,50	6,50
ТСМ-180	6,30	0,40	180	0,800	3,200	4,50	6,00
ТСМ-320	6,30	0,40	320	1,350	4,850	4,50	5,50
ТСМ-560	6,30	0,40	560	2,000	7,200	4,50	5,00
ТМ-10	10,50	0,40	10	0,140	0,335	5,50	10,00
ТМ-20	10,50	0,40	20	0,220	0,600	5,50	10,00
ТМ-25	10,50	0,40	25	0,125	0,690	4,70	3,20
ТМ-30	10,50	0,40	30	0,300	0,850	5,50	9,00
ТМ-40	10,50	0,40	40	0,180	1,000	4,70	3,00
ТМ-50	10,50	0,40	50	0,440	1,320	5,50	8,00
ТМ-60	10,50	0,40	60	0,260	1,280	5,50	2,90
ТМ-63	10,50	0,40	63	0,220	1,280	4,50	2,80
ТМ-75	10,50	0,40	75	0,290	1,400	5,50	7,50
ТМ-100	10,50	0,40	100	0,730	2,400	5,50	6,50
ТМ-145	10,50	0,40	145	0,540	2,650	5,50	2,40
ТМ-160	10,50	0,40	160	0,540	3,100	4,70	2,40
ТМ-170	10,50	0,40	170	0,540	2,650	5,50	2,40
ТМ-180	10,50	0,40	180	1,200	4,100	5,50	7,00
ТМ-200	10,50	0,40	200	1,200	4,100	5,50	7,00
ТМ-250	10,50	0,40	250	1,050	3,700	4,50	2,30
ТМ-300	10,50	0,40	300	1,500	5,000	5,50	6,00
ТМ-315	10,50	0,40	315	1,600	6,200	5,50	7,00
ТМ-320	10,50	0,40	320	1,900	6,200	5,50	7,00
ТМ-380	10,50	0,40	380	0,920	5,500	4,50	2,10

Продолжение табл. П.5.1

Трансформаторы с высшим напряжением 6–10 кВ							
Тип	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$S_{ном}$ кВ · А	P_x , кВт	$P_{кз}$, кВт	U_k , %	I_x , А
ТМ-400	10,50	0,40	400	1,080	5,900	4,50	2,10
ТМ-560	10,50	0,40	560	2,500	9,400	5,50	6,00
ТМ-630	10,50	0,40	630	1,680	8,500	5,50	2,00
ТМ-800	10,50	0,40	800	4,100	12,000	5,50	6,00
ТМ-1385	10,50	0,40	1385	3,600	14,500	5,30	3,10
ТМ-1600	10,50	0,40	1600	3,300	18,000	5,50	1,30
ТМ-1800	10,50	0,40	1800	8,000	24,000	5,50	4,50
ТМ-2500	10,50	0,40	2500	6,200	25,000	5,50	3,50
ТМ-4000	10,50	0,40	4000	6,400	33,500	6,50	0,90
ТМ-5600	10,50	0,40	5600	6,100	38,000	6,50	1,10
ТМ-6300	10,50	0,40	6300	9,400	46,500	7,50	0,90
ТМЗ-400	10,50	0,40	400	1,460	5,500	5,50	3,00
ТМЗ-630	10,50	0,40	630	2,300	5,800	5,50	3,00
ТМЗ-750	10,50	0,40	750	2,700	7,600	5,50	6,00
ТМЗ-1000	10,50	0,40	1000	3,100	11,700	5,50	2,50
ТМЗ-1385	10,50	0,40	1385	2,600	15,000	5,50	2,50
ТМН-1000	10,50	0,40	1000	2,450	12,200	5,50	2,80
ТМН-1600	10,50	0,40	1600	3,300	18,000	5,50	2,60
ТМН-1800	10,50	0,40	1800	3,650	18,000	5,50	1,20
ТМН-2500	10,50	0,40	2500	6,200	25,000	5,50	3,50
ТНЗ-25	10,50	0,40	25	0,120	0,490	4,50	3,00
ТНЗ-40	10,50	0,40	40	0,150	0,850	4,50	3,00
ТР-160	10,50	0,40	160	0,490	2,966	4,50	2,40
ТР-250	10,50	0,40	250	0,660	3,700	4,50	2,30
ТР-315	10,50	0,40	315	1,150	5,450	5,80	5,60
ТС-180	10,50	0,40	180	1,600	3,000	5,50	4,00
ТС-320	10,50	0,40	320	2,600	4,900	5,50	3,50
ТС-560	10,50	0,40	560	3,500	7,400	5,50	3,00
ТС-750	10,50	0,40	750	4,000	8,800	5,50	2,50
ТСЗ-160	10,50	0,40	160	0,700	2,700	5,50	4,00
ТСЗ-250	10,50	0,40	250	1,000	3,800	5,50	3,50
ТСЗ-400	10,50	0,40	400	1,300	5,400	5,50	3,00
ТСЗ-630	10,50	0,40	630	2,000	7,300	5,50	3,00
ТСМ-20	10,50	0,40	20	0,150	0,530	4,50	9,50
ТСМ-30	10,50	0,40	30	0,160	0,520	4,50	9,50
ТСМ-35	10,50	0,40	35	0,230	0,830	4,50	8,50
ТСМ-50	10,50	0,40	50	0,350	1,300	5,50	2,90
ТСМ-60	10,50	0,40	60	0,350	1,300	4,50	7,50
ТСМ-63	10,50	0,40	63	0,350	1,300	4,50	7,50
ТСМ-100	10,50	0,40	100	0,500	2,070	4,50	6,50
ТСМ-160	10,50	0,40	160	0,540	2,650	4,50	2,40
ТСМ-180	10,50	0,40	180	1,200	4,100	5,50	7,00
ТСМ-200	10,50	0,40	200	1,200	4,100	5,50	7,00
ТСМ-250	10,50	0,40	250	0,780	3,700	5,50	3,50
ТСМ-320	10,50	0,40	320	1,400	4,900	4,50	5,50

Окончание табл. П.5.1

Трансформаторы с высшим напряжением 6–10 кВ							
Тип	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$S_{ном}$, кВ · А	P_x , кВт	$P_{кз}$, кВт	U_k , %	I_x , А
ТСМ-400	10,50	0,40	400	1,100	5,500	4,50	5,50
ТСМ-560	10,50	0,40	560	2,000	7,200	4,50	5,00
ТСМ-630	10,50	0,40	630	1,680	7,600	5,50	6,00
ТСМ-750	10,50	0,40	750	4,100	12,000	5,50	6,00
ТСМ-1000	10,50	0,40	1000	2,450	12,200	5,50	1,40
ТСМА-20	10,50	0,40	20	0,300	0,700	5,50	8,00
ТСМА-30	10,50	0,40	30	0,400	1,000	5,50	9,00
ТСМА-40	10,50	0,40	40	0,500	1,200	4,50	7,00
ТСМА-50	10,50	0,40	50	0,500	1,200	5,50	8,00
ТСМА-63	10,50	0,40	63	0,570	1,300	4,50	2,80
ТСМА-100	10,50	0,40	100	0,400	2,000	5,50	7,50
ТСМА-160	10,50	0,40	160	0,800	3,200	4,50	6,00
ТСМА-200	10,50	0,40	200	1,200	4,100	5,50	7,00
ТСМА-250	10,50	0,40	250	700	3,700	5,50	3,50
ТСМА-560	10,50	0,40	560	2,500	9,400	5,50	6,00
ТСМА-630	10,50	0,40	630	1,700	7,600	5,50	2,00
ТСМА-750	10,50	0,40	750	4,100	12,000	5,50	6,00

Таблица П.5.2

Расчетные сопротивления, мОм, сухих трансформаторов 10 кВ, приведенные к вторичному напряжению 400/230 В								
Тип и мощность трансформатора, кВА	Схема соединения	U_k , %	Z_T	$Z_{T(1)}$	R_1	X_1	R_0	X_0
ТСМ-10/10	Y/Y _H	4,5	720	1297	–	–	–	–
ТСМ-100/10	Y/Y _H			72	779	–	–	–
ТСЗ-160/10	Y/Y _H		165		–	–	–	–
ТСЗ-160/10	Δ/Y _H		487		–	–	–	–
ТСЗ-250/10	Δ/Y _H		312		–	–	–	–
ТС-320/10	Y/Y _H		252		7,7	26,4	19,4	186
ТСЗ-400/10	Δ/Y _o		66		5,4	21,3	5,4	21,3
ТС-560/10	Y/Y _o		145		3,8	15,3	34	108
ТСЗ-630/10	Δ/Y _H		42		–	–	–	–
ТС-750/10	Y/Y _H		108		–	–	–	–
ТСЗ-1000/10	Δ/Y _H		27		–	–	–	–
ТС-1000/10	Y/Y _H		81		–	–	–	–
ТС-1600/10	Δ/Y _H		16.8		–	–	–	–

Таблица П.5.3

Сопротивления, мОм, масляных трансформаторов в 6–10–35/0,4 кВ								
Мощность, кВ · А	Первичное напряжение, кВ	Вторичное напряжение, кВ	Схема соединений	P_K , Вт	U_K , %	Сопротивления (мОм) масляных трансформаторов 6–10–35 кВ, приведенные к вторичному напряжению 400/230 В		
						R	X	Z_T
5	10	0,4	Y/Y _H	185	4,5	–	–	1440
10	6,10	0,4/0,23	Δ/Y _H	335	5,5	536/178	698/233	880/293
20	6,10	0,4/0,23	Y/Y _H	600	5,5	240/80	369/123	440/146
25	6,10	0,4/0,23	Δ/Y _H	600	4,5	154/58	243,6/80,5	287/96
25	6,10	0,4/0,23	Δ/Y _H	690	4,7	176/58	243/81	302/100
40	6,10	0,4/0,23	Y/Y _H	880	4,5	88/29,3	157/52,3	180/60
40	6,10	0,4/0,23	Δ/Y _H	1000	4,7	100/33	159/52,5	188/62,6
63	6,10	0,4/0,23	Y/Y _H	1280	4,5	59,4/19,6	104,5/34,5	119/38,1
63	6,10	0,4/0,23	Δ/Y _H	1470	4,7	59/19,6	105/35	119/39,6
63	20,35	0,4/0,23	Y/Y _H	1280	5,0	52/17,3	116,1/38,7	127/42,3
63	20,35	0,4/0,23	Δ/Y _H	1470	5,3	59/19,6	121/40,3	134/46,6
100	6,10	0,4/0,23	Y/Y _H	1970	4,5	31,5/10,5	64,7/21,6	72/24
100	6,10	0,4/0,23	Δ/Y _H	2270	4,7	38/12,7	65,7/21,9	75/25
100	20,35	0,4/0,23	Y/Y _H	1970	6,5	31,5/10,5	99/33	104/34,7
100	20,35	0,4/0,23	Δ/Y _H	2270	6,8	36,2/12,1	126,5/42,17	131/43,8
160	6,10	0,4/0,23	Y/Y _H	2650	4,5	16,6/5,53	41,7/13,9	45/15
160	6,10	0,4/0,23	Δ/Y _H	3100	4,7	19,3/6,43	42,2/14,1	47/15,7
160	20,35	0,4/0,23	Y/Y _H	2650	6,5	16,6/5,53	62,8/20,9	65/21,7
160	20,35	0,4/0,23	Δ/Y _H	3100	6,8	19,3/6,43	80,5/26,8	68/22,7
250	6,10	0,4/0,23	Y/Y _H	3700	4,5	9,4/3,13	27,2/9,1	28,7/9,5
250	6,10	0,4/0,23	Δ/Y _H	4200	4,7	10,8/3,6	28/9,3	30/10
250	20,35	0,4/0,23	Y/Y _H	3700	6,5	9,4/3,13	40,5/13,5	46/15,3
250	20,35	0,4/0,23	Δ/Y _H	4200	6,8	10,8/3,6	52/17,3	43,6/14
400	6,10	0,4/0,23	Y/Y _H	5500	4,5	5,5/1,83	17,1/5,7	18/6
400	6,10	0,4/0,23	Δ/Y _H	5900	4,5	5,9/1,97	21,2/7,07	22/7,33
400	20,35	0,4/0,23	Y/Y _H	5500	6,5	5,5/1,83	25,4/8,47	26/8,67
630	6,10	0,4/0,23	Δ/Y _H	7600	5,5	3,1/1,03	13,6/4,53	14/4,67
630	6,10	0,4/0,23	Y/Y _H	8500	5,5	3,4/1,13	13,5/4,5	14/4,67
630	20,35	0,4/0,23	Δ/Y _H	7600	6,5	3,1/1,03	16,2/5,4	16,5/5,5
1000	6,10	0,4/0,23	Y/Y _H	12200	5,5	2/0,67	8,5/2,83	8,8/2,93
1000	6,10	0,4/0,23	Δ/Y _H	–	–	–	10,2/3,4	–
1000	20,35	0,4	Y/Y _H	12200	6,5	2/0,67	10,15/3,38	10,4/3,5
1000	20,35	0,4/0,23	Δ/Y _H	–	–	–	–	–
1600	6,10	0,4	Y/Y _H	–	–	5,8/1,93	25,5/8,5	–
1600	6,10	0,4/0,23	Δ/Y _H	–	–	–	–	–
1600	20,35	0,4/0,23	Y/Y _H	–	–	–	–	–
1600	20,35	0,4/0,23	Δ/Y _H	–	–	–	–	–
2500	6,10	0,4/0,23	Δ/Y _H	–	–	–	–	–

Примечание. Для трансформатора с низшим напряжением 230/127 В сопротивление должно быть уменьшено в 3 раза.

Таблица П.5.4

Трансформаторы с высшим напряжением 35 кВ							
Тип	$U_{ВН}$, кВ	$U_{НН}$, кВ	$S_{ном}$, кВ · А	P_x , кВт	$P_{кз}$, кВт	U_k , %	I_x , А
ТМ-10000	35,00	10,50	10000	14,500	65,000	8,00	0,80
ТМ-15000	35,00	10,50	15000	21,000	90,000	8,00	0,80
ТМ-16000	35,00	10,50	16000	21,000	90,000	7,50	0,80
ТМ-16300	35,00	10,50	16300	21,000	5,000	10,00	0,80
ТМ-2500	35,00	10,50	2500	5,100	25,000	5,50	1,10
ТМ-25000	35,00	10,50	25000	29,000	45,000	9,50	0,70
ТМ-32000	35,00	10,50	32000	33,000	65,000	11,50	0,70
ТМ-40000	35,00	10,50	40000	39,000	80,000	8,50	0,60

Таблица П.5.5

Двухобмоточные трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой					
Тип	Номинальные напряжения обмоток, кВ		Напряжения U_k для различных значений регулируемого напряжения, %		
	ВН	НН	мин.	среднее	макс.
ТДН-10000/110	115	6,6:11,0	8,70	10,5	12,36
ТДН-16000/110	115	6,6:11,0	9,80	10,5	11,71
ТРДН-25000/110	115	6,3–6,3; 10,5–10,5; 6,3–10,5	9,84	10,5	11,72
ТРДН-32000/110	115	6,3–6,3; 10,5–10,5; 6,3–10,5	9,77	10,5	11,58
ТРДН-40000/110	115	6,3–6,3; 10,5–10,5; 6,3–10,5	9,59	10,5	11,46
ТРДЦН-63000/110	115	6,3–6,3; 10,5–10,5; 6,3–10,5	10,84	10,5	11,90
ТРДЦН-80000/110	115	6,3–6,3; 10,5–10,5	9,76	10,5	11,60
ТДЦН-80000/110	115	38,5	9,76	10,5	11,60
ТРДЦН-125000/110	115	10,5–10,5	10,5	10,5	11,9
ТРДН-32000/220	230	6,6–6,6; 11–11	11,6	12,0	12,7
ТРДН-32000/220	230	38,5	11,6	12,0	12,7
ТРДЦН-63000/220	230	6,6–6,6; 11–11; 6,6–11	11,6	12,0	12,7
ТРДЦН-63000/220	230	38,5	11,6	12,0	12,7
ТРДЦН-100000/220	230	11–11	11,6	12,0	12,7
ТРДЦН-100000/220	230	38,5	11,6	12,0	12,7
ТРДЦН-160000/220	230	11–11	11,3	12,0	13,2
ТРДЦН-160000/220	230	38,5	11,3	12,0	13,2
ТРДН-63000/330	330	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	14,3	11,0	8,8
ТДН-63000/330	330	38,5	14,3	11,0	8,8

Примечание. Регулирование осуществляется с помощью РПН в нейтрали ВН на трансформаторах с ВН 110 кВ в пределах $\pm 16\%$ (± 9 ступеней); на трансформаторах с ВН 220 и 330 кВ в пределах $\pm 12\%$ (не менее ± 8 ступеней).

Таблица П.5.6

Трехобмоточные трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой										
Тип	Номинальные напряжения обмоток, кВ			Напряжения U_K для различных значений регулируемого напряжения, %						
	ВН	СН	НН	ВН–НН			СН–НН	ВН–СН		
				мин.	среднее	макс.		мин.	среднее	макс.
ТДТН-10000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	16,66	17,0	19,50	6,0	9,99	10,5	12,69
ТДТН-16000/110/35	115	38,5	6,6;11,0	16,4	17,0	18,5	6,0	9,5	10,5	11,69
ТДТН-16000/110/35	115	33,5	6,6; 11,0	9,58	10,5	11,79	6,0	16,48	17,0	18,58
ТДТН-25000/110/10	115	11,0	6,6	17,47	17,5	19,5	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-25000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	17,47	17,5	19,5	6,5	9,99	10,5	11,86
ТДТН-40000/110/10	115	11,0	6,6	17,04	17,5	19,29	6,5	9,52	10,5	11,56
ТДТН-40000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	17,04	17,5	19,29	6,5	9,52	10,5	11,56
ТДТН-40000/110/10	115	11,0	6,6	9,5	10,5	11,6	6,5	17,03	17,5	19,30
ТДТН-40000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	9,5	10,5	11,6	6,5	17,03	17,5	19,30
ТДТН-63000/110/10	115	11,0	6,6	17,14	17,5	19,20	7,0	10,1	10,5	10,9
ТДТН-63000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	17,14	17,5	19,20	7,0	10,1	10,5	10,9
ТДТН-63000/110/10	115	11,0	6,6	10,1	10,5	11,9	7,0	17,2	17,5	19,3
ТДТН-63000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	10,1	10,5	11,9	7,0	17,2	17,5	19,3
ТДТН-80000/110/10	115	11,0	6,6	18,25	13,5	20,47	7,0	10,28	11,0	12,33
ТДТН-80000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	18,25	18,5	20,47	7,0	10,28	11,0	12,33
ТДТН-80000/110/10	115	11,0	6,6	10,22	11,0	12,13	7,0	18,15	18,5	20,27
ТДТН-80000/110/35	115	38,5	6,6; 11,0	10,22	11,0	12,13	7,0	18,15	18,5	20,27
ТДТН-25000/220/35	230	22; 38,5	6,6;11,0	19,5	20,0	20,4	6,5	12,4	12,5	13,4
ТДТН-40000/220/35	230	22; 38,55	6,6; 11,0	29,3	22,0	19,0	9,5	16,8	12,5	9,8
ТДТН-40000/220/35	230	22; 38,55	6,6; 11,0	18,6	12,5	9,9	9,5	28,2	22	19,2
ТДЦТН-63000/220/35	230	22; 38,55	6,6; 11,0	30,4	24	19,7	10,5	17,9	12,5	10,5
ТДЦТН-63000/220/35	230	22; 38,5	6,6; 11,0	17,7	12,5	10,4	10,5	29,6	24,0	20,0

Таблица П.5.7

Трансформаторы с высшим напряжением 110 кВ							
Тип	Напряжение обмоток, кВ			Потери P_k , кВт	U_k , %		
	ВН	СН	НН		ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТМН-2500/110	110	–	6,6; 11	22	–	10,5	–
ТМН-6300/110	115	–	6,6; 11; 16,5	44	–	10,5	–
ТДН-10000/110	115		6,6; 11; 16,5; 34,5	58	–	10,5	–
ТДН-16000/110	115	–	6,6; 11; 16,5; 34,5	85	–	10,5	–
ТДН-25000/110	115	–	38,5	120	–	10,5	–
ТДН-40000/110	115	–	38,5	170	–	10,5	–
ТДН-63000/110	115	–	38,5	245	–	19,5	–
ТДН-80000/110	115	–	38,5	310		10,5	
ТРДН-25000/110	115	–	6,3–6,3; 6,3–10,5, 10,5–10,5	120	–	10,5	30
ТРДН-40000/110	115	–	6,3–6,3; 6,3–10,5, 10,5–10,5	170	–	10,5	30
ТРДН-63000/110	115	–	6,3–6,3; 6,3–10,5, 10,5–10,5	245	–	10,5	30
ТРДН-80000/110	115	–	6,3–6,3; 6,3–10,5, 10,5–10,5	310	–	10,5	30
ТМТН-6300/110	115	38	6,6, 11	52	10,5	17	6
ТДТН-10000/110	115	38	6,6, 11	76	10,5	17,5	6,5
ТДТН-16000/110	115	38	6,6, 11	110	10,5	17,5	6,5
ТДТН-25000/110	115	38	6,6, 11	140	10,5	17,5	6,5
ТДТН-40000/110	115	38	6,6, 11	200	10,5	17,5	6,5
ТДТН-63000/110	115	38	6,6, 11	290	10,5	18	6,5

Таблица П.5.8

Трансформаторы и автотрансформаторы с высшим напряжением 220 кВ							
Тип	Напряжение обмоток, кВ			Потери P_k , кВт	U_k , %		
	ВН	СН	НН		ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТД-80000/220	242	–	6,3; 10,5, 13,8	315	–	11	–
ТДЦ-125000/220	242	–	10,5, 13,8	380	–	11	–
ТДЦ-200000/220	242		13,8; 15,75, 18	660	–	11	–
ТДЦ-250000/220	242	–	13,8; 15,75, 18	600	–	11	–
ТДЦ-400000/220	242	–	13,8; 15,75, 20	880	–	11	–
ТДЦ-630000/220	242	–	15,75, 20	46,5	–	11	–
ТРДН-32000/220	230	–	6,3–6,3; 11–11	150	–	11,5	–
ТРДНС-40000/220	230	–	6,3–6,3; 11–11	170	–	11,5	–
ТРДЦН-63000/220	230	–	6,3–6,3; 6,6–11, 11–11	265	–	11,5	–
ТРДЦН-100000/220	230	–	11–11	340	–	12,5	–
ТРДЦН-160000/220	230	–	11–11	500	–	12,5	–

Окончание табл. П.5.8

Трансформаторы и автотрансформаторы с высшим напряжением 220 кВ							
Тип	Напряжение обмоток, кВ			Потери P_K , кВт	U_K , %		
	ВН	СН	НН		ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДГН-25000/220	230	38,5	6,6; 11	130	12,5	20	6,5
ТДГН-40000/220	230	38,5	6,6; 11	220	12,5	22	9,5
АТДЦГН-63000/220/110	230	121	6,6; 11; 38,5	200	11	35	27
АТДЦГН-125000/220/110	230	121	6,3; 6,6; 10,5; 38,5	315	11	45	28

Таблица П.5.9

Трансформаторы и автотрансформаторы с высшим напряжением 330 кВ									
Тип	Напряжение обмотки, кВ			Потери P_K , кВт		U_K , %			$S_{шт}$, МВ·А
	ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДЦ-125000/330	347	–	10,5; 13,8	–	380	–	11	–	–
ТДЦ(ТЦ)-200000/330	347	–	13,8; 15,75; 18	–	520	–	11	–	–
ТДЦ-250000/330	347	–	13,8; 15,75	–	605	–	11	–	–
ТЦ-250000/330	347	–	13,8	–	605	–	11	–	–
ТДЦ-400000/330	347	–	20	–	790	–	11,5	–	–
ТЦ-400000/330	347	–	15,75; 20	–	790	–	11,5	–	–
ТЦ-630000/330-71У1	347	–	15,75; 20; 24	–	1300	–	11	–	–
ТНЦ-630000/330	347	–	15,75; 20; 24	–	1300	–	11,5	–	–
ТРДНС-40000/330	330	–	6,3–6,3; 6,3–10,5; 10,5–10,5	–	180	–	11	28	–
ТРДЦН-630000/330	330	–	6,3–6,3; 10,5–6,5; 10,5–10,5	–	230	–	11	28	–
АТДЦГН-125000/330/110	330	115	6,3; 6,6; 10,5; 11; 38,5	345	–	10	35	24	63
АТДЦГН-200000/330/110	330	115	6,3; 6,6; 10,5; 11; 38,5	560	–	10,5	38	25	80
АТДЦГН-250000/330/150	330	158	10,5; 38,5	620	–	10,5	54	42	100
АТДЦН-400000	330	–	165	720	–	–	11	–	400

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. Общие сведения об электромагнитных переходных процессах	6
1.1. Основные понятия и определения	6
1.2. Системы тока и номинальные напряжения электроустановок	8
1.3. Причины возникновения и последствия переходных процессов	10
1.4. Виды повреждений в трехфазных системах	12
1.5. Близкие и удаленные короткие замыкания	15
ГЛАВА 2. Общие положения к расчету электромагнитных переходных процессов	18
2.1. Назначение расчетов	18
2.2. Основные допущения, принимаемые при расчетах	19
2.3. Порядок расчета токов коротких замыканий	20
2.4. Выбор расчетных условий	21
2.5. Составление расчетной схемы	24
2.6. Составление схемы замещения	27
2.7. Определение параметров элементов расчетной схемы	27
2.8. Приведение сопротивлений элементов схем к базисным условиям в именованных единицах	48
2.9. Система относительных единиц	52
2.10. Преобразование схем замещения	61
ГЛАВА 3. Переходный электромагнитный процесс в магнитосвязанных цепях	67
3.1. Общие положения анализа переходного процесса в неподвижных магнитосвязанных цепях	67
3.2. Результирующая индуктивность и полное сопротивление двухобмоточного трансформатора в дифференциальной форме	68
3.3. Уравнение двухобмоточного трансформатора в операторной форме	69
3.4. Изменение свободных токов двухобмоточного трансформатора	70
3.5. Общие положения для анализа переходного процесса в подвижных магнитосвязанных цепях	75
3.6. Понятие реактивностей синхронной машины в продольной и поперечной осях	76
3.7. Общие замечания для анализа начального момента внезапного нарушения режима	78

3.8. Начальный момент внезапного нарушения режима синхронной машины без демпферных обмоток	81
3.9. Начальный момент внезапного нарушения режима синхронной машины с демпферными обмотками	85
3.10. Переходный процесс в синхронной машине без демпферных обмоток	88
3.11. Переходный процесс в синхронной машине с демпферными обмотками	90
ГЛАВА 4. Переходный электромагнитный процесс при трехфазном коротком замыкании	94
4.1. Методы анализа переходных электромагнитных процессов	94
4.2. Переходный процесс в простейшей трехфазной цепи	95
4.3. Анализ протекания переходного процесса	96
4.4. Ударный ток короткого замыкания	101
4.5. Действующее значение тока короткого замыкания	103
4.6. Переходный процесс при удаленном коротком замыкании в трехфазной сети	105
4.7. Переходный процесс в СЭС, питающейся от генератора без АРВ	107
4.8. Переходный процесс в СЭС, питающейся от генератора с АРВ	109
4.9. Расчет начального действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания	110
4.10. Расчет апериодической составляющей тока короткого замыкания	113
4.11. Расчет ударного тока короткого замыкания	115
4.12. Учет и влияние нагрузки в начальный момент короткого замыкания	117
4.13. Учет СЭС при расчетах токов короткого замыкания	121
4.14. Расчет установившегося режима короткого замыкания	123
4.15. Практический метод расчета переходного процесса трехфазного короткого замыкания	133
ГЛАВА 5. Переходные процессы в сетях с незаземленной нейтралью	145
5.1. Основные понятия и определения	145
5.2. Сети с незаземленными нейтралями	147
5.3. Установившийся режим однофазного замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью	152
5.4. Сети с резонансно заземленными нейтралями	164
ГЛАВА 6. Однократная поперечная несимметрия	173
6.1. Общие положения	173
6.2. Метод симметричных составляющих	173
6.3. Принцип независимости действия симметричных составляющих	176

6.4. Сопротивления различных последовательностей элементов СЭС	179
6.5. Схемы замещения отдельных последовательностей	187
6.6. Выбор граничных условий	193
6.7. Двухфазное короткое замыкание	194
6.8. Однофазное короткое замыкание	197
6.9. Двухфазное короткое замыкание на землю	200
6.10. Правило эквивалентности прямой последовательности	204
6.11. Комплексные схемы замещения	207
6.12. Сравнение токов при различных видах короткого замыкания	209
6.13. Указания к расчету переходного процесса при однократной поперечной несимметрии	211
ГЛАВА 7. Однократная продольная несимметрия	217
7.1. Общие положения	217
7.2. Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей	219
7.3. Разрыв одной фазы	221
7.4. Разрыв двух фаз	226
7.5. Несимметрия от включения сопротивлений	228
7.6. Правило эквивалентности прямой последовательности	230
7.7. Аналитический метод расчета переходного процесса	231
ГЛАВА 8. Сложные виды повреждений	240
8.1. Общие положения	240
8.2. Общий путь расчета сложных видов повреждений	240
8.3. Двойное замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью	242
8.4. Однофазное короткое замыкание с разрывом фазы	245
ГЛАВА 9. Электромагнитные переходные процессы в распределительных сетях и в особых условиях	252
9.1. Расчет токов короткого замыкания в распределительных сетях	252
9.2. Расчет токов короткого замыкания в электроустановках напряжением до 1000 В	255
9.3. Учет изменения активного сопротивления проводников при коротком замыкании	275
9.4. Несимметричные короткие замыкания за трансформатором	293
9.5. Ток однофазного короткого замыкания по условиям срабатывания защитного аппарата	297
9.6. Определение границ действия защиты от однофазных коротких замыканий в сети с асинхронными двигателями	298
9.7. Переходные процессы при коротком замыкании на стороне выпрямителя	304
9.8. Учет РПН трансформаторов при расчетах токов короткого замыкания	313

ГЛАВА 10. Методы и средства ограничения токов короткого замыкания	317
10.1. Качество электромагнитных переходных процессов. Уровни токов короткого замыкания	317
10.2. Классификация методов и средств ограничения токов короткого замыкания	321
10.3. Схемные решения	323
10.4. Деление сети	327
10.5. Общие требования к токоограничивающим устройствам	331
10.6. Токоограничивающие реакторы	333
10.7. Трансформаторы и автотрансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения	342
10.8. Токоограничивающие коммутационные аппараты	346
10.9. Токоограничивающие устройства резонансного типа	350
10.10. Токоограничивающие устройства трансформаторного типа	352
10.11. Реакторно-вентильные токоограничивающие устройства	353
10.12. Токоограничивающие устройства со сверхпроводниками	354
10.13. Вставки постоянного тока и переменного тока не промышленной частоты	356
10.14. Ограничение токов короткого замыкания на землю	358
10.15. Оптимизация уровней токов короткого замыкания	363
10.16. Координация уровней токов короткого замыкания	366
Литература	374
Приложение 1. Сопротивление проводников, воздушных и кабельных ЛЭП	376
Приложение 2. Сопротивление конструкционных материалов	398
Приложение 3. Сопротивление шин и шинопроводов	400
Приложение 4. Сопротивление электрических аппаратов	404
Приложение 5. Параметры трансформаторов	407

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Евминов Леонид Иванович
Селиверстов Георгий Иванович

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

Учебное пособие

Электронный аналог печатного издания

Редактор *Н. В. Гладкова, Н. И. Жукова*
Компьютерная верстка *Е. Н. Герасименко*

Подписано в печать 21.05.2010.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».
Ризография. Усл. печ. л. 24,41. Уч.-изд. л. 23,83.

Изд. № 125.

E-mail: ic@gstu.by

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:
Издательский центр учреждения образования
«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0549424 от 08.04.2009 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48.