

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Баламирзоев Назим Лисович
Должность: Врио ректора
Дата подписания: 21.12.2022 09:23:22
Уникальный программный ключ:
b261c06f25acbb0d1e6de5fc04abdfed0091d178

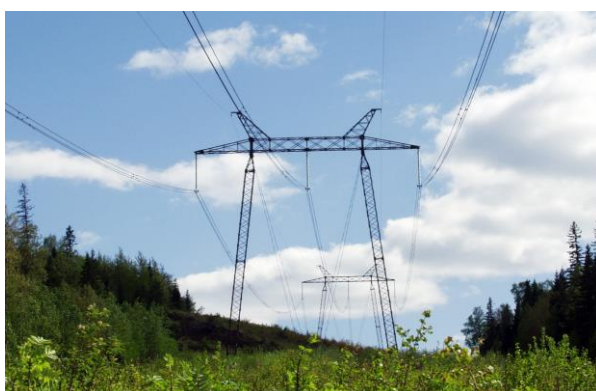
Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

«ДАГЕСТАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Факультет вычислительной техники, компьютерных технологий и энергетики

Кафедра теоретической и общей электротехники

КУРС ЛЕКЦИЙ
по дисциплине
«Режимы, устойчивость и надежность»
для студентов направления подготовки магистров
13.04.02- «Электроэнергетика и электротехника»



Махачкала 2014

УДК 621.31

Курс лекций по дисциплине «Режимы устойчивости и надежность» для студентов направления подготовки магистров 13.04.02.- «Электроэнергетика и электротехника»- Махачкала: ДГТУ, 2014 - 165с.

В работе излагаются основные свойства особенности режимов работы энергетических систем. Рассмотрены особенностей современных энергетических систем, режимы их работы в нормальных и аварийных условиях, излагаются методы позволяющие обеспечить наибольшую экономичность режима энергетической системы, оптимальный уровень ее надежности и оптимальное поддержание качества электрической энергии.

Рассмотрены вопросы автоматизации управления режимом энергетической системы в нормальных и аварийных условиях.

Излагаются теоретические основы установившихся и переходных процессов в электрических сетях с различными режимами заземления нейтрали, формирование перенапряжений при дуговых замыканиях, отражены современные тенденции к изменению режимов заземления нейтрали.

Приведены методы анализа статической устойчивости установившихся режимов электрических систем и устойчивости динамических переходов, возникающих при «больших» возмущениях состояния электрической системы. Рассматривается цикл вопросов, связанных с анализом устойчивости работы энергосистем.

Составители: д.т.н., профессор кафедры ТиОЭ
к.т.н., старший преподаватель кафедры ТиОЭ

Исмаилов Т.А.
Казумов Р.Ш.

Рецензенты:

декан факультета Информационных систем
ФГБОУ ВПО «ДГТУ», д.т.н., профессор

Саркаров Т.Э.

зав. лаб. информационных
технологий в энергетике ФГБУН
«Институт проблем геотермии»
ДНЦ РАН, д.т.н.

Кобзаренко Д. Н.

Печатается согласно постановления Ученого совета Дагестанского государственного технического университета от « ___ » _____ 2014г.

Содержание

ЛЕКЦИЯ 1. Режимы энергетической системы и требования к ним.....	4
ЛЕКЦИЯ 2. Электрические нагрузки и задачи расчётов установившихся режимов.....	11
ЛЕКЦИЯ 3. Анализ режима участка электрической сети.....	19
ЛЕКЦИЯ 4. Расчёт установившихся режимов разомкнутых электрических сетей.....	28
ЛЕКЦИЯ 5. Расчёт режима линии электропередачи.....	38
ЛЕКЦИЯ 6. Расчёт установившихся режимов простых замкнутых электрических сетей.....	55
ЛЕКЦИЯ 7. Режимы нейтралей электрических сетей.....	65
ЛЕКЦИЯ 8. Экономичные режимы работы электрической сети энергосистемы.....	75
ЛЕКЦИЯ 9. Основные понятия о статической и динамической устойчивости.....	84
ЛЕКЦИЯ 10. Статическая устойчивость.....	93
ЛЕКЦИЯ 11. Динамическая устойчивость. Основные положения при расчете динамической устойчивости.....	105
ЛЕКЦИЯ 12. Основы теории надежности электрических систем.....	112
ЛЕКЦИЯ 13. Технологические особенности обеспечения надежности в электрических системах.....	119
ЛЕКЦИЯ 14. Технические показатели надежности элементов электрических систем и их определение.....	126
ЛЕКЦИЯ 15. Структурная надёжность работы основных элементов ЭС.....	139
ЛЕКЦИЯ 16. Статические методы обработки информации о надёжности ВЛ и оборудования ЭС.....	148
ЛЕКЦИЯ 17. Функциональная надёжность электрических систем.....	153
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК.....	165

ЛЕКЦИЯ 1. Режимы энергетической системы и требования к ним

План

1. Общие сведения
2. Требования к режимам энергетической системы
3. Требования к режиму работы отдельных звеньев энергетической системы

1. Общие сведения

Режимом энергетической системы называется некоторое ее состояние, определяемое значениями мощностей, напряжений, токов, частоты и др. физических переменных величин, характеризующих процесс преобразования, передачи и распределения энергии и называемых *параметрами режима*.

Можно различать два вида режимов: установившиеся и переходные.

Установившийся режим работы системы характеризуется неизменностью его параметров или очень медленными и нерегулярными их изменениями. *Переходный режим* системы характеризуется быстрым изменением во времени его параметров. Частным случаем переходного режима является режим почти периодического изменения параметров- режим качаний, а также режим ресинхронизации, который может следовать за режимом качаний.

С точки зрения величины параметров режима будем также различать:

а) *номинальный установившийся режим*, при котором величины параметров режима близки к значениям, необходимым для правильной работы потребителей, или лежат в некоторой заранее заданной зоне этих значений;

б) *номинальный переходный режим*, имеющий место при обычных для эксплуатации изменениях схемы системы; этот режим характерен относительно быстрыми резким изменением параметров режима для некоторых ветвей (звеньев) системы; параметры узловых точек системы при этом мало изменяются;

в) *аварийный переходный режим*, при котором вследствие аварийных изменений в схеме соединений системы величины всех параметров режима, в том числе и параметров узловых точек, резко отклоняется от установивших значений;

г) *послеаварийный установившийся режим*, наступающий после аварийного отключения элемента или ряда элементов; параметры режима узловых точек в этом режиме могут быть близки к параметрам номинального режима; в этом случае можно считать исход аварии благополучным; если же

при этом параметры резко расходятся с параметрами номинального режима, то исход аварии следует считать неблагоприятным.

В силу сказанного выше режим системы известен, если известны все параметры режима для отдельных узловых точек и ветвей системы.

Параметры режима работы системы могут быть разделены на параметры режима узловых точек (напряжение, частота) и параметры режима ветвей, характеризующие нагрузку этих ветвей (ток, активная и реактивная мощности).

Одной из основных задач установления режима работы системы является обеспечение надлежащих параметров режима в ее узловых точках; частоты, напряжения. Обеспечение надлежащую величину параметров режима в узловой точке можно лишь регулированием параметров режима в примыкающих к ней ветвях.

Обеспечить надлежащую частоту и величину напряжения на зажимах генератора можно, лишь поддерживая надлежащий вращающий момент на его валу и надлежащий ток в его роторе – в соответствии с величинами активной и реактивной мощностей нагрузки отдельных ветвей сети, получающих питание от зажимов этого генератора.

Режим отдельных ветвей энергетической системы должен устанавливаться так, чтобы обеспечить надлежащий режим в его узловых точках. Многозначность решения этой задачи предопределяет возможность установления наивыгоднейшего режима работы отдельных ветвей системы или наивыгоднейшего распределения нагрузок в системе в целом.

Режим работы отдельного элемента (звена) энергетической системы характеризуется не только величинами основных параметров режима для самого элемента, но и параметрами режима в узловых точках у входа и выхода этого элемента. Все эти параметры взаимосвязаны, и характеристики отдельных элементов можно построить, принимая в качестве независимых переменных некоторые из этих параметров.

Ввиду большой совокупности приемников энергии в современной энергетической системе ее нормальный режим не может быть вполне установившимся. В системе в любой момент времени некоторая часть приемников энергии включается в работу, другая их часть в этот момент отключается, и технологический режим работы какой-то части приемников изменяется. Особенно сильно влияют на параметры режима в узловых точках системы изменения режима работы мощных электрические устройства.

Переходный режим в системе может иметь место и в нормальных условиях, например при производстве нормальных включений или отключений отдельных элементов системы и при относительно быстрых изменениях режима работы отдельных элементов.

При правильных операциях переходный режим в нормальных условиях быстро заканчивается переходом к несколько изменившемуся нормальному режиму работы системы. При неправильных операциях (ошибочное несинхронное включение, включение на заземленную линию) переходный режим оказывается аварийным.

Переходный режим системы в аварийных условиях имеет место при коротких замыканиях в электрической сети и повреждении тепломеханического оборудования, а также при нарушениях статической устойчивости, вызванных неправильным ведением режима. Режим этот должен быть весьма кратковременным. Быстрая ликвидация аварийного режима не только обеспечивает большую безопасность оборудования и предотвращает развитие аварии, но и повышает надежность электроснабжения потребителей, а также уменьшает продолжительность отклонения основных параметров режима в узловых точках системы от требуемых значений.

Последствия переходного аварийного режима зависят от характера его протекания. При кратковременности этого режима не так существенно изменение параметров режима в узловых точках системы в период самого переходного режима, как важно получение нужных величин параметров того установившегося режима, к которому система переходит после аварии, а также получение достаточной величины запаса надежности этого режима, хотя бы сниженной по сравнению с величиной запаса надежности нормального режима. Если параметры этого режима и в частности, параметры во всех узловых точках лежат в зоне допустимых отклонений и, кроме того, имеется достаточный запас надежности, то такой послеаварийный режим характеризует благополучный исход аварии.

Если в некоторой части узловых точек системы в послеаварийном режиме получаются недопустимые параметры режима, то это говорит о неблагоприятном местном исходе аварии, а если в большей части узловых точек системы получаются недопустимые параметры режима, то это свидетельствует о неблагоприятном исходе аварии для всей системы. В первом случае авария является местной, а втором – системной.

С точки зрения надежности режима системы существенным является анализ, как переходных аварийных режимов, так и установившихся послеаварийных режимов. Анализ переходных аварийных режимов является существенным в той степени, в какой он дает возможность установить параметры послеаварийного режима.

Изучение режима работы всей системы и отдельных ее частей и, в частности, установление наиболее целесообразного режима системы являются важной задачей.

Диспетчерское управление энергетической системы было бы невозможно, если бы режимы работы системы не были заранее разработаны. Основные функции диспетчера энергетической системы при наличии разработанных соображений о режиме работы системы ограничиваются:

а) проведением оперативных переключений и установлением нагрузок важнейших элементов, предусмотренных разработанным режимом работы системы в целом; б) самостоятельным изменением режима работы отдельных элементов лишь в той мере, в какой суммарная нагрузка энергетической системы или режим отдельных элементов отклоняется от запланированной величины; в) ликвидацией аварийных нарушений режима.

В сложных энергетических системах службы режимов должны быть оснащены как минимум расчетными модулями переменного и постоянного тока, позволяющими быстро осуществлять расчеты потокораспределения, устойчивости и тока короткого замыкания. Эти модели помогают одновременно обеспечить правильную настройку релейной защиты системной автоматики. Наряду с расчетными моделями службы режимов должны иметь и другие вычислительные устройства.

2. Требования к режимам энергетической системы

Режимом энергетической системы должны удовлетворять ряду основных требований, обусловленных важным народнохозяйственным значением энергосистемы и в частности, значением энергетики для промышленности, сельского хозяйства, транспорта и быта.

До последнего времени считалось, что эти требования сводятся к обеспечению следующих условий:

а) надежность режима работы;
б) бесперебойность энергоснабжения потребителей;
в) достаточно высокое качество энергии;
г) наибольшая экономичность режима выработки энергии по количественным и качественным показателям.

Требование обеспечения надлежащего качества энергии относятся, строго говоря, к параметрам режима тех узловых точек системы, от которых получают питание потребители энергии. Этими параметрами являются: частота в системе; напряжение в точках сети, от которых получают питание потребителей электрической энергии.

Однако учесть всю многочисленную совокупность всех узловых точек, от которых питаются потребители энергии, и установить контроль за этой совокупностью не представляется возможным.

Поэтому в энергетических системах обычно выбирается определенное число контрольных точек за параметрами режима в которых устанавливается непрерывное наблюдение и величины параметров в которых должны регулироваться дежурным персоналом или автоматическими устройствами (под контролем дежурного).

Величины параметров режима в любой узловой точке системы, как уже отмечалось, зависят от его параметров в прилегающих звеньях (ветвях) системы.

Одно из основных требований к режиму энергетической системы заключается в наибольшей экономичности режима.

Повышение надежности энергетической системы связано с определенными затратами, тем больше чем выше обеспечиваемый уровень надежности. Повышение уровня надежности поэтому может оказаться экономически не оправданным, если возможный ущерб от того, что уровень надежности не повышен, не перекрывает стоимости необходимых для того повышения затрат.

Энергетическая система должна обладать экономически обоснованным запасом устойчивости как при медленных (слабых) возмущениях режима, так и при его быстрых изменениях (сильных возмущениях).

Осуществление основных требований к режиму работы энергетической может натолкнуться на кажущиеся трудности, связанные с противоречивостью отдельных требований. Так, например, осуществление требования к экономичности режима может противоречить осуществлению требования оптимального уровня надежности. Требование к экономичности режима может противоречить и требованию поддержания надлежащего качества энергии. Поэтому важно установить некоторые основные положения, позволяющие легко координировать осуществление всех указанных требований. Эти положения могут быть сформулированы следующим образом:

а) требования к надежности и качеству энергии легко координируются, так как поддержание надлежащего качества энергии, как правило, не снижает надежности работы энергосистемы, как в нормальном, так и в аварийном режимах. Наоборот, снижение качества энергии в большинстве случаев снижает надежность работы системы.

б) наибольшая экономичность работы энергетической системы должна осуществляться не за счет снижения уровня надежности и качества энергии против оптимального значения.

Это положения базируется на том, что убытки от снижения качества энергии обычно значительно превосходят возможную экономию, получаемую при этом в энергетических системах за счет уменьшения затрат.

3. Требования к режиму работы отдельных звеньев энергетической системы

Режимом работы отдельных звеньев энергетической системы должен быть подчинен задаче осуществления требований к режиму всей энергетической системы в целом при условии безопасности этого режима для оборудования данного звена. Режим работы электростанций, подстанций, электропередач должен быть подчинен общим требованиям, предъявляемым к режиму работы всей энергосистемы в целом.

Однако, для выполнения этих общих требований к режиму каждого данного звена для обслуживания предъявлены следующие требования:

- 1) надежность и безопасность работы каждого данного звена для обслуживающего персонала и оборудования;
- 2) максимальная экономичность работы каждого данного звена при его нагрузке, заданной условиями наибольшей экономичности режима работы системы в целом;
- 3) возможность полного использования всей располагаемой мощности каждого звена.

Первое требование должно быть обеспечено установлением нормативов работы каждого звена, тщательным контролем над их соблюдением и своевременной профилактикой оборудования. Второе требование может быть выполнено лишь в том случае, если имеются характеристики каждого звена для всей совокупности возможных его режимов, если персонал, управляющий этим звеном, хорошо инструктирован и тщательно следит за его работой. Третье требование – возможность полного использования мощности – имеет существенное значение для осуществления общих требований к режиму работы энергетической системы. Недогрузка оборудования может приводить к снижению надежности энергетической системы и качества энергии, а во многих случаях также и к снижению экономичности режима.

При установлении нормативов работы каждого звена системы должны быть разумно координированы требования надежности его использования. Особенно важна для энергетической системы возможность кратковременных перегрузок оборудования отдельных звеньев, уменьшающая капиталовложения, так как потребность в большой нагрузке отдельных звеньев может быть весьма кратковременной и сооружение дополнительных звеньев для покрытия этих нагрузок является мало эффективным.

Установление правильного режима работы каждой электростанций энергетической системы связано с проблемой создания оптимального режима как для этой электростанции в целом, так и для каждого агрегата в отдельности,

причем требование максимальной надежности и экономичности режима подстанции в целом является определяющим в вопросах распределения нагрузок между отдельными агрегатами.

Особенностью режима работы электрических сетей является то, что, как правило, этот режим не может устанавливаться в отрыве от режима электростанций и потребителей. Режим работы электрических сетей определяется установленной схемой соединений, установкой ответвлений трансформаторов и режимом работы электростанций и потребительских установок. Таким образом, регулирование режима работы электрических сетей сводится к изменению схемы соединений сетей путем включений или отключений отдельных линий и трансформаторов с одной системы шин на другую и т.д.

Вследствие невозможности установления режима транзитных электрических сетей независимо от режима работы электростанций режим этих сетей регулируется обычно центральным или районным диспетчером энергосистемы.

Вопросы для самопроверки

1. К чему может приводить недогрузка оборудования?
2. Режим работы, каких звеньев должен быть подчинен общим требованиям?
3. Чем характеризуется переходный режим работы системы?
4. Каковы основные требования к режиму работы отдельных звеньев энергетической системы?
5. Что называется режимом энергетической системы?
6. Чем характеризуется установившийся режим работы системы?
7. Каковы основные требования к режимам энергетической системы?
8. Какой режим называется номинальный установившийся режим?
9. Какой режим называется номинальный переходный режим?
10. Какой режим называется аварийный переходный режим?
11. Какой режим называется послеаварийный установившийся режим?
12. На какие могут быть разделены параметры режима работы системы?
13. Какой режим системы в аварийных условиях имеет место при к.з?
14. От чего зависят последствия переходного аварийного режима?
15. От чего зависят величины параметров режима в любой узловой точке системы?

ЛЕКЦИЯ 2. Электрические нагрузки и задачи расчётов установившихся режимов

План

1. Необходимость моделирования нагрузок для расчётов установившихся режимов электрических нагрузок.
2. Моделирование нагрузки неизменным по модулю и фазе током.
3. Моделирование нагрузки неизменной мощностью.
4. Задание нагрузки неизменными последовательно и параллельно соединёнными сопротивлениями.
5. Представление нагрузки проводимостью (шунтом).
6. Задачи расчёта и анализа установившегося режима электрической сети.

1. Представление электрических нагрузок в схемах замещения электрических сетей

Способы представления нагрузок при расчетах режимов электрических сетей (ЭС) зависят от вида сети и целей расчета. При расчетах установившихся режимов сетей в заданный момент времени основной характеристикой электрической нагрузки является её статическая характеристика по напряжению, наиболее точно учитывающая свойства нагрузки. Такое представление нагрузок необходимо в тех случаях, когда отказ от учета изменения мощностей при изменении напряжения на их зажимах может привести к качественно неверному результату. Это особенно проявляется при расчете режимов электрических сетей со значительными отклонениями напряжений от номинальных значений, например при расчете тяжелых, послеаварийных (ремонтных) режимов, сетей с трансформаторами без РПН и других средств стабилизации напряжения. Учет СХН предусмотрен в алгоритмах расчета режимов, реализуемых на ЭВМ. Однако для большинства эксплуатационных и проектных расчетов такой уточненный подход не является необходимым, а при расчетах режимов, выполняемых вручную, достаточно трудоемким. Поэтому ограничиваются менее строгим отображением свойств нагрузки. Наиболее часто используются следующие способы учета электрических нагрузок:

- неизменный по модулю и фазе ток;
- неизменная активная и реактивная мощность;
- неизменная проводимость и неизменное сопротивление.

Задание (моделирование) нагрузки неизменным по модулю и фазе током (рис. 2.1, б) В общем случае ток определяется по заданному значению мощности нагрузки \underline{S} и приложенному напряжению \dot{U} :

$$\dot{i} = \frac{1}{3} \cdot \frac{S^*}{U_\phi^*} = \frac{1}{3} \cdot \frac{S^*}{U^*} - const, \quad (2.1)$$

где $\underline{S}^*, U_\phi^*, U^*$ – сопряженные комплексы мощности фазного и линейного напряжений. Изменение напряжения в точке подключения нагрузки при условии $i = \text{const}$ определяет изменение мощности нагрузки, поскольку

$$\underline{S} = 3\dot{U}_\phi I_\phi^* = \sqrt{3}\dot{U} I^* \quad (2.2)$$

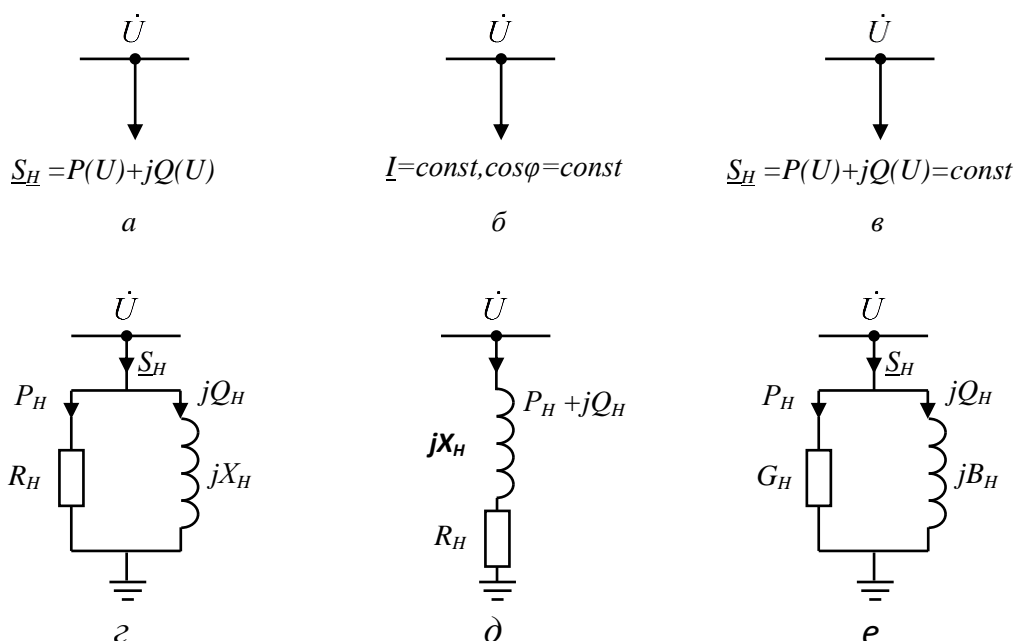


Рис. 2.1. Способы моделирования (задания) электрических нагрузок:

a – статическими характеристиками; *б* – неизменным током; *в* – неизменной мощностью; *г* – параллельными сопротивлениями; *д* – последовательными сопротивлениями; *е* – проводимостями (шунтами)

Таким способом достигается определенное качественное соответствие с действительной статической характеристикой нагрузки, определяющей снижение её мощности при уменьшении напряжения и рост мощности при повышении напряжения в точке включения нагрузки, и характеризуется пропорциональной зависимостью.

Однако до расчета режима сети комплексные напряжения в узлах неизвестны – они являются искомыми, а потому воспользоваться точным выражением (2.1) для задания нагрузки не представляется возможным. В условиях эксплуатации можно использовать результаты замеров напряжения $U^{(0)}$ или принять их номинальное значение U_H . В этом случае токовые нагрузки узлов

$$i \approx \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{P - jQ}{U^{(0)}} \approx \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{P - jQ}{U_H} = I_a - jI_p = \text{const} \quad (2.3)$$

вычисленные относительно исходных напряжений $U^{(0)}$ или U_H , задаются модулем тока

$$I = \sqrt{I_a^2 + I_p^2}, \quad (2.4)$$

и его фазой

$$\varphi = \text{arctg}(I_p/I_a), \quad (2.5)$$

практически представляемой в виде средневзвешенного коэффициента мощности нагрузки

$$\cos \varphi = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}, \text{ или } \operatorname{tg} \varphi = \frac{W_p}{W_a}, \quad (2.6)$$

определяемого с помощью показаний счетчиков активной W_a и реактивной W_p энергии, например за характерные (режимные) сутки.

Степень соответствия рассматриваемой модели (2.4), (2.6) реальной нагрузке, определяемая точным выражением (2.1)

$$\dot{i} = \frac{S e^{-j\varphi}}{\sqrt{3} \cdot U e^{-j\delta}} = I [\cos(\delta - \varphi) + j \sin(\delta - \varphi)] = I_a - jI_p = \operatorname{const} \quad (2.7)$$

возрастает для сетей с малыми изменениями напряжений и с уменьшением их фаз δ . Значения последних увеличиваются с ростом номинальных напряжений сетей и их загрузки. В низковольтных и распределительных сетях напряжением $U_n \leq 35$ кВ значения напряжений находятся в достаточно узких пределах по модулю и практически совпадают по фазе (фазовые сдвиги векторов напряжений не превышают 1–2 гр.). Поэтому такая форма представления нагрузки ($I = \operatorname{const}$, $\cos \varphi = \operatorname{const}$) принимается во всех расчетах низковольтных сетей. Как правило, так же задается нагрузка в расчетах режимов распределительных сетей среднего напряжения $U_n \leq 35$ кВ. Задание электрических нагрузок неизменным током при расчете питающих сетей напряжением $U_n \geq 110$ кВ, для которых свойственны существенные расхождения напряжений по величине и фазе, может привести к большим погрешностям и не является допустимым.

Задание нагрузки неизменной мощностью (рис. 2.1, в). При расчете установившихся режимов питающих и иногда распределительных электрических сетей нагрузки обычно характеризуются неизменными (постоянными) активной и реактивной мощностью $P_n = \operatorname{const}$, $Q_n = \operatorname{const}$, т. е.

$$\underline{S} = 3\dot{U}_\phi \dot{I}_\phi^* = \sqrt{3}\dot{U} \dot{I}^* = S e^{j \arctg(Q/P)} = S e^{j\varphi} = S(\cos \varphi + j \sin \varphi = P + jQ = \operatorname{const}, \quad (2.8)$$

что соответствует многолетней практике эксплуатации электрических сетей и систем электроснабжения. Одна из причин задания $S = \operatorname{const}$ в том, что экономические расчеты осуществляются за полученную электроэнергию.

Аналогичные условия и модель нагрузки $S_n = \operatorname{const}$ принимают при проектных расчетах электрических сетей, для потребителей которых требуется обеспечить малые отклонения напряжения от номинального значения.

Если у потребителей не обеспечивается поддержание постоянного напряжения, то допущение неизменности мощности нагрузки вызывают погрешности в расчетах установившихся режимов сетей в сравнении с учетом их нагрузок статическими характеристиками $P_n(U)$, $Q_n(U)$. Эти ошибки небольшие, если сеть загружена умеренно, и недопустимы в тяжело загруженных сетях, работающих со значительными отклонениями напряжения от номинального значения.

Моделирование нагрузок постоянными сопротивлениями (проводимостями). При расчете режимов, для которых характерны

значительные изменения напряжения на выводах нагрузок сети, нагрузку удобно представить параллельно или последовательно соединенными неизменными активными и реактивными сопротивлениями или соответствующими им проводимостями (рис. 2.1, *z-e*). Представление нагрузок постоянными проводимостями (сопротивлениями), включенными в точках присоединения нагрузок, в принципе соответствует их статическим характеристикам в виде квадратичных парабол. Величины этих сопротивлений выбираются таким образом, чтобы определяемая ими мощность при напряжении нормального (исходного) режима была бы равна заданной мощности нагрузки. Тогда при параллельном соединении сопротивлений (рис. 2.1, *z*) имеем

$$I_a = \frac{U_\Phi}{R_H} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U}{R_H}; \quad I_P = \frac{U_\Phi}{X_H} = \frac{U}{\sqrt{3}X_H}, \quad (2.9)$$

откуда получаем

$$R_H = \frac{U}{\sqrt{3}I_a} = \frac{U^2}{P_H}; \quad X_H = \frac{U}{\sqrt{3}I_P} = \frac{U^2}{Q_P} \quad (2.10)$$

При последовательном соединении сопротивлений (рис. 2.1, *d*) можно записать

$$\underline{Z}_H = r_H + jx_H = \frac{\dot{U}}{\sqrt{3}\dot{I}} = \frac{U^2}{S_H^*} = \frac{U^2}{S_H} (P_H + jQ_H) \quad (2.11)$$

откуда значения сопротивлений

$$r_H = \frac{U^2}{S_H} \cos \varphi; \quad x_H = \frac{U^2}{S_H} \sin \varphi. \quad (2.12)$$

Для полученных сопротивлений справедливы соотношения

$$R_H > r_H; \quad X_H > x_H, \quad (2.13)$$

Естественно также, что

$$\underline{Z}_H = r_H + jx_H = \frac{R_H \cdot jX_H}{R_H + jX_H}. \quad (2.14)$$

Тогда моделирующая мощность проводимость (шунт) определяется в виде (рис. 2.1, *e*)

$$\underline{Y}_H = \frac{1}{\underline{Z}_H} = \frac{r_H}{r_H^2 + x_H^2} - j \frac{x_H}{r_H^2 + x_H^2} = \frac{1}{R_H} - j \frac{1}{X_H} = G_H - jB_H. \quad (2.15)$$

Представление нагрузок неизменными сопротивлениями или проводимостями в виде квадратичных зависимостей

$$P_H = \frac{U^2}{R_H} = G_H U^2; \quad Q_H = \frac{U^2}{X_H} = B_H U^2 \quad (2.16)$$

не обеспечивает высокой точности результатов, поскольку моделирующие сопротивления и проводимости сами зависят от приложенного напряжения. Тем не менее, такой учет нагрузок электрических сетей дает более точные результаты, чем учет в виде неизменных мощностей, не зависящих от действительных приложенных напряжений.

2. Задачи расчёта и анализа установившихся режимов электрической сети

Передача электроэнергии от электростанций к потребителям осуществляется по электрическим сетям. В теории и практике электроэнергетических (электрических) систем (ЭЭС) термин «электрическая сеть», с одной стороны, соответствует понятию подсистемы ЭЭС, предназначенной для передачи и распределения электроэнергии, как совокупности ЛЭП и подстанций, соединяющих между собой источники питания (ИП) и электропотребителей (ЭП). С другой стороны, это электрическая цепь, соответствующая данной подсистеме. Естественно, такая электрическая цепь обязательно включает ИП и ЭП как составные части, и в едином смысле понятие электрической сети формально совпадает с понятием ЭЭС как электрической цепи. В зависимости от величины мощности и вида электропотребителей, удалённости их от электростанций передача и распределение электроэнергии осуществляется по сетям различных номинальных напряжений и конфигураций.

При решении ряда задач эксплуатации, развития и проектирования электрических сетей необходимо оценить условия, в которых будут работать потребители и оборудование электрической сети. Также эти оценки дают возможность установить допустимость анализируемого режима при передаче по сети данных мощностей, при подключении новых и отключении действующих элементов сети (ЛЭП, трансформаторов, нагрузок и т. д.). Кроме того, расчеты, выполняемые при таких оценках, дают возможность предусмотреть меры для обеспечения требуемого качества электроэнергии и определить условия для оптимизации производства, передачи и распределения электроэнергии.

Плановые и аварийные изменения нагрузок, состава и конфигурации схемы электрической сети приводят к изменению ее электрического режима.

Определение параметров рабочего установившегося режима (состояния электрического равновесия) электрической сети (тока и потокораспределения, напряжений и потерь мощности в сети) составляет задачу расчёта режима или, как иногда условно говорят, задачу «электрического расчёта» сети.

Расчёт и анализ параметров установившихся режимов составляют основную задачу при проектировании ЭЭС с учётом надёжности эксплуатации и экономических факторов.

В общем случае рабочие режимы электрических сетей являются несимметричными и несинусоидальными. Симметричный синусоидальный режим следует рассматривать как частный случай. Однако если степень несимметрии и несинусоидальности кривых токов и напряжений относительно невелика, что достаточно часто имеет место, то в этом случае режим рассматривается как симметричный и синусоидальный, что позволяет значительно облегчить его расчет.

Расчет режима сети в общем случае представляет собой весьма сложную задачу. Это связано как с большим количеством элементов, образующих сети

современных электрических систем, так и со специфическими особенностями задания исходных данных.

Исходными данными для расчета установившихся режимов служат: схема электрических соединений и параметры сети электроэнергетической системы, данные о потребителях (нагрузках) и источниках электроэнергии (электростанциях).

Нагрузки реальных электрических сетей при их проектировании и эксплуатации обычно задают значениями, потребляемыми ими активных и реактивных мощностей ($P_i + jQ_i = S_i$) или токов ($I_i, \cos\varphi$), которые могут приниматься постоянными либо зависящими от напряжения в точке подключения нагрузки в сети, т. е.

$$\dot{I}_i = \varphi(\dot{U}_i), \quad \underline{S}_i = \varphi(\dot{U}_i).$$

Исходными данными об источниках питания, как правило, служат выдаваемые генераторами в сеть активные мощности ($P_i = \text{const}$) и модули напряжений в точках подключения ($U_i = \text{const}$); в ряде случаев источники питания могут быть заданы и постоянными значениями активных и реактивных мощностей ($P_i = \text{const}, Q_i = \text{const}$), аналогично нагрузкам. Кроме того, один из источников (как правило, наиболее мощная электростанция), играющий роль балансирующего, задается комплексным значением напряжения ($\dot{U}_o = \text{const}$).

Электрическая сеть ЭЭС представляется схемой замещения, параметры которой обычно разделяют на продольные, входящие в последовательную цепь передачи и распределения электроэнергии (сопротивления ЛЭП и трансформаторов и др.), и поперечные, соответствующие шунтам схемы (проводимости ЛЭП, трансформаторов, нагрузок).

При анализе режимов ЭЭС продольные параметры ЛЭП с проводами из цветного металла (активные и реактивные сопротивления) и поперечные параметры (активные и реактивные проводимости) принимают постоянными, не зависящими от параметров электрического режима. При рассмотрении ВЛ со стальными проводами необходимо учитывать нелинейность их параметров от токов нагрузки.

Симметричные установившиеся режимы работы трехфазных электрических сетей характеризуются одинаковыми значениями параметров режима отдельных фаз и синусоидальной формой кривых тока и напряжений. В этих условиях значение полной мощности для трехфазной цепи («трехфазная мощность») определяется комплексным числом.

$$\underline{S} = 3\underline{S}_\phi = 3\dot{U}_\phi^* I_\phi = \sqrt{3}\dot{U} I^* = P + jQ \quad (2.17)$$

Наибольшую нелинейность в аналитическое содержание задачи вносят электрические нагрузки узлов ЭЭС. При расчете установившихся режимов ЭЭС нагрузки узлов (электропотребители и источники питания) задаются в общем случае их неизменными мощностями или зависимостями этих мощностей от искомым параметров режима (напряжения, угла выбега ротора синхронных машин и т. п.), так называемыми статическими характеристиками.

Если нагрузки узлов электрической сети учитываются значениями требуемой активной и реактивной мощности, то ток каждой фазы нагрузки

может быть вычислен только при известном напряжении U_i на зажимах этой нагрузки, вычисляемом в ходе расчета напряжений и фазных токов:

$$\dot{I}_i = \frac{1}{3} \cdot \frac{S_i^*}{U_{\Phi i}^*} = \frac{1}{3} \cdot \frac{S_i^*}{U_i^*}. \quad (2.18)$$

Это обстоятельство препятствует непосредственному использованию законов Кирхгофа для получения однозначного решения. В этом заключается основное отличие анализа установившихся режимов ЭЭС от классического анализа электрических цепей, где источники питания и электропотребители представляются в виде источников ЭДС и источников тока с соответствующими сопротивлениями.

Такой подход к анализу ЭЭС объясняется тем, что здесь основное значение имеют энергетические характеристики, и они являются определяющими для режима систем. Вместе с тем анализ этих режимов, естественно, можно вести также непосредственно на основе алгоритмов классической теории электрических цепей с соответствующим пересчетом мощностей через токи и напряжения.

Расчеты параметров установившихся режимов обычно выполняют автоматически формализованными методами с помощью ЭВМ. Математически задача сводится к решению системы нелинейных уравнений из-за нелинейной зависимости мощности от тока и напряжения. Наиболее часто установившиеся режимы ЭЭС описываются уравнениями узловых напряжений, представляемых в форме баланса токов:

$$\underline{Y}_{ii} U_i - \sum_j \underline{Y}_{ij} U_j = \frac{S_i^*}{U_i^*} + \underline{Y}_{i0} U_0, \quad i = \overline{1, n}. \quad (2.19)$$

или в форме баланса мощностей

$$\underline{Y}_{ii} U_i^2 - U_i^* \sum_j \underline{Y}_{ij} U_j = S_i + U_i^* \underline{Y}_{i0} U_0, \quad i = \overline{1, n}. \quad (2.20)$$

Разработан большой класс методов решения этих уравнений.

Инженерная оценка параметров установившихся режимов при изучении процессов проектирования и эксплуатации ЭЭС может выполняться традиционными методами, реализуемыми вручную. Эти методы базируются главным образом на прямом использовании основных законов электрических цепей (Кирхгофа, Ома и Джоуля – Ленца) и методов их эквивалентных преобразований с широкой интерпретацией соотношений между параметрами режима с помощью векторных и круговых диаграмм.

Весьма ценным свойством традиционных методов является их большая наглядность, простота толкований сущности электрических режимов, благодаря чему они широко применяются и в настоящее время. Кроме того, они имеют важное учебно-методическое значение, поскольку подготавливают студентов на переход к более совершенным и универсальным современным методам анализа электрических режимов.

Далее рассматриваются некоторые положения теории, наиболее используемые соотношения, реализуемые в традиционных инженерных

методах расчета с применением числовых примеров для простых электрических сетей.

Вопросы для самопроверки

1. Почему в электрических сетях, оснащённых устройствами регулирования, достаточно представлять нагрузки неизменной мощностью?
2. В каких расчётах электрических систем и сетей такой учёт нагрузки допустим?
3. При анализе режимов каких сетей допустимо моделировать электрические нагрузки неизменным по величине током?
4. Чем обусловлена погрешность такой модели нагрузок?
5. Как определить значения неизменных сопротивлений и проводимостей, моделирующих электрические нагрузки?
6. Одинаковы ли эти значения при последовательном и параллельном включении сопротивлений?
7. Сформулируйте понятие «электрическая сеть» (ЭС). В чем назначение ЭС?
8. Какая основная задача расчета и анализа установившегося режима (состояния электрического равновесия) устройств передачи электрической энергии?
9. Перечислите основные показатели режима, характеризующие электрическое состояние участка сети.
10. Как представляется электрическая сеть при расчете установившихся режимов? Какие данные необходимы для расчетов?
11. В чем причина нелинейности математического описания задачи расчета установившегося режима?
12. В чем отличие задачи расчета установившегося режима электрической сети от классической задачи расчета электрической цепи?
13. При каких условиях установившийся режим трехфазной электрической сети называется симметричным?
14. Запишите выражение полной мощности для трехфазной электрической цепи. Как вычислить активную и реактивную мощность одно- и трехфазной электроустановки?
15. Запишите выражение тока для фазы нагрузки трехфазной сети через фазное и межфазное напряжение. Какое допущение при этом используется?
16. Каково значение расчетов параметров установившихся электрических режимов, выполняемых вручную?

ЛЕКЦИЯ 3. Анализ режима участка электрической сети

План

1. Токи и напряжения при симметричной трёхфазной электрической нагрузке. Векторное изображение тока и напряжения.
2. Вывод формулы падения напряжения для активно-индуктивной нагрузки в конце участка цепи в соответствии с законом Ома.
3. Продольная и поперечная составляющая падения напряжения. Падение и потери напряжения на участке сети. Векторная диаграмма тока и напряжения фазы участка электрической цепи.
4. Влияние поперечной составляющей падения напряжения на модуль напряжения.
5. Определение напряжения по известным значениям напряжения и мощности конца и начала участка.
6. Векторная диаграмма напряжений участка сети и треугольник падения напряжения.
7. Влияние соотношения активного и индуктивного сопротивлений на величину угла сдвига фаз напряжений по концам участка электрической цепи.
8. Векторная диаграмма напряжений и токов участка сети для различного характера нагрузки.

Рассмотрим участок (звено) электрической сети, под которым следует понимать участок её схемы замещения, состоящий из одной продольной ветви с сопротивлением $Z=R+jX$; например, линии электропередачи или трансформатора (рис. 3.1).

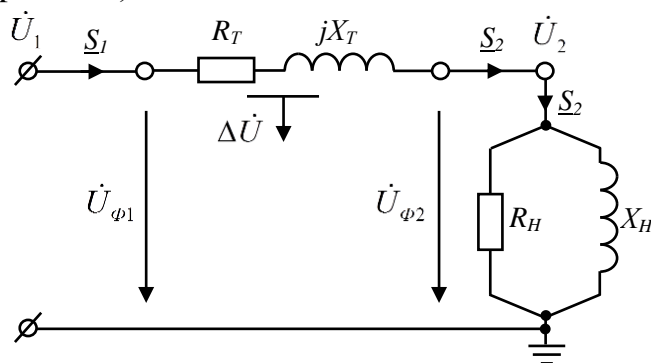


Рис. 3.1. Схема замещения фазы участка сети

Этот участок питает симметричную трехфазную электрическую нагрузку, заданную в конце участка током I или мощностью трех фаз («трёхфазной мощностью») S_2 , которые потребляются сопротивлениями R_H , X_H нагрузки (на рис. 3.1 они показаны штриховыми линиями). На рис. 3.1 и в дальнейшем все параметры, относящиеся к началу участка (питающий конец схемы), отмечены индексом 1 или H , а параметры, относящиеся к концу участка (приёмный конец схемы) – индексом 2 или K .

При одинаковой нагрузке и сопротивлениях фаз тока в проводах (обмотках) участка будут равны по величине и иметь одинаковый сдвиг по фазе:

$$\begin{aligned} i_a &= I_{ma} \sin(\omega t - \varphi_a) = I_m \sin(\omega t - \varphi), \\ i_b &= I_{mb} \sin(\omega t - \frac{2}{3}\pi - \varphi_b) = I_m \sin(\omega t - \frac{2}{3}\pi - \varphi), \\ i_c &= I_{mc} \sin(\omega t + \frac{2}{3}\pi - \varphi_c) = I_m \sin(\omega t + \frac{2}{3}\pi - \varphi), \end{aligned} \quad (3.1)$$

относительно соответствующих фазных напряжений в конце участка (индекс 2 для упрощения записи опущен):

$$\begin{aligned} u_a &= U_{ma} \sin(\omega t - \delta_a) = U_m \sin(\omega t - \delta), \\ u_b &= U_{mb} \sin(\omega t - \frac{2}{3}\pi - \delta_b) = U_m \sin(\omega t - \frac{2}{3}\pi - \delta), \\ u_c &= U_{mc} \sin(\omega t + \frac{2}{3}\pi - \delta_c) = U_m \sin(\omega t + \frac{2}{3}\pi - \delta). \end{aligned} \quad (3.2)$$

В дальнейшем модули вращающихся векторов тока и напряжения принимаются равными действующим значениям $U = U_m / \sqrt{2}$, $I = I_m / \sqrt{2}$ вместо амплитудных.

Ввиду того, что синусоидальные величины тока и напряжения в синхронно работающих ЭЭС изменяются с одинаковой частотой $\omega = 2\pi f$, фазовые углы векторов задаются в один момент времени (например, на рис. 3.2 для напряжения U фазовый угол будет δ , для тока I – фазовый угол φ).

При расчётах симметричных рабочих режимов трёхфазных сетей достаточно рассмотреть только одну фазу участка, т. е. анализировать токи и фазные напряжения для одной фазы, т. к. токи и напряжения других фаз имеют те же значения, но со сдвигом на $2/3\pi$ рад. Далее можно перейти к линейным напряжениям.

Обращаемся к схеме замещения участка.

Вектор напряжения в конце линии $\dot{U}_{\Phi 2} = U_{\Phi 2} e^{j\delta}$ Совместим с действительной осью. В этом случае $\delta = 0$ и $\dot{U}_{\Phi 2} = U_{\Phi 2}$.

При неизменной мощности нагрузки

$\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ определим ток в фазном проводе линии

$$I = \frac{S_{\Phi 2}^*}{3U_{\Phi 2}} = \frac{P_{\Phi 2}}{U_{\Phi 2}} - j \frac{Q_{\Phi 2}}{U_{\Phi 2}} = I_a - jI_p = I e^{-j\varphi} \quad (3.3)$$

отстающий на угол φ от фазного напряжения (активно-индуктивная нагрузка), т.е. допустим, что известны $\dot{U}_{\Phi 2}$, I и φ и необходимо определить $\dot{U}_{\Phi 1}$ и угол δ между векторами $\dot{U}_{\Phi 1}$ и $\dot{U}_{\Phi 2}$. Расчёт можно вести по току \dot{I} и по мощности нагрузки \underline{S}_2 .

В соответствии с законом Ома для участка цепи применительно к фазным напряжениям запишем:

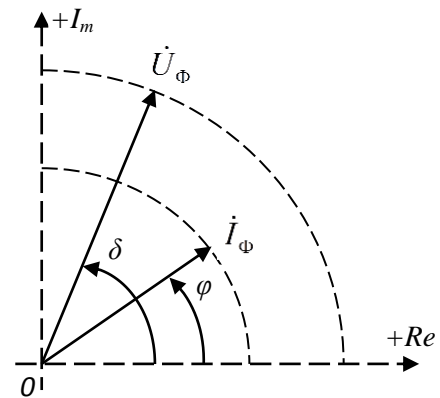


Рис. 3.2. Векторное изображение напряжения и тока

$$\dot{U}_{\phi_1} = Uj\dot{I}\underline{Z} \quad (3.4)$$

Между напряжениями в начале \dot{U}_{ϕ_1} и конце \dot{U}_{ϕ_2} участка 1–2 (рис. 3.1) существует некоторая разность как по величине, так и по фазе.

Величина

$$\Delta\dot{U}_{\phi} = \dot{I}\underline{Z} = \dot{U}_{\phi_1} - U_{02} \quad (3.5)$$

является падением напряжения и определяется разностью комплексных действующих значений фазных напряжений начала и конца участка сети. Заменяя в (9.5) комплексные величины \dot{I} и \underline{Z} на действительные и мнимые составляющие, получим

$$\Delta\dot{U}_{\phi} = (I_a - jI_p)(R + jX) = I_a R + I_p X + j(I_a X - I_p R) \quad (3.6)$$

Представим вектор в виде составляющих.

Продольная (по направлению $U_{\phi 2}$) составляющая падения напряжения в линии

$$\Delta U'_{\phi} = I_a R + I_p X = I(R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi) \quad (3.7)$$

Поперечная (перпендикулярная к направлению $U_{\phi 2}$) составляющая падения напряжения в линии

$$\delta U''_{\phi} = I_a X - I_p R = I(X \cdot \cos \varphi + R \cdot \sin \varphi) \quad (3.8)$$

Зная составляющие падения напряжения, можно определить вектор напряжения в начале участка:

$$\dot{U}_{\phi_1} = U_{\phi_2} + \Delta\dot{U}_{\phi} = U_{\phi_2} + \Delta U'_{\phi} + j\delta U''_{\phi} = U_{\phi_2} + (I_a R + I_p X) + j(I_a X - I_p R) = U_{\phi_1} e^{j\delta} \quad (3.9)$$

где модуль этого напряжения

$$U_{01} = \sqrt{(U_{\phi_2} + \Delta U'_{\phi_2})^2 + (\delta U''_{\phi_2})^2} \quad (3.10)$$

и его фаза

$$\delta = \arctg \frac{\delta U''_{\phi_2}}{U_{\phi_2} + \Delta U'_{\phi_2}} \quad (3.11)$$

Перепишем закон Ома для участка электрической сети (3.9) в следующем виде:

$$\dot{I} = \frac{\dot{U}_{\phi_1} - \dot{U}_{\phi_2}}{\underline{Z}} = \frac{\Delta\dot{U}_{\phi}}{\underline{Z}} \quad (3.12)$$

Величину

$$\Delta U_{\phi} = |\dot{U}_{\phi_1}| - |\dot{U}_{\phi_2}| \quad (3.13)$$

определяемую разностью модулей напряжений начала и конца участка, называют потерей напряжения.

Полученные выражения, характеризующие режим участка сети, отобразим геометрически с помощью векторной диаграммы фазных напряжений и токов (рис. 3.3). Построение начинаем от центра координат, откладывая по оси действительных величин вектор напряжения \dot{U}_{ϕ_2} и отстающий от него на угол φ вектор тока \dot{I} . С конца вектора \dot{U}_{ϕ_2} откладываем параллельно вектору тока \dot{I} вектор падения напряжения $\dot{I}R$ в активном сопротивлении. Вектор падения напряжения на индуктивном сопротивлении $j\dot{I}X$ направлен перпендикулярно вектору тока. Сумма этих векторов образует вектор падения напряжения $\Delta\dot{U}_{\phi}$. Таким образом, получим треугольник падения напряжения abc . Соединив

начало координат $\mathbf{0}$ и вершину \mathbf{c} треугольника падения напряжения, получим вектор фазного напряжения $\dot{U}_{\phi 1}$ в начале участка (вектор \mathbf{oc}), опережающий вектор $U_{\phi 2}$ на угол δ . Вектор напряжения $\dot{U}_{\phi 1}$ в начале участка образуется геометрическим суммированием векторов $\dot{U}_{\phi 2}$ и $\Delta\dot{U}_{\phi}$. Из векторной диаграммы видно, что падение напряжения $\Delta\dot{U}_{\phi}$ (вектор \mathbf{ac}) – это геометрическая разность между векторами напряжения начала $\dot{U}_{\phi 1}$ и конца $\dot{U}_{\phi 2}$ участка.

Потери напряжения – это алгебраическая разность модулей напряжений по концам участка, соответствует отрезку \mathbf{af} (точка \mathbf{f} получена в результате пересечения оси действительных величин с другой, проведенной радиусом $\mathbf{0c}$ $\dot{U}_{\phi 1}$).

Аналитические выражения составляющих падения напряжения (3.6) и (3.7) можно получить также из геометрических соотношений векторной диаграммы (рис. 3.3). Для продольной составляющей получим

$$\Delta U'_{\phi} = ad + ae = IR \cos \varphi + IX \sin \varphi \quad (3.14)$$

для поперечной составляющей

$$\delta U''_{\phi} = ch - eh = IX \cos \varphi - IR \sin \varphi \quad (3.15)$$

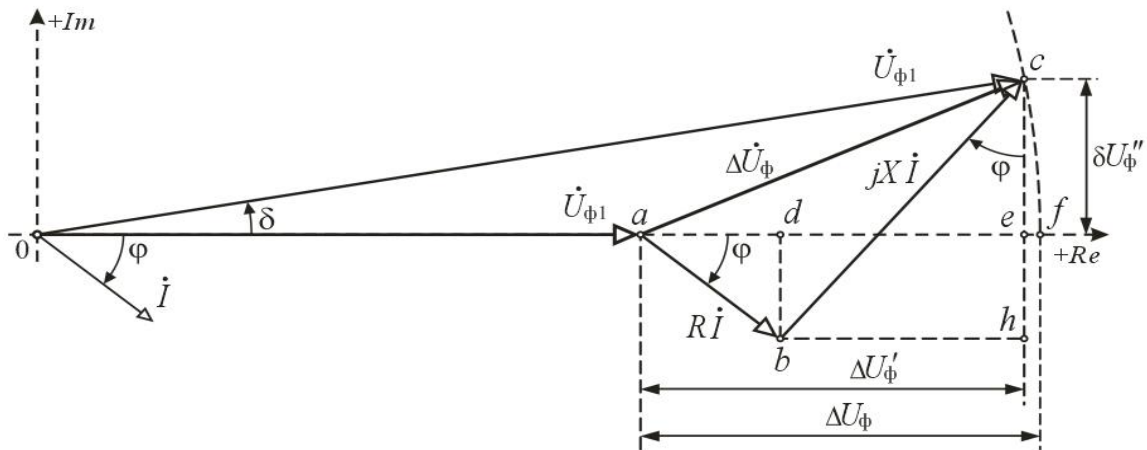


Рис. 3.3. Векторная диаграмма напряжений и тока фазы участка электрической сети

Для выполнения электрических расчетов удобнее применять линейные (межфазные) напряжения и «трехфазные» мощности. Для того чтобы перейти к этим величинам, умножим обе части формулы (3.8) на 3 и запишем в виде

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_2 + \sqrt{3}\Delta\dot{U}_{\phi} = U_2 + \Delta U'' + j\delta U'' = \\ &= U_2 + \sqrt{3}(I_a R + I_p X) + j\sqrt{3}(I_a X + I_p R) = U_1 e^{j\delta} \end{aligned} \quad (3.16)$$

Аналогично, учитывая соотношение между линейными и фазными напряжениями $U = \sqrt{3}U_{\phi}$, закон Ома (3.4) можно записать следующим образом:

$$i = \frac{\dot{U}_1 \dot{U}_2}{\sqrt{3Z}} = \frac{\Delta\dot{U}}{\sqrt{3Z}} \quad (3.17)$$

Поскольку участок сети состоит только из продольного сопротивления (рис. 3.1), ток в начале и конце звена остается неизменным.

Следует обратить внимание, что указанное вычисление междуфазных напряжений является условным. При этом правильно определяется только модуль линейных напряжений, а их аргументы (фазы) условно принимаются

такими же, как и для фазных значений напряжений. Для расчетов рабочих режимов электрических сетей принятое допущение не имеет значения. Однако это следует иметь в виду в тех случаях, когда необходимо знать действительные значения аргументов для линейных напряжений. Вектор линейного напряжения опережает вектор \dot{U}_ϕ соответствующей фазы на 30° .

В результате замены в (3.16) согласно (2.18) токов через параметры конца участка

$$I_a = P_2/\sqrt{3}U_2, \quad I_p = Q_2/\sqrt{3}U_2. \quad (3.18)$$

Можно записать выражение (3.16), связывающее напряжения начала \dot{U}_1 и конца \dot{U}_2 участка, в следующем виде:

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta U'_2 + j\delta U''_2 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} = U_1 e^{j\delta} \quad (3.19)$$

где модуль (величина) линейного напряжения

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U'_2)^2 + (\delta U''_2)^2} \quad (3.20)$$

и его фаза

$$\delta = \arctg \frac{\delta U''_2}{U_2 + \Delta U'_2} \quad (3.21)$$

вычисляются по аналогичным выражениям (3.10) и (3.11) с фазными составляющими.

Влияние поперечной составляющей на модуль напряжения можно учесть приближенно:

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U'_2 + \frac{(\delta U''_2)^2}{2(U_2 + \Delta U'_2)} \approx U_2 + \Delta U'_2 + \frac{(\delta U''_2)^2}{2U_{\text{ном}}} \quad (3.22)$$

Если известны напряжение \dot{U}_1 и мощность \underline{S}_1 начала участка, то можно определить напряжение конца участка следующим образом:

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta U'_1 - j\delta U''_1 = U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1} - j \frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1} = U_2 e^{j\delta} \quad (3.23)$$

Величина (модуль) напряжения определяется точным выражением

$$U_2 = \sqrt{(U_1 + \Delta U'_1)^2 + (\delta U''_1)^2} \quad (3.24)$$

или приближенно по формуле

$$U_2 \approx U_1 + \Delta U'_1 + \frac{(\delta U''_1)^2}{2(U_1 + \Delta U'_1)} \approx U_1 + \Delta U'_1 + \frac{(\delta U''_1)^2}{2U_{\text{ном}}} \quad (3.25)$$

Отметим, что формулы (3.22) и (3.25) дают высокую степень точности определения U_1 и U_2 , и поэтому могут применяться во всех инженерных расчетах сетей.

Значение фазы находится в виде

$$\delta = \arctg \frac{-\delta U''_1}{U_1 + \Delta U'_1} \quad (3.26)$$

и по модулю равно величине (3.21), определяемой через параметры конца участка.

Для наглядности анализа напряжений выделим из векторной диаграммы на рис. 3.3 фрагмент, иллюстрирующий связь напряжений начала и конца участка (рис. 3.4). Здесь показан отдельно треугольник падений напряжений на

комплексном сопротивлении \underline{Z} , вычисленный через параметры \underline{S}_2 , \dot{U}_2 конца участка:

$$\Delta\dot{U}_2 = \Delta U'_2 + j\delta U''_2 = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} \quad (3.27)$$

Дополним его треугольником падения напряжения (показан на рис. 3.4 пунктиром), вычисленным через параметры \underline{S}_1 , \dot{U}_1 начала участка:

$$\Delta\dot{U}_1 = \Delta U'_1 + j\delta U''_1 = \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1} + j \frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1} \quad (3.28)$$

Необходимо отметить, что векторы падения напряжения $\Delta\dot{U}_1$ и $\Delta\dot{U}_2$ ориентированы относительно различных векторов напряжения: $\Delta\dot{U}_1$ относительно напряжения в начале участка, а $\Delta\dot{U}_2$ относительно напряжения в конце. Поэтому соответствующие одноименные составляющие падения напряжения, вычисленные по данным начала и конца участка, не равны друг другу, т. е.

$$\Delta U'_1 = \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1} \neq \Delta U'_2 = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} \quad (3.29)$$

$$\delta \Delta U''_1 = \frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1} \neq \delta \Delta U''_2 = \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} \quad (3.30)$$

при равенстве модулей анализируемых падений напряжений (3.27) и (3.28):

$$|\Delta\dot{U}_1| = \sqrt{(\Delta U'_1)^2 + (\delta U''_1)^2} = |\Delta\dot{U}_2| = \sqrt{(\Delta U'_2)^2 + (\delta U''_2)^2} \quad (3.31)$$

вычисленных по данным начала и конца участка.

Отмеченное видно на векторных диаграммах (рис. 3.4), построенных по выражениям (3.19) и (3.23).

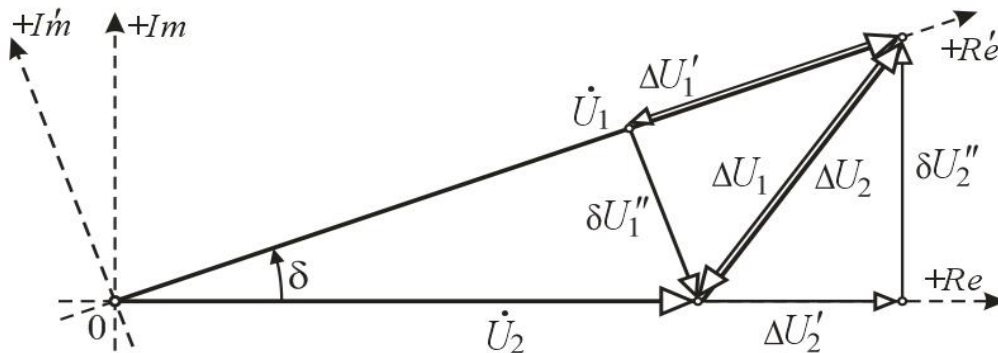


Рис. 3.4. Векторная диаграмма напряжений участка сети

В общем случае в соответствии с законом Ома для участка сети применительно к междуфазным напряжениям

$$\Delta\dot{U} = \sqrt{3}\Delta\dot{U}_{cp} = \sqrt{3}\dot{I}\underline{Z} = \Delta U' + j\delta U'' \quad (3.32)$$

компоненты вектора падения напряжения, аналогично (3.7) и (3.8), находят в виде

$$\begin{aligned} \Delta U' &= \sqrt{3}(I_a R + I_p X), \\ \delta U'' &= \sqrt{3}(I_a X - I_p R) \end{aligned} \quad (3.33)$$

где активную и реактивную составляющие тока вычисляют по выражению (2.18) через данные в начале или в конце звена.

Обратимся к графическому представлению (интерпретации) состояния напряжений. При анализе режима по данным конца звена (\dot{U}_2, P_2, Q_2) вектор напряжения \dot{U}_2 откладываем от начала координат в направлении оси действительных величин $+Re$ (рис. 3.4), т. е. приравниваем его модулю. От конца вектора U_2 в том же направлении откладываем продольную составляющую падения напряжения $\Delta U'_2$, а перпендикулярно ей – вектор поперечной составляющей $\delta U''_2$. Суммирование обеих составляющих образует треугольник падения напряжения, гипотенуза которого является модулем падения напряжения. При расчетах по данным начала участка (\dot{U}_1, P_1, Q_1) действительная ось $+'$ совмещается с вектором \dot{U}_1 (рис. 3.4), тем самым координатные оси, поворачиваясь против часовой стрелки на угол δ , принимают новое положение $+', j'$ в пространстве которых нужно от конца вектора U_1 отложить в обратном направлении (вычесть) продольную составляющую падения напряжения $\Delta U'_1$, а затем перпендикулярно ему – поперечную составляющую падения напряжения $\delta U''_1$, сумма которых дает вектор $\Delta U'_1$ (рис. 3.4, пунктирные линии). Соединив конец вектора $\delta U''_1$ с началом координат, получим вектор напряжения \dot{U}_2 в конце звена.

Такое построение диаграмм напряжений с выделением треугольников падения напряжения отражает влияние отдельных составляющих комплексного сопротивления \underline{Z} участка и комплексной мощности \underline{S} (тока i). Из векторной диаграммы следует, что при заданных активной P и реактивной Q мощности в конце участка поперечная составляющая падения напряжения $\delta U''$ тем больше, чем больше реактивное сопротивление участка X его активного сопротивления R и, следовательно, тем больше угол сдвига δ между векторами напряжений U'_1 и U'_2 .

Как известно, для линий напряжением 110 кВ и выше и всех силовых трансформаторов $X > R$, причем для ЛЭП напряжением 220 кВ и выше, а также трансформаторов мощностью более 4 МВА $X \gg R$. Поэтому при значительных длинах таких линий или при работе сетей, содержащих эти элементы, с нагрузками, близкими к проектным, значения углов сдвига δ становятся большими, как правило, около 15–25°, с увеличением δ до 35–55° при увеличенной протяженности ЛЭП или передаче мощностей, близких к нормативным по статической устойчивости. В этих случаях учет поперечной составляющей $\delta U''$ вносит уточнения в расчеты напряжения, существенно превышающие погрешности информации о параметрах сети, а потому анализ электрических режимов должен выполняться с учетом поперечной составляющей падения напряжения. И, наоборот, для участков напряжением 110 кВ и менее $X \leq R$ угол δ небольшой (менее 2–3°). В этом случае с достаточной точностью (ошибка менее 0,5 %) можно считать, что падение напряжения равно его продольной составляющей $\Delta U'$. Тогда формулы (3.16) и (3.19) упрощаются и приобретают вид

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U'_2 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2},$$

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U'_1 = U_1 + \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1} \quad (3.34)$$

Такое упрощение вносит ошибку не более долей процента, а потеря напряжения приближенно определяется по формуле

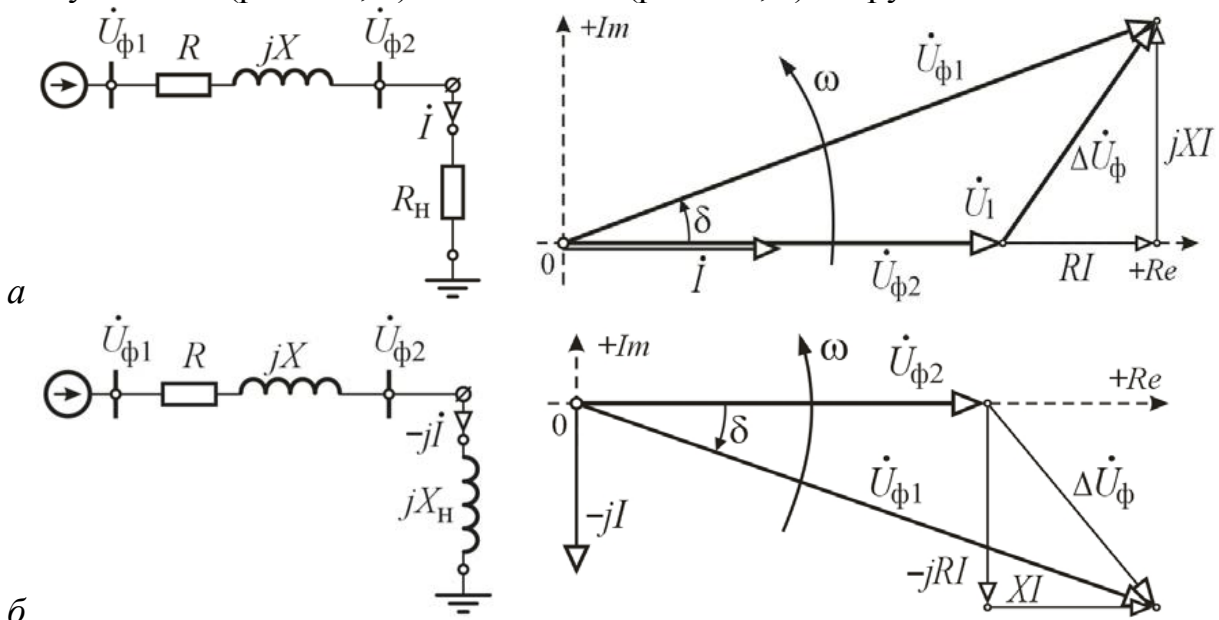
$$\Delta U \approx \sqrt{3}(I_a R + I_p X) = \frac{PR + QX}{U} \approx \frac{PR + QX}{U_{\text{ном}}} \quad (3.35)$$

где мощность и напряжение соответствуют одному и тому же узлу или подставляется номинальное напряжение участка.

По векторной диаграмме рис. 3.4, с учетом выражений (3.27) и (3.28), можно установить влияние составляющих активной и реактивной мощностей (тока) участка или изменение его коэффициента мощности $\cos\varphi$ на падение и потерю напряжения при заданных значениях сопротивлений R и X . Видно, что при заданной (неизменной) активной мощности нагрузки и возрастании реактивной мощности Q (тока I_p) прямо пропорционально увеличивается продольная составляющая падения напряжения $\Delta U'$ и уменьшается её поперечная составляющая $\delta U''$ (при $\delta > 0$ выполняется в большинстве случаев).

В результате возрастают падение и потери напряжения, угол сдвига δ уменьшается. И, наоборот, увеличение коэффициента мощности нагрузки $\cos\varphi_2$ уменьшает передаваемую по звену реактивную мощность Q_2 , а следовательно, и снижает падение и потерю напряжения на участке сети.

Характер нагрузки влияет на изменение напряжений в начале и конце звена. На рис. 3.5 приведены векторные диаграммы фазных напряжений и токов участка сети с активно-индуктивным сопротивлением для активной (рис. 3.5, а), индуктивной (рис. 3.5, б) и емкостной (рис. 3.5, в) нагрузки i .



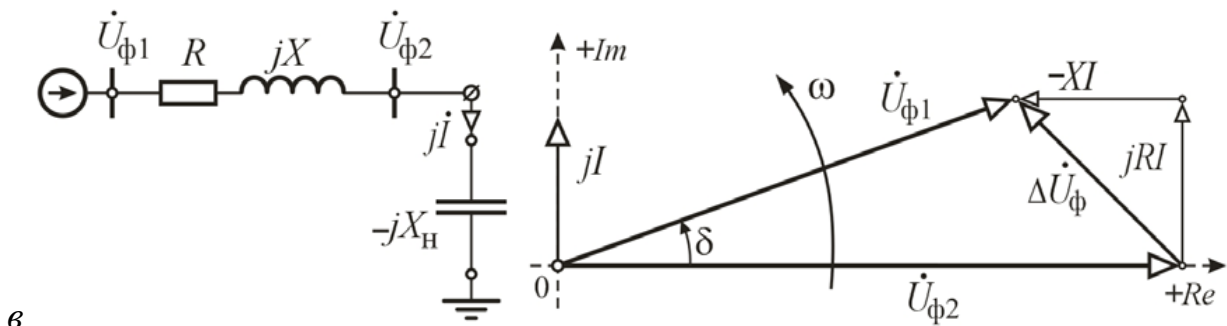


Рис. 3.5. Векторные диаграммы напряжений и токов участка сети для нагрузки:
a – активной; *б* – индуктивной; *в* – ёмкостной

Анализ данных частных случаев позволяет установить граничные состояния напряжений участка реальной сети, в пределах которых находятся наиболее распространенные общие случаи загрузки сети. Так, например, при активно-индуктивной нагрузке во всех случаях (при изменении $\cos\varphi$ от 1 до 0) напряжение \dot{U}_1 в начале участка больше напряжения \dot{U}_2 в конце, а вектор напряжения \dot{U}_2 преобразуется из отстающего ($\delta < 0$) по отношению к вектору \dot{U}_1 в опережающий ($\delta > 0$). При активно-ёмкостной нагрузке вектор напряжения \dot{U}_1 в начале участка всегда опережает вектор напряжения \dot{U}_2 в конце участка, а модуль напряжения U_2 увеличивается (по мере приближения $\cos\varphi$ к 0) от значений $U_2 < U_1$ до величины $U_2 > U_1$.

Вопросы для самопроверки

1. Запишите выражения, характеризующие взаимосвязь параметров электрического режима и схемы замещения трехфазной сети.
2. Запишите выражения падения напряжения и его составляющих через токи и мощность. Приведите различные записи закона Ома для участка сети.
3. Каковы отличия векторных диаграмм напряжения при задании параметров в начале и конце участка сети?
4. Какое допущение используется при вычислении междуфазных напряжений?
5. Когда можно пренебречь поперечной составляющей падения напряжения и продольную составляющую падения напряжения приравнять потере напряжения?
6. Какие факторы определяют взаимное положение векторов токов и напряжений по концам участка сети?
7. Как влияет характер электрической нагрузки (коэффициент мощности) на взаимное положение векторов напряжений по концам участка сети?
8. Как приближенно учесть влияние поперечной составляющей падения напряжения на модуль (величину) напряжения?
9. Как влияет при неизменном $\cos\varphi$ нагрузки изменение площади сечения проводов и протяженности линии на фазовый сдвиг векторов напряжений?
10. К каким изменениям векторных диаграмм токов и напряжений электропередачи приводит увеличение нагрузки на ее приемном конце?

ЛЕКЦИЯ 4. Расчёт установившихся режимов разомкнутых электрических сетей

План

1. Исходные данные, необходимые для расчёта установившегося режима разомкнутой электрической сети.
2. Расчёт по данным, характеризующим начало участка. Векторная диаграмма мощности.
3. Расчёт по данным, характеризующим конец участка. Векторная диаграмма мощности.
4. Расчёт по заданной мощности конца участка и напряжению начала.
5. Расчёт по заданной мощности начала участка и напряжению конца.

1. Исходные данные, необходимые для расчёта установившегося режима

В качестве участка может рассматриваться любой элемент трехфазной электрической сети (линия электропередачи, трансформатор и т. д.), в дальнейшем именуемый также общим термином – электропередача. Предварительно рассмотрим участок – электропередачу, схема замещения которого состоит из одной продольной ветви с сопротивлением $Z = R + jX$ (рис. 4.1).

Для энергетической характеристики работы электропередачи используем значения активной и реактивной мощности, предполагая их известными в начале $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$, или в конце $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ электропередачи. Другими словами, известны комплексные значения полной мощности трех фаз («трехфазная мощность») у передающего \underline{S}_1 и приемного \underline{S}_2 конца электропередачи.

Для однозначности анализа полагаем также известными напряжения в начале \dot{U}_1 и в конце \dot{U}_2 участка.

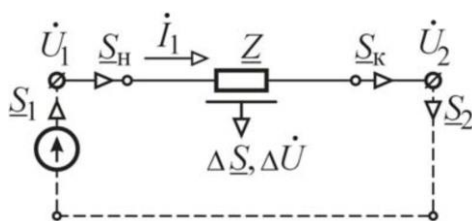


Рис. 4.1. Схема замещения участка сети с обозначением потоков мощности

В данном элементарном случае участок сети не содержит поперечных ветвей – шунтов, поэтому ток в начале и конце звена неизменный по величине и по фазе, а мощность источника (генерация) равна потоку мощности в звена $\underline{S}_1 = \underline{S}_н$, так же как и мощность электропотребителя (нагрузки) равна мощности в конце звена $(\underline{S}_2 = \underline{S}_к)$, рис.4.1.

Однако мощности по концам участка при $I \neq 0$ различаются на величину разности комплексов (векторов):

$$\Delta \underline{S} = \underline{S}_н - \underline{S}_к, \quad (4.1)$$

называемую потерей мощности. Причем это различие тем заметнее, чем больше модуль (абсолютная величина) падения напряжения:

$$\Delta U = |\Delta \dot{U}| = |\dot{U}_1 - \dot{U}_2|,$$

именуемый потерей напряжения.

Расчет и анализ взаимосвязи мощностей и напряжений по концам участка посредством показателей ΔS и ΔU и определяет способ (характер процесса) расчета его электрического режима. Рассмотрим наиболее характерные для практики случаи расчёта.

2. Расчет по данным, характеризующим начало участка

Известны мощность и напряжение в начале участка \underline{S}_1 и \dot{U}_1 ; требуется определить мощность и напряжение в конце участка \underline{S}_2 и \dot{U}_2 . На практике этот случай имеет место тогда, когда возникает необходимость передачи заданной мощности источника (электростанции), при фиксированном напряжении на его шинах, в приемную систему или узел потребления. При этом следует определить, каковы будут затраты (потери) мощности и напряжения на приемном конце электропередачи. Полагаем, что нагрузка имеет активноиндуктивный характер (ток звена \dot{I} отстает от напряжения \dot{U}_1 на угол φ). Тогда комплексное значение полной мощности в начале участка будет

$$S_{\text{н}} = \underline{S}_1 = 3\dot{U}_{\Phi 1}^* \dot{I}_{\Phi} = \sqrt{3}\dot{U}_1^* \dot{I} = P_1 + jQ_1 \quad (4.2)$$

Откуда комплексное значение полного тока

$$\dot{I} = \frac{\underline{S}_1}{3\dot{U}_{\Phi 1}^*} \quad \text{или} \quad \dot{I} = \frac{\underline{S}_1}{3U_{\Phi 1}^*} = \frac{\underline{S}_1}{\sqrt{3}U_1^*} \quad (4.3)$$

и значения его составляющих

$$\dot{I} = I_a - jI_p = \frac{\underline{S}_1}{\sqrt{3}U_1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left(\frac{P_1 U_1' + Q_1 U_1''}{(U_1')^2 + (U_1'')^2} - j \frac{Q_1 U_1' - P_1 U_1''}{(U_1')^2 + (U_1'')^2} \right) \quad (4.4)$$

вычисляют точно через известные мощность \underline{S}_1 и напряжение \dot{U}_1 в начальном узле схемы. По этой же причине имеется возможность точно вычислить зависящие от тока потери мощности $\Delta \underline{S}$ и падение напряжения $\Delta \dot{U}_1$, а потому расчет режима участка выполняется в один этап от начала к концу звена, т. е. реализуется прямая (точная) процедура расчета.

Коэффициент мощности в начале ветви

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{Q_1}{P_1} \quad \text{или} \quad \cos \varphi_1 = \frac{P_1}{Q_1} \quad (4.5)$$

Предположим, что известно напряжение U_{01} (его замер) в начале звена. Тогда при известной мощности S_1 можно точно определить ток ветви в виде

$$\dot{I} = \frac{\underline{S}_1}{3U_{\Phi 1}^*} = \frac{\underline{S}_1}{\sqrt{3}U_1} = \frac{P_1 - jQ_1}{\sqrt{3}U_1} = I_a - jI_p \quad (4.6)$$

При протекании тока \dot{I} по участку с сопротивлением \underline{Z} происходит потеря активной и реактивной мощности, которые в соответствии с законом Джоуля – Ленца запишем через составляющие тока:

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = 3(I_a^2 + I_p^2)(R + jX) \quad (4.7)$$

или, пользуясь значениями активной и реактивной мощности, в соответствии с (4.6) запишем

$$\Delta \underline{S} = \frac{S_H^2}{U_1^2} \underline{Z} = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_1^2} (R + jX) \quad (4.8)$$

откуда потери активной и реактивной мощности

$$\begin{aligned} \Delta P &= 3(I_a^2 + I_p^2)R = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_1^2} R, \\ \Delta Q &= 3(I_a^2 + I_p^2)X = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_1^2} X \end{aligned} \quad (4.9)$$

Множитель 3 исчез, поскольку выполнена подстановка модуля тока, вычисленного через линейное напряжение $U = \sqrt{3}U_\Phi$.

Поток мощности в конце ветви меньше на величину потерь:

$$\underline{S}_\kappa = \underline{S}_2 = \underline{S}_H - \Delta \underline{S} = P_H + jQ_H - \Delta P - \Delta Q = P_\kappa - jQ_\kappa \quad (4.10)$$

Ток в продольном участке сети наряду с потерями мощности вызывает падение напряжения

$$\Delta \dot{U}_1 = \sqrt{3} \cdot \dot{i} \underline{Z} = \frac{S_1^*}{U_1} \underline{Z} = \Delta U' + j\delta U''$$

на величину которого (в соответствии с указанным направлением тока) напряжение в конце участка меньше напряжения в начале

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta \dot{U}_1 = U_1 - \Delta U' - j\delta U'' = U_2 e^{j\delta} \quad (4.11)$$

где модуль и фаза напряжения приемного конца электропередачи определяются по формулам (3.24) и (3.26). Составляющие вектора падения напряжения $\Delta \dot{U}_1$ можно найти по выражениям, использующим ток (3.33) или мощность начала участка (3.28).

Режим напряжения данного участка сети можно характеризовать с помощью векторной диаграммы (рис. 4.2), построенной в координатных осях $+$, j .

С учетом найденного напряжения \dot{U}_2 мощность в конце звена (4.10) можно также записать в виде

$$S_\kappa = \underline{S}_2 = 3\dot{U}_{\Phi 2} \cdot \dot{I}_\Phi = \sqrt{3}\dot{U}_2 \dot{I} = P_2 + jQ_2. \quad (4.12)$$

Откуда с учетом (4.3) получим очень важное выражение для тока звена

$$\dot{i} = \frac{S_1^*}{\sqrt{3}U_{\Phi 1}} = \frac{S_2^*}{\sqrt{3}U_{\Phi 2}} = I_a - jI_p \quad (4.13)$$

или в записи через линейные напряжения (с учетом отмеченного допущения) имеем

$$\dot{i} = \frac{S_1^*}{\sqrt{3}U_1} = \frac{S_2^*}{\sqrt{3}U_2} = I_a - jI_p \quad (4.14)$$

т. е. ток можно вычислить по данным начала или конца звена.

Таким образом, ток участка сети можно вычислить через мощность и напряжение в начале или конце звена.

Рабочий режим участка сети можно характеризовать распределением полной мощности по участку (рис. 4.1) и соответствующей векторной

диаграммой (рис. 4.2), отражающей связь мощностей начала, конца участка и потерь в нем посредством балансового соотношения (4.10).

В соответствии с (4.10) из исходного вектора мощности начала участка, откладывая параллельно оси абсцисс, вычитаем вектор потерь активной мощности ΔP . С конца вектора ΔP , откладывая параллельно оси ординат, вычитаем вектор потерь реактивной мощности ΔQ . В итоге полученный вектор ΔS вычитаем из вектора \underline{S}_1 . Соединив конец вектора ΔS с началом координат, получим вектор мощности \underline{S}_2 в конце участка с составляющими P_2 и Q_2 (рис. 4.2). Углы наклона φ_1 и φ_2 векторов мощности S_1 и S_2 к оси вещественных величин определяют значения коэффициента мощности. В частности, в конце участка имеем

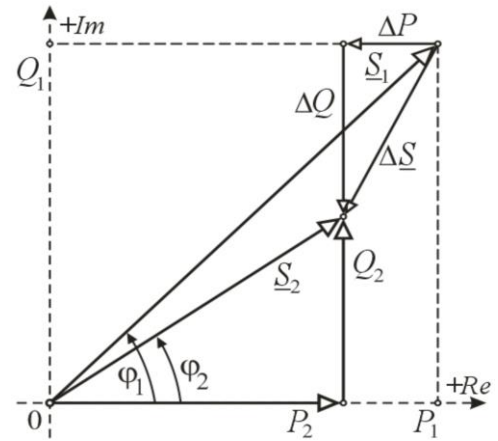


Рис. 4.2. Векторная диаграмма мощностей для участка сети

$$\operatorname{tg} \varphi_2 = \frac{Q_2}{P_2} \quad \text{или} \quad \cos \varphi_2 = \frac{P_2}{Q_2} \quad (4.15)$$

Коэффициент полезного действия участка сети в процентах

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{P_1 - \Delta P}{P_1} = \left(1 - \frac{\Delta P}{P_1}\right) \cdot 100 \quad (4.16)$$

т. е. снижение потерь активной мощности увеличивает КПД электрической сети.

3. Расчет режима по данным, характеризующим конец участка

Полагаем известными мощность и напряжение в конце участка \underline{S}_2 и U_2 . \underline{S}_2 – const, U_2 – const. Требуется определить мощность S_1 и напряжение \dot{U}_1 в начале участка. Этот случай встречается на практике тогда, когда, например, задана нагрузка потребителя и необходимо определить напряжение \dot{U}_1 источника питания, при котором будет обеспечено требуемое напряжение \dot{U}_2 у потребителя. При этом также выясняется, каковы затраты (потери) мощности на передачу электропотребителю необходимой мощности.

В общем случае принимаем, что заданная электрическая нагрузка в узле 2 активно-индуктивная:

$$\underline{S}_2 = 3\dot{U}_{\varphi 2}^* \cdot \dot{I}_{\varphi} = \sqrt{3}\dot{U}_2^* \dot{I} = P_2 + jQ_2 \quad (4.17)$$

и поскольку ток \dot{I} звена неизменен и равен току нагрузки, его значение вычисляют точно через заданные мощности \underline{S}_2 и напряжение \dot{U}_2 в конечном узле схемы:

$$\dot{I} = \frac{\underline{S}_1}{\sqrt{3}U_{\varphi 1}} = \frac{\underline{S}_2}{\sqrt{3}U_{\varphi 2}} = I_a - jI_p \quad (4.18)$$

где составляющие комплексного полного тока можно выразить аналогично (4.4) через составляющие мощности $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ и напряжения $\dot{U}_2 = U'_2 + U''_2$ в следующем виде

$$I_a = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{P_2 U'_2 + Q_2 U''_2}{(U'_2)^2 + (U''_2)^2}, \quad I_p = \frac{1}{\sqrt{3}} \frac{Q_2 U'_2 - P_2 U''_2}{(U'_2)^2 + (U''_2)^2} \quad (4.19)$$

Поскольку напряжение в узле задается, как правило, вещественным модулем U_2 (например, в результате измерения напряжения), то выражение для тока (4.18) примет следующий частный вид:

$$\dot{i} = \frac{\underline{S}_2^*}{\sqrt{3} U_2^*} = \frac{P_2}{\sqrt{3} U_2^*} - j \frac{Q_2}{\sqrt{3} U_2} = I_a - jI_p \quad (4.20)$$

Точность вычисления тока звена, как и в предыдущем случае, определяет прямой характер расчёта, в один этап от конца к началу участка.

Теперь потери мощности можно определить следующим образом

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = 3(I_a^2 + I_p^2)(R + jX)$$

или через известные составляющие мощности

$$\Delta \underline{S} = \frac{S_k^2}{U_2^2} \cdot (R + jX) = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_2^2} \cdot (R + jX) \quad (4.21)$$

Откуда потери активной и реактивной мощности

$$\Delta P = 3(I_a^2 + I_p^2)R = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_2^2} R, \quad \Delta Q = 3(I_a^2 + I_p^2)X = \frac{P_k^2 + Q_k^2}{U_2^2} X \quad (4.22)$$

Падение напряжения на участке сети

$$\Delta \dot{U}_2 = \Delta U'_2 + j\delta U''_2 = \sqrt{3} \dot{i} \underline{Z} = \sqrt{3}(I_a - jI_p)(R + jX) \quad (4.23)$$

или через известные составляющие мощности

$$\Delta \dot{U}_2 = \Delta U'_2 + j\delta U''_2 = \frac{S_k^*}{U_2} \cdot \underline{Z} = \frac{P_k - jQ_k}{U_2} \cdot (R + jX) \quad (4.24)$$

Откуда продольная и поперечная составляющие вектора падения напряжения, ориентированные относительно вектора напряжения \dot{U}_2 конца участка, вычисляются по формулам (3.27) или (3.33).

В соответствии с известным направлением потока (тока) от начала к концу звена (рис. 4.1) мощность в начале звена $\underline{S}_н$ больше мощности в конце $\underline{S}_к$ на величину потерь $\Delta \underline{S}$:

$$\underline{S}_н = \underline{S}_1 = \underline{S}_к + \Delta \underline{S} = P_k + jQ_k + \Delta P + j\Delta Q = P_k + \Delta P + j(Q_k + \Delta Q) = P_н + jQ_н \quad (4.25)$$

а напряжение в начале звена U_1 больше напряжения в конце на величину падения $\Delta \dot{U}$

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta \dot{U}_2 = U_2 + \Delta U'_2 + j\delta U''_2 = U_1 \angle \delta,$$

где модуль и фазу напряжения передающего конца электропередачи вычисляют по формулам (3.20) и (3.21).

С учетом найденного напряжения \dot{U}_1 мощность в начале звена можно выразить в виде

$$\underline{S}_н = S_1 = \sqrt{3} \dot{U}_{\phi 1}^* \cdot I_\phi = \sqrt{3} \dot{U}_1^* I = P_1 + jQ_1,$$

откуда с учетом (4.18) получим

$$i = \frac{S_1^*}{\sqrt{3}U_1^*} = \frac{S_2^*}{\sqrt{3}U_2^*}$$

т. е., как и в предыдущем случае, ток звена можно вычислить как по данным начала, так и по данным конца звена.

Векторная диаграмма напряжения, интерпретирующая электрическое состояние звена для данного случая, приведена на рис. 4.3 (в координатах Re , $+jIm$).

Балансовые соотношения для мощностей (4.25) можно отразить с помощью векторной диаграммы (рис. 4.3). К исходному вектору \underline{S}_2 параллельно оси действительных величин суммируется вектор ΔP , от конца которого параллельно оси мнимых величин прибавляется вектор ΔQ . Вектор суммарных потерь $\Delta \underline{S}$ в сумме с вектором \underline{S}_2 образует вектор мощности \underline{S}_1 в начале звена с составляющими P_1 и Q_1 .

Совместив (накладывая друг на друга) векторные диаграммы и треугольники потерь мощности (рис. 4.2 и рис. 4.3), видим, что потери мощности, вычисленные по данным начала и конца участка, одинаковые. Или, обобщая выражения (4.7), (4.9) и (4.22), получаем:

$$\Delta P = 3I^2 R = \left(\frac{S_n}{U_1}\right)^2 R = \left(\frac{S_k}{U_2}\right)^2 R, \quad \Delta Q = 3I^2 X = \left(\frac{S_n}{U_1}\right)^2 X = \left(\frac{S_k}{U_2}\right)^2 X \quad (4.26)$$

из которых следует, что потери мощности зависят от квадрата величины (модуля) тока или мощности и не зависят от характера (коэффициента) мощности нагрузки.

Коэффициенты мощности по концам звена и его КПД определяют как и в предыдущем случае.

Рассмотрим некоторые проблемы, связанные с расчетом напряжений и потоков мощностей. Представленные случаи являются наиболее простыми и вместе с тем наиболее точными, т. к. мощность и напряжение известны для одного конца звена, а потому ток и определяемые им значения потерь мощности $\Delta \underline{S}$ и падения напряжения $\Delta \underline{U}$ вычисляются точно, что позволяет напрямую связать напряжения и мощности по концам электропередачи.

Однако очень часто известно напряжение и мощность, относящиеся к разным концам звена (электропередачи), например напряжение – в начале, а мощность – в конце звена. Требуется определить напряжение в конце электропередачи и поток мощности в ее начале. Проблема заключается в том, что для определения падения напряжения требуются значения мощности и напряжения, соответствующие одному узлу, например, в конце электропередачи, чего нет в

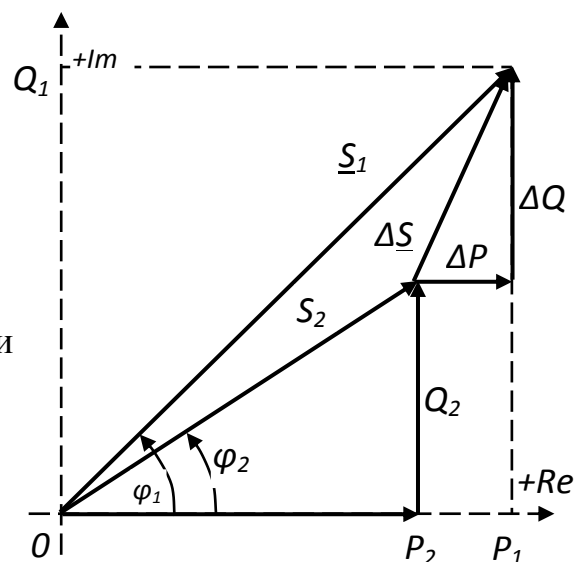


Рис. 4.3. Векторная диаграмма мощности для участка сети

указанном случае. В общем случае напряжение в конце звена U_2 можно найти решением нелинейного уравнения

$$U_1^2 = \left(U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2} \right)^2 \quad (4.27)$$

составленного на основе выражения (3.19).

Данное уравнение является биквадратным относительно U_2 и, наверное, можно найти его аналитическое решение.

В тех случаях, когда допустимо не учитывать поперечную составляющую падения напряжения, нелинейное уравнение (4.27) упростится до квадратичного уравнения вида

$$U_2^2 - U_1 U_2 + P_2 R + Q_2 X = 0,$$

решение которого можно получить напрямую, по формуле Виета.

Однако так не делается. Обычно для получения решения используют итерационные методы (например, метод простой итерации).

4. Расчет по заданной мощности конца участка и напряжению начала

Известна мощность конца участка (звена) $S_2 - \text{const}$ и напряжение начала $U_1 - \text{const}$ (рис. 4.1). Требуется определить мощность в начале участка \underline{S}_1 и напряжение в конце \dot{U}_2 .

Этот случай наиболее распространенный, т. к. обычно задана мощность электропотребителя \underline{S}_2 , подключенная через звено-электропередачу (линия, трансформатор) к шинам источника питания (электростанция, понижающая подстанция) с известным напряжением \dot{U}_1 .

В данном случае расчет ведут методом последовательных приближений (итераций), т. к. ток нагрузки звена

$$I^{(0)} = \frac{\dot{S}_2}{\sqrt{3}U_2^{(0)}} = \frac{1}{\sqrt{3}U_2^{(0)}} (P_2 - jQ_2) = I_a^{(0)} - jI_p^{(0)} \quad (4.28)$$

определяющий потери мощности и падение напряжения в нем можно определить только приближенно, через начальное значение напряжения $U_2^{(0)}$. Если нет никаких соображений по выбору $U_2^{(0)}$, то ее принимаем равной номинальному напряжению сети.

Тогда, зная начальное (нулевое) приближение тока $i_2^{(0)}$, можно найти потери мощности

$$\Delta \underline{S}^{(1)} = 3(I^{(0)})^2 \cdot (R + jX) = \left(\frac{S_2}{U_2^{(0)}} \right)^2 (R + jX) = \Delta P^{(1)} + j\Delta Q^{(1)} \quad (4.29)$$

с помощью которых определяем первое приближение потока мощности в начале звена:

$$\underline{S}_n^{(1)} = \underline{S}_1^{(1)} + \Delta \underline{S}^{(1)} = P_1 + \Delta P^{(1)} + j(Q_1 + \Delta Q^{(1)}) = P_1^{(1)} + jQ_1^{(1)} \quad (4.30)$$

где потери активной и реактивной мощности приближенно определяют как

$$\Delta P^{(1)} = 3(I^{(0)})^2 R = \left(\frac{S_2^2}{(U_2^{(0)})^2} \right) R, \quad \Delta Q^{(1)} = 3(I^{(0)})^2 X = \left(\frac{S_2^2}{(U_2^{(0)})^2} \right) X \quad (4.31)$$

Балансовые соотношения (4.30) отражены графически векторной диаграммой на рис. 4.3. Теперь в начальном узле известны и мощность, и напряжение, что позволяет уточнить ток звена

$$I^{(1)} = \frac{S_1^{*(1)}}{\sqrt{3}U_1^{(0)}} = \frac{1}{\sqrt{3}U_1^{(0)}}(P_1 - jQ_1) = I_a^{(1)} - jI_p^{(1)} \quad (4.32)$$

и определить в первом приближении напряжение в конце звена.

Тогда, учитывая направление тока от начала к концу электропередачи, получаем

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \sqrt{3}I^{(1)}\underline{Z} = U_1 - \Delta U_1' - j\delta U_1'' = U_2^{(1)} \angle \delta^{(1)} \quad (4.33)$$

где модуль и фазу напряжения

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_1')^2 + (\delta U_1'')^2}, \quad \delta = \arctg \frac{-\delta U_2''}{U_1 - \Delta U_1'} \quad (4.34)$$

вычисляют (уточняют на следующей итерации) через значения продольной и поперечной составляющих падения напряжения:

$$\begin{aligned} \Delta U_1' &= \sqrt{3}(I_a^{(1)}R - I_p^{(1)}X) = \frac{P_n^{(1)}R + Q_n^{(1)}X}{U_1}, \\ \delta U_1'' &= \sqrt{3}(I_a^{(1)}X - I_p^{(1)}R) = \frac{P_n^{(1)}X - jQ_n^{(1)}R}{U_1} \end{aligned} \quad (4.35)$$

Графическая интерпретация режима напряжения представлена на рис. 3.4 в координатах $+, j$.

На этом первое приближение (итерация) расчета заканчивается. Для уточнения значения напряжения \dot{U}_2 и потерь мощности ΔS необходимо повторить расчет. При этом вместо начальных приближений напряжения ($\dot{U}_2^{(0)}, \delta^{(0)} = 0$) нужно использовать более точные значения $U_2^{(1)}$ и $\delta^{(1)}$, уточнив по (4.14) ток нагрузки. Расчет следует повторять до тех пор, пока поправка напряжений (разность между модулями напряжений U_2 k -го и $(k+1)$ -го приближений) не будет превышать допустимую погрешность ε :

$$\delta U^{(k+1)} = |U_2^{(k+1)} - U_2^{(k)}| \leq \varepsilon \quad (4.36)$$

В расчетах, выполняемых вручную, ограничиваются, как правило, одним или двумя приближениями, подставляя модуль напряжения $U_2^{(k)}$ очередной k -й итерации в формулы (4.31) и (4.32) для уточнения потерь мощности и падения напряжения (4.35).

5. Расчет по заданной мощности начала и напряжению конца

Известна мощность начала электропередачи $S_1 = S_n = \text{const}$ и напряжение конца $U_2 = \text{const}$ (рис. 10.1). Требуется определить мощность в конце электропередачи S_2 и напряжение в ее начале \dot{U}_1

В этом случае необходимо выяснить величину мощности, поступающей в приемную систему (конец электропередачи) с известным напряжением, и при каком напряжении источника \dot{U}_1 можно осуществить передачу заданной мощности S_1 от отдельной электростанции (рис. 4.1).

Как и в предыдущем случае, расчет начинается с узла, в котором известна мощность. Ток в генерирующем узле 1 можно найти приближенно:

$$\dot{I}_1^{(0)} = \frac{S_1^{*(1)}}{\sqrt{3}U_1^{(0)}} = \frac{1}{\sqrt{3}U_1^{(0)}} (P_1 - jQ_1) = I_a^{(0)} - jI_p^{(0)} \quad (4.37)$$

по начальному (нулевому) приближению напряжения, например, равному номинальному. Поэтому расчет выполняют итерационно (методом последовательных приближений).

Потери (затраты) мощности, связанные с передачей заданной мощности, можно определить приближенно:

$$\Delta \underline{S}^{(1)} = 3(I^{(0)})^2 \cdot (R + jX) = \left(\frac{S_1}{U_1^{(0)}} \right)^2 (R + jX) = \Delta P^{(1)} + j\Delta Q^{(1)} \quad (4.38)$$

равно как и поток мощности в конце электропередачи

$$\underline{S}_\kappa^{(1)} = \underline{S}_2^{(1)} = \underline{S}_1^{(1)} - \Delta \underline{S}^{(1)} = P_1 - \Delta P^{(1)} - j(Q_1 - \Delta Q^{(1)}) = P_2 + jQ_2 \quad (4.39)$$

где потери мощности $\Delta \underline{S}^{(1)}$ вычисляются по формуле

$$\Delta P^{(1)} = 3(I^{(0)})^2 R = \left(\frac{S_1}{U_1^{(0)}} \right)^2 R, \quad \Delta Q^{(1)} = 3(I^{(0)})^2 X = \left(\frac{S_1}{U_1^{(0)}} \right)^2 X \quad (4.40)$$

Соотношения для мощностей отражены векторной диаграммой на рис. 4.2.

Теперь в приемном конце электропередачи известны мощность и напряжение, что дает возможность уточнить ток по параметрам конца звена:

$$I^{(1)} = \frac{S_1^{*(1)}}{\sqrt{3}U_2} = \frac{1}{\sqrt{3}U_2} (P_2^{(1)} - jQ_2^{(1)}) = I_a^{(1)} - jI_p^{(1)} \quad (4.41)$$

и соответственно определить первое приближение напряжения в начале электропередачи. Тогда, учитывая фактическое направление тока от начала к концу звена, получим

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_2 + \sqrt{3}I^{(1)} \underline{Z} = U_2 + \Delta U_2' - j\delta U_2'' = U_1^{(1)} \angle \delta^{(1)} \quad (4.42)$$

где модуль и фазу напряжения

$$U_2 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_2')^2 + (\delta U_2'')^2}, \quad \delta^{(1)} = \arctg \frac{\delta U_2''}{U_2 + \Delta U_2'}$$

можно найти через очередное приближение продольной и поперечной составляющих напряжения:

$$\Delta U_2' = \sqrt{3}(I_a^{(1)} R - I_p^{(1)} X) = \frac{P_2^{(1)} R + Q_2^{(1)} X}{U_2},$$

$$\delta U_2'' = \sqrt{3}(I_a^{(1)} X - I_p^{(1)} R) = \frac{P_2^{(1)} X - jQ_2^{(1)} R}{U_2}$$

Связь напряжений начала и конца электропередачи в виде векторной диаграммы представлена на рис. 3.4 в координатах $+$, j .

На этом завершается первая итерация расчета электрического режима электропередачи. При необходимости уточнения режима расчет повторяется с заменой начального приближения напряжения $U_1^{(0)}$ на вычисленное $U_1^{(1)}$ и т. д. Окончание итерационного процесса контролируется по критерию (4.36).

Сравнивая способы расчета параметров электрического режима участка сети с различными исходными данными, отметим, что результаты расчета, соответствующие третьему и четвертому случаям, менее точны, чем в первом и во втором случаях. Однако при достаточном количестве итераций (практически достаточно двух-трех) результаты приближаются к точным и с приемлемой погрешностью совпадают с ними.

Вопросы для самопроверки

1. Какие параметры электрического режима связывают мощности и напряжения по концам электропередачи?
2. Как записать выражение тока звена по данным его передающего и приемного концов?
3. В каком случае ток звена будет определен точно?
4. Как записать выражение потерь мощности и падения напряжения на участке сети через ток и мощность по данным в начале и конце электропередачи?
5. Какие характерные случаи расчета режима электропередачи Вы знаете?
6. Когда расчет выполняется методом последовательных приближений?
7. В каком случае расчет завершается за один этап?
8. Из каких этапов состоит итерационный алгоритм расчета участка (звена) сети по заданной мощности приемного конца?
9. Как записываются основные расчетные выражения алгоритма?
10. В чем заключается точный (прямой) алгоритм расчета электрического режима участка сети?
11. Чем обусловлена нелинейность уравнений, описывающих установившийся режим электрической сети?
12. Каким нелинейным уравнением связаны напряжения и мощности по концам электропередачи?
13. Как представить векторную диаграмму напряжений и токов для участка сети с нагрузкой на конце?
14. Как представить векторную диаграмму мощностей для участка сети?
15. Как с помощью векторных диаграмм можно охарактеризовать связь напряжений и мощностей приемного и передающего конца электропередачи?
16. В чем отличие диаграмм при построении их по данным начала и конца электропередачи?

ЛЕКЦИЯ 5. Расчёт режима линии электропередачи

План

1. Исходные данные, необходимые для расчёта установившегося режима разомкнутой электрической сети.
2. Расчёт по данным, характеризующим начало участка. Векторная диаграмма мощности.
3. Расчёт по данным, характеризующим конец участка. Векторная диаграмма мощности.
4. Расчёт по заданной мощности конца участка и напряжению начала.
5. Расчёт по заданной мощности начала участка и напряжению конца.

Определим параметры установившегося режима линии электропередачи, используя алгоритмы и соотношения, рассмотренные в лекции 4 для звена электрической сети. В отличие от предыдущего анализа линия электропередачи представлена П-образной схемой замещения (рис. 5.1) с поперечными элементами, в общем случае комплексными проводимостями (шунтами):

$$\underline{Y}_1 = \underline{Y}_2 = \frac{1}{2} \underline{Y}(G + jB) = G_1 + jB_1 = G_2 + jB_2$$

Изложение ведется применительно к активно-ёмкостной проводимости. При её активно-индуктивном характере следует заменить знак перед реактивной проводимостью.

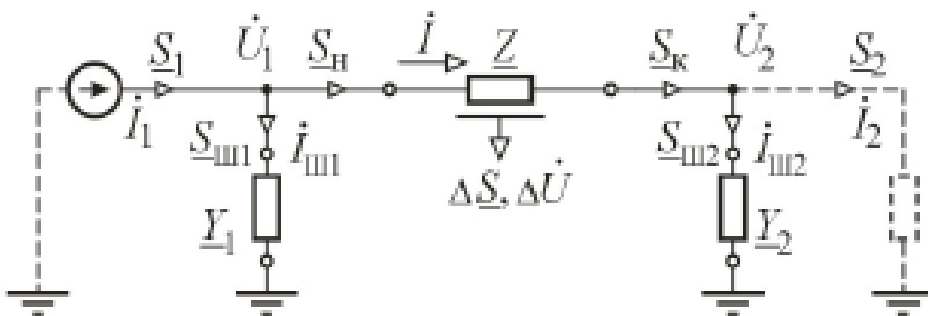


Рис. 5.1. Схема замещения линии электропередачи с обозначениями параметров электрического состояния

Применительно к обозначениям на схеме замещения рис. 5.1 рассмотрим характерные случаи расчета с одновременной иллюстрацией алгоритмов в токах и мощностях.

1. Расчет по данным в начале ЛЭП

Задано напряжение $U_1 = \text{const}$ и мощность $S_1 = \text{const}$.

По известному напряжению U_1 вычислим ток источника питания

$$\dot{I}_1 = \frac{S_1^{*(1)}}{\sqrt{3}U_1} = \frac{1}{\sqrt{3}U_1} (P_1 - jQ_1) = I_{a1} - jI_{p1} ,$$

ток и мощность шунта в начале линии

$$I_{ш1} = \frac{1}{\sqrt{3}} U_1 \underline{Y}_1 = \frac{1}{\sqrt{3}} U_1 (G_1 + jB_1) = I_{кор1} + jI_{c1} \quad (5.1)$$

$$\underline{S}_{ш1} = \sqrt{3} U_1 I_{ш1}^* = U_1^2 \underline{Y}_1^* = U_1^2 (G_1 - jB_1) = \Delta P_{кор1} - jQ_{c1} \quad (5.2)$$

Тогда в соответствии с первым законом Кирхгофа мощность в начале линии

$$\underline{S}_n = \underline{S}_1 - \underline{S}_{ш1} = P_1 + jQ_1 - \Delta P_{к1} + jQ_{c1} = P_1 - \Delta P_{кор1} + j(Q_1 + Q_{c1}) = P_n + jQ_n \quad (5.3)$$

В общем случае рассматривается выдача реактивной мощности источником питания (синхронный генератор в режиме перевозбуждения). При потреблении источником питания реактивной мощности необходимо изменить знак перед реактивной мощностью.

Аналогично ток линии равен

$$\dot{I} = \dot{I}_1 - \dot{I}_{ш1} = I_{a1} - I_{кор1} - j(I_{p1} + I_{c1}) = I_a - jI_p \quad (5.4)$$

Этот же ток по данным в начале звена равен

$$\dot{I} = \frac{S_n^*}{\sqrt{3}U_1} = \frac{1}{\sqrt{3}U_1} (P_n - jQ_n) = I_a - jI_p \quad (5.5)$$

По найденным токовой нагрузке звена или потоку мощности в его начале можно определить падение напряжения и потери мощности. В соответствии с законом Ома

$$\Delta \dot{U}_1 = \sqrt{3} \dot{I} \underline{Z} = \frac{S_n^*}{\sqrt{3}U_1} \underline{Z} = \frac{1}{U_1} \underline{Z} = \Delta U_1' + j\delta U_1'' .$$

Согласно закону Джоуля – Ленца запишем

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = \frac{S_n^2}{U_1^2} \underline{Z} = \Delta P_1 + j\Delta Q_1$$

Тогда в конце линии напряжение

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta \dot{U}_1 = U_1 - \Delta U_1' - j\delta U_1'' = U_2 \angle -\delta$$

и поток мощности

$$\underline{S}_k = \underline{S}_n - \Delta \underline{S} = P_n + jQ_n - \Delta P - j\Delta Q$$

что позволяет вычислить ток линии по данным в конце продольного звена:

$$\dot{I} = \frac{S_k^*}{\sqrt{3}U_2} = \frac{P_k - jQ_k}{\sqrt{3}(U_2' + U_2'')} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left(\frac{P_k U_2' - Q_k U_2''}{U_2^2} - j \frac{Q_k U_2' + P_k U_2''}{U_2^2} \right) = I_a - jI_p \quad (5.6)$$

Отметим, что выражения (5.5) и (5.6) дают одинаковый результат.

Далее вычисляем мощность шунта в конце ЛЭП

$$\underline{S}_{ш2} = U_2^2 \underline{Y}_2^* = U_2^2 (G_2 - jB_2) = \Delta P_{кор2} - jQ_{c2}$$

и потребляемый шунтом ток

$$\begin{aligned} I_{ш2} &= \frac{1}{\sqrt{3}} U_2 \underline{Y}_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} (U_2' - jU_2'')(G_2 + jB_2) = \\ &= \frac{1}{\sqrt{3}} [(U_2' G_2 + U_2'' B_2) + j(U_2' B_2 - U_2'' G_2)] I_{кор2} + jI_{c2} \end{aligned} \quad (5.7)$$

Заметим, что $B_2 \gg G_2$ и $U_2' > U_2''$, вследствие чего ток шунта имеет активно-емкостной характер.

По балансовым соотношениям в конце ЛЭП находим мощность электропотребителя (доставляемую в приемную систему)

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_к - \underline{S}_{ш2} = P_к + jQ_к - \Delta P_{кор2} + jQ_{c2} = P_к - \Delta P_{кор2} + j(Q_к + Q_{c2}) = P_2 + jQ_2 \quad (5.8)$$

и ток электропотребителя

$$\dot{I}_2 = \dot{I} - \dot{I}_{ш2} = I_a - jI_p - I_{кор2} - I_{c2} = I_a - I_{кор2} - j(I_p + I_{c2}) = I_{a2} - jI_{p2} \quad (5.9)$$

или в виде

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{S}_2}{\sqrt{3} U_2} = \frac{P_2 - jQ_2}{\sqrt{3}(U_2' + U_2'')} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left(\frac{P_2 U_2' - Q_2 U_2''}{U_2^2} - j \frac{Q_2 U_2' + P_2 U_2''}{U_2^2} \right) = I_{a2} - jI_{p2}$$

На этом расчет параметров электрического режима, реализующий точную процедуру, заканчивается.

2. Расчет по данным в конце ЛЭП

Заданы напряжение $U_2 = \text{const}$ и мощность $S_2 = \text{const}$.

Как и в предыдущем случае, известны напряжение и мощность для одного конца схемы, что позволяет вычислить точно параметры электрического состояния в результате прямого расчета. В отличие от предыдущего случая расчет ведется от конца к началу линии (рис. 5.1).

По известному напряжению U_2 вычислим ток электропотребителя

$$\dot{I} = \frac{S_2}{\sqrt{3} U_2} = \frac{1}{\sqrt{3} U_2} (P_2 - jQ_2) = I_{a2} - jI_{p2}$$

ток шунта в конце линии

$$I_{ш2} = \frac{1}{\sqrt{3}} U_2 \underline{Y}_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} U_2 (G_2 + jB_2) = I_{кор2} + jI_{c2}$$

а также мощность, потребляемую шунтом (проводимостью),

$$\underline{S}_{ш2} = U_2^2 \underline{Y}_2^* = U_2^2 (G_2 - jB_2) = \Delta P_{кор2} - jQ_{c2}$$

Из балансовых соотношений в узле 2 определим мощность в конце продольного звена линии

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_2 + \underline{S}_{ш2} = P_2 + jQ_2 + \Delta P_{кор2} - jQ_{c2} = P_2 + \Delta P_{кор2} + j(Q_2 - Q_{c2}) \quad (5.10)$$

и тока звенев

$$\dot{I} = \dot{I}_2 + \dot{I}_{ш2} = I_{a2} - jI_{p2} + I_{кор2} + jI_{c2} = I_{a2} + I_{кор2} - j(I_{p2} + I_{c2}) = I_a - jI_p \quad (5.11)$$

Эту же величину тока можно получить в виде

$$\dot{i} = \frac{\dot{S}_\kappa^*}{\sqrt{3}U_2} = \frac{1}{\sqrt{3}U_2} (P_\kappa - jQ_\kappa) = I_a - jI_p \quad (5.12)$$

Найденные

нагрузки звена обуславливают падение напряжения

$$\Delta\dot{U}_2 = \sqrt{3}\dot{i}\underline{Z} = \frac{\dot{S}_\kappa^*}{\sqrt{3}U_2} \underline{Z}$$

и потери мощности

$$\Delta\underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = \frac{S_\kappa^2}{U_2^2} \underline{Z}$$

Используя формулы (3.16) или (3.19) с заменой мощностей \underline{S}_2 на \underline{S}_κ , найдем напряжение

$$\dot{U}_1 = U_2 + \Delta\dot{U}_2 = U_1 \angle \delta$$

а по формулам (4.25) мощность в начале звена

$$\underline{S}_n = \underline{S}_\kappa + \Delta\underline{S}.$$

Теперь можно определить ток продольного звена линии по найденным параметрам начала:

$$\dot{i} = \frac{\dot{S}_n}{\sqrt{3}U_2^*} = \frac{P_n - jQ_n}{\sqrt{3}(U_2' - U_2'')} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left(\frac{P_n U_2' + Q_n U_2''}{U_2'^2} - j \frac{Q_n U_2' - P_n U_2''}{U_2'^2} \right) = I_a - jI_p \quad (5.13)$$

Полученный результат равен току, вычисленному по данным конца звена.

По напряжению \dot{U}_1 вычислим ток и мощность в проводимости начала схемы:

$$I_{ш1} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_1 \underline{Y}_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} (U_1' + jU_1'') (G_1 + jB_2) = \frac{1}{\sqrt{3}} [(U_1' G_1 - U_1'' B_1) + j(U_1' B_2 + U_1'' G_1)] I_{кор1} + jI_{c1}$$

$$\underline{S}_{ш1} = U_1^2 \dot{Y}_1^* = U_1^2 (G_1 - jB_1) = \Delta P_{кор1} - jQ_{c1}$$

Теперь снова по первому закону Кирхгофа определим мощность, выдаваемую источником питания,

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_n + \underline{S}_{ш1} = P_n + jQ_n + \Delta P_{кор1} - jQ_{c1} = P_1 + \Delta P_{кор1} + j(Q_n + Q_{c1}) = P_1 + jQ_1$$

и ток источника питания

$$\dot{I}_1 = \dot{i} + \dot{I}_{ш1} = I_a - jI_p + I_{кор1} - I_{c1} = I_a + I_{кор1} - j(I_p - I_{c1}) = I_{a1} - jI_{p1}$$

Это же значение тока определим в виде

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{S}_1^*}{\sqrt{3}U_2} = \frac{P_1 - jQ_1}{\sqrt{3}(U_2' - U_2'')} = \frac{1}{\sqrt{3}} \left(\frac{P_1 U_1' + Q_1 U_1''}{U_1'^2} - j \frac{Q_1 U_1' + P_1 U_1''}{U_1'^2} \right) = I_{a2} - jI_{p2}$$

3. Расчет режима ЛЭП при известном напряжении в начале участка и мощности нагрузки

Известны напряжение в начале участка $U_1 = \text{const}$ и мощность нагрузки в конце $S_2 = \text{const}$ (рис. 5.1). Данный случай является наиболее общим. Расчет

параметров режима линии выполняется итерационным путем в два этапа в такой последовательности.

Сначала зададим напряжение в конце линии $U_2^{(0)}$, например, равным ожидаемому или номинальному. Тогда можно определить приближенно ток нагрузки

$$\dot{I}_1^{(1)} = \frac{S_2^*}{\sqrt{3}U_2^{(0)}} = \frac{1}{\sqrt{3}U_2^{(0)}} (P_2 - jQ_2) = I_{a2}^{(1)} - jI_{p2}^{(1)} \quad (5.14)$$

ток ветви проводимости (шунта)

$$I_{ш1}^{(1)} = \frac{1}{\sqrt{3}} \dot{U}_2^{(0)} \underline{Y}_2 = \frac{1}{\sqrt{3}} U_2^{(0)} (G_2 + jB_2) = I_{kop1}^{(1)} + jI_{c1}^{(1)} \quad (5.15)$$

и мощность ветви проводимости в конце линии

$$\underline{S}_{ш2}^{(1)} = (U_2^{(0)})^2 \underline{Y}_2^* = (U_2^{(0)})^2 (G_2 - jB_2) = \Delta P_{kop2}^{(1)} - jQ_{c1}^{(1)} \quad (5.16)$$

По балансовым соотношениям в узле 2 найдем мощности в конце линии

$$\underline{S}_\kappa^{(1)} = \underline{S}_2 + \underline{S}_{ш2}^{(1)} = P_2 + jQ_2 + \Delta P_{kop2}^{(1)} - jQ_{c2}^{(1)} = P_2 + \Delta P_{kop2}^{(1)} + j(Q_2 - Q_{c2}^{(1)}) = P_\kappa^{(1)} - jQ_\kappa^{(1)} \quad (5.17)$$

ток линии

$$\dot{I}^{(1)} = \dot{I}_2^{(1)} + \dot{I}_{ш1}^{(1)} = I_{a2}^{(1)} - I_{p2}^{(1)} + I_{kop2}^{(1)} + jI_{c2}^{(1)} = I_{a2}^{(1)} + I_{kop2}^{(1)} - j(I_{p2}^{(1)} - I_{c2}^{(1)}) = I_a^{(1)} - jI_p^{(1)} \quad (5.18)$$

который можно вычислить также в виде

$$\dot{I}^{(1)} = \frac{S_\kappa^*}{\sqrt{3}U_2^{(0)}} = \frac{1}{\sqrt{3}U_2^{(0)}} (P_\kappa^{(1)} - jQ_\kappa^{(1)}) = I_a^{(1)} - jI_p^{(1)} \quad (5.19)$$

Определим потери мощности в сопротивлениях линии

$$\Delta \underline{S}^{(1)} = 3(I^{(1)})^2 \cdot \underline{Z} = \left(\frac{S_\kappa^{(1)}}{U_2^{(0)}} \right)^2 \underline{Z} = \Delta P^{(1)} + j\Delta Q^{(1)} \quad (5.20)$$

с составляющими $\Delta P^{(1)}$, $\Delta Q^{(1)}$, вычисляемыми по формулам (4.31).

Тогда значение мощности в начале линии

$$\underline{S}_n^{(1)} = \underline{S}_\kappa^{(1)} + \Delta \underline{S}^{(1)} = P_n^{(1)} + jQ_n^{(1)} \quad (5.21)$$

с учётом заданного напряжения позволяет уточнить ток продольного звена (5.19) в виде

$$I^{(1)} = \frac{S_n^*}{\sqrt{3}U_1} = \frac{1}{\sqrt{3}U_1} (P_n^{(1)} - jQ_n^{(1)}) = I_a^{(1)} - jI_p^{(1)} \quad (5.22)$$

По известному напряжению в начале линии находим ток поперечной ветви (шунта)

$$I_{ш1} = \frac{1}{\sqrt{3}} U_1 \underline{Y}_1 = \frac{1}{\sqrt{3}} U_1 (G_1 + jB_1) = I_{kop1} + jI_{c1} \quad (5.23)$$

и мощность ветви (шунта)

$$\underline{S}_{ш1} = U_1^2 \underline{Y}_1^* = U_1^2 (G_1 - jB_1) = \Delta P_{kop1} - jQ_{c1} \quad (5.24)$$

По балансовым соотношениям первого закона Кирхгофа для узла 1 находим мощность, генерируемую источником питания

$$\begin{aligned}\underline{S}_1^{(1)} &= \underline{S}_n^{(1)} + \underline{S}_{\text{шл}}^{(1)} = P_n^{(1)} + jQ_n^{(1)} + \Delta P_{\text{коп1}}^{(1)} - jQ_{c1}^{(1)} = \\ &= P_n^{(1)} + \Delta P_{\text{коп1}}^{(1)} + j(Q_n^{(1)} - \Delta Q_{c1}^{(1)}) = P_1^{(1)} + jQ_1^{(1)}\end{aligned}\quad (5.25)$$

ТОК ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ

$$\dot{I}_1^{(1)} = \dot{I}^{(1)} + \dot{I}_{\text{шл}} = I_a^{(1)} - I_p^{(1)} + I_{\text{коп1}} + jI_{c1} = I_a^{(1)} + I_{\text{коп1}} - j(I_p^{(1)} - I_{c1}) = I_{a1}^{(1)} - jI_{p1}^{(1)} \quad (5.26)$$

который можно вычислить также в виде

$$I^{(1)} = \frac{S_1^{*(1)}}{\sqrt{3}U_1} = \frac{1}{\sqrt{3}U_1} (P_1^{(1)} - jQ_1^{(1)}) = I_{a1}^{(1)} - jI_{p1}^{(1)} \quad (5.27)$$

На этом первый этап (прямой ход) алгоритма заканчивается. На втором этапе (обратный ход) уточняется (10.33) напряжение в конце линии:

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \Delta \dot{U}_1^{(1)} = U_1 - \Delta U_1'^{(1)} - j\delta U_1''^{(1)} \quad (5.28)$$

с помощью составляющих вектора падения напряжения, вычисляемых по первым приближениям тока $\dot{I}^{(1)}$ (5.22) или мощности $S_n^{(1)}$ (5.21) в начале линии по формулам (4.35).

На этом заканчивается расчет установившегося режима в первом приближении.

Получив уточненное напряжение в конце линии $\dot{U}_2^{(1)}$, выполним весь расчет вновь (до формулы (5.22)), но только в соответствующие формулы теперь вместо $\dot{U}_2^{(0)}$ подставим $\dot{U}_2^{(1)}$ и находим новое значение напряжения $\dot{U}_2^{(2)}$ в конце линии.

Описанную процедуру повторяют до тех пор, пока не будет достигнута заданная точность расчета \dot{U}_2 в соответствии с критерием (4.36), т. е. расчет заканчивается, если напряжение $\dot{U}_2^{(k)}$ в последнем расчете к близко к напряжению $\dot{U}_2^{(k-1)}$ конца линии в предыдущем ($k - 1$) расчете. Однако во многих расчетах электрических сетей (особенно несущих неповышенные нагрузки) можно ограничиться результатами, полученными на второй или первой итерации.

Окончательному значению $\dot{U}_2^{(k)}$ после k -й итерации будут соответствовать параметры режима (5.25), (5.26), (5.27), значения которых можно не вычислять на промежуточных ($k - 1$)-х итерациях. Они не оказывают влияния на параметры режима $\underline{S}_n^{(k-1)}$, $\dot{I}^{(k-1)}$ и соответственно на сходимость итерационного процесса.

Анализируя характерные случаи расчета режима линии электропередачи, отметим следующее.

КПД линии электропередачи, %,

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100 = \frac{P_1 - \Delta P - \Delta P_{\kappa1} - \Delta P_{\kappa2}}{P_1} = \frac{P_1 - \Delta P_{\Sigma}}{P_1} \cdot 100\% = \left(1 - \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_1}\right) \cdot 100\% \quad (5.29)$$

зависит от потерь мощности нагрузочного и холостого режима и снижается при их росте.

Из балансовых соотношений видно, что потери активной мощности в сопротивлениях линии (нагрузочные потери) наряду с потерями на

коронирование (потери холостого хода) уменьшают поступление активной мощности в приемный конец линии, а зарядная мощность увеличивает поступление реактивной мощности в сеть. При этом часть реактивной мощности нагрузки, подключенной к линии, покрывается за счет генерации реактивной мощности емкостью линии электропередачи.

4. Анализ режима холостого хода линии электропередачи

Режим холостого хода линии электропередачи (ЛЭП) возникает при отключении электрической нагрузки, при включении линии под напряжение в первые часы после ее монтажа, а также в период синхронизации (включении на параллельную работу) электрических систем посредством объединяющей их ЛЭП.

Режим холостого хода является частным случаем рабочего режима ЛЭП, однако выделим его отдельно ввиду заслуживающей внимания особенности и практической значимости для линий напряжением 220 кВ и выше.

Воспользуемся рассмотренным алгоритмом расчета линии, выполним анализ данного режима применительно к П-образной схеме замещения (рис. 5.1), пренебрегая активной проводимостью, что соответствует отсутствию (неучету) потерь мощности на коронирование. Справедливость такого допущения можно установить на основе характерных соотношений между параметрами электрического режима ЛЭП различного номинального напряжения. Так, например, емкостная генерация на 100 км ВЛ 220 кВ составляет около 13 Мвар, а ВЛ 500 кВ – около 95 Мвар при потерях на корону до 0,1–0,8 МВт (при хорошей погоде), что на два порядка меньше емкостной генерации. В кабельных линиях преобладание зарядной мощности над потерями в изоляции еще значительней. Поэтому потери мощности на коронирование не оказывают заметного влияния на параметры электрического режима ЛЭП. Однако их учет необходим при плохой погоде и технико-экономическом анализе ВЛ, в частности, при расчете потерь электроэнергии.

Так как в режиме холостого хода нагрузка в конце линии $\underline{S}_2 = 0$, то ее электрическое состояние определяет наряду с напряжением U_1 только зарядная (емкостная) мощность, направленная от конца линии к началу:

$$\underline{S}_{ш2}^{(1)} = (U_2^{(0)})^2 \underline{Y}_2^* = (U_2^{(0)})^2 (0 - jB_1) = -j(U_2^{(0)})^2 \frac{B_c}{2} \Delta = -jQ_{c2}^{(1)}$$

Тогда потери мощности, вызванные потоком зарядной мощности

$$\Delta \underline{S}^{(1)} = \left(\frac{S_{c2}^{(1)}}{U_2^{(0)}} \right)^2 (R + jX) = \Delta P + j\Delta Q,$$

определяют поток мощности в начале звена:

$$\underline{S}_n^{(1)} = \Delta \underline{S}^{(1)} + \Delta \underline{S}_{ш2}^{(1)} = \Delta P + j\Delta Q - jQ_{c2} = \Delta P + j(\Delta Q - Q_{c2})$$

Для наглядности анализа пренебрегаем потерями активной мощности по причине преобладания в рассматриваемых линиях реактивных сопротивлений над активными. Тогда поток мощности в начале звена запишем в виде

$$\underline{S}_n^{(1)} \approx j(\Delta Q - jQ_{c2}) = -jQ_n$$

Заметим, что потери реактивной мощности соизмеримы с потоком зарядной мощности конца ЛЭП (до 10–15 %), однако в отдельных случаях потерями ΔQ также можно пренебречь.

Воспользуемся формулами (5.28) и (4.35) для напряжения в конце линии, с учетом направления зарядной мощности имеем

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \frac{P_n R + (-Q_n)X}{U_1} - j \frac{P_n X - (-Q_n)R}{U_1}$$

При $P_n \approx 0$ получим

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 + \frac{Q_n X}{U_1} - j \frac{Q_n R}{U_1} = U_1 + \Delta U_1' - j\delta U_1'' \quad (5.30)$$

Найдем напряжение в начале линии по данным конца. С учетом направления зарядной мощности ($P_k = 0$) получим

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{(-Q_{c2})X}{U_2} + j \frac{-(-Q_{c2})R}{U_2} = U_2 - \Delta U_2' + j\delta U_2''$$

Модуль напряжения в конце линии

$$U_2^{(1)} = \sqrt{(U_1 + \Delta U_1')^2 + (\delta U_1'')^2} \quad (5.31)$$

Учитывая соотношения $X > R$ или $X \gg R$, в данном случае справедливо $\Delta U' > \delta U''$.

Векторная диаграмма напряжений, построенная в соответствии с выражением (5.30), приведена на рис.5.2. Отсюда видно, что при холостом ходе емкостная зарядная мощность, протекая по ЛЭП, вызывает повышение напряжения в конце линии.

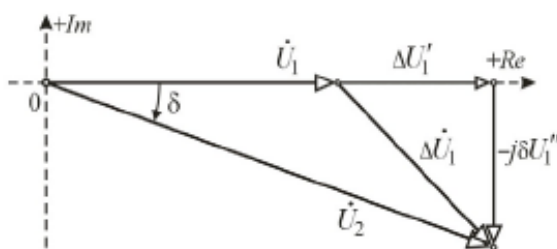


Рис. 5.2. Векторная диаграмма напряжений при холостом ходе ЛЭП

Найдем напряжение в начале линии по данным конца. С учетом направления зарядной мощности ($P_k = 0$) получим

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{(-Q_{c2})X}{U_2} + j \frac{-(-Q_{c2})R}{U_2} = U_2 - \Delta U_2' + j\delta U_2''$$

откуда модуль напряжения в начале линии

$$U_2^{(1)} = \sqrt{(U_1 + \Delta U_1')^2 + (\delta U_1'')^2}$$

Состояние электрических напряжений можно отобразить векторной диаграммой (рис. 5.3), из которой видно, что в режиме холостого хода напряжение в конце линии больше, чем в начале, и отстает от U_1 по фазе δ .

Можно дополнительно учесть, что при росте U_2 происходит увеличение зарядной мощности ЛЭП, которое компенсирует её потери.

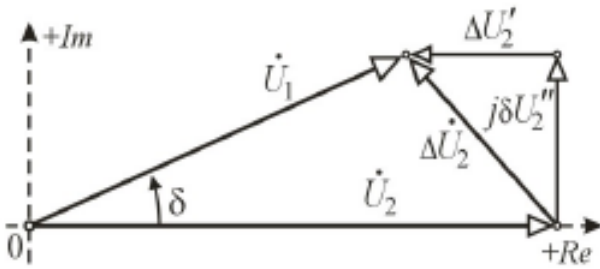


Рис. 5.3. Векторная диаграмма напряжений в режиме холостого хода

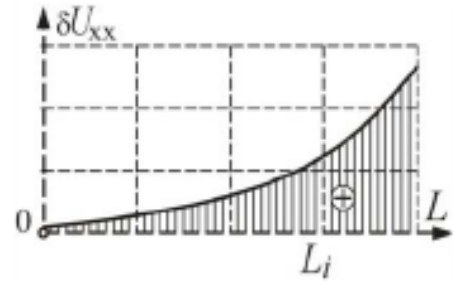


Рис. 5.4. Изменение напряжения вдоль ЛЭП при холостом ходе

Превышение напряжения δU_{xx} в конце ЛЭП относительно напряжения в начале можно приравнять (с допустимой погрешностью) к продольной составляющей падения напряжения

$$\delta U_{xx} \approx \Delta U' = \frac{Q_c X}{2U_2} = \frac{U_2^2 \cdot b_0 L \cdot X_0 L}{2U_2} = \frac{1}{2} \cdot U_2 b_0 L^2 \quad (5.32)$$

т. е. с увеличением длины напряжение в конце ЛЭП возрастает квадратично (рис. 5.4):

$$U_2 = U_1 + \delta U_{xx}$$

Дадим оценку возможного превышения напряжения. Для ВЛ 220 кВ средней длины, например равной 200 км, получим

$$\delta U_{xx} = \frac{1}{2} \cdot 220 \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 0,42 \cdot 200^2 = 5,0 \text{ кВ}$$

а для ВЛ 500 кВ протяженностью 500 км имеем

$$\delta U_{xx} = \frac{1}{2} \cdot 500 \cdot 3,6 \cdot 10^{-6} \cdot 0,29 \cdot 500^2 = 62 \text{ кВ}$$

Уточним значение δU_{xx} , ограничиваясь вторым приближением:

$$\delta U_{xx} = \frac{1}{2} \cdot 562 \cdot 3,6 \cdot 10^{-6} \cdot 0,29 \cdot 500^2 = 73 \text{ кВ}$$

$$U_2 = 500 + 73 = 573 \text{ кВ}$$

что превышает максимально допустимое значение 525 кВ по электрической прочности изоляции.

В итоге отметим, что в режиме холостого хода напряжение в конце протяженных ЛЭП напряжением свыше 220 кВ может достигнуть значений, на которые изоляция линий и электрооборудования не рассчитана.

5. Расчет установившегося режима разомкнутой электрической сети

Рассмотрим последовательность выполнения электрического расчета на примере сети (рис. 5.5), содержащей три участка (две ЛЭП и трансформатор) и электрические нагрузки, подключенные в двух узлах. Рассматриваемые здесь принципы справедливы для разомкнутых сетей любой размерности и структуры.

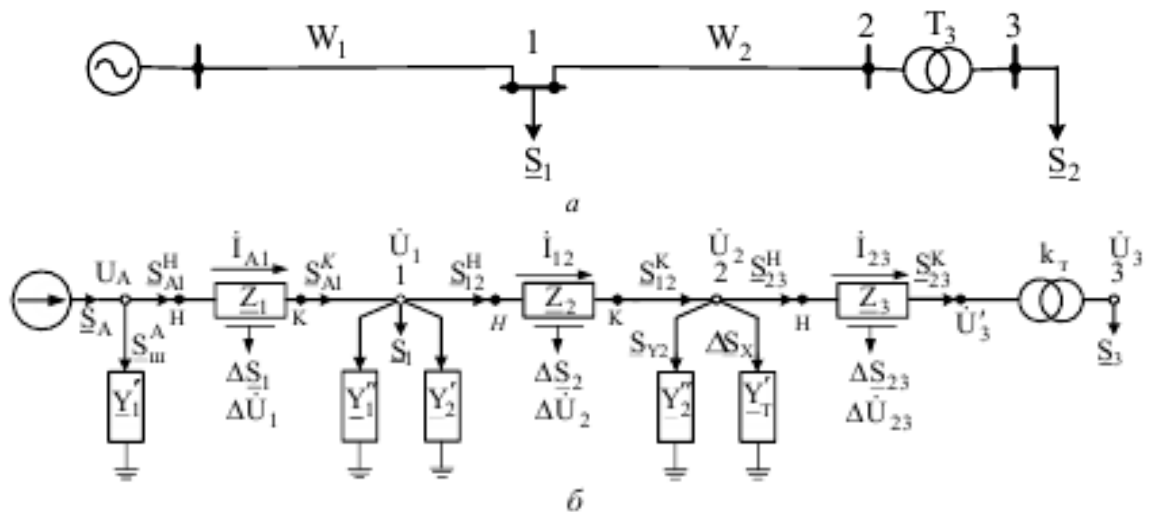


Рис. 5.5. Разомкнутая сеть с тремя участками и двумя нагрузками:
a – принципиальная (расчетная) схема; *б* – схема замещения

Для общности расчетов участки сети представлены комплексными продольными сопротивлениями Z и поперечными проводимостями Y , а трансформаторная ветвь ещё учитывает трансформацию (идеальным трансформатором с трансформацией k_T). Такое представление схемы замещения применимо для расчета режимов питающих (районных) и системообразующих сетей. Нагрузки в узлах сети представлены неизменными по величине мощностями. На схеме замещения наряду с параметрами схемы (Z , Y , k) показаны известные и искомые параметры электрического режима (S , ΔS , ΔU , i).

Рассмотрим два характерных расчетных случая: расчет по заданному напряжению \dot{U}_3 в конце сети (расчет по данным в конце сети) и расчет, в котором известной величиной является напряжение источника А (расчет по данным в начале сети).

5.1. Расчет по данным в конце сети

Опорными исходными данными являются напряжения в конце сети U_3 и нагрузки в узлах S_1 и S_3 . В этом случае можно точно определить ток в самом удаленном от источника питания узле:

$$\dot{i}_3^{HH} = \frac{S_3^*}{\sqrt{3}U_3} = I_{3a} - jI_{3p}$$

что позволяет однозначно определить параметры электрического режима в результате одной серии (одного подхода) последовательно выполняемых однотипных расчетов. Расчет выполняют в один этап при последовательном переходе от участка к участку в направлении от конца сети (точка 3) к ее началу (источник питания А). При этом определяют падения напряжения, потери мощности на каждом участке, а через них соответственно напряжение в ближайшем узле и потокораспределение участка.

При известном напряжении U_3 и коэффициенте трансформации $k_T = U_{ВН} / U_{НН}$ ток нагрузки и напряжение, приведенные к ВН, равны $\dot{I}_3 = I_3^{HH} / k_T$, $U_3 = U_3^{HH} k_T$, а мощности до и после трансформации одинаковые, т. е. $\underline{S}_{23}^* = \underline{S}_3$.

Падение напряжения в обмотках трансформатора с сопротивлением Z_3 при заданном характере ($\cos\varphi$) нагрузки \dot{I}_3

$$\Delta \dot{U}_{\phi 23} = \dot{I}_3 \underline{Z}_3 = (I_{a3} - jI_{p3})(R_3 + jX_3) = (I_{a3}R_3 + I_{p3}X_3) + j(I_{a3}X_3 - I_{p3}R_3) = \Delta U'_{\phi 23} + j\delta U''_{\phi 23}$$

При переходе к линейным напряжениям

$$\Delta \dot{U}_{\phi 23} = \sqrt{3}[(I_{a3}R_3 + I_{p3}X_3) + j(I_{a3}X_3 - I_{p3}R_3)] = \Delta U'_{\phi 23} + j\delta U''_{\phi 23} \quad (5.33)$$

Если выразить ток \dot{I}_3 и его слагаемые через известную мощность нагрузки, то можно записать

$$\Delta \dot{U}_{23} = \frac{S_3^*}{U_3} \underline{Z}_3 = \frac{1}{U_3} [(P_3 - jQ_3)(R_3 + jX_3)] = \frac{1}{U_3} [(P_3R_3 + Q_3X_3) + j(P_3X_3 - Q_3R_3)] \quad (5.34)$$

Как правило, напряжение в конце U_3 задается действительной величиной, т. е. если вектор \dot{U}_3 совместить с осью действительных величин, то

$\dot{U}_3 = U_3$ и, следовательно,

$$\Delta U'_{23} = \frac{P_3R_3 + Q_3X_3}{U_3} + j \frac{P_3X_3 - Q_3R_3}{U_3} = \Delta U'_{23} + j\delta U''_{23}$$

Тогда с учетом направления тока от начала к концу участка

$$\dot{U}_2 = U_3 + \Delta \dot{U}_{23} = U_3 + \Delta U'_{23} + j\delta U''_{23} = U_2 \angle \delta_2 \quad (5.35)$$

Выражению (5.35) соответствует векторная диаграмма, показанная на рис. 5.6.

Согласно (5.35), модуль (значение) напряжения в точке 2 будет равно

$$U_2 = \sqrt{(U_3 + \Delta U'_{23})^2 + (\delta U''_{23})^2}$$

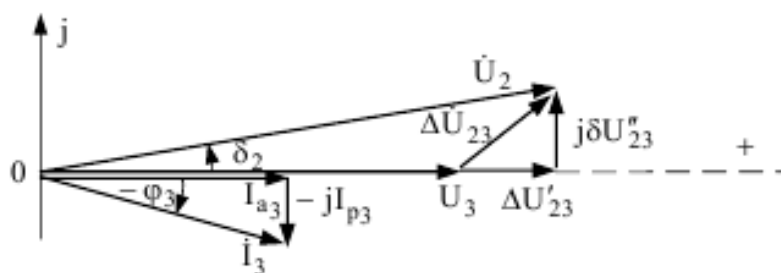


Рис. 5.6. Векторная диаграмма напряжений и токов для участка сети 2–3

Сдвиг напряжения по фазе за счет поперечной составляющей падения напряжения на участке 2–3 определяют в соответствии с рис. 5.6 выражением

$$\delta_2 = \arctg \frac{\delta U''_{23}}{U_3 + \Delta U'_{23}}$$

При известном U_3 потери мощности в сопротивлении трансформатора \underline{Z}_3 определяются как

$$\Delta \underline{S}_{23} = 3I_3^2 \cdot \underline{Z}_3 = \left(\frac{S_3}{U_3} \right)^2 \cdot \underline{Z}_3$$

откуда активные и реактивные потери мощности соответственно

$$\Delta P_{23} = 3(I_{a3}^2 + I_{p3}^2)R_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_3^2} R_3$$

$$\Delta Q_{23} = 3(I_{a3}^2 + I_{p3}^2)X_3 = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_3^2} X_3$$

Следовательно, мощность в начале участка 2–3

$$\underline{S}_{23}^H = P_{23}^H + jQ_{23}^H = P_3 + \Delta P_{23} + j(Q_3 + \Delta Q_{23})$$

Вычислением потока мощности \underline{S}_{23}^H заканчивается расчет электрического режима концевого (последнего) участка разомкнутой сети 2–3. В результате оказываются известными все необходимые данные для расчета следующего участка. Это дает возможность выполнить расчет по данным в конце участка точно так же, как выполнялись расчеты режима последнего участка схемы с сопротивлением \underline{Z}_3 .

Расчет участка 1–2 (линия W_2) выполняют по формулам, которые приведены ранее для участка 2–3. При этом вектор U_2 вновь совмещается с осью действительных величин.

Для расчёта мощности \underline{S}_{12}^K в конце участка 1–2 необходимо определить мощности шунтов (потери холостого хода трансформатора и половины линии W_2), включенных в узле 2 с вычисленным напряжением \dot{U}_2 :

$$\Delta \underline{S}_X = U_2^2 \dot{Y}_T^* = U_2^2 (G_T - jB_T) = \Delta P_X + j\Delta Q_X$$

$$\underline{S}_{Y2} = U_2^2 \dot{Y}_2^* = U_2^2 (G_2 - jB_{c2}) = \Delta P_{kop2} - j\Delta Q_{c2}$$

В последнем выражении определены потери на коронирование и зарядная мощность в конце линии W_2 . Тогда мощность в конце участка 1–2 (линия W_2):

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{23}^H + \Delta \underline{S}_X + \underline{S}_{Y2} = P_{23}^H + \Delta P_X + \Delta P_{kop2} + j(Q_{23}^H + \Delta Q_X - \Delta Q_{c2}) = P_{12}^K + jQ_{12}^K \quad (5.36)$$

Зная модуль напряжения U_2 в узле 2, можно вычислить падение напряжения

$$\Delta \dot{U}_{12} = \Delta U'_{12} + j\delta U''_{12} = \frac{S_{12}^K}{U_2} \underline{Z} = \frac{P_{12}^K R_2 + Q_{12}^K X_2}{U_2} + j \frac{P_{12}^K X_2 - Q_{12}^K R_2}{U_2}$$

и потери мощности в линии W_2

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{S_{12}^K}{U_2} \underline{Z} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} (R_2 + jX_2) = \Delta P_{12} + jQ_{12}$$

Мощность и напряжение в начале линии W_2 :

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = P_{12}^H + jQ_{12}^H + j(Q_{12}^K + j\Delta Q_{12}) \quad , \quad \dot{U}_1 = U_2 + \Delta \dot{U}_{12} + j\delta U''_{12} = U_1 \angle \delta'_1$$

Расчет модуля напряжения \dot{U}_1 аналогичен определению модуля \dot{U}_2 , т. е.

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U'_{12})^2 + (\delta U''_{12})^2}$$

Углом сдвига фаз напряжений U_1 и U_2 относительно друг друга является δ'_1 (рис 5.7)

$$\delta'_1 = \operatorname{arctg} \frac{\delta U''_{21}}{U_2 + \Delta U'_{12}}$$

Однако с учетом совмещения вектора \dot{U}_2 с вещественной осью фазу напряжения \dot{U}_1 относительно вектора \dot{U}_3 (оси действительных величин) определяют суммой углов $\delta_1 = \delta_2 + \delta'_1$.

Аналогично ведут расчеты для головного участка данной сети. Так, напряжение \dot{U}_A в балансирующем источнике отличается от \dot{U}_1 как по величине, так и по фазе. В рассмотренном расчете напряжения, полученные в конце каждого участка сети, совмещаются с вещественной осью отсчета. Ось отсчёта для получения напряжения U_A участка А–1 сдвинута по фазе δ'_1 относительно оси отсчета участка 1–2. Это иллюстрируется векторными диаграммами напряжения рассмотренной электрической сети (рис. 5.7).

Из рис.5.7 видно, что напряжение в питающем источнике А отличается от заданного U_3 на угол, равный сумме углов, которые определяют сдвиг по фазе напряжений в начале и конце каждого участка:

$$\delta_A = \delta_2 + \delta'_1 + \delta'_A$$

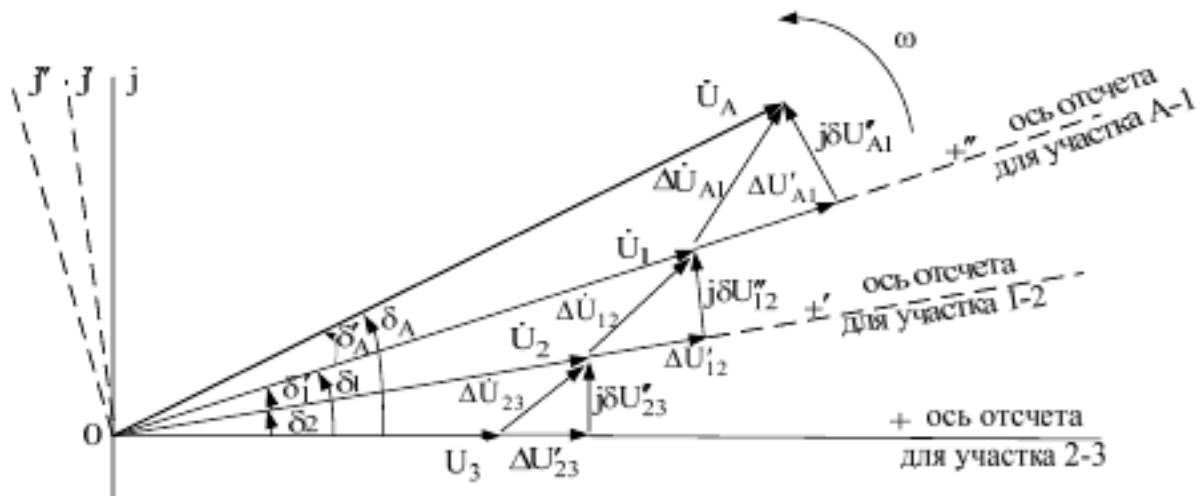


Рис. 5.7. Векторная диаграмма напряжений для сети из трех участков (расчет по данным в конце сети)

В общем случае для расчёта по данным конца разомкнутой сети, содержащей m последовательных участков, фазу напряжения питающего узла можно записать в виде суммы углов:

$$\delta_A = \sum_{i=1}^m \delta_i \quad (5.37)$$

5.2. Расчёт по данным в начале сети

Задано напряжение в начале сети U_A (в точке питания А) и полные мощности \underline{S}_i (или активные мощности P_i и значения коэффициента мощности $\cos \varphi_i$). Необходимо определить напряжения во всех узлах и потокораспределение в ветвях сети.

Так же, как и в предыдущем случае, расчет начинается с наиболее удаленного от источника питания узла 3, напряжение в котором является неизвестным. Поэтому ток в узле

$$i_3^{(1)} = \frac{S_3}{\sqrt{3}U_3^{(0)}}$$

определяется приближенно через ожидаемое (начальное) $\dot{U}_3^{(0)}$ приближение напряжения. Приближенно находят и зависимые от тока потери мощности и падение напряжения на участках сети. Расчет выполняют методом последовательных приближений (методом итераций) в два этапа.

Приведем последовательность расчета параметров режима рассматриваемой электрической сети (рис. 5.7).

Этап 1. Расчет потокораспределения

1. Принимаем напряжение на шинах НН подстанции, равное, например, номинальному напряжению сети ВН (приведённое к напряжению обмотки ВН трансформатора $\dot{U}_3^{(0)} = U_3^{HH} \cdot k_T$). Вычисляем потери мощности в сопротивлениях трансформатора:

$$\Delta \underline{S}_{23}^{(1)} = (3I_3^{(1)})^2 \cdot \underline{Z}_3 = \left(\frac{S_3}{U_3^{(0)}} \right)^2 \underline{Z}_T = \Delta P_{23}^{(1)} + j\Delta Q_{23}^{(1)}$$

2. Рассчитываем мощность в начале участка 2–3 (на входе сопротивлений обмоток трансформатора):

$$\underline{S}_{23}^H = P_{23}^H + jQ_{23}^H = P_3 + \Delta P_{23} + j(Q_3 + \Delta Q_{23})$$

3. Находим мощности (потери) в шунтах узла 2:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_X &= (U_2^{(0)})^2 \dot{Y}^* = (U_2^{(0)})^2 (G_T + jB_T) = \Delta P_X^{(1)} + j\Delta Q_X^{(1)} \\ \underline{S}_{ш2} &= (U_2^{(0)})^2 \dot{Y}_2^* = U_2^2 (G_2 + jB_{c2}) = \Delta P_{кор2} + j\Delta Q_{c2} \end{aligned}$$

4. Определяем, используя балансовые соотношения в узле 2, мощность \underline{S}_{12}^K в конце линии W_2 по формуле (5.36).

Аналогично выполняем распределение потоков мощности на всех остальных участках сети. Расчет продолжаем до тех пор, пока не будут найдены потоки \underline{S}_{A1}^H и \underline{S}_A (см. рис. 5.5). При вычислении \underline{S}_A учитывается мощность шунта \dot{Y}'_1 (потери на корону и зарядная мощность в начале линии W_1)

$$\underline{S}_{ш}^A = U_A^2 \dot{Y}'_1 = U_A^2 (G_1 + jB_{c1}) = \Delta P_{кор}^A + j\Delta Q_c^A$$

Этап 2. Расчет напряжений в узлах сети

Исходными данными при этом служат заданное напряжение U_A источника питания и найденные на предыдущем этапе расчета мощности в начале каждого участка сети.

1. Определяем ток головного участка сети по данным начала звена

$$I_{A1}^{(1)} = \frac{S_{A1}^{n(1)}}{\sqrt{3}U_A} = \frac{1}{\sqrt{3}U_A} (P_{A1}^n - jQ_{A1}^n) = I_a^{(1)} - jI_p^{(1)}$$

2. Вычисляем падение напряжения на головном участке

$$\Delta \dot{U}_{A1} = \Delta U'_{A1} + j\delta U''_{A1} = \sqrt{3} \left[(I_a^{(1)} R_1 + I_p^{(1)} X_1) + j(I_a^{(1)} X_1 + I_p^{(1)} R_1) \right]$$

или эту же величину, определяемую через поток головного участка

$$\Delta \dot{U}_{A1} = \frac{S_{A1}^n}{U_A} \cdot \underline{Z}_{A1} = \frac{P_{A1}^n R_1 + Q_{A1}^n X_1}{U_2} + j \frac{P_{A1}^n X_1 - Q_{A1}^n R_1}{U_2}$$

3. Находим в соответствии с указанным направлением тока \dot{I}_{a1} напряжение в узле 1

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_{A1} - \Delta \dot{U}_{a1} = U_A - \Delta U'_{A1} - j\delta U''_{A1} = U_1 \angle \delta_1$$

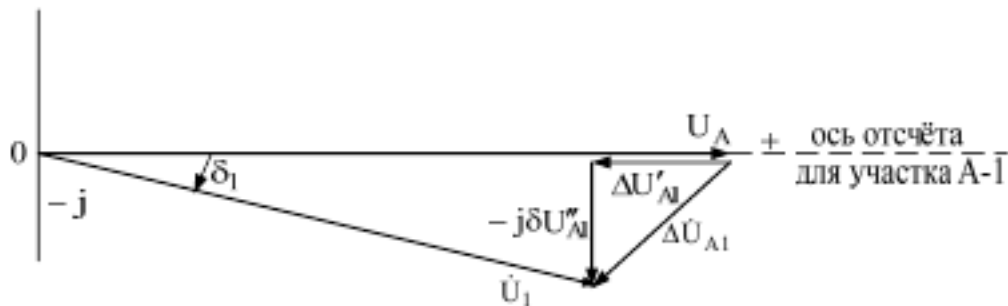


Рис. 5.8. Векторная диаграмма напряжений для головного участка сети

На рис. 5.8 приведена векторная диаграмма напряжений, соответствующая выражению (5.38). По диаграмме определяют величину (модуль) напряжения в узле 1

$$U_1^{(1)} = \sqrt{(U_A - \Delta U'_{A1})^2 + (\delta U''_{A1})^2} \quad (5.38)$$

и фазу (аргумент) этого напряжения

$$\delta_1^{(1)} = \arctg \frac{\delta U''_{A1}}{U_A - \Delta U'_{A1}} \quad (5.39)$$

Расчет напряжений в других узловых точках сети выполняют аналогично. В частности, для конечного участка сети напряжение НН, приведенное к ВН,

$$\begin{aligned} U_3^{(1)} &= U_2^{(1)} - \Delta U'_{23} - j\delta U''_{23} = U_2^{(1)} - \sqrt{3} \dot{I}_{23} \underline{Z}_3 = U_2^{(1)} - \frac{S_{23}}{U_2} \underline{Z}_3 = \\ &= U_2^{(1)} - \frac{P_{23}^n R_3 + Q_{23}^n X_3}{U_2^{(1)}} - j \frac{P_{23}^n X_3 - Q_{23}^n R_3}{U_2^{(1)}} \end{aligned}$$

вычисляют через значение модуля вектора напряжения U_2 , получаемого в результате совмещения с осью отсчета аргументов (осью вещественных величин). Причем фазовый угол δ_3 равен сумме углов между векторами напряжений соседних узловых точек и определяется выражением вида (5.37).

На рис. 5.9 приведена векторная диаграмма напряжений данной сети при заданном напряжении U_A в источнике питания.

Второй этап завершает расчет режима сети в первом приближении. Уточнение параметров электрического режима можно выполнить на второй итерации по рассмотренному алгоритму расчета, заменив начальное приближение напряжения $U_i^{(0)}$ на вычисленное $U_i^{(1)}$ в первом приближении. Формально окончание расчета можно контролировать вычислением критерия вида (4.36) для наиболее удаленной узловой точки 3:

$$\delta U^{(k+1)} = |U_3^{(k+1)} - U_3^{(k)}| \leq \varepsilon$$

т. е. вычисления будут повторяться до тех пор, пока значение искомой переменной U_3 на двух смежных итерациях не будет отличаться на сколь угодно малую наперед заданную величину ε . Однако практически достаточно для неперегруженных разомкнутых сетей выполнить одно-два приближения (итерации) рассмотренного расчета.

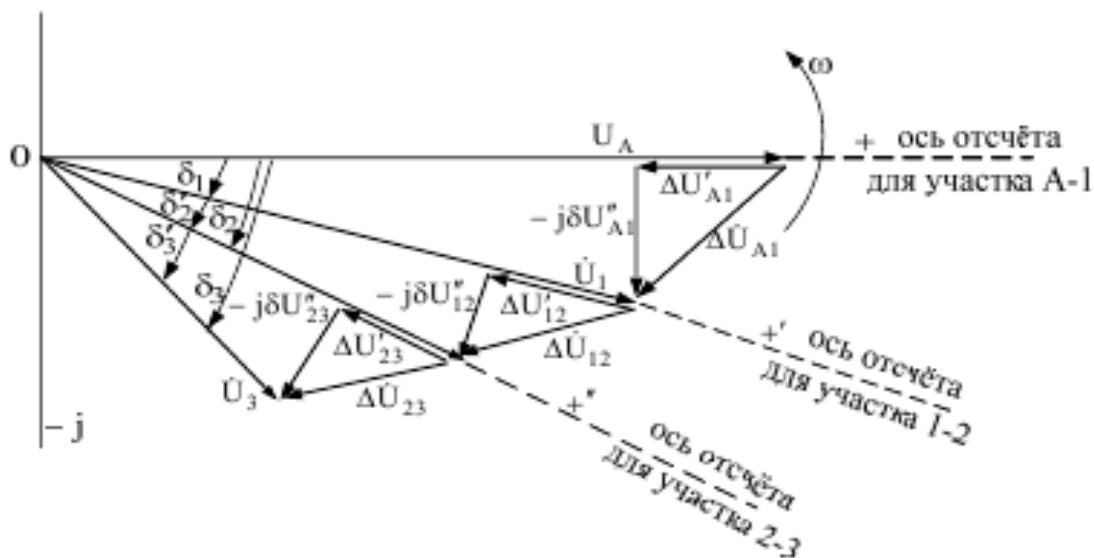


Рис. 11.9. Векторная диаграмма напряжений для сети из трех последовательных участков (расчет по данным в начале сети)

Зная напряжение U_3 , определим фактическое напряжение на шинах НН подстанции, например, при номинальном коэффициенте трансформации k_T :

$$U_3^{НН} = \frac{U_3}{k_T} = U_3 \cdot \frac{U_{НН}}{U_{ВН}}$$

В итоге отметим, что при расчете режимов слабозагруженных сетей 110 кВ и сетей меньших номинальных напряжений общие расчетные формулы, приведенные здесь для определения напряжений в узловых точках сети, можно упростить. Поперечная составляющая падения напряжения

$$\delta U'' = \sqrt{3}(I_a X - I_p R) = \frac{PX - jQR}{U}$$

и соответственно фазовый сдвиг напряжений (5.39), например при передаче по сети активно-индуктивной мощности, имеет незначительную величину, поэтому ее влияние на модуль напряжения

$$U_{i+1} = \sqrt{(U_i - \Delta U'_i)^2 + (\delta U''_i)^2}$$

не учитывается, т. к. практически лежит в пределах точности расчета, а расчет напряжений ведется по упрощенным формулам вида (3.34).

Вопросы для самопроверки

1. В чём отличие расчётов электрического режима линии электропередачи и продольного звена?
2. Какие характерные случаи расчёта электрического режима линии?
3. В каких случаях и почему расчёт режима линии реализуется точной (прямой) и приближённой (итерационной) процедурой?
4. Когда расчёт режима линии выполняют в два этапа и что анализируют на каждом этапе?
5. Какие расчётные выражения алгоритмов анализа режима линии точным и приближённым методом Вы знаете?
6. Какой точный и приближённый алгоритм расчёта режима линии в токах Вы знаете?
7. В чём проявляется влияние активной и ёмкостной проводимостей ЛЭП на потери мощности и напряжение?
8. В каком случае для расчёта режима линии достаточно 1–2 итераций?
9. Что ухудшает сходимость расчёта?
10. Когда возникает режим холостого хода?
11. В чём его особенность для протяжённых линий?
12. Что определяет режим холостого хода ЛЭП?
13. Почему напряжение в конце линии превышает напряжение в её начале?
14. Как получить зависимость превышения напряжения в режиме холостого хода линии от её протяжённости?
15. Как построить векторную диаграмму напряжений в режиме холостого хода ЛЭП?
16. Почему вектор напряжения в конце линии отстаёт по фазе от вектора напряжения в начале?
17. Какой используется алгоритм анализа режима холостого хода протяжённых ЛЭП?
18. Какие электрические сети называются разомкнутыми?
19. Чем определяется рабочий (установившийся) режим электрической сети?
20. Какие исходные данные необходимы для выполнения расчета установившегося режима сети?
21. Какие методы чаще всего используют для расчета установившихся режимов простейших сетей?
22. Как влияют данные о нагрузке и напряжениях в узлах на последовательность расчета режима разомкнутой сети?

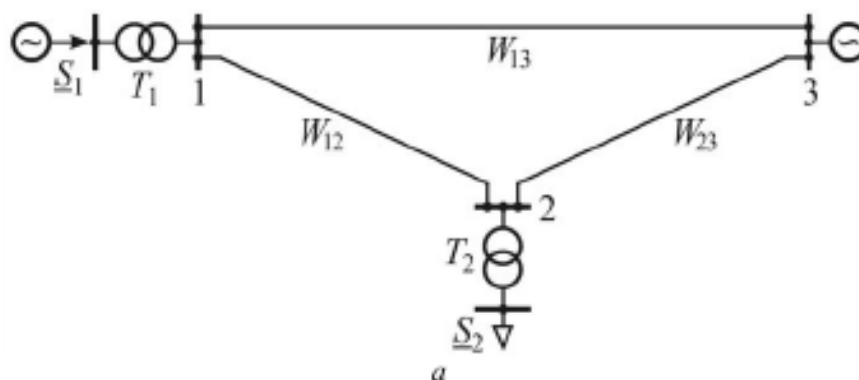
Рис. 6.1. Схемы замкнутых электрических сетей: а и б – сети с одним контуром; в – линия с двусторонним питанием; г – сложная замкнутая сеть

Расчёты режимов замкнутых электрических сетей сложнее, чем разомкнутых, и в большинстве случаев их выполняют на ЭВМ с помощью программно-вычислительных комплексов.

2. Расчётные нагрузки и схемы электрических сетей

Анализ режимов электрических сетей, выполняемый вручную, производится применительно к схемам замещения, нагрузки узлов которых наряду с мощностями потребителей (источников) определяют с учётом потерь мощности в трансформаторах подстанций, а также мощностей проводимостей (шунтов) П-образных схем замещения примыкающих линий. Нагрузки узлов, определяемые (сформированные) таким образом, называются расчётными (эквивалентными), а соответствующие схемы замещения – расчётными.

Возможность упрощения исходной схемы замещения при использовании этого понятия проиллюстрируем на примере схемы электрической сети (рис. 6.2, а) с номинальным напряжением, не превышающим 220 кВ. В этой схеме на шины высшего напряжения электростанции 1 через повышающий трансформатор T_1 выдаётся заданная мощность \underline{S}_1 . С шин ВН подстанции 2 через понижающий трансформатор T_2 передаётся мощность нагрузки \underline{S}_2 . Внешняя система представлена электрической станцией (подстанцией) 3, балансирующей по активной и реактивной мощности. К шинам ВН электростанций 1 и 3 и подстанции 2 подходят по 2 линии районной электрической сети.



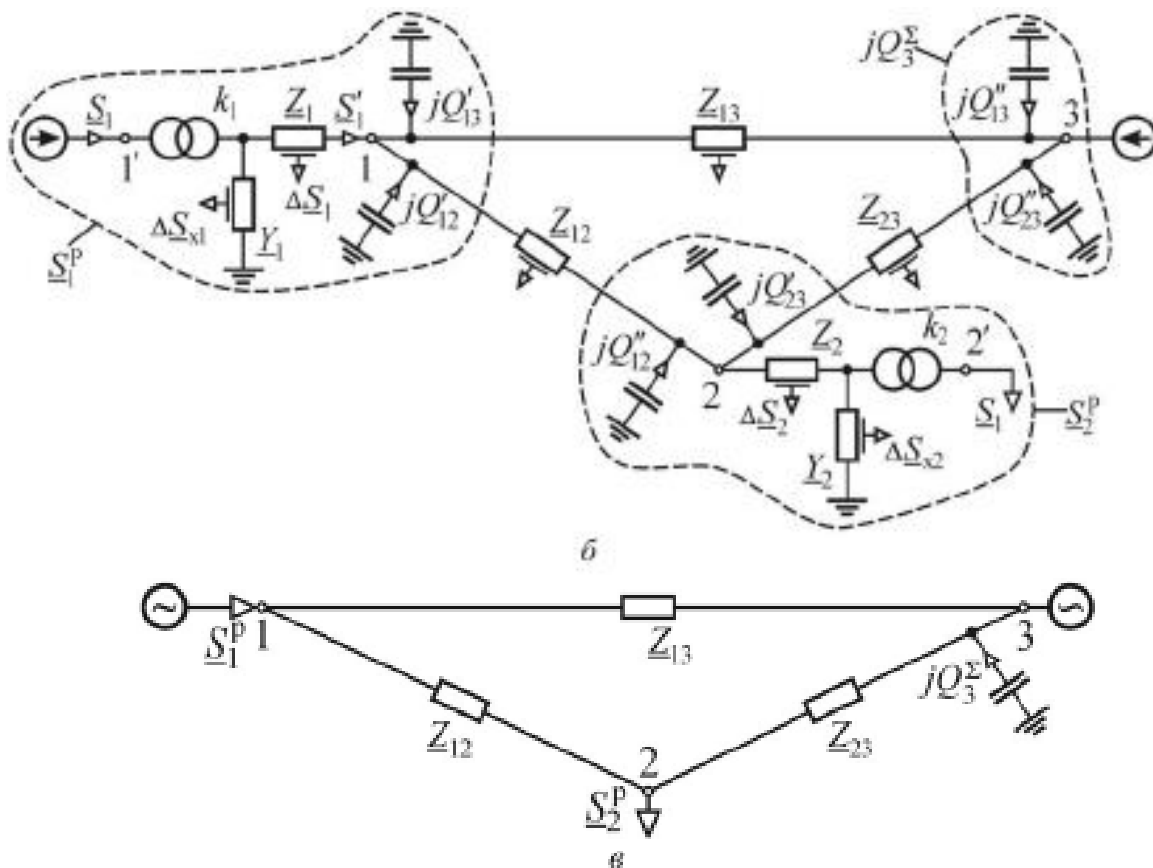


Рис. 6.2. Схемы электрической сети: а – принципиальная; б – исходная схема замещения; в – расчётная схема замещения

На рис. 6.2, б показана схема замещения, характеризующая условия распределения мощностей в ветвях, связанных с узловыми точками 1, 2, 3 замкнутой электрической сети. На этой схеме суммарная мощность, проходящая по сопротивлениям Z_{12} и Z_{13} примыкающих линий

$$\underline{S}_{1\Sigma} = -\underline{S}'_1 - jQ'_{c12} - jQ'_{c13}$$

причем мощность S'_1 отличается от мощности генерации \underline{S}_1 на величину потерь в обмотках трансформатора Т1 (в сопротивлении Z_1) и его потерь холостого хода, т. е.

$$\underline{S}'_1 = \underline{S}_1 - \Delta\underline{S}_1 - \Delta\underline{S}_{x1}$$

Тогда суммарную нагрузку на шинах электрической станции 1, в дальнейшем называемую расчётной (эквивалентной), для узла 1 определим в виде мощности

$$\underline{S}_1^p = \underline{S}_{1\Sigma} = -\underline{S}_1 + \Delta\underline{S}_1 + \Delta\underline{S}_{x1} - jQ'_{c12} - jQ'_{c13} \quad (6.1)$$

или тока

$$\underline{i}_1 = \underline{S}_1^p / \sqrt{3} U_1^{(0)*} \quad (6.2)$$

Аналогично выразим расчетную мощность подстанций 2 и 3:

$$\underline{S}_2^p = \underline{S}_{2\Sigma} = \underline{S}_2 + \Delta\underline{S}_2 + \Delta\underline{S}_{x2} - jQ'_{c12} - jQ'_{c23} \quad (6.3)$$

Суммарная зарядная мощность линий, примыкающих к балансирующему источнику 3,

$$\underline{S}_{3p} = Q_{3\Sigma}^c = \frac{1}{2}(B_{c13} + B_{c23})U_3^2$$

увеличивает его возможности по генерации реактивной мощности, но не оказывает влияния на потокораспределение в замкнутой сети, а потому в расчетах не учитывается.

Замена исходной схемы замещения (рис. 6.2, б) на расчётную (рис. 6.2, в), содержащую только продольные ветви, не только существенно её упрощает, но и позволяет практически реализовать инженерные методики расчёта и анализа режимов замкнутых электрических сетей.

Отказ от учёта фактических напряжений при определении расчётных электрических нагрузок обуславливает в итоге меньшую точность расчёта электрического режима. Снижение погрешности можно достигнуть на очередной итерации расчёта, уточнив расчётные электрические нагрузки с учётом напряжений, полученных на предыдущей итерации.

Рассматривается сеть (рис. 6.3, а), представленная исходной и эквивалентной схемами замещения (рис.3, а, б) с расчётной нагрузкой \underline{S} или \dot{I} .

Пунктиром показана эквивалентная проводимость, присущая отдельным элементам сетей 35 кВ и выше, учёт которой не оказывает влияния на режим анализируемого участка.

Определим токо- и потокораспределение в исходной схеме.

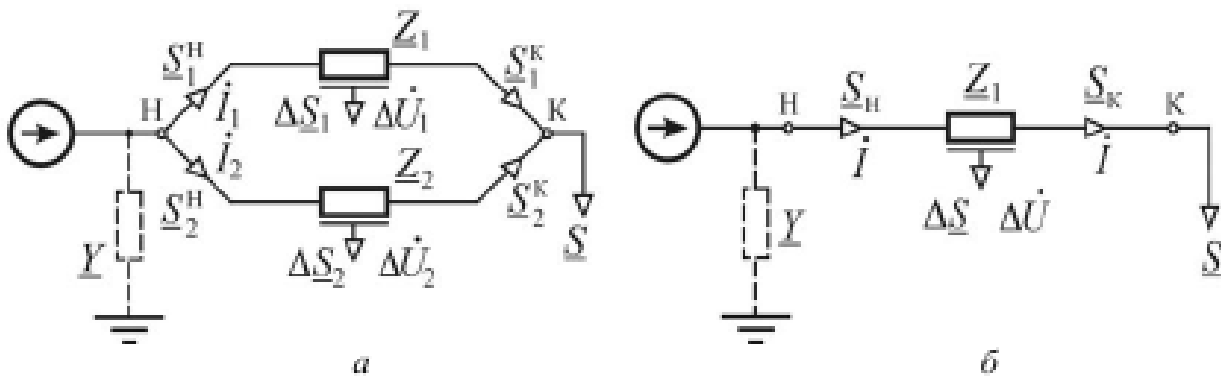


Рис. 6.3. Схемы замещения простейшей замкнутой сети: а – исходная; б – эквивалентная

Учитывая равенство падений напряжений на параллельных и эквивалентной ветвях, можно записать

$$i_1 Z_1 = i_2 Z_2 = i Z$$

откуда

$$i_1 = i \frac{Z}{Z_1}, \quad i_2 = i \frac{Z}{Z_2} \quad (6.5)$$

Или с учётом эквивалентного сопротивления участка

$$Z = Z_1 - Z_2 / (Z_2 + Z_2)$$

получим

$$i_1 = i \frac{Z_2}{Z_1 + Z_2}, \quad i_2 = i \frac{Z_1}{Z_1 + Z_2} \quad (6.6)$$

В общем случае при m параллельных ветвей с эквивалентным сопротивлением \underline{Z}_Σ и суммарным током \underline{I}_Σ имеем

$$\underline{I}_1 \underline{Z}_1 = \underline{I}_2 \underline{Z}_2 = \dots = \underline{I}_i \underline{Z}_i = \dots = \underline{I}_m \underline{Z}_m = \dots = \underline{I}_\Sigma \underline{Z}_\Sigma$$

Откуда ток в i -й ветви, $\underline{I}_i = \underline{I}_\Sigma \frac{\underline{Z}_\Sigma}{\underline{Z}_i}$, где $\frac{1}{\underline{Z}_\Sigma} = \sum_{i=1}^m \frac{1}{\underline{Z}_i}$

Преобразуем формулы (6.5) и (6.6) к виду, пригодному для расчёта распределения мощностей между параллельными ветвями.

Дополним комплексы токов до мощностей, домножив их на множитель $\sqrt{3} U_a^*$ с сопряжённым напряжением в узле а. Тогда в соответствии с записью комплекса полной мощности в виде

$$\underline{S} = \sqrt{3} U \underline{I} = P - jQ$$

выражения (6.5) и (6.6) преобразуются, например, для мощности \underline{S}_1 , следующим образом:

$$P_1 - jQ_1 = (P_1 - jQ_1) \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_1} = (P_1 - jQ_1) \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_1} \quad (6.7)$$

Выражения вида $P - jQ$ являются сопряжёнными относительно записи мощности

$$\underline{S} = \sqrt{3} U \underline{I} = P + jQ \quad (6.8)$$

используемой в данном случае в качестве основной. Поэтому необходимо выражения (6.7) относительно (6.8) переписать в виде

$$\underline{S}_1^* = \underline{S}^* \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_1} = \underline{S}^* \frac{\underline{Z}_2}{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_1} \quad (6.9)$$

В результатах удобнее анализировать исходные, а не сопряженные значения мощностей, поэтому необходимо в формулах (6.9) проделать операцию сопряжения. В результате получим выражения, аналогичные (6.5) и (6.6):

$$\underline{S}_1 = \underline{S} \frac{\underline{Z}^*}{\underline{Z}_1^*} = \underline{S} \frac{\underline{Z}_2^*}{\underline{Z}_2^* + \underline{Z}_1^*}, \quad \underline{S}_2 = \underline{S} \frac{\underline{Z}^*}{\underline{Z}_2^*} = \underline{S} \frac{\underline{Z}_1^*}{\underline{Z}_2^* + \underline{Z}_1^*} \quad (6.10)$$

3. Расчёт потокораспределения

В отличие от распределения токов величина мощности в начале и конце звена неодинаковая и отличается на величину потерь мощности. Для сохранения баланса мощности в узле А найденные потоки ветвей \underline{S}_1 и \underline{S}_2 принимаем примыкающими к этому узлу, т. е. равными потокам \underline{S}_1^K и \underline{S}_2^K в конце соответствующих звеньев (рис. 6.3, а). Далее расчёт электрического режима выполняется так же, как и в разомкнутых сетях, два звена образуются в результате условного деления (размыкания) замкнутой сети в точке раздела мощности А. Характер выполняемого далее расчёта зависит от того, в каком из узлов (А или Б) схемы задано напряжение.

Допустим, что известно напряжение в узле А. В этом случае реализуется алгоритм точного (прямого) расчёта, и параметры режима определяются в один этап от узла А к узлу Б. Так, потери мощности в параллельных звеньях определим в виде

$$\Delta \underline{S}_1 = 3I_1^2 \underline{Z}_1 = \left(\frac{S_1^k}{U_A} \right)^2 \underline{Z}_1, \quad \Delta \underline{S}_2 = 3I_2^2 \underline{Z}_2 = \left(\frac{S_2^k}{U_A} \right)^2 \underline{Z}_2$$

суммарное значение которых можно найти также по данным эквивалентной схемы

$$\Delta \underline{S} = \Delta \underline{S}_1 + \Delta \underline{S}_2 = 3I^2 \underline{Z} = \left(\frac{S}{U_A} \right)^2 \underline{Z}$$

Падения напряжения на параллельных и эквивалентной ветвях одинаковые

$$\Delta \dot{U} = \Delta \dot{U}_1 = \Delta \dot{U}_2 = \sqrt{3} i \underline{Z} = \frac{S^*}{U_A} \cdot \underline{Z}$$

Тогда потоки мощности в начале параллельных звеньев (рис. 6.3, а, б)

$$\underline{S}_1'' = \underline{S}_1^k + \Delta \underline{S}_1, \quad \underline{S}_2'' = \underline{S}_2^k + \Delta \underline{S}_2$$

образуют суммарный поток мощности, поступающий в данную замкнутую сеть: $\underline{S}_1'' = \underline{S}_1'' + \underline{S}_2'' = \underline{S} + \Delta \underline{S}$ Напряжение в узле Б $\dot{U}_B = U_A + \Delta \dot{U}$.

4. Расчет электрического режима сети с двусторонним питанием

Линия (сеть) с двусторонним питанием объединяет два источника А и Б (электрические системы, электрические станции или подстанции), напряжение на шинах которых известно и поддерживается неизменным (рис. 6.1, в). В общем случае напряжения источников различны: $\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$.

Электрический режим сети с одинаковыми по модулю и фазе напряжениями источников ($\dot{U}_A = \dot{U}_B$) рассматривается как частный случай, соответствующий замкнутой одноконтурной сети при размыкании ее по источнику питания (рис. 6.1, б).

5. Правило моментов для токов

Рассмотрим небольшую электрическую сеть с двусторонним питанием (рис. 6.4). Нагрузки узлов 1, 2, 3 заданы комплексными значениями расчетных токов. Напряжения узлов А и Б одинаковые ($\dot{U}_A = \dot{U}_B$).

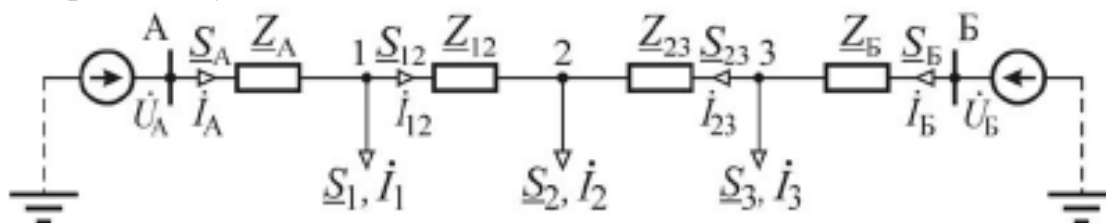


Рис. 6.4. Электрическая сеть с двусторонним питанием

Предположим, что под воздействием нагрузок в узлах токи в ветвях приняли указанные на схеме направления. В соответствии со вторым законом Кирхгофа можно записать

$$\dot{U}_A - U_B = \sqrt{3}(\dot{I}_A \underline{Z}_A + \dot{I}_{12} \underline{Z}_{12} - \dot{I}_{23} \underline{Z}_{23} - \dot{I}_A \underline{Z}_B) = 0 \quad (6.11)$$

По балансовым соотношениям первого закона Кирхгофа выразим токи в ветвях (на участках) сети через известные токи нагрузок в узлах и искомый ток на головном участке сети \dot{I}_A :

$$\dot{I}_{12} = \dot{I}_A - \dot{I}_1, \quad \dot{I}_{23} = -\dot{I}_A + \dot{I}_1 + \dot{I}_2, \quad \dot{I}_B = -\dot{I}_A + \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 \quad (6.12)$$

Подставив токи из выражения (6.12) в (6.11):

$$\dot{I}_A \underline{Z}_A + (\dot{I}_A - \dot{I}_1) \underline{Z}_{12} - (\dot{I}_1 + \dot{I}_2 - \dot{I}_A) \underline{Z}_{23} - (\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 - \dot{I}_A) \underline{Z}_B = 0$$

и выполнив математическое преобразование, получим

$$\dot{I}_A (\underline{Z}_A + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B) - \dot{I}_1 (\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B) - \dot{I}_2 (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B) - \dot{I}_3 \underline{Z}_B = 0$$

Обозначим:

$$\underline{Z}_A + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B = \underline{Z}_{AB}; \quad \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B = \underline{Z}_{1B}; \quad \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_B = \underline{Z}_{2B}$$

Тогда $\dot{I}_A \underline{Z}_{AB} - \dot{I}_1 \underline{Z}_{1B} - \dot{I}_2 \underline{Z}_{2B} - \dot{I}_3 \underline{Z}_{3B} = 0$.

Отсюда ток головного участка А:

$$\dot{I}_A = \frac{\dot{I}_1 \underline{Z}_{1B} + \dot{I}_2 \underline{Z}_{2B} + \dot{I}_3 \underline{Z}_{3B}}{\underline{Z}_{AB}}$$

Или в общем виде для сети, содержащей n нагрузочных узлов, можно записать

$$\dot{I}_A = \frac{\dot{I}_1 \underline{Z}_{1B} + \dot{I}_2 \underline{Z}_{2B} + \dot{I}_3 \underline{Z}_{3B} + \dots + \dot{I}_n \underline{Z}_{nB}}{\underline{Z}_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \underline{Z}_{iB}}{\underline{Z}_{AB}} \quad (6.13)$$

Правило моментов может быть аналогично применено и для определения тока на головном участке Б. В этом случае моменты токов находят относительно узла А:

$$\dot{I}_B = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{I}_i \underline{Z}_{iA}}{\underline{Z}_{AB}} \quad (6.14)$$

Выражения (6.13), (6.14) получили название правила моментов для токов. Действительно, для вычисления, например, тока источника А рассчитывают моменты токов по отношению к противоположному источнику Б.

Эти выражения аналогичны выражению для определения реакции (ответа) R_A, R_B опор бесконсольной балки:

$$R_A = \frac{\sum_{i=1}^n P_i L_{iB}}{\underline{Z}_{AB}}, \quad R_B = \frac{\sum_{i=1}^n P_i L_{iA}}{\underline{Z}_{AB}}$$

при воздействии на нее сосредоточенных механических нагрузок (сил) P_i (рис. 6.5).

В формулах (6.13), (6.14) токи в узлах выступают в роли механических

нагрузок, а сопротивления ветвей от точки подключения нагрузки до узла Б или (А) – в роли плеча.

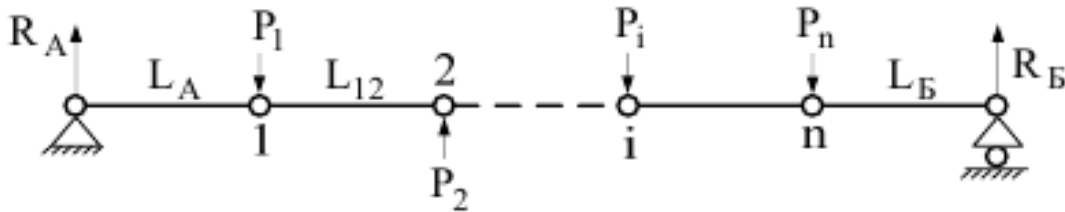


Рис. 6.5. Расчетная схема бесконсольной балки с сосредоточенными нагрузками

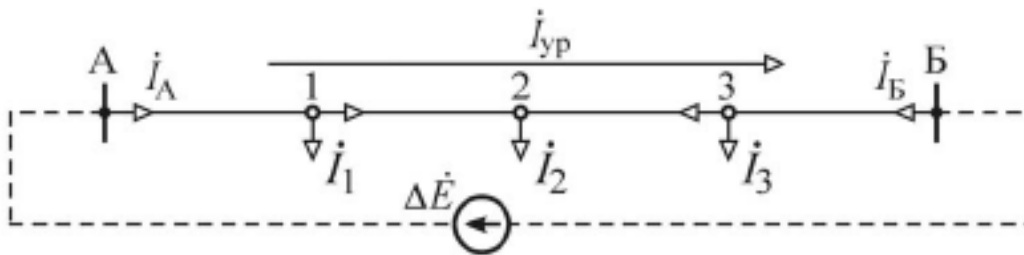


Рис. 6.6. Электрическая сеть с уравнивающим током

Рассмотрим случай неравенства напряжений ($\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$) источников.

Под воздействием ЭДС, равной разнице напряжений $\Delta \dot{E} = \dot{U}_A - \dot{U}_B > 0$, в схеме протекает уравнивающий ток (рис. 6.6)

$$I_{yp} = \frac{\Delta \dot{E}}{\sqrt{3} \underline{Z}_{AB}} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_{AB}} \quad (6.15)$$

с учетом которого скорректируем токи источника (головных участков):

$$\dot{i}'_A = \dot{i}_A + \dot{i}_{yp} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\underline{Z}_{AB}} + \frac{\sum_{i=1}^n \dot{i}_i \underline{Z}_{iB}}{\sqrt{3} \underline{Z}_{AB}} \quad (6.16)$$

$$\dot{i}'_B = \dot{i}_B - \dot{i}_{yp} = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\underline{Z}_{AB}} + \frac{\sum_{i=1}^n \dot{i}_i \underline{Z}_{iA}}{\sqrt{3} \underline{Z}_{AB}}$$

Таким образом, результирующий ток источника образуется двумя слагаемыми: первое слагаемое обусловлено нагрузками в узлах и соотношениями сопротивлений отдельных участков сети, второе слагаемое тока определяется разностью напряжений источников, сопротивлением всей сети и не зависит от величины и места подключения нагрузок.

6. Правило моментов для мощностей

В этом случае электрические нагрузки в узлах задаются расчетными мощностями. Переход от строгих выражений (6.13), (6.14) для токов к аналогичным выражениям для мощностей можно выполнить при введении допущения о равенстве напряжений во всех точках сети:

$$\dot{U}_A = \dot{U}_B = \dot{U}_1 = \dot{U}_2 = \dots = \dot{U}_n \quad (6.17)$$

что равносильно неучету потерь мощности на участках сети. Действительно, при условии (6.17) выражение

$$\Delta \underline{S}_{ij} = |\dot{U}_1 - \dot{U}_2|^2 \cdot Y_{ij}^* = \Delta U_{ij}^2 / Z_{ij}^* = 0$$

обращается в нуль.

Теперь, если умножить левые и правые части выражений (6.13) и (6.14) на множитель $\sqrt{3} \dot{U}^*$, то имеем

$$\sqrt{3} \dot{U}^* \dot{I}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \sqrt{3} \dot{U}_i^* \cdot I_{iB}}{Z_{AB}}, \quad \sqrt{3} \dot{U}^* \dot{I}_B = \frac{\sum_{i=1}^n \sqrt{3} \dot{U}_i^* \cdot I_{iA}}{Z_{AB}}$$

выражения для сопряженных мощностей

$$\underline{S}_A^* = \frac{\sum_{i=1}^n S_i^* Z_{iB}}{Z_{AB}}, \quad \underline{S}_B^* = \frac{\sum_{i=1}^n S_i^* Z_{iA}}{Z_{AB}} \quad (6.18)$$

или, выполнив в формуле (6.18) операцию сопряжения, окончательно получим

$$\underline{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i^* Z_{iB}}{Z_{AB}^*}, \quad \underline{S}_B = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i^* Z_{iA}}{Z_{AB}^*} \quad (6.19)$$

В случае неравенства напряжений ($\dot{U}_A \neq \dot{U}_B$) источников уравнительный поток мощности определяем по соотношению

$$\underline{S}_{yp} = \sqrt{3} U_{cp}^* I_{yp}^* = \dot{U}_{cp}^* \frac{U_A - U_B}{Z_{AB}^*} \quad (6.20)$$

где $U_{cp} = \frac{1}{2} (\dot{U}_A + \dot{U}_B)$ – среднее напряжение источников. Тогда потоки мощностей головных участков вычисляем в виде

$$\underline{S}'_A = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i^* Z_{iB}}{Z_{AB}^*} + \dot{U}_{cp}^* \frac{U_A - U_B}{Z_{AB}^*}, \quad \underline{S}'_B = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i^* Z_{iA}}{Z_{AB}^*} + \dot{U}_{cp}^* \frac{U_B - U_A}{Z_{AB}^*} \quad (6.21)$$

Для проверки правильности расчетов потоков головных участков рекомендуется проверить выполнение баланса мощностей в электрической сети:

$$\underline{S}'_A + \underline{S}'_B = \sum_{i=1}^n \underline{S}_i \quad \text{или} \quad \underline{S}'_A + \underline{S}'_B = \sum_{i=1}^n \underline{S}_i \quad (6.22)$$

т. е. сумма мощностей, поступающих в сеть, должна быть равна сумме мощностей нагрузок в ее узлах. Аналогично должен выполняться баланс токов в сети:

$$i_A + i_B = \sum_{i=1}^n i_i \quad \text{или} \quad i'_A + i'_B = \sum_{i=1}^n i_i$$

Вопросы для самопроверки

1. Какие сети называются замкнутыми?
2. Какие виды замкнутых сетей Вы знаете?
3. В чём преимущество замкнутых сетей?
4. Что понимают под расчётной нагрузкой узла замкнутой сети?
5. В чём смысл использования расчётных нагрузок при анализе режимов замкнутых сетей?
6. Какое отличие в определении расчётной нагрузки для узлов генерации и потребления?
7. Почему возникает погрешность при анализе электрических режимов сети с расчётными нагрузками?
8. Как с помощью закона Ома определить распределение токов в параллельных ветвях?
9. Каким образом на основе распределения токов найти распределение потоков мощности в параллельных ветвях?
10. Почему в соответствующем выражении значения сопротивлений комплексно-сопряжённые величины?
11. Как можно уточнить потокораспределение с учётом потерь мощности?
12. Чем определяется выбор точного или приближённого алгоритма уточнения потокораспределения?
13. Как можно уточнить потоки мощности, примыкающие к точке потокораздела?
14. На каких условиях основано выражение для расчета распределения мощностей в сети с двусторонним питанием?
15. В каком случае протекает уравнительный ток (мощность) в сети с двусторонним питанием?
16. Что такое точка потокораздела и как она выбирается?
17. Каковы особенности Правила моментов для однородной сети?
18. Как выполняется расчет режима сети с двусторонним питанием, если точки потокораздела по активной и реактивной мощности не совпадают?
19. Каким образом проверить правильность расчета токов в сети с двусторонним питанием?

ЛЕКЦИЯ 7. Режимы нейтралей электрических сетей

План

1. Режимы работы нейтралей электрических сетей
3. Режим работы сети до 1000 В с глухозаземлённой нейтралью.
4. Режим работы сети с изолированной нейтралью.
5. Высоковольтные сети с изолированной нейтралью
6. Режим работы сети с компенсированной нейтралью.
7. Режим работы высоковольтной сети с глухозаземлённой нейтралью.
8. Режим работы сети с резонансно-заземленными нейтралями

1. Режимы работы нейтралей электрических сетей

Нейтралями электроустановок называют общие точки обмоток генераторов или трансформаторов, соединенных в звезду.

Вид связи нейтралей машин и трансформаторов с землей в значительной степени определяет уровень изоляции электроустановок и выбор коммутационной аппаратуры, величину перенапряжений и способы их ограничения, токи при однофазных коротких замыканиях на землю, условия работы релейной защиты, безопасность в электрических сетях, электромагнитное влияние на линии связи и т.д.

В зависимости от режима нейтрали электрические сети делятся на 4 группы:

- 1) сети с незаземленными (изолированными) нейтралями;
- 2) сети с резонансно-заземленными (компенсированными) нейтралями;
- 3) сети с эффективно-заземленными нейтралями;
- 4) сети с глухо заземленными нейтралями.

Режим нейтрали определяет ток однофазного короткого замыкания, и в зависимости от его величины сети делятся на сети с малыми токами замыкания на землю (менее 500 А), в основном это сети 1-й и 2-й групп, и сети с большими токами замыкания на землю (более 500 А).

2. Режимы нейтралей электрических сетей

Нулевая точка (нейтраль) трехфазных электрических сетей может быть заземлена наглухо (рис.7. 1, а), заземлена через высокоомное сопротивление (рис. 7.1, б) или же изолирована от земли (рис. 7.1, в).

Режим нейтрали в электрических сетях до 1000 В определяется безопасностью обслуживания сетей, а в сетях выше 1000 В – бесперебойностью электроснабжения, экономичностью и надежностью работы электроустановок. Правилами устройства электроустановок (ПУЭ) работа электроустановок

напряжением до 1000 В допускается как с глухозаземленной, так и с изолированной нейтралью.

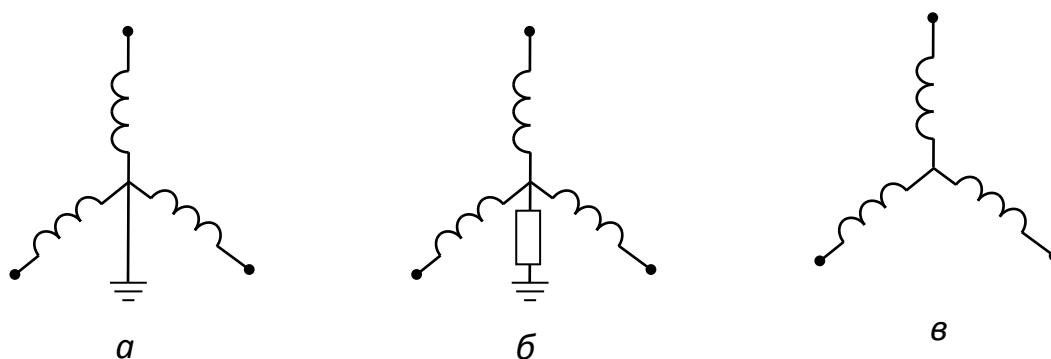


Рис. 7.1. Нулевая точка трехфазных электрических сетей: *а* – заземленная наглухо; *б* – заземленная через высокоомное сопротивление; *в* – изолированная от земли

3. Режим нейтрали сетей до 1000 В с глухозаземленной нейтралью

Наиболее распространенные – четырёхпроводные сети трехфазного тока напряжением 380/220, 220/127, 660/380 (рис. 7.2) (числитель соответствует линейному напряжению, а знаменатель – фазному напряжению). Именно с этими сетями соприкасается широкий круг лиц, и ПУЭ требует глухого заземления нейтрали.

Лампы накаливания включаются на фазное напряжение (между фазным проводом и нулевым). Двигатели включаются на все три фазы А, В и С. Корпус двигателя, а также все другие металлические части заземляются в целях безопасности или присоединяются к нулевому проводу.

Замыкание на землю любой фазы приводит к короткому замыканию (КЗ). Ток однофазного КЗ ограничивается сопротивлением заземляющего устройства, т. к. это сопротивление невелико. При фазном напряжении ток достигает значительной величины и воздействует на защитное устройство фазы – предохранитель (может быть автомат с тепловым или магнитным расцепителем). Устройство срабатывает (предохранитель перегорает) и отключает поврежденную фазу. Сеть продолжает работать в неполнофазном режиме. Напряжение двух оставшихся в работе фаз не превышает фазного значения.

К таким потребителям относятся: освещение, нагревательные приборы, сварочные устройства и др.

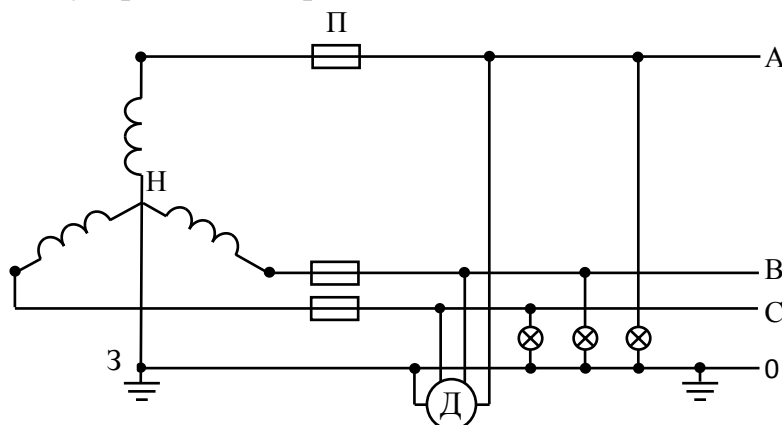


Рис.7.2. Четырехпроводная сеть трехфазного тока

Повреждение изоляции оборудования на корпус приводит к КЗ и к отключению места повреждения.

Трехфазные потребители (двигатели) при однофазном КЗ оказываются включенными на несимметричную систему напряжения, что особо опасно для двигателей. Электромагнитное поле теряет свои свойства и становится пульсирующим. Вращающий момент двигателя уменьшается, двигатель останавливается, сопротивление уменьшается, что приводит к резкому увеличению потребляемых ими токов. Это ведет к нагреву обмоток машины. Необходимо быстрое их отключение защитой. Глухозаземленная нейтраль применяется в разветвленных сетях. Недостаток глухозаземленных нейтралей - значительный ток однофазного КЗ, подлежащий немедленному отключению защитой поврежденного участка, и как следствие - убытки от недоотпуска электроэнергии.

4. Низковольтные сети с изолированной нейтралью

Это трёхпроводные сети, которые нашли применение для питания особо ответственных потребителей при малой разветвленности сетей при обеспечении в сетях контроля фазной изоляции. Это сети, угольные шахты, горные карьеры, вентиляционные установки, цехи с повышенной опасностью выделения токсичных газов.

В таких сетях замыкание на землю не приводит к КЗ, не сопровождается протеканием больших токов и не является опасным. Такое замыкание называется простым и не приводит к отключению поврежденной фазы (рис.7.3, а).

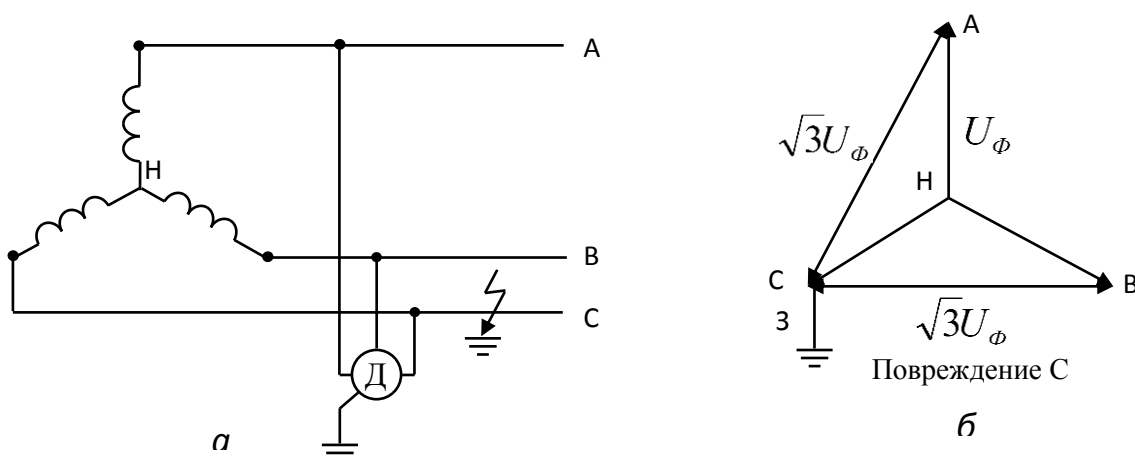


Рис. 7.3. Сеть с изолированной нейтралью: а – схема; б – векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы на землю

Напряжение на двух неповрежденных фазах увеличивается в $\sqrt{3}$ раз до линейного значения (рис. 7.3, б). Междофазные (линейные) напряжения не

изменяются, и следовательно, не изменяются условия работы электропотребителей, включенных на линейное напряжение, что обуславливает бесперебойность электроснабжения. Время нахождения неповрежденных фаз под повышенным напряжением ограничено двумя часами. Длительная работа установок с заземленной на землю фазой недопустима, т. к. может привести еще к одному простому замыканию, и эти два замыкания представляют собой уже двухфазное КЗ на землю, сопровождающееся большим током КЗ, и выходу из строя оборудования.

В сетях с изолированной нейтралью должен быть систематический контроль изоляции и быстрое устранение повреждения или автоматическое отключение поврежденной фазы. Изоляция должна выдерживать напряжение между фазой и землей (U_{Φ}).

Разрушение изоляции протекает медленно и заканчивается пробоем. Поэтому задачей персонала является своевременность выявления и устранения дефектов изоляции.

Для этого используется свойство симметричной системы фазных напряжений (рис.7.4).

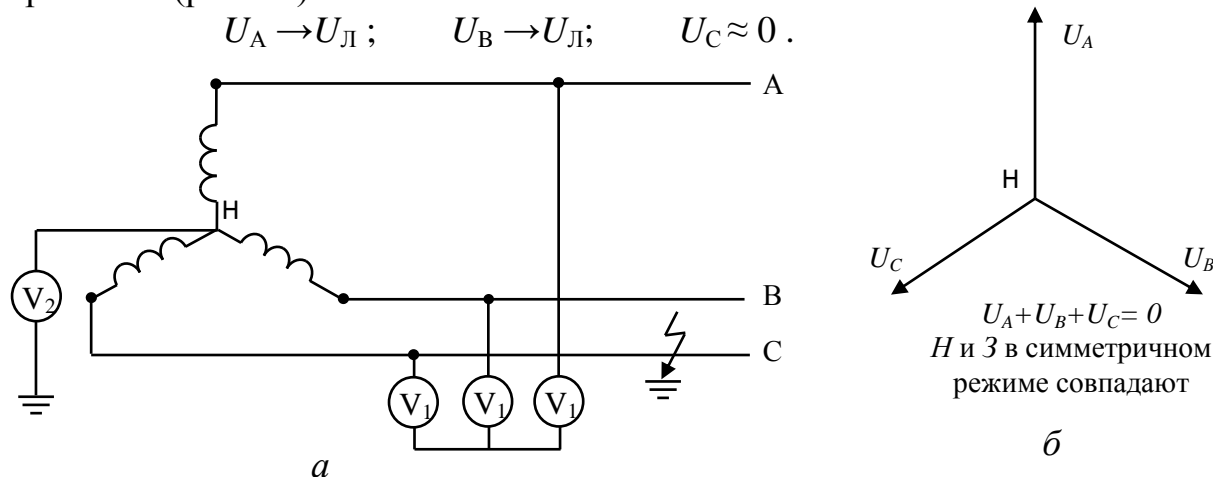


Рис. 7.4. Сеть с изолированной нейтралью: а – схема контроля состояния изоляции; б – векторная диаграмма напряжений при отсутствии замыканий

При отсутствии замыканий на землю вольтметры V_1 показывают примерно одинаковые значения фазных напряжений. Различие может быть незначительным, что объясняется неравномерной нагрузкой по фазам.

Вольтметр V_2 измеряет геометрическую сумму системы трехфазных векторов, и его показатели близки к нулю. При замыкании фазы С на землю показания вольтметров фаз А и В приближаются к линейным значениям.

Показание вольтметра V_2 уже будет значительно отличаться от нуля (земля как бы переместилась в точку С), а напряжение между фазой А или В и землей возросло до линейного (рис. 7.5). Изоляция должна быть усилена, чтобы выдержать в 3 раз большее напряжение.

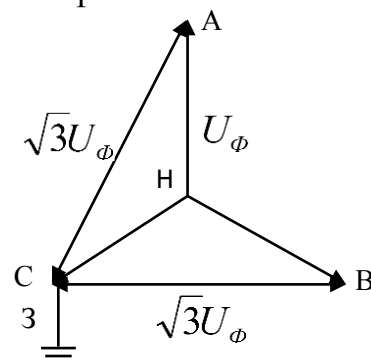


Рис.7.5. Векторная диаграмма напряжений при замыкании фазы С на землю

Электрические сети напряжением выше 1000В по режиму нейтрали делятся на сети с малым током замыкания на землю (≤ 500 А и 3.35 кВ) и сети с большим током замыкания на землю (>500 А и $U \geq 110$ кВ).

5. Высоковольтные сети с изолированной нейтралью

Потребитель включен на линейное напряжение, нейтраль и земля в симметричном режиме совпадают. Напряжение, которое должна выдерживать изоляция, – это напряжение между фазой и землей.

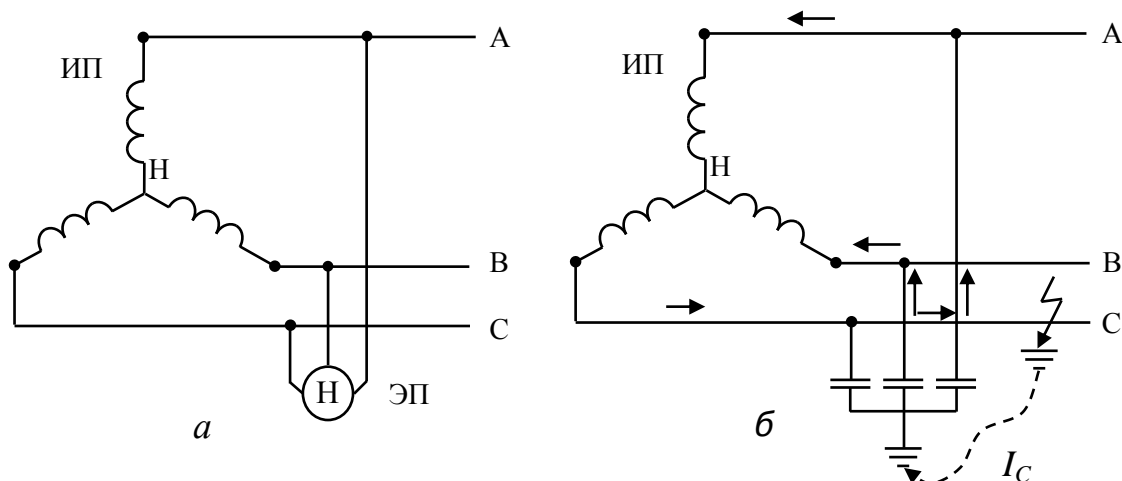


Рис. 7.6. Высоковольтная сеть с изолированной нейтралью: а – схема; б - распределение емкостных токов при замыкании фазы на землю

$$U_0 = 0; \quad I_{CB} = I_{CA} = I_{\bar{N}\bar{N}} = U_{\phi} \frac{1}{\omega C}.$$

Произошло замыкание фазы С на землю. Ток от места замыкания потечет в емкости неповрежденных фаз А и В, а затем по линиям через нейтраль к месту повреждения (рис. 7.6). Напряжение потребителя не изменилось, оно осталось линейным. Напряжение фаз увеличилось в $\sqrt{3}$ раз ($\sqrt{3} U_{\phi}$).

Емкостный ток на землю поврежденной фазы равен нулю, а емкостный ток каждой из двух неповрежденных увеличивается в $\sqrt{3}$ раз (пропорционально увеличению напряжения). В этом случае

$$U_0 = U_{\phi}; \quad \sqrt{3}I_{CB} + \sqrt{3}I_{CA} = 3I_C; \quad I_{\bar{N}\bar{N}} = 0.$$

Суммарный ток замыкания на землю равен сумме токов неповрежденных фаз и будет протекать через место повреждения фазы на землю, замыкаясь через источник питания (рис. 7.7).

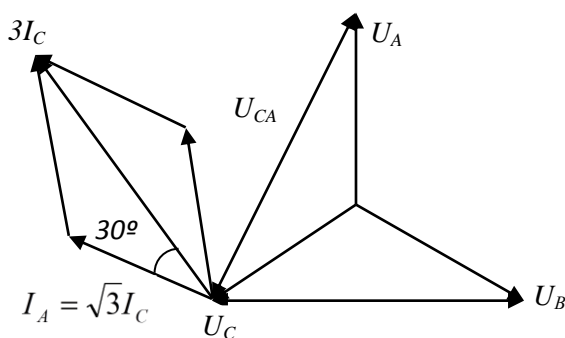


Рис. 7.7. Векторная диаграмма напряжений и ёмкостных токов

Необходимо принять меры для устранения замыкания на землю, чтобы оно не перешло в двухфазное КЗ.

Замыкание фазы на землю приводит к возникновению перемежающейся дуги (то есть дуга произвольно гаснет и возникает), что приводит к перенапряжениям в неповрежденных фазах. Амплитуда дуговых перенапряжений может достигать $(2,5 \div 3,2)U_{\phi}$. Это разрушает изоляцию фаз.

С целью снижения дуговых перенапряжений применяется компенсация емкостного тока.

6. Высоковольтные сети с компенсированной нейтралью

Эти сети также относят к сетям с малым током замыкания на землю (рис. 7.8).

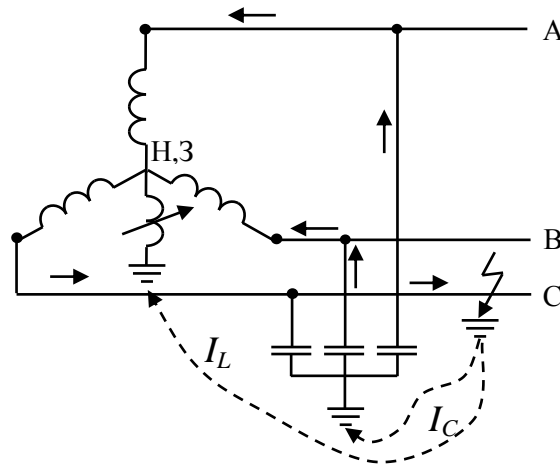


Рис.7.8. Распределение токов в сети с компенсированной нейтралью при замыкании фазы на землю

Так как потенциал нейтрали и земли в симметричной системе одинаков, ток в катушку в нормальном режиме не потечет.

Дугогасящая катушка устанавливается в нейтрали для компенсации емкостных токов.

При замыкании на землю фазы С, как и в сети с изолированной нейтралью, напряжение фаз А и В увеличивается в $\sqrt{3}$ раз (до линейного значения), а напряжение между нейтралью и землей становится равным фазному напряжению. Под действием этой разницы напряжений от места повреждения потечет ток в катушку (I_L) и одновременно в емкости фаз А и В (I_C). Ток в месте замыкания на землю равен сумме токов $I_L + I_C$. Сопротивление катушки подбирают таким образом, чтобы индуктивный ток I_L , проходящий через катушку, был равен по величине суммарному емкостному току $3I_C$, проходящему через фазовые емкости сети.

Так как индуктивный ток и емкостный направлены противоположно, то они будут компенсировать друг друга, и дуга погаснет (рис.7.9).

Такая настройка катушки называется резонансной. Практически добиться полной компенсации сложно, и поэтому в месте повреждения всегда имеется остаточный ток (из-за наличия активного сопротивления катушки и сети и неточности настройки катушки)

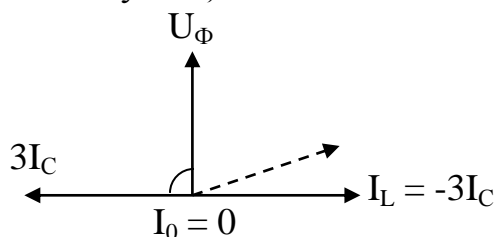


Рис.7.9. Векторная диаграмма токов и напряжений при компенсации емкостного тока

$$\Delta I = I_L - I_C \Sigma .$$

При таком токе дуга не возникает и нет перенапряжения. В сетях с компенсированной нейтралью вероятность перенапряжений меньше, чем в сетях с изолированной нейтралью. Основной недостаток – требуется усиление изоляции и установка дугогасящей катушки. Преимущества – как и в сети с изолированной нейтралью: при замыкании на землю одной из фаз потребитель не отключается.

7. Высоковольтные сети с глухозаземленной нейтралью

К таким сетям относятся сети с номинальным напряжением 110 кВ и выше и большим током замыкания на землю ($I_z > 500$ А). Нейтральная точка трансформаторов соединяется с заземляющим устройством через незначительное (< 1 Ом) сопротивление. В нормальном режиме в сети, кроме рабочих, протекают емкостные токи I_C . При симметрии трехфазной системы $\Sigma I_C = 0$ ток в нейтраль не течет. Ёмкостный ток I_C мал по сравнению с индуктивным I_L .

При замыкании на землю образуется короткозамкнутый контур (включен на ЭДС фазы), включающий сопротивление заземляющего устройства, земли и участка линии от точки замыкания до нулевой точки (рис. 7.10).

Ввиду незначительного сопротивления названных участков замкнутого контура замыкание на землю является коротким и сопровождается большими токами, которые отключаются устройствами РЗ (десятые доли секунд).

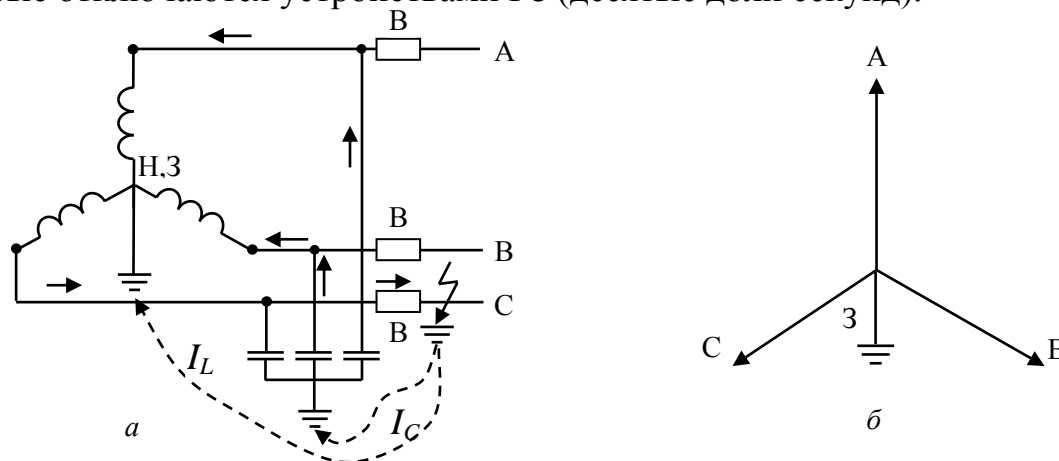


Рис. 7.10. Сеть высокого напряжения: *a* – схема;
б – векторная диаграмма напряжений в нормальном режиме

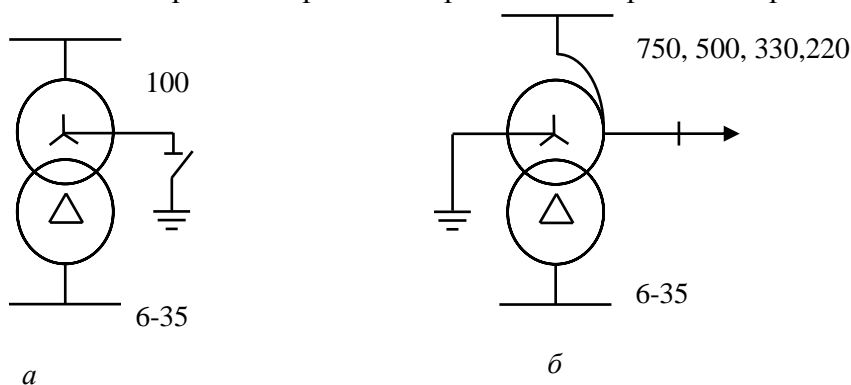


Рис. 7.11. Состояние нейтрали трансформаторов: *a* – раззаземленная;
б – заземленная

Глухозаземленная нейтраль наряду с компенсированной является одним из эффективных способов снижения перенапряжений. Это позволяет уменьшить требуемую изоляцию, а значит, и капитальные вложения в сеть.

Недостатки:

- отключение КЗ приводит к перерыву в электроснабжении;
- требуются капитальные вложения в сложную систему металлоемких заземляющих устройств для приема больших токов КЗ;
- в ряде случаев ток однофазного КЗ превышает ток трехфазного КЗ, и часть нейтралей трансформаторов разземляют (рис. 7.11).

Режимы нейтралей

Таблица 7.1

	Область применения	Преимущества	Недостатки
Сети до 1000 В с глухозаземленной нейтралью	Четырехпроводные сети 380/220, 220/127, 660/380 В		Дополнительный расход металла на нулевой провод
Сети до 1000 В с изолированной нейтралью	Трехпроводные сети 660В, 220 В при наличии ламп накаливания и двигателей	Меньший расход провода, так как три провода	Систематический контроль изоляции
Сети с изолированной нейтралью с малым током замыкания на землю	До 35 кВ	При замыкании на землю потребитель не отключается	Усиление изоляции между фазой и землей
Сети с компенсированной нейтралью при малом токе замыкания на землю	КЛ и ВЛ 35 кВ	Компенсация емкостного тока током индуктивной катушки. Потребитель не отключается	Требуется дугогасящая катушка, усиление изоляции между фазой и землей
Сети с глухозаземленной нейтралью при большом токе замыкания на	110кВ и выше, часть трансформаторов на 110 кВ и 220 кВ разземляют	Не нужно усиливать изоляцию	Отключение потребителя при КЗ

Разземляют, как правило, трансформаторы в сетях 110 кВ и повышающие трансформаторы на 220 кВ, если такой режим работы оговорен изготовителем. Автотрансформаторная связь может существовать только в сетях с глухозаземленной нейтралью.

8. Режим работы сети с резонансно-заземленными нейтралями

Если в сетях 3–35 кВ ток замыкания на землю превышает допустимые значения, то нейтраль источника питания сети соединяют с землей через заземляющий реактор. Через реактор при пренебрежении активными сопротивлениями реактора, источника и сети в случае замыкания на землю проходит ток

$$\dot{I}_p = \frac{\dot{E}_c}{j(X_p + X_{и} + X_c)},$$

где \dot{E}_c - ЭДС той фазы источника, в которой произошло замыкание на землю (на рисунке 7.12 - фаза *c*); X_p - индуктивное сопротивление реактора; $X_{и}$ - индуктивное сопротивление одной фазы источника; X_c - индуктивное сопротивление линий сети до места замыкания на землю.

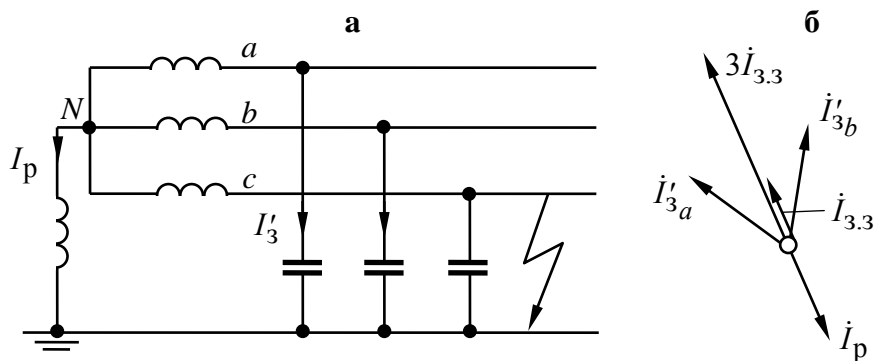


Рис. 7.12. Компенсация тока замыкания на землю при помощи заземляющего реактора:
а - схема; б - векторная диаграмма токов

В частном случае, когда сопротивление заземляющего реактора отрегулировано так, что

$$I_p = 3I_3,$$

ток в месте замыкания на землю может оказаться равным нулю (полностью скомпенсированным), т.е. возникает явление резонанса ($\dot{I}_L = -\dot{I}_C$), $\dot{I}_L + \dot{I}_C = 0$ и дуга в месте короткого замыкания не возникает.

Дугогасящие катушки должны устанавливаться на узловых питающих подстанциях, связанных с компенсируемой сетью не менее чем тремя линиями. При компенсации в сетях генераторного напряжения катушки располагаются обычно на электростанциях вблизи генераторов. При подключении дугогасящих катушек через специальные трансформаторы и трансформаторы собственных нужд, соизмеримые по мощности с мощностями катушки, необходимо учитывать их взаимное влияние .

В нормальном режиме ток через дугогасящие катушки практически равен нулю, при однофазном коротком замыкании на катушке фазное напряжение U_{ϕ} и тогда суммарная мощность всех катушек

$$Q = nU_{\phi}^2 \frac{1}{X_p}.$$

Заземляющие реакторы в России выпускаются на номинальные токи от 25 до 400 А с пределами регулирования тока $(1 - 0,5)I_{\text{НОМ}}$. Наряду с наиболее распространенным ручным ступенчатым регулированием применяют автоматическое ступенчатое или плавное регулирование сопротивления реактора по напряжению нейтрали. В режиме полной компенсации тока замыкания на землю реактор настроен на резонанс с емкостными проводимостями сети, и напряжение нейтрали относительно земли имеет максимальное значение.

Благодаря заземлению нейтрали сети через реактор:

1) намного уменьшается ток замыкания на землю, в результате чего дуга в месте замыкания становится неустойчивой и быстро гаснет;

2) после гашения дуги напряжение восстанавливается медленно, вследствие чего вероятность повторного зажигания дуги и возникновения коммутационных перенапряжений мала;

3) при сохранении устойчивой дуги мала вероятность перехода замыкания на землю в многофазное из-за малого значения тока;

4) токи обратной последовательности малы, и их действие на вращающиеся генераторы может оставаться несущественным.

Коэффициент замыкания на землю при заземлении нейтрали через реактор по сравнению с изолированной нейтралью не изменяется и равен $k_{3,3} = \sqrt{3}$.

Вопросы для самопроверки

1. Какие Вы знаете режимы нейтралей электрической сети в зависимости от напряжения?
2. Почему применяется глухозаземлённая нейтраль в низковольтных сетях?
3. Какие недостатки глухозаземлённой нейтрали?
4. Какие сети относятся к высоковольтным с глухозаземлённой нейтралью?
5. Насколько опасно замыкание на землю в низковольтных сетях с изолированной нейтралью?
6. Какое напряжение должна выдерживать изоляция?
7. Какая настройка катушки называется резонансной?
8. После замыкания фазы на землю в высоковольтной сети с изолированной нейтралью каким будет напряжение фаз?
9. Для чего разземляют нейтрали трансформаторов?
10. Для чего устанавливают дугогасящую катушку в сетях с компенсированной нейтралью?

ЛЕКЦИЯ 8. Экономичные режимы работы электрической сети энергосистемы

План.

1. Понятие экономичного режима работы электрической сети
2. Влияние параметров качества на технико-экономические показатели работы потребителей электроэнергии и оборудования энергосистем.
3. Экономическое обоснование методов регулирования напряжения электрических систем.

1. Понятие экономичного режима работы электрической сети

Основным назначением электроэнергетических систем является надежное и качественное электроснабжение потребителей электроэнергией. Соблюдение указанных требований в любой момент времени может быть осуществлено достаточно большим количеством установившихся режимов, которые образуют совокупность допустимых режимов в том смысле, что в каждом из них соблюдаются требования ГОСТ13109 на качество электроэнергии.

Допустимые режимы отличаются между собой параметрами режимов, такими как нагрузка генераторов на электростанциях, напряжения в узлах сети, токи в линиях и трансформаторах и потери мощности в элементах сети. Кроме того, что особенно важно, допустимые режимы отличаются экономическими характеристиками. Под *экономичным режимом* работы электрической сети понимается допустимый режим, в котором обеспечение надежного и качественного электроснабжения потребителей достигается при наименьших затратах на производство, распределение и потребление электроэнергии. В качестве критерия экономичности режима работы электроэнергетической системы обычно используется минимум эксплуатационных издержек, включая издержки на топливо и издержки на покрытие потерь электроэнергии в сети при ее передаче и распределении.

Расход топлива связан с экономичностью режимов производства активной в электрической системе и в первую очередь зависит от технических и экономических характеристик оборудования электростанций, участвующих в выработке требуемой мощности. Поэтому важным средством повышения эффективности режимов работы электрической системы является рациональное распределение активной мощности между электростанциями. Результат решения этой задачи зависит не только от характеристик оборудования электростанций, но и от параметров сети, потоков реактивной мощности и потерь мощности в сети, то есть от экономичности режимов работы сети.

Величина потерь электроэнергии в сети при передаче и распределении электроэнергии зависит от распределения потоков активных и реактивных мощностей и параметров сети. При решении задачи распределения активных мощностей между электростанциями следует различать *концентрированные* и *протяженные* электроэнергетические системы. Концентрированными называют системы, в которых удельный прирост потерь невелик и не выходит

за пределы величины $0,05 - 1$, следовательно, потери слабо влияют на задачу оптимизации распределения реактивной мощности. В протяженных системах потери мощности играют существенную роль и поэтому отдельное рассмотрение задач оптимизации потоков активных и реактивных мощностей не всегда возможно.

Рациональное распределение потоков активной мощности выполняется при решении задачи распределения активной мощности между электростанциями и блоками по критерию минимума эксплуатационных издержек на топливо.

При отдельном решении задачи рационального распределения потоков реактивной мощности с целью улучшения экономичности режима в качестве критерия оптимальности можно использовать минимум потерь мощности и электроэнергии в сети при условии соблюдения ограничений по уровням напряжений в сети.

Потери мощности в элементах электрической сети и в электрооборудовании различно меняются при изменении значения напряжения. Нагрузочные потери - потери в продольных элементах схем замещения линий и трансформаторов прямо пропорциональны квадрату тока и обратно пропорциональны квадрату напряжения. Потери в стали трансформаторов прямо пропорциональны квадрату напряжения.

Таким образом, задача повышения экономичности работы энергосистемы по напряжениям сводится к определению таких уровней напряжений, при которых достигается минимум потерь мощности и электроэнергии в сети.

Важным мероприятием по повышению эффективности работы электрической сети является снижение неоднородности сети. При этом достигается снижение потерь мощности и повышение экономичности работы сети.

Простейшим средством снижения неоднородности сети является ее деление, однако такое мероприятие может быть только долгосрочным и не всегда возможным по условиям надежности. Практически деление бывает целесообразным при параллельной работе сетей 110 кВ через трансформаторные связи с сетями больших напряжений.

Улучшение условий работы неоднородных сетей можно выполнить при изменении распределения нагрузок с помощью вольтодобавочных трансформаторов с продольно-поперечным регулированием.

Повышение эффективности работы питающих электрических сетей сводится к поддержанию некоторых расчетных и экономически обоснованных уровней напряжений. Так в сетях с номинальными напряжениями до 220 кВ включительно экономически выгодным является поддержание максимально допустимых уровней напряжений. Это объясняется снижением продольных потерь и максимальной генерацией реактивной мощности, которая компенсирует потери реактивной мощности.

Регулирование напряжений в сетях сверхвысоких напряжений имеет ряд особенностей, связанных с необходимостью учета не только нагрузочных режимов сетей, но и атмосферных условий. Поэтому при плохих погодных

условиях экономично снижение напряжений с целью снижения потерь на корону.

Экономичность режимов потребления мощности и электроэнергии зависит от их технических и экономических характеристик электроприемников, а также от качества получаемой ими электроэнергии. Поэтому для повышения экономичности режимов работы электрической сети требуется решать комплексную задачу управления режимами, включая вопросы экономичной работы потребителей электроэнергии, регулирования потоков активной и реактивной мощности, регулирования параметров качества электроэнергии.

С целью повышения экономичности режимов работы электроэнергетической системы выполняется управление установившимися нормальными режимами. Управление режимами работы электрической сети включает:

- поддержание напряжений на шинах электроприемников в соответствии с требованиями ГОСТ13109 на качество электроэнергии;
- управление потоками активной и реактивной мощностей для обеспечения минимума потерь мощности в сети при соблюдении ограничений по статической устойчивости и другим режимным ограничениям.

2. Влияние параметров качества на технико-экономические показатели работы потребителей электроэнергии и оборудования энергосистем

Качество электроэнергии определяется показателями, относящимися к частоте переменного тока и напряжениям на шинах потребителей. Качество электроэнергии влияет на работу электроприемников и оборудования, присоединенного к электрическим сетям.

Все электроприемники и оборудование характеризуются некоторыми номинальными параметрами, это могут быть ($f_{\text{ном}}$, $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$, $P_{\text{ном}}$ и другие). Номинальными частотой, напряжением, током, мощностью, коэффициентом мощности и т. д. электроустановки являются ее паспортные данные. Практически это данные, при которых работа электроустановки наиболее экономична и целесообразна. Отличие параметров качества от номинальных значений ухудшает технико-экономические показатели работы электроустановок и оборудования энергосистем.

Влияние низкого качества электроэнергии на работу электроприемников и электрических сетей проявляется:

- в увеличении потерь электроэнергии;
- в сокращении сроков службы оборудования;
- в технологическом ущербе;
- в повышении вероятности нарушения технологического процесса.

Технологический ущерб определяется видом технологического процесса и видом выпускаемой продукции. Технологический ущерб заключается в снижении количества и качества выпускаемой продукции, возникновении брака продукции и даже нарушении технологического цикла производства. Снижение количества и

качества продукции оценивается в помощью экономических характеристик, определяющих изменение стоимости продукции от уровня подводимого напряжения. Экономические характеристики определяются экспериментально для каждого вида предприятий.

Нарушение технологического процесса может возникнуть вследствие отказа или неправильной работы автоматики.

Можно проанализировать влияние параметров качества электроэнергии на работу электроприемников и электрических сетей.

Отклонение частоты от номинальной отрицательно влияет на работу оборудования электростанций. Лопатки паровых турбин рассчитаны на безударное поступление пара при номинальной частоте вращения турбин, при отклонении частоты пар входит в турбину с ударом, что может привести к биению и даже разрушению лопаток турбины.

Снижение частоты вращения генераторов и двигателей влияет на работу собственных нужд электростанций. В первую очередь снижение частоты сильно сказывается на работе питательных и циркуляционных насосов, характеризующихся резким падением производительности при снижении частоты. При частоте около 45 – 46 Гц производительность питательных насосов снижается до нуля, а циркуляционных насосов на 25 – 40%. На электрических станциях имеется множество вентиляторов, насосов, обеспечивающих работу собственных нужд. Их производительность пропорциональна третьей степени частоты и резко падает при снижении частоты.

В свою очередь, снижение производительности собственных нужд электростанций приводит к снижению выработки активной мощности генераторами и дальнейшему снижению частоты. В результате возникает явление **лавины частоты**.

При снижении частоты в системах электроснабжения потребителей происходит ухудшение работы электроприводов и снижение выработки продукции.

Процесс снижения частоты вызывает уменьшение выработки реактивной мощности генераторами и в то же время увеличение ее потребления нагрузками, что приводит к понижению напряжения в энергосистеме. При частоте около 43 – 45 Гц напряжение в энергосистеме может снизиться до уровня, при котором возникает явление **лавины напряжения**.

Явления лавины частоты и напряжения протекают довольно быстро (от нескольких десятков секунд до нескольких секунд) и могут привести не только к полному сбросу нагрузки, но и к остановке всех или части электростанций энергосистемы.

Наибольшее влияние на величину потерь электроэнергии оказывают отклонения частоты и напряжения от номинальных значений. Далее следуют показатели несимметрии напряжений и токов, затем несинусоидальность кривых напряжений и, наконец, размах изменения напряжения.

Наибольшее влияние на нарушение технологического процесса оказывают несинусоидальность кривых напряжений, затем размах изменения напряжения,

далее следуют показатели несимметрии напряжений и токов и, наконец, отклонения частоты и напряжений от номинальных значений.

Рассмотрим более подробно влияние отклонений и колебаний частоты на работу электроэнергетических систем и электроприемников.

При снижении частоты в системах электроснабжения потребителей происходит ухудшение работы электроприводов и снижение выработки продукции.

Под отклонением напряжения понимается медленное и плавное изменение напряжения по отношению к номинальному. При отклонении напряжения от номинального значения потребители электроэнергии и электрические сети работают в худших условиях по сравнению с режимом номинальных напряжений.

При повышении напряжения:

- возникает опасность перегрева статоров асинхронных двигателей;
- уменьшается срок службы ламп накаливания (в 5 раз при увеличении напряжения на 10 %);
- увеличивается ток холостого хода трансформаторов, что приводит к перегреву сердечников трансформаторов;
- увеличивается потребление реактивной мощности вентиляционными преобразователями (на 1...1,5 % при повышении напряжения на 1 %).

При снижении напряжения:

- уменьшаются вращающие моменты асинхронных двигателей (на 19 % при снижении напряжения на 10 %);
- возможен перегрев роторов асинхронных двигателей, уменьшение их пусковых и опрокидывающих моментов, что может повлечь за собой нарушение технологического процесса электроприемников;
- уменьшается световой поток ламп накаливания (на 30 % при снижении напряжения на 10 %);
- возникает перерасход электроэнергии и ухудшается технологический процесс электропечей (в 1,5 раза при снижении напряжения на 7 %).

Кроме того, следует учитывать, что с повышением стабильности напряжения снижаются как электромагнитный, так и технологический ущерб. В то же время мероприятия по ограничению отклонений напряжения требуют дополнительных капиталовложений и, следовательно, существуют некоторые оптимальные границы отклонений напряжения, которые в общем случае могут не совпадать с нормируемыми ГОСТ значениями и могут регламентироваться договорами между энергоснабжающими и электропотребляющими организациями.

Под колебанием напряжения понимаются резкие и кратковременные изменения напряжения по отношению к напряжению до наступления колебаний.

Колебания напряжения могут вызываться внезапными изменениями достаточно больших нагрузок, например пусковыми токами электродвигателей. Кроме того колебания напряжений могут быть вызваны работой потребителей с повторно-кратковременным режимом работы таких как сварочные агрегаты.

Колебания напряжения характеризуются размахом изменения напряжения и дозой фликера.

Колебания и другие быстрые изменения напряжения приводят к заметному и неприятному для глаз человека изменению освещенности, создаваемой электрическими лампами. Изменение светового потока ламп пропорционально размаху изменения напряжения и частоте изменения напряжения.

С ростом частоты колебаний напряжения увеличивается раздражающее воздействие мигания света на глаз и соответственно уменьшается допустимый нормативный размах изменения напряжения. Такая закономерность продолжается до некоторой критической частоты (~17,5 Гц). При дальнейшем повышении частоты происходит слияние мельканий света, и, начиная с частоты 25...30 Гц, глаз перестает воспринимать колебания света и допустимый размах увеличивается. Кроме того, при большой частоте проявляется тепловая инерция нити накала, что приводит к уменьшению колебаний освещенности.

Для оценки колебаний напряжения используется понятие фликера. Фликер – это субъективное восприятие человеком колебаний светового потока искусственных источников освещения, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети. Доза фликера определяет меру восприимчивости человека к воздействию фликера за определенный промежуток времени и является интегральной характеристикой колебаний напряжения.

Кроме того негативно на работу электроприемников и оборудования энергосистем отражается несимметрия токов и напряжений трехфазной сети.

Составляющая обратной последовательности напряжения наводит в роторах машин переменного тока дополнительные токи двойной частоты. Эти токи приводят к дополнительным потерям в обмотках роторов машин, их перегреву и сокращению срока службы. Кроме того, возникают тормозные вращающие моменты, что сказывается на работе механизмов, приводимых в действие машинами переменного тока.

Обратная составляющая напряжения возникает в сетях с существенно несимметричными нагрузками, например при питании от сети крупных однофазных или двухфазных электроприемников.

Напряжение нулевой последовательности возникает в сетях низких напряжений с нейтральным проводником при существенно несимметричных нагрузках, а также в сетях напряжением до 35 кВ с незаземленной нейтралью (или заземленной через заземляющий реактор) при замыканиях на землю. Ток в нейтральном проводнике, равный трехкратному току нулевой последовательности, существенно увеличивает нагрузку нулевого провода и приводит к повышенным потерям мощности в сети и значительным снижениям напряжений.

В результате коммутационных переходных процессов, коротких замыканий, а также вследствие работы цепей импульсного управления полупроводниковых преобразователей в электрической сети могут возникать импульсы напряжения и временное перенапряжение.

Импульсы напряжения возникают чаще всего в результате коммутационных переходных процессов в электрической сети, а также

вследствие работы цепей импульсного управления полупроводниковых преобразователей.

Импульсы напряжения приводят к нарушению работы радиоэлектронных устройств, в том числе ЭВМ и полупроводниковых устройств с импульсным управлением.

Импульс напряжения и временное перенапряжение могут привести к выходу из строя оборудования электроприемников и электрических систем, поэтому оборудование необходимо защищать.

Таким образом, при отличии параметров качества электроэнергии от номинальных значений снижается экономичность производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии, следовательно, снижается экономичность работы электроприемников и энергосистем.

3. Экономическое обоснование методов регулирования напряжения в электрических системах

Мероприятия по регулированию напряжений, с точки зрения их экономичности, можно условно разделить на две группы: организационно-технические и дополнительные.

Организационно-технические мероприятия, как правило, не требуют дополнительных капиталовложений и направлены на улучшение организации работ по поддержанию параметров качества электроэнергии в допустимых пределах:

- выравнивание графиков нагрузок;
- максимальное использование имеющихся средств регулирования;
- создание рациональных схем электроснабжения;
- уменьшение ступеней трансформации и использование рационального числа включенных трансформаторов;
- использование наиболее современного экономичного оборудования.

Дополнительные мероприятия дополнительных капиталовложений на установку дополнительных средств регулирования напряжений. К ним можно отнести установку компенсирующих устройств: батарей статических конденсаторов, шунтирующих реакторов, статических компенсаторов, синхронных компенсаторов, управляемых реакторов, средств поперечной компенсации, вольтодобавочных и регулировочных трансформаторов.

Выбор дополнительных рациональных средств регулирования напряжений и мест их размещения выполняется из условий минимизации экономического критерия при условии обеспечения всех технических условий работы электрических сетей и приемников электроэнергии.

Технические требования сводятся к ограничениям по отклонениям напряжений в сети, по загрузке элементов сети и по мощности компенсирующих устройств.

В качестве экономического критерия обычно выбираются приведенные затраты, включающие капитальные вложения на компенсирующие устройства и

их установку и издержки на компенсацию потерь мощности в сети, включая потери мощности в самих компенсирующих устройствах.

Экономическая эффективность регулирования напряжения характеризуется интегральными показателями за длительный период времени. Кратковременное, даже сравнительно большое отклонение напряжения может привести к меньшему экономическому ущербу, чем небольшое, но длительное отклонение. Интегральные показатели позволяют оценивать качество регулирования напряжения по условиям экономичности. При этом, безусловно, необходимо учитывать технологический цикл производства.

Решение задачи оценки экономической эффективности регулирования напряжения существенно осложняется случайным характером изменения нагрузок в распределительной сети. Поэтому изменение напряжений в отдельных узлах сети и на шинах отдельных электроприемников также носит случайный характер. Изменение во времени напряжений зависит от множества факторов: изменения режима напряжений на шинах центров питания; изменения нагрузок в сети; типа потребителей электроэнергии; времени года и суток и других.

Наиболее правомерным для определения закона изменения отклонений напряжений в этих условиях является использование вероятно-статистических методов, в которых процесс изучается с учетом его случайного характера. При этом для каждого потребителя с достаточной вероятностью и требуемой достоверностью можно определить законы распределения отклонений напряжений. Если принять упрощение о том, что для всех электроприемников распределения отклонений напряжений подчиняются нормальному закону, то можно построить законы регулирования системы в целом и создать законы регулирования напряжений.

Действующим стандартом нормируются допустимые отклонения напряжений на шинах потребителей, присоединенным к сетям низких напряжений до 1 кВ или сетям 6 – 10 кВ. При этом предполагается, что в узлах местных сетей, в распределительных и системообразующих сетях допускаются такие отклонения напряжений, при которых обеспечивается качество электроэнергии на шинах потребителей. Следует учитывать, что по условиям работы изоляции ограничиваются максимальные длительные уровни напряжений, следовательно, и верхние пределы отклонений напряжений.

Максимальные верхние пределы отклонений напряжений и наибольшие длительно допустимые рабочие напряжения электрооборудования по условиям работы изоляции приведены в таблице 8.1.

Максимальные нижние пределы отклонений напряжений и наименьшие длительно допустимые рабочие напряжения в сетях напряжением 110 кВ и выше ограничиваются условиями сохранения статической устойчивости и возможностями устройств регулирования напряжений.

Наибольшие рабочие напряжения электрооборудования Таблица 8.1

Класс номинального напряжения, кВ	Максимально допустимое отклонение, %	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
6	20	7,2
10	20	12
20	20	24
35	15	40,5
110	15	126
220	15	252
330	10	363
500	5	525
750	5	787
1150		1200

Постоянный контроль отклонений напряжений на шинах всех электроприемников в условиях эксплуатации выполнить невозможно. Поэтому для оценки качества электроэнергии в электроэнергетических системах выбираются **контрольные точки**, в которых выполняются замеры параметров качества электроэнергии. В контрольных точках расчетным путем определяются допустимые отклонения напряжений, если в этих характерных точках напряжения находятся в допустимых пределах, то и у большинства потребителей рассматриваемого района напряжения не выходят за допустимые пределы.

Контрольные точки обычно выбираются на шинах вторичных напряжений в основных узлах нагрузок, на шинах электростанций, в начале и в конце межсистемных связей.

Вопросы для самопроверки

1. Что понимается под экономичным режимом работы электрической сети?
2. От чего зависит величина потерь электроэнергии в сети при передаче и распределении электроэнергии?
3. Что является важным мероприятием по повышению эффективности работы электрической сети?
4. Как можно добиться улучшения условий работы неоднородных сетей?
5. От чего зависит экономичность режимов потребления мощности и электроэнергии?
6. Что отрицательно влияет на работу оборудования электростанций?
7. От чего может возникнуть нарушение технологического процесса?
8. Когда возникает явление лавины частоты?
9. Когда возникает явление лавины напряжения?
10. Что оказывают наибольшее влияние на нарушение технологического процесса?

ЛЕКЦИЯ 9. Основные понятия о статической и динамической устойчивости

План

1. Понятие устойчивости работы в электрических системах
2. Характеристика мощности
3. Понятие о статической устойчивости
4. Понятие о динамической устойчивости

1. Понятие устойчивости работы в электрических системах

Устойчивость применительно к электрической системе – это способность ее вернуться к исходному или новому установившемуся состоянию после устранения возмущающего воздействия. Если величина возмущающего воздействия мала (например, плавное изменение нагрузки системы), то говорят об устойчивости «в малом» или статической устойчивости. При значительном возмущении в системе, например, при коротком замыкании, говорят об устойчивости «в большом» или динамической устойчивости.

Аварии, связанные с нарушениями устойчивости работы в крупных электрических системах, влекут за собой расстройство электроснабжения больших районов и городов. Ликвидация таких аварий и восстановление нормальных условий работы электрических систем представляют большие трудности и требуют много времени и внимания диспетчера и остального дежурного персонала. При сравнительно небольшом числе аварий, вызывающих нарушение устойчивости, наибольший аварийный недоотпуск энергии падает именно на этот вид аварий. Тяжелые последствия таких аварий заставляют уделять значительное внимание вопросам увеличения устойчивости как при проектировании электрических станций и сетей, так и в эксплуатации. Проблема устойчивости наложила глубокий отпечаток на схемы коммутации, режимы работы и параметры оборудования электрических систем, необходимость применения быстродействующих выключателей, релейной защиты (использование систем автоматического регулирования возбуждения генераторов, систем противоаварийной автоматики), а также проведения других мероприятий, которые способствуют уменьшению аварийности в электрических системах.

Исключительно велико значение проблемы устойчивости при передаче энергии на большие расстояния. Можно утверждать, что устойчивость систем является одним из основных факторов, ограничивающих пропускную способность электропередач переменного тока большой протяженности.

Эффективность мероприятий, применяемых в энергосистемах для обеспечения устойчивости, в значительной мере определяется быстродействием выключателей, релейной защиты, противоаварийной автоматики, автоматического регулирования возбуждения генераторов и т.п.

На устойчивую параллельную работу станций непосредственное влияние оказывают также переходные процессы в узлах нагрузки, т.е. в приемниках

энергии, включающих синхронные и асинхронные двигатели. Во время переходных процессов при пусках, самозапусках двигателей, резких колебаниях момента на валу и т.д. напряжение на шинах узла нагрузки может изменяться по величине и фазе выше допустимых пределов. В ряде случаев это может оказывать значительное влияние на режим работы системы электроснабжения в целом. С другой стороны, снижение напряжения в узловых точках может привести к потере устойчивости синхронных и асинхронных двигателей и нарушению нормальной работы узла нагрузки. Поэтому при проектировании и эксплуатации электроэнергетических установок потребителей вопросам режимов работы узлов нагрузок, как и вопросам устойчивости электрических систем, должно уделяться большое внимание.

2. Характеристика мощности

Рассмотрим схему электропередачи (рис. 9.1), в которой генератор работает через трансформатор и линию электропередачи на шины приемной системы, мощность которой настолько велика по сравнению с мощностью рассматриваемой электропередачи, что напряжение приемника U можно считать неизменным по абсолютному значению и фазе при любых условиях работы электропередачи. На рис. 9.2 дана схема замещения электропередачи, в которой элементы схемы представлены только их индуктивными сопротивлениями. Сумма индуктивных сопротивлений генераторов, трансформаторов и линий дает результирующее индуктивное сопротивление системы:

$$x_c = x_G + x_{T1} + 0.5x_L + x_{T2}$$

На рис. 9.3 показана векторная диаграмма нормального режима работы электропередачи, из которой ввиду равенства отрезков $OA = E \cdot \sin \delta$ и $BC = I_a x_c$ вытекает соотношение:

$$I_a x_c = E \sin \delta,$$

где I_a - активный ток; δ — угол сдвига вектора э. д. с. E относительно вектора напряжения приемной системы U .

Умножая обе части равенства на $\frac{U}{x_c}$, получаем:

$$UI_a = \frac{EU}{x_c} \sin \delta,$$

или

$$P = \frac{EU}{x_c} \sin \delta \quad (9.1)$$

где P — активная мощность, выдаваемая генератором.

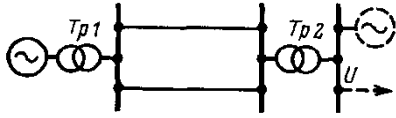


Рис. 9.1. Схема простейшей энергосистемы

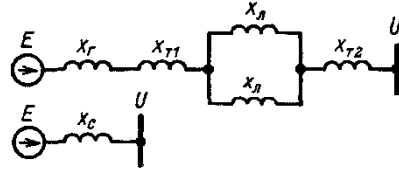


Рис.9.2. Схема замещения простейшей энергосистемы

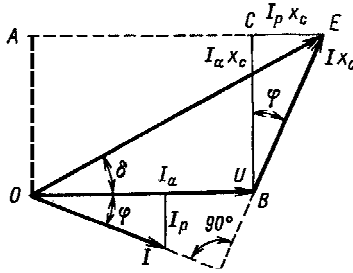


Рис. 9.3. Векторная диаграмма нормальной режима работы электропередачи.

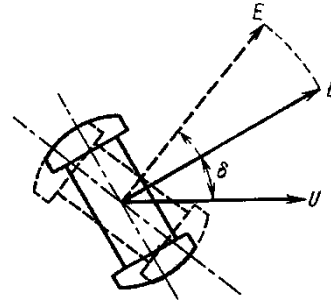


Рис. 9.4. Движение вектора э. д. с. генератора при ускорении генератора

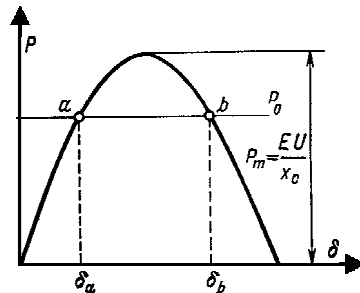


Рис. 9.5. Зависимость активной мощности от угла

При постоянстве э.д.с. E и напряжения U изменение передаваемой мощности P может быть обусловлено лишь соответствующим изменением угла δ . Как известно, изменение мощности, отдаваемой генератором, на станции осуществляется воздействием на регулирующие органы турбины. В исходном режиме мощность турбины уравнивается мощностью генератора, который вращается с неизменной частотой вращения. По мере открытия регулирующих клапанов (или направляющего аппарата у гидравлических турбин) мощность турбины возрастает и равновесие вращающего и тормозящего моментов турбины и генератора нарушается, что вызывает ускорение его вращения.

При ускорении генератора вектор э. д. с. E на рис. 9.4 перемещается относительно вращающегося с неизменной угловой скоростью вектора напряжения приемной системы U . Связанное с этим увеличение угла δ обуславливает согласно (9.1) соответствующее изменение мощности генератора P , возрастающей до тех пор, пока она вновь не уравнивает увеличивающуюся мощность турбины. Таким образом, величиной, непосредственно определяющей значение активной мощности, отдаваемой генератором энергосистеме, является угол δ .

Как вытекает из уравнения (9.1), зависимость мощности от угла δ имеет синусоидальный характер (рис. 9.5) и, следовательно, с увеличением угла δ мощность P сначала возрастает, но затем, достигнув максимального значения, начинает падать.

При данном значении э. д. с. генератора E и напряжения приемника U существует определенный максимум передаваемой мощности:

$$P_m = \frac{EU}{x_c} \quad (9.2)$$

Он может быть назван идеальным пределом мощности рассматриваемой простейшей электрической системы. Равновесие между мощностью турбины и генератора достигается лишь при значениях мощности, меньших P_m , причем данному значению мощности турбины P_0 соответствуют, вообще говоря, две возможные точки равновесия на характеристике мощности генератора и, следовательно, два значения угла δ_a и δ_b (рис. 9.5). Однако в действительности устойчивый установившийся режим работы электропередачи возможен только при угле δ_a . Режим, которому на рис. 9.5 отвечает точка b на падающей части характеристики, неустойчив и длительно существовать не может, т.к. даже при малом возмущении генератор выпадет из синхронизма.

3. Понятие о статической устойчивости

В рассматриваемых простейших условиях признаком устойчивости системы является такой характер изменения мощностей и моментов при небольшом отклонении от состояния равновесия, который вынуждает систему вновь возвращаться к исходному состоянию. В режиме работы в точке a (рис. 9.6), мощности генератора и турбины уравниваются друг друга. Если допустить, что угол δ_a получает небольшое приращение $\Delta\delta$, то мощность генератора, следуя синусоидальной зависимости от угла, также изменится на некоторую величину ΔP , причем, как видно из рис. 9.6., в точке a положительному приращению угла $\Delta\delta$ соответствует также положительное изменение мощности генератора ΔP . Что же касается мощности турбины, то она не зависит от угла δ и при любых изменениях последнего остается постоянной и равной P_0 . В результате изменения мощности генератора равновесие моментов турбины и генератора оказывается нарушенным и на валу машины возникает избыточный момент тормозящего характера, поскольку тормозящий момент генератора в силу положительного изменения мощности ΔP преобладает над вращающим моментом турбины.

Под влиянием тормозящего момента ротор генератора начинает замедляться, что обуславливает перемещение связанного с ротором вектора э.д.с. генератора E в сторону уменьшения угла δ . В результате уменьшения угла вновь восстанавливается исходный режим работы в точке a и, следовательно, этот режим должен быть признан устойчивым. К тому же выводу можно прийти и при отрицательном приращении угла $\Delta\delta$ в точке a .

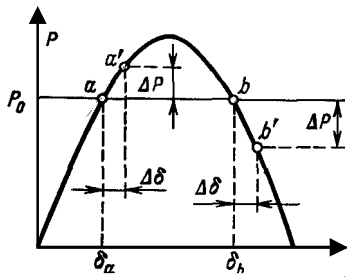


Рис. 9.6. Изменение мощности при приращениях угла

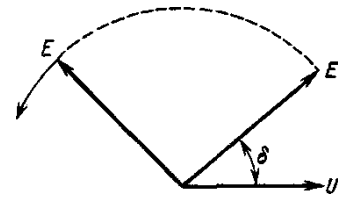


Рис. 9.7. Выпадение из синхронизма

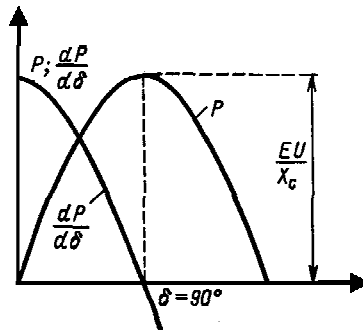


Рис. 9.8. Зависимость синхронизирующей мощности от угла

Совершенно иной получается картина в точке b . Здесь положительное приращение угла $\Delta\delta$ сопровождается не положительным, а отрицательным изменением мощности генератора ΔP . Изменение мощности генератора вызывает появление избыточного момента ускоряющего характера, под влиянием которого угол δ не уменьшается, а возрастает. С ростом угла мощность генератора продолжает падать, что обуславливает дальнейшее увеличение угла и т. д. Процесс сопровождается непрерывным перемещением вектора э. д. с. E относительно вектора напряжения приемной системы U (рис. 9.7) и станция выпадает из синхронизма. Таким образом, режим работы в точке b статически неустойчив и практически неосуществим.

Под статической устойчивостью, вообще говоря, понимают способность системы самостоятельно восстановить исходный режим работы при малом возмущении. Статическая устойчивость является необходимым условием существования установившегося режима работы системы, но отнюдь не предопределяет способности системы продолжать работу при резких нарушениях режима, например при коротких замыканиях.

Итак, точка a и, любая другая точка на возрастающей части синусоидальной характеристики мощности отвечают статически устойчивым режимам и, наоборот, все точки падающей части характеристики — статически неустойчивым. Отсюда вытекает следующий формальный признак статической устойчивости рассмотренной простейшей системы: приращения угла δ и мощности генератора P должны иметь один и тот же знак, т. е. $\Delta P/\Delta\delta > 0$ или, переходя к пределу:

$$dP/d\delta > 0 \quad (9.3)$$

Производная $dP/d\delta$, как известно, носит название синхронизирующей мощности, и, следовательно, критерием статической устойчивости системы в

рассмотренных условиях является положительный знак синхронизирующей мощности. Производная мощности по углу согласно (9.1) равна:

$$\frac{dP}{d\delta} = \frac{EU}{x_c} \cos \delta \quad (9.4)$$

Она положительна при $\delta < 90^\circ$ (рис. 9.8). В этой области и возможны устойчивые установившиеся режимы работы системы. Критическим с точки зрения устойчивости в рассматриваемых условиях (при чисто индуктивной связи генератора с шинами приемной системы) является значение угла $\delta = 90^\circ$, когда достигается максимум характеристики мощности.

Метод малых отклонений, или малых колебаний широко используется при анализе устойчивости системы.

Следует отметить, что причиной нарушения статической устойчивости может быть работа автоматики при ошибке в установке регулировочных коэффициентов или выходе режима за пределы зоны устойчивости.

4. Понятие о динамической устойчивости

То обстоятельство, что система сохраняет статическую устойчивость в установившемся режиме работы, еще не позволяет утверждать, что она окажется устойчивой и при резких внезапных нарушениях режима ее работы, подобных короткому замыканию (к.з.), отключению генераторов или линий и т.д. Эта сторона проблемы должна быть исследована самостоятельно и затрагивает круг вопросов, относящихся к так называемой «динамической устойчивости» электрических систем.

Для выяснения принципиальных положений динамической устойчивости рассмотрим явления, возникающие при внезапном отключении одной из двух параллельных цепей линии электропередачи (рис. 9.9), связывающей удаленную станцию с шинами неизменного напряжения. Схема замещения электропередачи в нормальном режиме (до отключения цепи) представлена на рис. 9.10,а. Индуктивное сопротивление системы, равное $x_c = x_T + x_{T1} + 0.5x_{Л} + x_{T2}$, определяет амплитуду характеристики мощности в этих условиях:

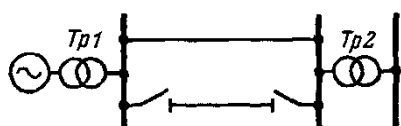


Рис. 9.9. Принципиальная схема электропередачи отключении цепи

$$P_m = \frac{EU}{x_c}$$

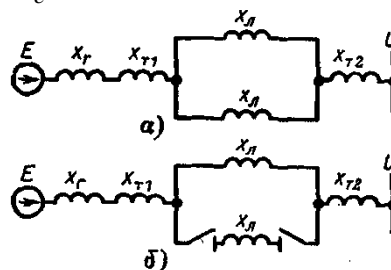


Рис. 9.10 Схема замещения электропередачи при нормальном режиме (а) и при отключении цепи (б)

Опуская влияние переходных электромагнитных процессов в генераторах, можно установить, что при отключении одной из цепей линии электропередачи индуктивное сопротивление системы получает новое значение (рис. 9.10,б): $x_c = x_T + x_{T1} + x_L + x_{T2}$ - большее, чем в нормальном режиме, поскольку индуктивное сопротивление линии при отключении цепи возрастает с $0,5x_L$ до x_L . Амплитуда характеристики мощности при отключенной цепи соответственно уменьшается до EU/x_{c1} . Характеристики мощности в условиях нормального режима и при отключенной цепи показаны на рис. 9.11. Если режим работы, предшествовавший отключению цепи, определялся точкой *a* на характеристике мощности (*I*) нормального режима при передаваемой мощности P_0 и угле δ_0 , то после отключения этому режиму должна соответствовать новая характеристика мощности (*II*), причем нетрудно установить, какая именно точка этой характеристики будет определять режим в момент отключения цепи. Этой точкой является точка *b* при том же значении угла $\delta = \delta_0$, что и в нормальном режиме. Угол δ сохраняет свое значение $\delta = \delta_0$ в момент отключения, поскольку вектор э. д. с. генератора *E* может перемещаться относительно вектора напряжения приемной системы *U* только при изменениях частоты вращения ротора генератора. Последняя же не может претерпевать скачкообразных изменений в силу существования механической инерции у ротора генератора.

В момент отключения цепи режим работы изменяется и характеризуется не точкой *a*, а точкой *b* на новой характеристике, что обуславливает внезапное уменьшение мощности генератора. Мощность турбины остается при этом неизменной и равной P_0 , так как регуляторы турбин реагируют на изменение частоты вращения агрегата, которая в момент отключения цепи сохраняет свое нормальное значение, как это только что было отмечено.

В дальнейшем скорость машины будет изменяться, однако и в этой стадии процесса можно в первом приближении считать, что регуляторы не успевают сколько-нибудь заметно повлиять на мощность, развиваемую турбиной.

Неравенство мощностей, а следовательно, и моментов на валу турбины и генератора вызывает появление избыточного момента, под влиянием которого агрегат турбина-генератор начинает ускоряться. Связанный с ротором генератора вектор э. д. с. *E* начинает вращаться быстрее, чем вращающийся с неизменной синхронной угловой скоростью ω_0 вектор напряжения шин приемной системы *U*. Изменения скорости *v* перемещения вектора э. д. с. генератора *E* относительно напряжения шин приемной системы *U*, представляющей разность угловых скоростей вращения векторов *E* и *U*, показаны на рис. 9.11.

Возникновение относительной скорости вращения *v* приводит к увеличению угла δ , и на характеристике мощности генератора при отключенной цепи рабочая точка перемещается из точки *b* по направлению к точке *c*. При этом мощность генератора начинает возрастать. Однако вплоть до точки *c* мощность

турбины все еще превышает мощность генератора и избыточный момент, хотя и уменьшается, но сохраняет свой знак, благодаря чему относительная скорость вращения непрерывно возрастает. В точке c мощности турбины и генератора вновь уравниваются друг друга и избыточный момент равен нулю. Однако процесс не останавливается в этой точке, так как относительная скорость вращения ротора достигает здесь наибольшего значения и ротор проходит точку c по инерции.

При дальнейшем росте угла δ мощность генератора уже превышает мощность турбины и избыточный момент изменяет свой знак. Он начинает тормозить агрегат. Относительная скорость вращения v теперь уменьшается и в некоторой точке d становится равной нулю. Это означает, что в точке d вектор \dot{e} д. с. E вращается с той же угловой скоростью, что и вектор напряжения U , и, следовательно, угол δ между ними больше не возрастает. Угол δ в этой точке достигает своего максимального значения δ_m . Однако и теперь процесс не останавливается, так как вследствие неравенства мощностей турбины и генератора на валу агрегата существует избыточный момент тормозящего характера, под влиянием которого частота вращения продолжает уменьшаться и относительная скорость v становится отрицательной. Угол δ начинает уменьшаться, и рабочая точка, характеризующая процесс на характеристике мощности, перемещается в обратном направлении к точке c . Эту точку ротор вновь проходит по инерции, и около точки b угол достигает своего нового минимального значения, после чего вновь начинает возрастать. После ряда постепенно затухающих колебаний в точке c устанавливается новый установившийся режим с прежним значением передаваемой мощности P_0 и новым значением угла $\delta_{уст}$. Картина колебаний угла δ во времени показана на рис. 9.12. Постепенное уменьшение амплитуды обуславливается потерями энергии при колебаниях частоты вращения генератора.

Такой характер перехода к новому режиму не влечет за собой каких-либо осложнений. Во всяком случае в нарисованной картине нарушение устойчивости не имело места. Можно отметить лишь, что в переходном электро-механическом процессе угол δ достигал значений (δ_m), превышающих значение $\delta_{уст}$ нового установившегося режима.

Возможен и другой исход процесса (рис. 9.13). Торможение ротора, начиная с точки c , уменьшает относительную скорость вращения v . Однако угол в этой фазе процесса все еще возрастает, и если он успеет достигнуть критической величины $\delta_{кр}$ в точке c на пересечении падающей ветви синусоиды мощности генератора с горизонталью мощности турбины P_0 прежде, чем относительная скорость v упадет до нуля, в дальнейшем избыточный момент на валу машины становится вновь ускоряющим, скорость v начнет быстро возрастать и генератор выпадает из синхронизма (рис. 9.14).

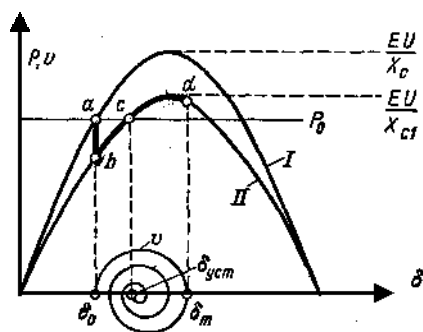


Рис. 9.11. Колебания мощности и относительной угловой скорости генератора при отключении цепи

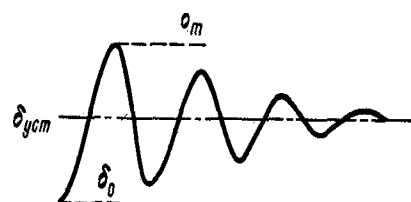


Рис. 9.12. Колебания угла при отключении одной параллельной цепи электропередачи.

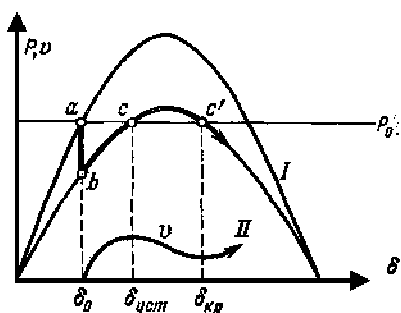


Рис. 9.13. Нарушение динамической устойчивости при отключении одной параллельной цепи электропередачи

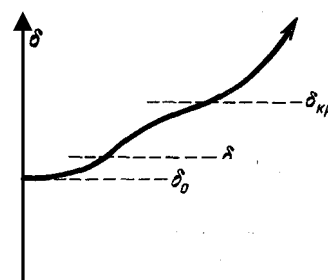


Рис. 9.14. Нарастание угла при нарушении устойчивости

Если в процессе качаний будет пройдена точка c' , то возврат к установившемуся режиму уже невозможен.

Несмотря на теоретическую возможность существования нового установившегося (и статически устойчивого) режима в точке c , процесс качания машины при переходе к этому режиму может привести к выпадению машины из синхронизма. Такой характер нарушения устойчивости может быть назван динамическим.

Вопросы для самопроверки

1. Что влекут за собой нарушения устойчивости работы в электрических системах?
2. Признаком устойчивости системы является?
3. Сумма чего дает результирующее индуктивное сопротивление системы?
4. Что понимают под статической устойчивостью?
5. Что понимают под динамической устойчивостью?
6. Что может быть причиной нарушения статической устойчивости?
7. Какой метод широко используется при анализе устойчивости системы?
8. Что вызывает появление избыточного момента на валу генератора?
9. Какой характер перехода к новому режиму не влечет за собой каких-либо осложнений?
10. Что являются основной причиной нарушений динамической устойчивости?

ЛЕКЦИЯ 10. Статическая устойчивость

План

1. Влияние индуктивного сопротивления системы
2. Влияние параметров схемы на характеристики мощности
3. Характеристика мощности электропередачи с регулируемыми генераторами

1. Влияние индуктивного сопротивления системы

При данном значении передаваемой мощности P , например отвечающей точке a на рис. 9.13, отношение амплитуды синусоидальной характеристики мощности $P_m = EU/x_c$ к P_0 характеризует степень устойчивости данного режима и носит название запаса статической устойчивости. Часто запасом называют также отношение:

$$k_c = \frac{P_m - P_0}{P_0}. \quad (10.1)$$

Амплитуда мощности обратно пропорциональна индуктивному сопротивлению системы x_c , и, следовательно, запас устойчивости с увеличением x_c быстро уменьшается.

Индуктивное сопротивление системы является одним из важнейших факторов, определяющих степень статической устойчивости системы. Оно в целом складывается из индуктивных сопротивлений генераторов, трансформаторов и линий электропередачи. На рис. 10.1 показано соотношение между индуктивными сопротивлениями отдельных элементов типичной электропередачи 220 кВ длиной 200 км, связывающей электростанцию с приемной системой [в случае, если генераторы станции не снабжены системой АРВ. В этих условиях в x_c в качестве индуктивного сопротивления генераторов входит их синхронное сопротивление, имеющее большое относительное значение].

Как вытекает из диаграммы, в рассматриваемых условиях удельное индуктивное сопротивление генераторов достигает 2/3 общего индуктивного сопротивления системы. Гиперболический характер зависимости идеального предела мощности P_m , от индуктивного сопротивления системы справедлив лишь при условии постоянства э. д. с. E . В действительности же увеличение сопротивления x_c при неизменных значениях передаваемой в систему активной и реактивной мощности сопровождается обычно некоторым ростом и э. д. с. E , как это вытекает из векторной диаграммы (рис. 10.2), построенной для условий передачи одной и той же мощности при двух различных значениях индуктивного сопротивления системы.

Поэтому кривая зависимости идеального предела мощности от x_c , при учете влияния изменения э.д.с. отклоняется от гиперболы и становится несколько более полой (рис. 10.3). Однако и в этих условиях индуктивное

сопротивление системы сохраняет свое значение основного фактора, определяющего запас статической устойчивости.

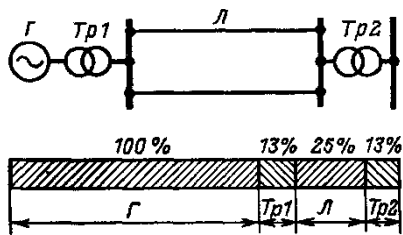


Рис.10.1. Диаграмма относительных значений индуктивных сопротивлений

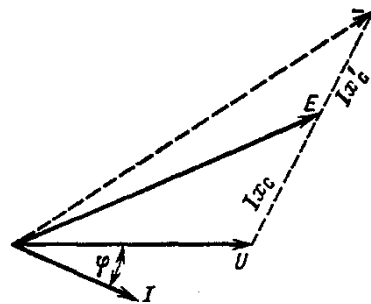


Рис.10.2. Изменение э. д. с. генераторов при увеличении индуктивного сопротивления системы

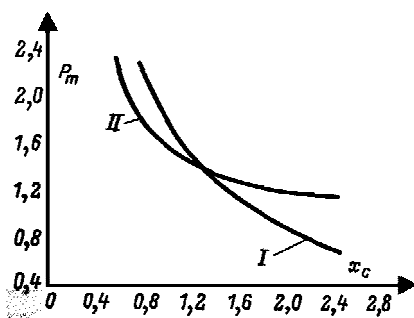


Рис.10.3. Зависимости идеального предела мощности от индуктивного сопротивления системы: I - без учета изменения э.д.с. генератора; II — с учетом изменения э.д.с. генератора

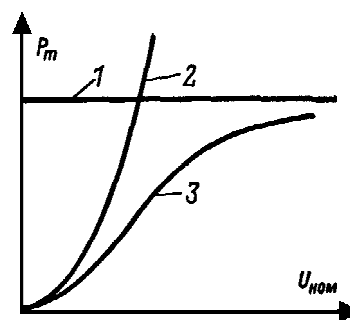


Рис.10.4. Зависимости идеального предела мощности от номинального напряжения электропередачи: 1-для генераторов и трансформаторов; 2 - для линии; 3 - для системы.

Возвращаясь к вопросу об удельном значении индуктивного сопротивления отдельных элементов системы, следует отметить, что при сопоставлении этих сопротивлений, они, разумеется, должны быть приведены к одной ступени напряжения. При приведении индуктивного сопротивления линии x_L к напряжению генераторов оно уменьшается в отношении k^2 , где k — коэффициент трансформации повышающих трансформаторов системы. В результате этого с увеличением номинального напряжения линии реактивное сопротивление x_c системы в целом уменьшается и предел мощности P_m возрастает (рис. 10.4), приближаясь к пределу мощности, определяемому сопротивлениями генераторов и трансформаторов и не зависящему от напряжения линии. При низком номинальном напряжении линии электропередачи предельная мощность определяется в основном индуктивным сопротивлением линии и изменяется пропорционально квадрату напряжения.

2. Влияние параметров схемы на характеристики мощности

Зависимости активной мощности от угла сдвига вектора э. д. с. δ имеют и в самых общих условиях при $E = \text{const}$ синусоидальный характер, однако синусоиды смещены как относительно оси абсцисс, так и относительно оси ординат. Смещение характеристики мощности обусловливается потерями активной мощности в элементах схемы. Оно возникает при наличии в схеме активных сопротивлений. Если активные сопротивления в схеме отсутствуют, то составляющие собственных и взаимных сопротивлений и проводимостей ветвей равны нулю. При этом мощности генератора и приемника:

$$P_G = P_H = \frac{EU}{x_{12}} \sin \delta.$$

Характеристика мощности имеет тот же вид, что и при схеме замещения электропередачи с последовательным соединением реактивных сопротивлений, с той только разницей, что вместо суммарного индуктивного сопротивления x_c в знаменатель входит взаимное сопротивление x_{12} . Для T - образной схемы с индуктивными сопротивлениями ветвей x_1, x_2 и x_3 (рис. 10.5) взаимное сопротивление $x_{12} = x_1 + x_2 + \frac{x_1 x_2}{x_3}$ и характеристика мощности имеет амплитуду:

$$P_m = \frac{EU}{x_1 + x_2 + \frac{x_1 x_2}{x_3}} \quad (10.2)$$

Если бы шунтирующее индуктивное сопротивление x_3 в схеме отсутствовало, то амплитуда характеристики мощности была бы равной:

$$P_m = \frac{EU}{x_1 + x_2} \quad (10.3)$$

Поскольку знаменатель в выражении (10.2) больше, чем в (10.3), очевидно, амплитуда мощности в первом случае меньше (кривая 3 на рис. 10.5), чем во втором (кривая 2 там же), и разница между ними тем больше, чем меньше шунтирующее индуктивное сопротивление x_3 .

Таким образом, можно констатировать, что шунтирующие индуктивные сопротивления в схеме электропередачи снижают амплитуду характеристики мощности. Это обстоятельство имеет очень большое значение для динамической устойчивости при коротких замыканиях.

Такой характер изменения амплитуды мощности справедлив, однако, только при условии, что э. д. с. генератора E сохраняет одно и то же значение как при наличии шунтирующего индуктивного сопротивления, так и без него. В установившемся режиме работы системы при подключении индуктивного шунтирующего сопротивления (например, сопротивления x_3 в схеме на рис. 10.5) для того, чтобы восстановить напряжение в точке подключения сопротивления, приходится увеличивать э. д. с. генератора E с тем, чтобы компенсировать потерю напряжения от реактивного тока, потребляемого

индуктивным сопротивлением x_3 . Это увеличение э. д. с. приводит к прямо противоположным результатам, обуславливающим повышение характеристики мощности (кривая 1 на рис. 10.5).

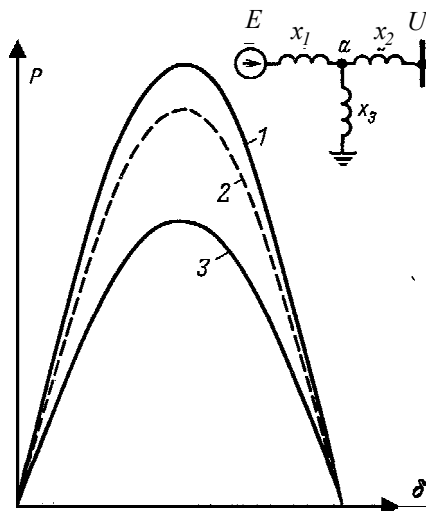


Рис. 10.5. Влияние шунтирующего индуктивного сопротивления на амплитуду характеристики мощности: 1 – характеристика мощности при увеличенной э. д. с.; 2 – при отсутствии x_3 ; 3 – при неизменной э. д. с.

При наличии в схеме электропередачи активных сопротивлений мощности генератора и приемника, вообще говоря, различны, и разница между ними определяется значением потерь мощности между генератором и приемной системой.

Характеристики мощности имеют вид, представленный на рис. 10.6, причем:

$$P_G = E^2 y \sin \alpha + EU y \sin(\delta - \alpha)$$

$$P_H = -U^2 y \sin \alpha + EU y \sin(\delta + \alpha)$$

Характеристика мощности генератора смещена вверх на величину $P_{11} = E^2 y \sin \alpha$ и вправо на угол α , синусоидальная характеристика мощности P_H сдвинута, наоборот, вниз на $U^2 y \sin \alpha$ и влево на угол α .

Если приемная система имеет бесконечную мощность, то характеристика мощности P_H не представляет интереса с точки зрения устойчивости. Работа на падающей ветви этой характеристики не приводит к неустойчивости поскольку вектор напряжения бесконечно мощной системы вращается с неизменной синхронной скоростью при любых значениях передаваемой приемнику мощности и, следовательно, возможность нарастающего изменения угла δ за счет перемещений вектора U исключена. В этих условиях устойчивость системы передачи связывается исключительно с характеристикой мощности генератора и нарушение устойчивости происходит при неизменной э. д. с. E при достижении максимума этой характеристики, равного :

$$P_m = E^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + EU y_{12},$$

при угле $\delta_{кр} = 90^\circ + \alpha_{12}$, несколько большем 90° .

Если активное сопротивление в схеме электропередачи включено не последовательно, а параллельно, например, в виде промежуточной нагрузки на рис. 5.7, то взаимное сопротивление:

$$Z_{12} = jx_1 + jx_2 + \frac{jx_1 jx_2}{r} = -\frac{x_1 x_2}{r} + j(x_1 + x_2)$$

Вещественная составляющая здесь отрицательна $r_{12} = -\frac{x_1 x_2}{r}$, а следовательно, отрицателен и угол α_{12} .

Активное сопротивление r_{12} может получиться отрицательным потому, что сопротивление Z_{12} не является, по существу, реально существующим сопротивлением, а представляет собой лишь некоторый комплексный коэффициент пропорциональности между током в одной ветви схемы и э. д. с. в другой ветви. Собственные сопротивления Z_{11} и Z_{22} определяются как отношение напряжения к току в одной и той же ветви схемы замещения. Поэтому их активные составляющие не могут быть отрицательны. Таким образом, дополнительные углы α_{11} и α_{22} фазных углов комплексных собственных сопротивлений всегда положительны.

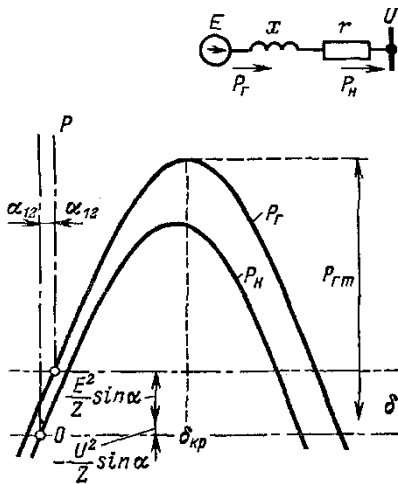


Рис.10.6. Характеристики мощности при учете последовательного активного сопротивления

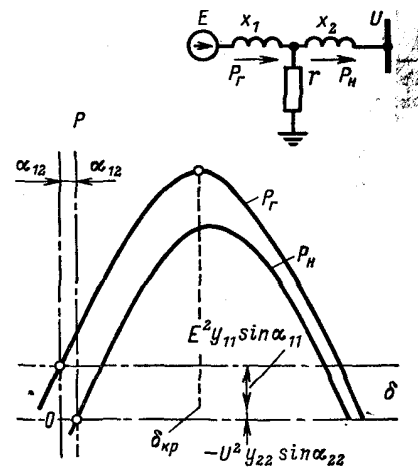


Рис.10.7. Характеристики мощности при наличии шунтированного активного сопротивления

Синусоидальная характеристика мощности генератора на рис. 5.7 сдвинута вверх и влево, а приемной системы — вниз и вправо. Неустойчивость системы при $E = \text{const}$ возникает при достижении максимума характеристики мощности генератора:

$$P_G = E^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + EU y_{12}$$

при угле $\delta_{kp} = 90^\circ + \alpha_{12}$, меньшем 90° .

Таким образом, можно констатировать, что под влиянием активных сопротивлений критический угол δ_{kp} отклоняется от 90° в ту или иную сторону на дополнительный угол взаимного комплексного сопротивления ветви α_{12} .

Идеальный предел мощности генераторов в этих условиях представляет собой сумму постоянной составляющей и амплитуды синусоидальной составляющей в выражении мощности.

3. Характеристика мощности электропередачи с регулируемым генераторами

Предполагалось, что э. д. с. генераторов при изменении их мощности остается постоянной. Как можно видеть, связанное с ростом передаваемой мощности увеличение угла δ обуславливает снижение напряжения генератора. Если возрастание нагрузки происходит достаточно медленно, то э. д. с. генераторов путем регулирования тока возбуждения может быть изменена для поддержания постоянства напряжения на шинах генераторного напряжения. Предел передаваемой мощности при этом резко возрастает.

Обратимся снова к схеме электропередачи (рис. 10.8) с индуктивным сопротивлением системы $x_c = x_G + x_{T1} + x_L + x_{T2}$. Значение напряжения на шинах генераторов U_G в этой схеме нетрудно получить на векторной диаграмме (рис. 10.9), прибавляя к вектору напряжения приемника U падение напряжения в суммарном индуктивном сопротивлении трансформаторов и линии, равно: $Ix_{TL} = I(x_{T1} + x_L + x_{T2})$. Прибавляя далее к вектору U_G падение напряжения в синхронном индуктивном сопротивлении генератора x_G , находим э. д. с. генератора в данном режиме E . Вектор напряжения на шинах генератора U_G делит вектор полного падения напряжения Ix_c на два отрезка: Ix_{ml} и Ix_G — в отношении значений индуктивных сопротивлений x_{ml} и x_G . При увеличении угла δ на $\Delta\delta$ вектор э. д. с. генератора E займет новое положение, показанное на диаграмме рис. 10.9 штриховой линией. Положение вектора напряжения генератора U_G в новом режиме можно найти, разделив в том же отношении значений индуктивных сопротивлений x_{ml} и x_G вектор полного падения напряжения, соединяющий концы векторов E и U .

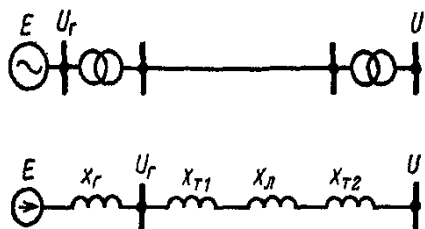


Рис.10.8. Принципиальная схема и схема замещения

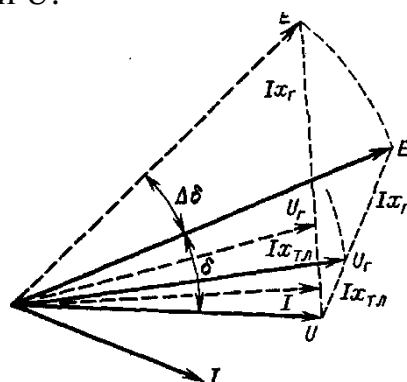


Рис.10.9. Изменение напряжения при увеличении угла

Как вытекает из диаграммы, вектор напряжения U_G при увеличении угла δ поворачивается, следуя за вектором E , и, что особенно важно, U_G при этом

уменьшается. Этот вывод, очевидно, справедлив для напряжения любой другой промежуточной точки схемы электропередачи: на шинах подстанции, на линии и т. д.

При наличии у генераторов автоматических регуляторов возбуждения контролирующего напряжение U_G , регуляторы, реагируя на понижение напряжения при возрастании угла δ , будут увеличивать ток возбуждения генераторов, а с ними э. д. с. E до тех пор, пока не восстановят прежнего значения напряжения.

Таким образом, исследуя установившиеся режимы работы генераторов, имеющих автоматические регуляторы напряжения, при различных значениях угла δ следует исходить из постоянства напряжения на шинах генераторного напряжения U_G . Значение же э. д. с. генераторов E в этих условиях будет изменяться, возрастая с увеличением угла δ (рис. 5.10). Если при неизменной э. д. с. характеристика мощности генераторов в зависимости от угла δ представляет собой синусоиду:

$$P = \frac{EU}{x_c} \sin \delta$$

то при наличии регуляторов напряжения эта характеристика будет иметь более сложный характер, отражая непрерывное изменение э. д. с. генераторов в зависимости от угла δ . Построив для различных значений э. д. с. E семейство синусоид, амплитуды которых пропорциональны E (рис. 10.11), характеристику мощности с учетом изменения э. д. с. (которую мы назовем внешней характеристикой) можно получить, переходя с одной синусоиды на другую в соответствии с ростом э. д. с., вытекающим из векторной диаграммы, приведенной на рис. 10.10. Если увеличение мощности и угла происходит достаточно медленно, то такая же характеристика может быть получена и при ручном регулировании напряжения. Внешняя характеристика имеет возрастающий характер даже в области углов $\delta > 90^\circ$, что нетрудно объяснить увеличением э. д. с. E , которое преобладает над уменьшением $\sin \delta$ в выражении мощности при углах, несколько больших 90° .

Максимум внешней характеристики достигается не при $\delta = 90^\circ$, а при $\delta_G = 90^\circ$, где δ_G — угол вектора напряжения на шинах генераторов U_G . Угол δ при этом уже значительно превышает 90° . Однако неустойчивость системы возникает ранее, и при регуляторах напряжения с зоной нечувствительности, а тем более при ручном регулировании, критическим с точки зрения устойчивости следует признать режим не при $\delta_G = 90^\circ$, а при $\delta = 90^\circ$. В области углов $\delta < 90^\circ$ несовершенство регулирования не приводит непосредственно к неустойчивости системы, так как даже синусоидальные характеристики при постоянстве э. д. с. имеют в этой области значений углов возрастающий характер.

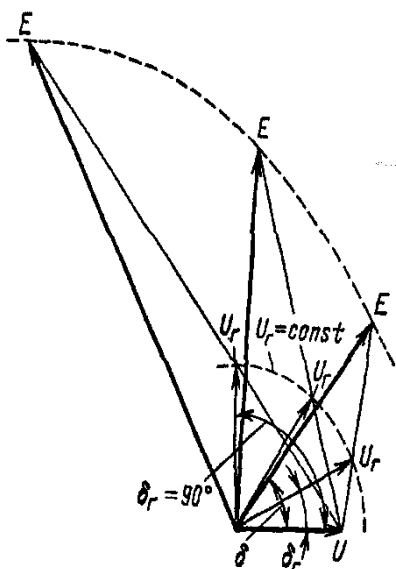


Рис.10.10. Изменение э. д. с. с увеличением угла

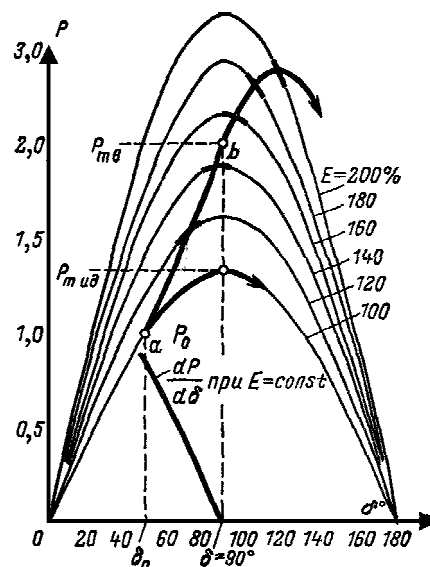


Рис.10.11. Определение внутреннего предела мощности

При углах же $\delta > 90^\circ$ режим переходит на падающие ветви синусоидальных характеристик мощности; система становится внутренне неустойчивой и удержать машины в синхронизме здесь можно лишь при исключительно точном регулировании. Таким образом, при ручном регулировании возможность устойчивой работы в этой области практически исключена. Затруднена она и при автоматическом регулировании [в случаях, когда регуляторы имеют зону нечувствительности]. При изменении напряжения в пределах этой зоны регуляторы не работают и э. д. с. генераторов остается постоянной. Критерием статической устойчивости является знак синхронизирующей мощности $dP/d\delta$, т. е. предела отношения приращения мощности к приращению угла при бесконечно малом отклонении от исходного установившегося режима работы системы.

Рассматривая внешнюю характеристику мощности как совокупность возможных установившихся режимов работы при ручном регулировании и при автоматическом регулировании напряжения с зоной нечувствительности, устойчивость этих режимов в каждой точке внешней характеристики следует проверять по знаку синхронизирующей мощности при постоянстве э. д. с. генераторов, определяемой по касательной не к внешней характеристике, а к соответствующей внутренней характеристике мощности, как это показано на рис. 10.11. Предельное значение мощности в этих условиях, так называемый внутренний предел мощности $P_{mв}$, достигается в точке b на внешней характеристике при $\delta_{кр} = 90^\circ$ (или $\delta_{кр} = 90^\circ + \alpha_{12}$ при наличии в системе активных сопротивлений).

Как было отмечено, система не может работать на пределе устойчивости. На случай непредвиденных изменений режима необходим определенный запас устойчивости. Несвершенство регулирования напряжения вручную заставляет при определении запаса устойчивости при таком регулировании ориентироваться на постоянство э. д. с. генераторов.

Для каждой точки внешней характеристики мощности существует свой запас устойчивости, определяемый по внутренней характеристике, проходящей через данную точку (рис. 10.12). По мере увеличения P_0 запас уменьшается и становится равным нулю при достижении внутреннего предела мощности. Ввиду того, что необходимо иметь определенное значение запаса устойчивости наибольшее допустимое значение передаваемой мощности P_0 при ручном регулировании напряжения далеко не достигает внутреннего предела.

При автоматических регуляторах напряжения [имеющих зону нечувствительности] могут быть допущены меньшие запасы по внутренней характеристике, а следовательно, и большие значения передаваемой мощности P_0 , поскольку при более или менее значительных изменениях режима можно не считаться с зоной нечувствительности регуляторов. Регуляторы обеспечивают дополнительный запас устойчивости вплоть до внутреннего предела мощности. Это обстоятельство позволяет рассматривать автоматические регуляторы напряжения как одно из наиболее эффективных средств увеличения статической устойчивости.

Регуляторы без зоны нечувствительности принципиально позволяют работать и за внутренним пределом мощности, еще более расширяя область устойчивой работы генераторов.

Положительный эффект автоматических регуляторов напряжения может быть ограничен характеристиками возбудителей. При срабатывании регулятора напряжение возбудителя растет не беспрестанно. Оно ограничивается некоторым максимальным значением - так называемым потолком возбуждения. Потолку возбуждения соответствует и некоторое предельное значение э. д. с. генератора E_m . Если потолок возбуждения будет достигнут при угле, меньшем 90° (например, в точке b на рис. 10.13), то при дальнейшем росте угла процесс протекает уже при постоянстве э. д. с. $E = E_m$ и предел мощности получается равным амплитуде синусоиды мощности, построенной при $E = E_m$.

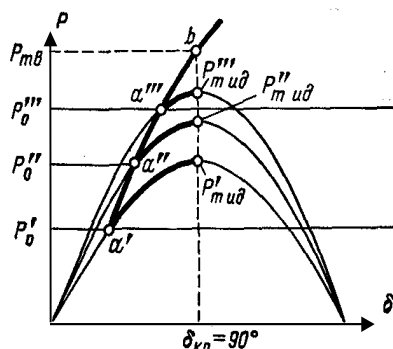


Рис.10.12. Изменение запаса устойчивости, определяемого по внутренней характеристике

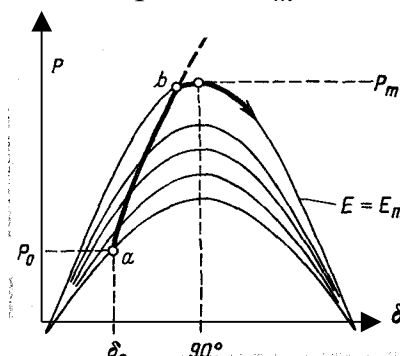


Рис. 10.13. Предел мощности при ограниченном изменении э. д. с.

Если бы регулятор обладал идеальной чувствительностью и ток возбуждения генератора изменялся без всякого запаздывания, то работа генератора протекала бы при любых изменениях угла δ — конечных или бесконечно

малых — на внешней характеристике $P = f(\delta)$ при постоянстве напряжения на выводах генераторов. В этих условиях предельный, с точки зрения статической устойчивости, режим определяется амплитудой внешней характеристики мощности, достигаемой при углах δ , значительно больших 90° . Однако неизбежное запаздывание в изменении тока возбуждения возбудителя, особенно генератора, а также запаздывание в изменении токов в цепях самого регулятора усложняют условия сохранения устойчивости. Зона устойчивой работы при этом может быть расширена вплоть до значения мощности, равного амплитуде внешней характеристики, только при специальном выборе закона регулирования, который может быть реализован так называемыми регуляторами сильного действия.

Если же регулирование возбуждения осуществляется под действием регулятора, который, как рассматривалось ранее, изменяет ток возбуждения только в зависимости от изменения напряжения (регулятор пропорционального действия), то при наличии запаздывания генератор сможет работать при углах δ , в той или иной степени превышающих 90° , но не достигающих значения, при котором характеристика мощности имеет максимальное значение. На рис. 10.14 показаны условия работы генератора с регулятором напряжения пропорционального действия при $\delta > 90^\circ$, где характеристики мощности при неизменных значениях э. д. с. холостого хода генератора $E = \text{const}$ имеют уже падающий характер, но внешняя характеристика мощности при $U_G = \text{const}$ еще заметно возрастает. При небольшом возмущении исходного режима работы генератора, отвечающего точке a , увеличение угла обуславливает уменьшение напряжения на шинах генератора. Регулятор напряжения повышает напряжение на обмотке возбуждения возбудителя, но ток возбуждения возбудителя, а с ним и напряжение якоря возбудителя возрастают не сразу, а постепенно в связи с существованием самоиндукции у обмотки возбуждения. Нарастание тока возбуждения генератора еще более замедлено, поскольку индуктивность обмотки возбуждения генератора весьма велика. Поэтому изменение мощности генератора на рис. 10.14 в первый момент времени следует характеристике мощности при постоянстве э. д. с. генератора, соответствующей точке a . Мощность генератора падает, и под влиянием избытка мощности турбины угол δ продолжает возрастать. Однако ток возбуждения и э. д. с. генератора также начинают изменяться и режим работы генератора переходит с одной характеристики мощности на другую, что не только замедляет снижение мощности генератора, но в дальнейшем приводит к увеличению мощности генератора с ростом угла. В точке b избыток мощности исчезает, но инерция ротора обуславливает дальнейшее увеличение угла, сопровождаемое ростом мощности генератора. Избыток мощности генератора затормаживает ротор, и в точке c достигается максимальное значение угла, после чего угол начинает уменьшаться. После того как будет пройдена точка d , лежащая на внешней характеристике мощности, регулятор напряжения начинает уменьшать напряжение возбудителя и кривая изменения мощности генератора пересекает семейство внутренних характеристик мощности в обратном направлении в соответствии с уменьшением э. д. с. E . После нескольких циклов колебания

затухают и устанавливается первоначальный режим работы в точке a .

Несколько иначе обстоит дело, если у регулятора существует зона нечувствительности, неизбежная у всех регуляторов электромеханического типа. Такие регуляторы начинают работать только после того, как отклонение напряжения в ту или иную сторону достигнет определенного значения, необходимого для того, чтобы преодолеть сопротивление подвижных частей регулятора. При меньших отклонениях, лежащих в пределах зоны нечувствительности, регулятор не работает. В подобных условиях для генератора можно построить две внешние характеристики мощности, соответствующие границам зоны нечувствительности (рис. 10.15). Если исходному режиму работы генератора при $\delta > 90^\circ$ соответствует точка a , то вследствие существования у регулятора зоны нечувствительности этот режим длительно существовать не может. Из-за того что внутренняя характеристика мощности падает, угол δ начинает нарастать (или уменьшаться). После того как будут пройдены границы зоны нечувствительности, регулятор начинает работать и, изменяя э. д. с. генератора, может затормозить его и ограничить нарастание угла, так же как и в случае, рассмотренном на рис. 10.14. Однако если в результате затухания колебаний процесс и возвратился бы к исходным параметрам, характеризваемым точкой a , то в силу внутренней неустойчивости режима в этой точке колебания немедленно возникли бы снова.

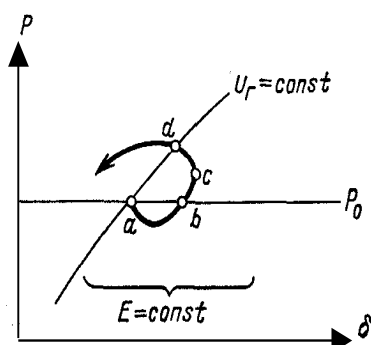


Рис. 10.14. К оценке условия работы генератора при $\delta > 90^\circ$ при регуляторе без зоны нечувствительности

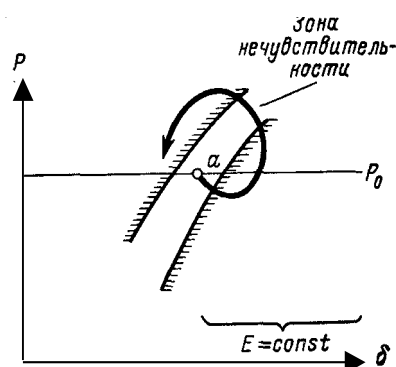


Рис. 10.15. Характеристики мощности при наличии зоны нечувствительности регуляторов

Таким образом, характерной особенностью работы генератора в области значений угла $\delta > 90^\circ$ при регуляторах, имеющих зону нечувствительности, являются непрерывные незатухающие конечные колебания угла δ , а следовательно, мощности, напряжения и тока генератора. Эти колебания затрудняют контроль за работой генератора и заставляют отрицательно характеризовать возможность работы генераторов в области $\delta > 90^\circ$ при регуляторах напряжения электромеханического типа.

При регуляторах, не имеющих зоны нечувствительности, как было показано на рис. 10.14, режим работы генератора при $\delta > 90^\circ$ также характеризуется колебаниями угла, которые определяются запаздыванием изменения тока в цепях генератора, возбuditеля и системы АРВ. Однако эти колебания при правильной настройке регуляторов затухают и поэтому не могут

рассматриваться в качестве безусловной причины нереализуемости режима в области, где $\delta > 90^\circ$, как это было для генераторов, снабженных регуляторами с зоной нечувствительности.

Качественный анализ процесса, выполненный с помощью зависимостей, приведенных на рис. 10.14 показал, что характер процесса изменения угла зависит как от того, в какой мере влияет запаздывание токов на изменение мощности генератора, так и от скорости изменения тока возбуждения под влиянием регулятора, определяющей на рис. 10.14 переход рабочей точки с одной внутренней характеристики на другую. Поэтому выбором коэффициента усиления регулятора, который характеризует степень изменения э. д. с. генератора при изменении контролируемого регулятором напряжения, можно влиять на процесс изменения колебаний угла δ . Математический анализ этого процесса показывает, что при регуляторах пропорционального действия, не имеющих зоны нечувствительности, предельный угол, при котором малые колебания угла δ не имеют нарастающего характера, оказывается всегда меньше угла, отвечающего амплитуде внешней характеристики мощности. Следовательно, такие регуляторы обеспечивают расширение зоны устойчивой работы за предел 90° , но не позволяют повышать передаваемую мощность до теоретически максимально возможного значения.

Вопросы для самопроверки

1. Какие методы могут быть использованы для анализа статической устойчивости установившихся режимов?
2. Виды и причины нарушения устойчивости в электрических системах.
3. Чем обеспечивается статическая устойчивость установившихся режимов?
4. Анализ угловых характеристик синхронного генератора по условиям обеспечения устойчивости
5. Основные признаки появления нарушений устойчивости электрических систем.
6. Какие регуляторы называются регуляторами сильного действия
7. Как с помощью зависимостей выполняется качественный анализ процесса
8. Чем может быть ограничен положительный эффект автоматических регуляторов напряжения
9. Какое обстоятельство позволяет рассматривать автоматические регуляторы напряжения как одно из наиболее эффективных средств увеличения статической устойчивости
10. Почему система не может работать на пределе устойчивости

ЛЕКЦИЯ 11. Динамическая устойчивость. Основные положения при расчете динамической устойчивости

План

1. Общая характеристика вопроса
2. Динамическая устойчивость электростанции, работающей на шины бесконечной мощности.
3. Устойчивость двух электростанций конечной мощности.
4. Правило площадей при работе станции на шины бесконечной мощности.

1. Общая характеристика вопроса

Всякое внезапное нарушение рабочего режима электрической системы, состоящей из электростанций, линий электропередачи и нагрузок, вызывает качания синхронных машин (генераторов, синхронных двигателей и компенсаторов). При неблагоприятных условиях размах колебаний может получиться настолько большим, что отдельные машины или целые электростанции выпадут из синхронизма.

Причина возникновения качаний заключается в следующем. Как правило, аварии в системах передачи сопровождаются внезапным изменением мощности, отдаваемой в сеть электростанциями. Регуляторы первичных двигателей обладают значительной инерцией и могут реагировать на изменение мощности или, вернее, на изменение частоты вращения машины с определенным запаздыванием. В результате равновесие между отдаваемой генераторами мощностью и мощностью, развиваемой первичными двигателями, нарушается и на валу машин возникают избыточные моменты, вызывающие изменение скорости и относительное перемещение роторов. Дальнейший характер возникших колебаний зависит от целого ряда факторов. Значения отдаваемой машинами мощности и избыточных моментов, ускоряющих или замедляющих роторы машин, в каждый момент времени определяются абсолютным значением и фазой ε д. с. всех машин системы, которые с течением времени изменяются, причем изменение фаз связано с относительным перемещением роторов и зависит, таким образом, от инерции вращающихся масс, т. е. от механических свойств системы, тогда как изменение абсолютных значений ε д. с. определяется преимущественно переходными электромагнитными процессами в машинах и зависит от действий АРВ и ряда других факторов.

Качания синхронных машин могут возникнуть также в следующих случаях: при внезапном скачке нагрузки, при отключении линии или трансформатора, при отключении генератора и при коротком замыкании (к.з.).

Из этих видов аварии наиболее опасным является к.з., с которым и необходимо считаться в первую очередь. При заземленной нейтрали могут быть следующие виды к.з.: однофазное замыкание на землю; непосредственное замыкание между двумя фазами; двухфазное замыкание на землю; трехфазное к. з.

Наибольшие затруднения в отношении устойчивости возникают при трех-

фазном к.з. Вследствие резкого снижения напряжения при трехфазном к.з. связь между генераторными станциями настолько ослабляется, что устойчивость системы часто нарушается.

При однофазном и двухфазном к.з. (особенно в первом случае) снижение напряжения получается меньше и генераторы находятся в более благоприятных условиях, чем в случае трехфазного к.з.

Поскольку вероятность однофазного к.з. достаточно велика, опасности выпадения машин из синхронизма в этих условиях необходимо избегать.

В ответственных системах следует добиваться сохранения устойчивости также и при трехфазном к.з. Другие виды аварий, такие, как отключение линий, трансформаторов и генераторов, с точки зрения динамической устойчивости обычно менее опасны, чем к.з. Поэтому расчеты динамической устойчивости проводятся [применительно к нарушению установившегося режима, причиной которого являются к.з.].

2. Динамическая устойчивость электростанции, работающей на шины бесконечной мощности, устойчивость двух электростанций конечной мощности. Правило площадей при работе станции на шины бесконечной мощности.

Рассмотрим простейший случай работы электростанции через двухцепную линию электропередачи на шины бесконечной мощности (рис. 11.1). Предпосылка постоянства напряжения на шинах системы по абсолютному значению и фазе исключает возможность качаний приемной системы и значительно упрощает анализ явлений. На рис. 11.2 приведена упрощенная схема замещения рассматриваемой системы при нормальном режиме, представляющая собой последовательное соединение индуктивных сопротивлений отдельных элементов системы, дающее в сумме x_c :

$$x_c = x_G + x_{T1} + 0.5x_l + x_{T2};$$

здесь под индуктивным сопротивлением генератора следует понимать его переходное индуктивное сопротивление x_d' .

Было установлено, что при быстром изменении угла в нормальном или аварийном режиме характеристику мощности генератора можно считать синусоидальной, отбросив вторую гармонику мощности и полагая

$$P = \frac{EU}{x_c} \sin \delta,$$

где $E = E'$ - переходная э. д. с. генератора, приложенная в его схеме замещения за переходным индуктивным сопротивлением, одинаковым для продольной и поперечной осей.

Эта зависимость для нормального режима представлена на рис.11.4 (кривая 1). Теперь предположим, что в начале одной из цепей линии электропередачи в точке K (рис. 11.1) произошло несимметричное к.з. Схема замещения системы для этого режима принимает вид, изображенный на рис. 11.2, а, где в точке K . включено эквивалентное шунтирующее сопротивление

к.з. x_k состоящее из сопротивлений обратной и нулевой последовательностей.

В связи с изменением конфигурации схемы вследствие к.з. при неизменной э. д. с. генератора (за переходным индуктивным сопротивлением) значение передаваемой системе мощности изменяется. Выражение для передаваемой мощности при к.з. можно найти с помощью следующих простых преобразований схемы замещения системы для аварийного режима. Эта схема представляет собой звезду с лучами x_k , $x_a = x_\Gamma + x_{T1}$ и $x_b = 0.5x_\Delta + x_{T2}$, причем для однофазного к.з. $x_k = x_2 + x_0$, для двухфазного к.з. $x_k = x_2$, а для двухфазного замыкания на землю $x_k = \frac{x_2 x_0}{x_2 + x_0}$.

Как известно, звезда может быть преобразована в эквивалентный треугольник (рис. 11.3, б), стороны которого будут представлены следующими индуктивными сопротивлениями:

$$\begin{cases} x'_c = x_a + x_b + \frac{x_a x_b}{x_k}; \\ x_E = x_a + x_k + \frac{x_a x_k}{x_a}; \\ x_U = x_b + x_k + \frac{x_b x_k}{x_a}. \end{cases} \quad (11.1)$$

Индуктивные сопротивления x_E и x_U , подключенные непосредственно к э. д. с. E и напряжению U , не влияют на значение активной мощности генератора в аварийном режиме и могут быть отброшены.

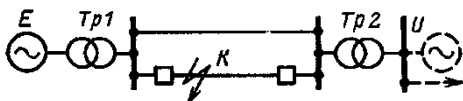


Рис.11.1. Схема электропередачи

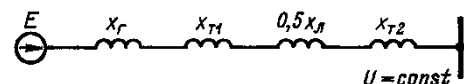


Рис.11.1. Схема замещения электропередачи для нормального режима

Весь поток активной мощности генератора направляется через индуктивное сопротивление x'_c , связывающее э. д. с. генератора с напряжением приемника U , которое при этом можно рассматривать как эквивалентное индуктивное сопротивление системы в аварийном режиме. В этих условиях характеристика мощности генератора, очевидно, будет иметь вид:

$$P = \frac{EU}{x'_c} \sin \delta \quad (11.2)$$

$$\text{где } x'_c = x_a + x_b + \frac{x_a x_b}{x_k} = x_c + \frac{(x_\Gamma + x_{T1})(0.5x_\Delta + x_{T2})}{x_k}$$

Зависимость мощности от угла имеет синусоидальный характер, но амплитуда ее меньше, чем при нормальном режиме, так как знаменатель в выражении (11.2) больше, чем в (11.1).

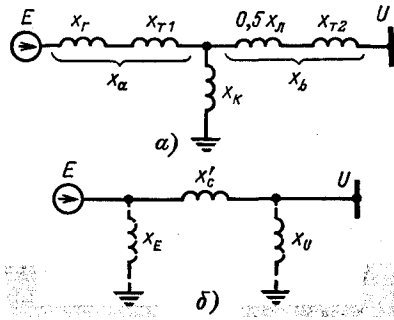


Рис.11.3. Схема замещения электропередачи при коротком замыкании (а) и ее преобразование (б)

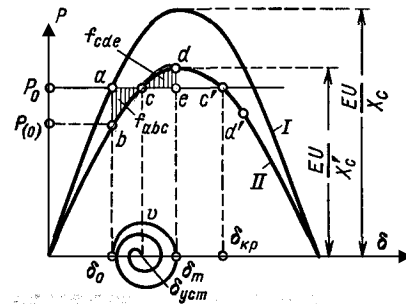


Рис.11.4. Анализ колебаний по правилу площадей

Отдаваемая генератором мощность и угол между э. д. с. E и напряжением U при нормальном режиме обозначены соответственно через P_0 и δ_0 . В момент к. з. в связи с изменением параметров схемы происходит переход с одной характеристики мощности на другую, и так как вследствие инерции ротора угол δ мгновенно измениться не может, то отдаваемая генераторами мощность уменьшается до значения $P_{(0)}$, определяемого углом δ_0 на кривой II . Мощность первичных двигателей электростанции вследствие запаздывания регуляторов турбин остается при этом неизменной и равной P_0 .

В результате на валу машины возникает некоторый избыточный момент, обусловленный избытком мощности $\Delta P_{(0)} = P_0 - P_{(0)}$. Под влиянием этого момента ротор машины начинает ускоряться, увеличивая угол δ . В дальнейшем процесс протекает качественно так же, как и при внезапном отключении нагруженной цепи.

С изменением угла δ отдаваемая генераторами мощность начинает увеличиваться и избыточный ускоряющий момент падает. В точке c (рис. 11.4) избыток мощности равен нулю, относительная же скорость ротора v достигает здесь максимума, и ротор по инерции проходит дальше. Теперь отдаваемая мощность становится уже больше мощности первичных двигателей, избыточный момент меняет свой знак, и ротор начинает тормозиться.

Приведенные на рис. 11.4 характеристики дают возможность определить максимальное отклонение угла ротора и установить, сохраняет ли система устойчивость. Действительно, ординаты заштрихованных площадок (рис. 11.4) представляют собой избыток мощности $\Delta P = P_0 - P$, создающий избыточный момент того или иного знака. Значение избыточного момента:

$$\Delta M = \frac{\Delta P}{\Omega} \quad (11.3)$$

где Ω — угловая скорость вращения ротора.

При качании генератора Ω , непрерывно изменяется, однако это изменение весьма невелико сравнительно с синхронной угловой скоростью Ω_0 . С достаточной точностью значение Ω можно считать постоянным и равным Ω_0 . Ошибка в значении момента лежит при этом в пределах 1 — 1,5%. Подставляя вместо Ω синхронную скорость Ω_0 , получаем:

$$\Delta M = \frac{\Delta P}{\Omega_0} = \Delta P$$

так как в системе относительных единиц $\Omega_0 = 1$.

Таким образом, избыточный момент в относительных единицах может быть принят численно равным избытку мощности ΔP .

Рассматривая лишь относительное движение ротора и работу, совершаемую в этом относительном движении, можно принять, что при перемещении ротора на бесконечно малый угол $d\delta$ избыточный момент совершает элементарную работу, равную $\Delta M d\delta$. При отсутствии потерь вся эта работа идет на изменение кинетической энергии ротора (в его относительном движении).

В рассматриваемом случае избыточный момент сначала ускоряет вращение ротора, и работа, совершаемая в период ускорения при перемещении ротора от δ_0 до $\delta_{уст}$, равна:

$$A_{уск} = \int_{\delta_0}^{\delta_{уст}} \Delta M d\delta = \int_{\delta_0}^{\delta_{уст}} \Delta P d\delta = f_{abc}$$

где f_{abc} представляет собой заштрихованную на рис. 11.4 площадку abc . Таким образом, кинетическая энергия, запасенная ротором в период его ускорения, равна площадке f_{abc} . Эту площадку мы назовем площадью ускорения.

После того как ротор пройдет точку своего установившегося положения на новой характеристике мощности, избыточный момент меняет свой знак и начинает тормозить вращение ротора. Изменение кинетической энергии в период торможения при перемещении ротора от $\delta_{уст}$ до δ_0 равно:

$$A_{торм} = \int_{\delta_{уст}}^{\delta_m} \Delta M d\delta = \int_{\delta_{уст}}^{\delta_m} \Delta P d\delta = f_{cde}$$

Площадка f_{cde} может быть названа площадью торможения.

В период торможения ротор возвращает запасенную им ранее избыточную кинетическую энергию. Когда вся запасенная ротором избыточная энергия будет израсходована, т. е. когда работа торможения $A_{торм}$ уравновесит работу ускорения $A_{уск}$, относительная скорость становится равной нулю, поскольку кинетическая энергия пропорциональна квадрату скорости. В этот момент ротор останавливается в своем относительном движении и достигнутый им при этом угол δ_m является максимальным углом отклонения ротора машины. Для определения угла δ_m оказывается достаточным равенство $A_{уск} + A_{торм} = 0$, или, что то же самое:

$$f_{abc} + f_{cde} = 0 \tag{11.4}$$

Уравнение (11.4) показывает, что при максимальном угле отклонения площадь торможения должна быть равна площади ускорения и, следовательно, задача сводится к тому, чтобы найти положение точки d , удовлетворяющее этому условию (рис. 11.4), что может быть сделано графически.

Максимально возможная площадь торможения на рис. 11.4 равна, очевидно, площадке $f_{cdc'}$. Если бы эта площадь оказалась меньше площади ускорения f_{abc} , то система выпала бы из синхронизма. Отношение возможной площади торможения к площади ускорения $k_{Д} = \frac{f_{cdc'}}{f_{abc}}$ является мерой запаса динамической устойчивости системы и может быть названо коэффициентом запаса устойчивости.

Когда возможная площадь торможения получается меньше площади ускорения, нередко все же оказывается возможным добиться устойчивой работы, достаточно быстро отключив поврежденную цепь. Мощность, которую можно передать по второй, оставшейся в работе цепи (рис. 11.1), обычно больше, чем та, которую можно передавать по двум цепям при к.з. Уравнение мощности при отключении поврежденной цепи получает следующий вид:

$$P = \frac{EU}{x_c''} \sin \delta$$

где $x_c'' = x_{Г} + x_{T1} + x_{л} + x_{T2}$.

Эта зависимость дана на рис. 11.5 в виде кривой III. Кривые I и II представляют собой характеристики при нормальном режиме и при к.з.

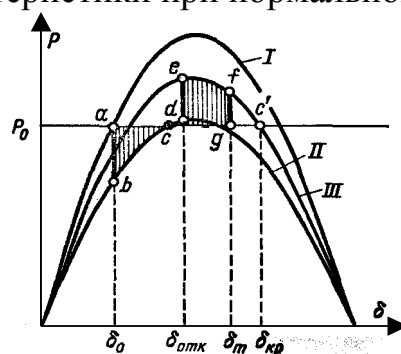


Рис. 11.5. Определение предельного угла отключения по правилу площадей

Как указывалось выше, в момент к.з. передаваемая мощность падает и ротор начинает ускоряться. Пусть в некоторой точке d происходит отключение поврежденной цепи. В момент выключения работа переходит в точку e на кривой III, и в результате отдаваемая генераторами мощность значительно повышается. Благодаря этому максимально возможная площадь торможения (ограниченная кривой $cdefc'$) получается значительно больше, чем при длительном неотключенном к.з., и это увеличение тем больше, чем раньше происходит отключение, т. е. чем меньше угол $\delta_{отк}$. Таким образом, быстрая ликвидация аварий может весьма значительно повысить устойчивость системы. Благодаря своей простоте и большому эффекту это средство находит широкое применение и является, по существу, основным мероприятием, служащим для повышения динамической устойчивости.

С помощью рис. 11.5, пользуясь правилом площадей, можно графически найти предельное значение угла $\delta_{отк}$, при котором нужно произвести отключение поврежденной линии для того, чтобы добиться устойчивой работы.

Значение этого угла определяется равенством площади ускорения и возможной площади торможения.

Предельный угол отключения $\delta_{отк}$ легко может быть найден и аналитически. Действительно, приравнивая нулю сумму площади ускорения и максимальной возможной площади торможения, получаем:

$$f_{abcdec} = \int_{\delta_0}^{\delta_{уст}} (P_0 - P_{mII} \sin \delta) d\delta + \int_{\delta_{отк}}^{\delta_{кр}} (P_0 - P_{mIII} \sin \delta) d\delta = 0 \quad (11.5)$$

где P_{mII} и P_{mIII} — амплитуды характеристик мощности при к.з. и отключении цепи.

Уравнение (6.5) дает

$$P_0(\delta_{отк} - \delta_0) + P_{mII}(\cos \delta_{отк} - \cos \delta_0) + P_0(\delta_{кр} - \delta_{отк}) + P_{mIII}(\cos \delta_{кр} - \cos \delta_{отк}) = 0$$

откуда

$$\cos \delta_{отк} = \frac{P_0(\delta_{кр} - \delta_0) + P_{mIII} \cos \delta_{кр} - P_{mII} \cos \delta_0}{P_{mIII} - P_{mII}} \quad (11.6)$$

где все углы выражены в радианах.

Подставляя в (11.6) δ_0 и $\delta_{кр} = \pi - \arcsin \frac{P_0}{P_{mIII}}$ нетрудно найти $\cos \delta_{отк}$, а следовательно, и угол $\delta_{отк}$.

Вопросы для самопроверки

1. Основные признаки появления нарушений устойчивости электрических систем.
2. Как можно рассчитать коэффициент запаса статической устойчивости?
3. По каким трем угловым характеристикам $P_r(s)$ выдает синхронный генератор активную мощность в систему? Их основные отличия друг от друга?
4. Виды и причины нарушения устойчивости в электрических системах?
5. Как пользуясь правилом площадей можно графически найти значение угла $\delta_{отк}$?
6. Как влияет быстрая ликвидация аварий на устойчивость системы?
7. Когда относительная скорость вращения ротора становится равной нулю?
8. Что называют коэффициентом запаса устойчивости?
9. Что называют площадью торможения?
10. Что произойдет с избыточным ускоряющим моментом с изменением угла δ ?

ЛЕКЦИЯ 12. Основы теории надежности электрических систем

План

1. Развитие науки о надежности электрических систем. Ее особенности и задачи
2. Основные понятия, термины и определения надежности электрических систем
3. Состояния и события при изучении надежности электрических систем, типы отказов

1. Развитие науки о надежности электрических систем. Ее особенности и задачи

Проблема надежности электрических систем относится к задачам определения и оптимизации их показателей на этапах планирования, проектирования, сооружения и эксплуатации. **Надежность** - свойство объекта или технического устройства выполнять заданные функции, сохраняя во времени значения установленных эксплуатационных показателей в заданных пределах, соответствующих заданным режимам и условиям использования, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки. (ГОСТ 27.002-83).

Объект - предмет целевого назначения, рассматриваемый в период проектирования, производства, эксплуатации, изучения, исследования и испытания на надежность (объектами могут быть системы и их элементы, в частности сооружения, установки, технические изделия, устройства, машины, аппараты, приборы и их части, агрегаты и отдельные детали).

В технике надежность имеет точное значение. Она может быть определена, рассчитана, оценена, измерена, испытана, распределена между отдельными частями системы, объекта, аппаратуры.

Наука о надежности занимается анализом общих закономерностей, определяющих долговечность работы различных устройств и сооружений, разработкой способов предупреждения отказов на стадиях проектирования, сооружения, эксплуатации, оценивает количественно вероятность того, что характеристики объекта будут в пределах технических норм на протяжении заданного периода времени. Математический аппарат теории надежности основан на применении таких разделов современной математики как теория случайных процессов, теория массового обслуживания, математическая логика, теория графов, теория распознавания образов, теория экспертных оценок, а также теория вероятностей, математическая статистика и теория множеств. Проблема надежности в технике вызвала к жизни новые научные направления такие как теория надежности, физика отказов, техническая диагностика, статистическая теория прочности, инженерная психология, исследование операций, планирование эксперимента и т.п.

Обеспечение надежности энергетических систем стало ключевой проблемой современной энергетики. Связь между энергосистемой, ее

элементами и внешней средой носит стохастический (вероятностный) характер и можно говорить лишь о вероятности полного достижения энергосистемой своей цели - передачи электроэнергии потребителю. Поэтому надежность работы энергосистемы всегда включает **отказ (нарушение)**. Неполнота надежности энергосистемы дает потери выходного эффекта ее работы, на практике - **недоотпуск энергии потребителям**.

Теория надежности энергосистем основывается на вероятностно-статистической природе ее поведения. В последнее время с увеличением системных аварий, разрабатываются методы оценки вероятности и путем их каскадного развития, обусловленных отказами автоматики и коммутационной аппаратуры, возникновение недопустимых режимов работы элементов. Так как отказ элемента при обширной зоне действия на другие элементы вызывает необходимость работы автоматических коммутационных аппаратов, которые тоже могут отказаться. Возникает задача составления расчетных схем по надежности.

Для применения при анализе надежности энергосистемы теории вероятности энергосистема должна быть избыточной (**избыточность** - дополнительные средства и возможности для выполнения энергосистемой заданных функций). Избыточность энергосистемы выступает в следующих формах.

1. Резервирование (повышение надежности дублированием элементов и функций, предоставление дополнительного времени для выполнения задачи, использование избыточно информации при управлении);

2. Совершенствование конструкций и материалов из которых сделаны элементы энергосистемы, повышение их запасов прочности, долговечности, устойчивости неблагоприятным явлениям внешней и внутренней среды;

3. Совершенствование технического обслуживания, оптимизация периодичности и глубины капитальных и профилактических ремонтов, снижение продолжительности аварийных ремонтов;

4. Совершенствование систем контроля и управления процессами в электрических системах.

Проблема надежности управления энергосистем (как и других технических систем) за последние 2-3 десятилетия резко обострилась. Это вызвано следующими причинами:

1. Резким увеличением сложности энергосистем, включающих миллионы потребителей, тысячи узлов и элементов;

2. Экстремальностью условий эксплуатации многих элементов энергосистем (высокие скорости, ускорения, температуры и давления, вибрация, повышенная радиация и т.д.);

3. Повышение требований к качеству работы (эффективность, высокие параметры энергии);

4. Увеличение ответственности функций выполняемых энергосистемой, высокой экономической и технической ценой отказа);

5. Полной или частичной автоматизацией, широким использованием ПЭВМ для управления, и как следствие, исключением или уменьшением непосредственного контроля человеком работы энергосистемы и ее элементов.

2. Основные понятия, термины и определения надежности электрических систем

▪ **Надежность электрической системы (объединения)** - способность выполнения ей основной функции - бесперебойного электроснабжения потребителей электроэнергией требуемого (нормативного) качества и исключение ситуаций опасных для людей и окружающей среды. Это термин комплексного характера, по функциональному признаку имеем понятия структурных составляющих электрической системы.

▪ **Надежность системы генерации** - способность электростанции поддерживать требуемый баланс мощности при нормативном значении частоты.

▪ **Надежность основной электрической сети** - способность устойчиво передавать мощность из частей энергосистемы с избытком в части с ее дефицитом.

▪ **Надежность распределительной сети** - способность этой сети поддерживать бесперебойное питание узлов нагрузки (отдельных потребителей или их групп).

Кроме этого различают:

▪ **Надежность в установившемся режиме электрической системы** - способность обеспечения баланса мощности и электрической энергии при нормативном качестве электроэнергии.

▪ **Надежность электрической системы в переходном процессе** - способность электрической системы и ее отдельных структурных частей противостоять нарушениям режима и обеспечивать электроснабжение потребителей.

▪ **Уровень надежности** определяется относительным значением **недоотпуска** электроэнергии потребителям. Его причинами м.б.:

♦ оперативные ограничения и отключения потребителей диспетчером для ликвидации аварии или ее предупреждения;

♦ оперативные отключения в электроустановках персоналом для спасания от повреждения оборудования и предупреждения нарушения технологического процесса в условиях резкого снижения качества электрической энергии;

♦ автоматические аварийные отключения питающих элементов или полное погашение питающих подстанций из-за аварийного нарушения схемы ЭС;

♦ автоматическое отключение электроприемников и установок потребителей от действия противоаварийной автоматики при аварийных режимах электрической системы или уменьшения частоты или напряжения.

Надежность электрической системы является комплексным показателем, определяющим ее свойства длительно сохранять во времени и устойчиво воспроизводить в процессе эксплуатации свои рабочие характеристики и параметры. Надежность электрической системы обеспечивается такими свойствами как безотказность, долговечность, ремонтпригодность, устойчивоспособность, управляемость, живучесть, безопасность, качество.

▪ **безотказность электрической системы (сети)** - ее свойство непрерывно сохранять работоспособность в течение заданного интервала времени;

▪ **работоспособность электрической системы (сети)** - выполнение ею функций с заданными параметрами электрической энергии;

▪ **долговечность электрической системы (сети)** - сохранение ею работоспособности до предельного состояния (т.е. снижения качества передаваемой энергии, эффективности ее транспорта, снижения безопасности эксплуатации);

▪ **управляемость электрической системы (сети)** - приспособленность ее к управлению с целью поддержания в ней установившегося режима работы;

▪ **ремонтпригодность электрической системы (сети)** - приспособленность к предупреждению и обнаружению причин отказа (события, заключающегося в нарушении работоспособности) отдельных элементов и их устранения;

▪ **безопасность электрической системы (сети)** - не допускание в ней ситуаций опасных для людей и окружающей среды;

▪ **живучесть электрической системы** - свойство системы противостоять возмущениям не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей;

▪ **качество электрической системы (сети)** - совокупность свойств, определяющих степень пригодности системы по назначению;

Кроме этого электрическим системам и их элементам как объектам (системам) для исследования надежности присущи в полной или частичной мере следующие свойства:

▪ **старение** - процесс постепенного изменения параметров, вызываемый действием различных факторов, независимых от режима работы объекта;

▪ **износ** - процесс постепенного изменения параметров, вызываемый действием факторов, наличие которых зависит от режима работы объекта;

▪ **резервирование** - способ повышения надежности объекта путем включения дополнительных элементов при проектировании или в процессе эксплуатации, а так же за счет использования избыточной информации или избыточного времени;

▪ **гибкость** - приспособленность объекта к сохранению работоспособности путем обеспечения различных режимов работы;

▪ **готовность** - способность обеспечить функционирование объекта в произвольный момент времени;

▪ **оперативная готовность** - способность объекта обеспечить исправное состояние объекта в произвольный момент времени и проработать безотказно заданное время;

▪ **срок службы** - календарная продолжительность эксплуатации объекта от ее начала или возобновления после ремонта до наступления предельного состояния;

▪ **восстанавливаемость** - свойство объекта после отказа устранить повреждение;

▪ **невосстанавливаемость** - свойство объекта однократного использования, срок службы которого до первого отказа.

Применительно к перечисленным свойствам электрической системы, как объекта изучения надежности под **показателем** надежности понимается количественная характеристика одного или нескольких ее свойств.

В технике при исследовании надежности, понятие системы рассматривается как совокупность элементов взаимодействующих между собой в процессе выполнения заданных функций. Для электрической системы - это производство, передача и распределение электрической энергии.

▪ **Элементы системы** - законченные устройства, способные выполнять локальные функции в системе. Для электрической системы - это генераторы, трансформаторы, линии и т.п. или генерирующие источники, системообразующие сети, распределительные сети. Любой элемент, в свою очередь, может рассматриваться как система. Например, линия состоит из элементов: изоляторы, опоры, фундаменты, провода, тросы, заземлители и т.п.

Рассматривая свойства и характеристики элементов и систем при изучении их надежности считают их предметами определенного целевого назначения - объектами. Например, при исследовании надежности электрической станции считаем ее системой, а элементы: генераторы, трансформаторы, выключатели, шины. Если рассматриваем надежность генератора, то элементы - статор, ротор, обмотки.

Деление системы на элементы зависит от характера рассмотрения (функциональное, конструктивное, схемное, оперативное и т.д.), точности исследования, наличия статистических материалов, масштабности объекта в целом.

3. Состояния и события при изучении надежности электрических систем, типы отказов

▪ **Работоспособность системы (элемента)** - состояние при котором значения ее параметров находятся в пределах, установленных документацией.

▪ **неработоспособность системы (элемента)** - состояние, при котором значение хотя бы одного параметра находится не в пределах нормы.

▪ **отказ** - событие, заключающееся в нарушении работоспособности системы (элемента) т.е. перехода ее из исправного в неисправное состояние.

▪ **отказ электрической системы** - событие, приводящее к недоотпуску электрической энергии потребителям (всем или части, соответственно полный

или частичный отказ) при прекращении или ограничении электроснабжения. Отказом электрической системы также следует считать снижение частоты или напряжения ниже допустимых значений по действующим нормам.

В теории надежности различают три характерных типа отказов, внутренне присущих техническим устройствам:

▪ **отказы приработочные**, происходящие вследствие несовершенной технологии изготовления, эти отказы могут быть исключены путем «отбраковки» при испытании или наладке устройства;

▪ **отказы износосвые** (постепенные), вызываемые износом отдельных частей устройства или их старением, могут предотвращаться путем периодической замены элементов;

▪ **отказы внезапные** (случайные), обусловленные случайными сочетаниями многих внешних факторов, и преобладающие на промежутке нормальной эксплуатации устройства.

Характерными внезапными отказами в электрической системе являются отказы типа «короткое замыкание» и «обрыв». Внезапные отказы происходят в электрической системе под действием релейной защиты. Различают также **отказы устойчивые** и **неустойчивые**. При устойчивом отказе для восстановления работоспособности надо вмешательство обслуживающего персонала. Неустойчивый отказ самоустраняется или устраняется автоматически. К последним можно отнести переходящие КЗ на линиях электропередачи, когда их работа восстанавливается автоматом повторного включения. Кроме этого в энергосистеме наблюдаются отказы, выявляемые персоналом по контрольным приборам при обходах и осмотрах оборудования.

Отличительный признак или группа признаков по которым устанавливается факт отказа - **критерии отказа**.

Рассмотрим понятие «**наработка до отказа**». Считаем, что система начала работать в момент времени $t=0$, находясь в работоспособном состоянии. Допустим, что система отключается только вследствие отказа. Обозначим T - время до отказа. Это время - функция случайных отклонений технологических условий изготовления элементов, условий монтажа, наладки эксплуатации - случайная величина. Отключение системы может быть для технического обслуживания, ремонта из-за циклического графика работы, аварии в других объектах. Продолжительность работы системы в этой ситуации - **наработка**, а случайная величина т.е. длительность работы без отказа - **наработка до отказа**. Эту величину также обозначим « T ». Нарработка до отказа может измеряться временем (в большинстве случаев) или числом включений (срабатываний, циклов).

Например рассмотрим график эксплуатации системы автоматического управления (рис.12.1).

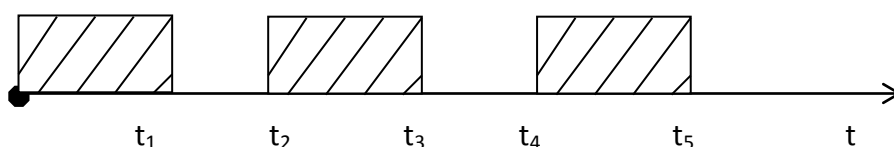


Рис. 12.1. График эксплуатации системы автоматического управления

$$T = t_1 + (t_3 - t_2) + (t_5 - t_4) \quad (12.1)$$

где t_1 - момент отключения системы автоматического управления из-за остановки технологического агрегата;

t_2, t_4 - момент включения системы в работу;

t_3 - момент отключения системы на профилактику;

t_5 - момент отказа системы.

Для систем без отключений (кроме отказов), наработка до отказа совпадает со временем безотказной работы.

▪ **Восстанавливаемость системы** - событие, заключающееся в ее переходе из неработоспособного состояния в работоспособное. Это свойство системы (объекта) позволяющее в случае отказа устранить повреждение, получить значения параметров, удовлетворяющие требованиям ее функционирования. Соответственно имеют место восстанавливаемые системы (объекты). К таким системам относятся и электрические системы, а также большинство их элементов, в которых производится восстановление после отказа;

▪ **невосстанавливаемые системы** (объекты) - те, восстановление которых после отказа - невозможно или нецелесообразно. Невосстанавливаемость - свойство объекта однократного использования, который не поддается восстановлению в случае отказа. Следует отметить, что изучение показателя надежности для невосстанавливаемых и восстанавливаемых систем производится отдельно.

Вопросы для самопроверки

1. Что такое надежность электрической системы?
2. Что дает неполнота надежности энергосистемы?
3. Чем определяется уровень надежности?
4. Что является элементами системы?
5. Какие бывают типы отказов в теории надежности?
6. Какие типы отказов в электрической системе являются внезапные?
7. От чего зависит деление системы на элементы?
8. Какие свойства присущи для исследования надежности?
9. Какими свойствами обеспечивается надежность электрической системы?
10. Какими причинами вызвано проблема надежности управления энергосистем?

ЛЕКЦИЯ 13. Технологические особенности обеспечения надежности в электрических системах

План

1. Свойства электрических систем, влияющие на надёжность их работы
2. Схемы соединения ЭС и их надёжность
3. Надёжность работы объединенной ЭС
4. Устройства управления режимом ЭС, влияющие на её надёжность
5. Понятие о структурной и функциональной надёжности электрических систем
6. Показатели качества энергии, влияющие на надёжность.
7. Нормативные материалы по надёжному управлению ЭС
8. Требования к надёжности ЭС при проектировании

1. Свойства электрических систем, влияющие на надёжность их работы

- непрерывность и жесткая связь во времени процессов производства, распределения и потребления электрической и тепловой энергии;
- вероятностный характер формирования энергетических и тепловых нагрузок, определяемых условиями функционирования энергопотребляющих отраслей промышленности и изменением климатических факторов;
- зависимость структуры располагаемых энергоресурсов от складывающейся топливной конъюнктуры, работы транспортных систем, обеспечения гидроресурсами;
- быстрота протекания аварийных процессов;
- решающее влияние степени надёжности электроснабжения на работу всех отраслей хозяйства, социальных структур и условия жизни населения;
- высокие требования к системе управления ЭС;
- ограниченность резервов генерируемой мощности;
- чувствительность ЭС к внезапным отклонениям частоты;
- наличие в сетях 110-330 кВ большого количества выключателей отключающая способность которых не соответствует уровням токов КЗ в ЭС, это приводит к секционированию сетей этих напряжений (для ЕЭС);
- влияние понижения напряжения в распределительных сетях (дефицит реактивной мощности).

2. Схемы соединения ЭС и их надёжность

Схемы соединения ЭС играют важную роль в обеспечении надёжности электроснабжения, как и схемы ее соединения с потребителем электрической энергии. Схемы соединения ЭС с потребителями выполняется в зависимости от категории электроприемников. Для электроустановок, работающих круглосуточно, недопускающих перерыва в питании схема электроснабжения

должна быть выполнена таким образом, чтобы при выходе любого ее элемента электроснабжение было сохранено. Схема ЭС должна предусматривать снабжение этих объектов от двух независимых источников питания.

Для электроприемников, где перерыв в электроснабжении дает недовыпуск продукции создаются схемы, допускающие перерыв электроснабжения на время включения резервного питания дежурного персонала.

Для остальных потребителей допускаются схемы, создающие перерыв электроснабжения на время ремонта или замен поврежденного элемента.

При проектировании схем электросетей надо использовать простые схемы с повышенными напряжениями. Источники питания следует приближать к центрам нагрузки потребителей делая глубокие вводы $U=35,110,220$ кВ.

Выбор варианта с надежной схемой электрических соединений ЭС решается технико-экономическими расчетами нескольких вариантов по напряжению и схеме соединений.

Надежность схемы соединения проверяется по следующим условиям:

- обеспечение коэффициента запаса статической устойчивости по нормальному и послеаварийному режиму;
- обеспечение динамической устойчивости;
- ограничение величины тока КЗ;
- обеспечение распределения мощностей в послеаварийных и ремонтных режимах;
- обеспечение правильной работы устройств релейной защиты и систем автоматики;
- возможность дальнейшего развития электрической сети без коренных ее изменений.

По мере развития сети высокого напряжения энергосистемы изменяется и значения более низких ступеней напряжения. Эти сети превращаются в распределительные и их схемы меняются.

Одно из основных свойств схемы ЭС - **жесткость ее узловых точек**. Она характеризуется для точки **величиной прироста нагрузки** при котором величина или фаза напряжения в ней изменяются на единицу. Чем больше этот прирост тем больше жесткость ЭС в этой точке.

Прирост активной мощности нагрузки (P_n) приводит к изменению фазы напряжения, т.к. приток мощности из смежных узловых точек может возникнуть лишь при сдвиге фазного угла напряжения в сторону отставания. Прирост реактивной мощности нагрузки (Q_n) приводит к изменению величины напряжения т.к. приток реактивной мощности от смежных точек возникает при понижении напряжения в данной точке.

Жесткость узлов точки есть функция от относительного сопротивления, связывающего эту точку с другими; жесткости других узловых точек. Чем ближе точка к шинам бесконечной мощности тем она жестче.

Сеть высокого напряжения ЭС определяет жесткость ЭС, должна быть достаточно развитой, резервированной и связывать основные части ЭС и узлы с большими нагрузками.

Наилучшее с точки зрения надежности - замкнутые схемы электрических сетей, опирающиеся на несколько источников питания. Сети должны быть рассчитаны на поддержание значений напряжения во всех узлах при отключении любой линии сети, это предъявляет повышенное требование к головным участкам сети.

Замкнутые сети имеют большие токи кз, поэтому в нормальном режиме допускается их работа как разомкнутых но с обеспечением АВР.

3. Надежность работы объединенной ЭС

Повышение надежности работы ЭС достигается также их объединением. При этом увеличивается резерв мощности. Для увеличения динамической устойчивости объединенной ЭС при многофазных кз желательно двухцепная связь. При однофазном кз на линиях связи разрыв ЭС можно предотвратить путем использования быстродействующего ОАПВ с $t_{вкл} = 0,3-0,5с$.

Запас статической устойчивости при одноцепных связях должен быть в каждой ЭС при отсутствии недостаточной мощности, этот запас должен обеспечиваться аварийной автоматической разгрузкой.

Асинхронный режим двух ЭС опасен - большие качания величин тока и мощности (I и S) особенно для электростанций вблизи линий связи ЭС.

Величина тока качания является функцией реактивности межсистемных связей, влияющей на величину обменного потока.

Когда асинхронный режим нежелателен - при его появлении следует автоматически разрывать связи.

При увеличении мощности ЭС и увеличения количества межсистемных связей растут величины токов кз, что понижает надежность. Кз становятся опасными для выключателей и аппаратуры, установленной в первые периоды развития ЭС. Снижается динамическая устойчивость.

Ограничения токов кз:

- Установить токоограничивающие реакторы;
- секционировать сети;
- частично разземлить нейтрали трансформаторов или заземлить их через сопротивление.

Защиту аппаратуры, выключателей, кабелей на вторичном напряжении подстанции и шин электростанций от токов кз производят токоограничивающими реакторами. Их лучше ставить на низком напряжении силового трансформатора.

Если нет реакторов делают секционирование, оно снижает несимметричные токи кз, т.к. повышаются сопротивления всех последовательностей. При этом нарушается электрическая связь между секционированными частями сети, связь сохраняется только через трансформаторы и сети высшего напряжения.

Недостатки секционирования:

- Снижается жесткость системы;
- затрудняются нормальные и утяжеляются послеаварийные режимы;

- усложняются условия регулирования напряжения;
- увеличивается потери мощности и энергии в сети.

Поэтому секционирования сетей избегают и считают временным, вынужденным решением до момента усиления аппаратуры или установки реакторов.

Частичное разземление нейтрали или заземление через сопротивление проводится для уменьшения токов нулевой последовательности и улучшения динамической устойчивости при несимметричном кз.

4. Устройства управления режимом ЭС, влияющие на её надёжность

Автоматическое управление ЭС в темпе нормальных или аварийных процессов происходит с помощью автоматических систем и устройств поддерживающих параметры режима в допустимых пределах, помогающих избегать аварийных нарушений или ограничивающих развитие аварий. К ним относятся:

- Системы АРЧ и ограничение перетоков активной мощности по межсистемным и внутренним связям ЭС (АРЧМ);
- устройства АРН – трансформаторов;
- АРВ синхронных машин с форсировкой возбуждения при аварийных отклонениях напряжения;
- устройства релейной защиты, отключающие поврежденные элементы ЭС и устройства АПВ, восстанавливающие схему при неустойчивых кз;
- устройства АВР (автоматического ввода резервного питания);
- системы и устройства противоаварийной автоматики, предотвращающие нарушение устойчивости, ликвидирующие асинхронные режимы и аварийные отклонения частоты и напряжения;
- устройства, обеспечивающие после устранения аварийных нарушений автоматическое обратное включение потребителей;
- устройства технологической автоматики электростанций и сетей, обеспечивающие устранение опасных для оборудования нарушений технологического процесса или его отключающие для предотвращения повреждений.

5. Понятие о структурной и функциональной надежности электрических систем

Выделение в надежности ЭС составляющих: структурной и функциональной позволяет упростить методы ее анализа и точнее наметить мероприятия по изменению ее уровня.

Структурная надежность - обусловлена составом элементов ЭС, их связями, пропускными способностями без учета их функций в системе (особенно важна в проектировании).

Функциональная надежность - основана на анализе режимов, их ограничений, пропускной способности при изменении структуры ЭС (особенно важна в эксплуатации).

Показатели структурной надежности определяются для узлов нагрузки (вероятность безотказной работы, вероятность отказа, параметр потока отказов, наработка до отказа с заданной вероятностью ее максимума, иногда недоотпуск энергии, ущерб).

Для оценки структурной надежности используются вероятностные модели, основанные на средних вероятностях состояния элементов (Кг, Кп - вынужденного простоя, поток отказов (частота)).

Допущения:

- ◆ Отказы элементов - независимы, исключаются отказы от общих факторов (ураган, гололед).
- ◆ Время безотказной работы много больше времени восстановления.

6. Показатели качества энергии, влияющие на надежность.

Существенное влияние на надежность оказывает снижение показателей качества электроэнергии.

- Понижение напряжения в распределительных сетях из-за местных дефицитов реактивной мощности приводит к уменьшению пропускной способности сети, когда она ограничена предельными токовыми нагрузками;
- уменьшение напряжения в основных сетях пропускная способность которых определяется условиями устойчивости приводит к уменьшению пределов передаваемой мощности по электрическим связям;
- при работе с пониженной частотой из-за общего дефицита мощности в ЭС «резерв по частоте» уменьшается по мере ее приближения к аварийному значению. Здесь работа АЧР может быть вызвана небольшими дефицитами мощности (аварии, утяжеление условий работы);
- требования к надежности электроснабжения устанавливаются ПУЭ в соответствии с категорией приемников, определяемой степенью их ответственности с учетом резервирования;
- количественными показателями, характеризующими уровень надежности электроснабжения потребителей и узлов нагрузки могут быть средние и максимальные значения частоты и продолжительность перерыва электроснабжения.

8. Нормативные материалы по надежному управлению ЭС

На управление ЭС влияет надежность оборудования, аппаратуры, средств автоматизации и управления. При заданных показателях надежности оборудования, качественное управление надежностью ОЭС обеспечивается:

- Обеспечением резерва мощности и пропускной способностью электрических сетей;

- реализация требований к надежности схем присоединения электростанций, схем питания узлов нагрузки основных и распределительных сетей, главных схем электрических соединений, схем собственных нужд э/ст и п/ст.

Для обеспечения надежности управления ЭС **необходимо определение**:

- Объемы оснащения всей системы электроснабжения средствами релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики;
- принципов организации эксплуатации э/ст и электрических сетей.;
- структуры оперативно-диспетчерского управления;
- составы работ по оснащению ЭС и энергообъектов средствами оперативного и автоматического управления;
- порядка разработки и внедрения режимов ОЭС;
- Система обучения эксплуатирующего и оперативного персонала методом предотвращения аварий.

В ряде действующих отраслевых директивных документов имеются основные **нормативные требования** и **методические указания** по обеспечению надежности при проектировании ЭС, ведении эксплуатации и оперативному управлению. К этим документам относятся:

- Руководящие указания по проектированию энергосистем и энергообъектов;
- ПТЭ э/ст и сетей;
- ПУЭ;
- руководящие указания по устойчивости ЭС;
- руководящие указания по релейной защите, системной и противоаварийной автоматике;
- нормативные показатели использования оборудования э/ст;
- ограничение потребления и отключения электроэнергии.

9. Требования к надежности ЭС при проектировании

- Баланс мощности составляется для зимнего годового графика нагрузки;
- дается общая оценка достаточности и эффективности средств повышения устойчивости автоматических систем управления, возможные последствия отказа средств релейной защиты, ПА и коммутационных аппаратов;
- ввод мощности на э/ст определяется условиями покрытия максимальной нагрузки и создания резерва мощности;
- учитываются снижения мощности из-за ограничения при ее выдаче, снижение мощности планируется приблизительно 10% от установленной.

Размер резерва для КЭС, ТЭЦ с агрегатами менее 100 МВт - 2%; 100-135 МВт - 3,5%; 150-200 МВт - 4-4,5%; 250-300 МВт - 5%. Для КЭС с энергоблоками от 500 МВт до 1600 МВт - 5,5-7%; для АЭС с реакторами 210-365 МВт - 3%, 440 МВт - 4%; 1000 МВт - 5,5%; 1500 МВт - более 6%.

Капитальные ремонты и средние ремонты проводятся в период **сезонного спада** нагрузок. Для ремонтов приняты следующие значения **среднегодовой длительности простоя** оборудования электростанций: ГЭС и ГАЭС - 4,1%, календарного времени (год), КЭС и ТЭС с агрегатами менее 100 МВт - 2,5%; 100-135 МВт - 3,5%; энергоблоками 150-200 МВт - 3-3,5%, 250-300 МВт - 5,5%;

500-1600 МВт - 6,8%. АЭС с реакторами 210-365 МВт - 10%; 440 МВт - 11,5%; 1000 МВт - 13-13,5%; до 1500 МВт - 14%.

Рекомендуемые показатели надежности - среднестатистические значения относительной длительности к нормальной работе аварийного простоя; агрегатов ГЭС - 0,005; ТЭС - 0,02; энергоблоков ТЭС 500 МВт - 0,055; энергоблоков ТЭС 1600 МВт, АЭС - 2000, 1500 МВт - 0,13-0,14.

Уровни токов кз (периодической составляющей) на шинах э/ст, п/ст не должны превышать при $U=110-150\text{кВ}$ - 31,5кА; $220-330\text{кВ}$ - 40кА; $500-750\text{кВ}$ - 63кА.

Рекомендуются принципы построения городской распределительной сети для электроприемников I-III категории.

Например, для I категории: двухлучевая схема с двухсторонним питанием и АВР на $U=0,4\text{кВ}$ двухтрансформаторных подстанций 10/0,4 при подключении взаимно резервируемых линий 10 (6) кВ к разным источникам питания.

Вопросы для самопроверки

1. Какие свойства электрических систем, влияют на надёжность работы?
2. Какую роль играют схемы соединения в обеспечении надежности электроснабжения?
3. По каким условиям проверяется надежность схемы соединения?
4. Чем характеризуется жесткость узловых точек схемы ЭС?
5. Каким образом достигается повышение надежности работы ЭС?
6. С помощью, каких систем происходит управление ЭС в темпе нормальных или аварийных процессов?
7. Какие показатели качества электроэнергии оказывает существенное влияние на снижение надежности?
8. При каких показателях надежности оборудования обеспечивается качественное управление надежностью ЭС?
9. Что такое функциональная надежность?
10. В какой период проводятся капитальные ремонты и средние ремонты?

ЛЕКЦИЯ 14. Технические показатели надежности элементов электрических систем и их определение

План

1. Показатели надежности невосстанавливаемых элементов электрических систем
2. Достоинства и недостатки показателей надёжности
3. Показатели надежности восстанавливаемых элементов (объектов, систем)
4. Комплексные показатели надежности восстанавливаемых элементов электрических систем

1. Показатели надежности невосстанавливаемых элементов электрических систем

Показателями надежности называют количественные характеристики одного или нескольких свойств электрической системы (ЭС) составляющих ее надежность.

К таким характеристикам относят, например, временные понятия - наработку элемента электрической системы до отказа, наработку между отказами, срок службы, время восстановления.

Значения этих показателей получают по результатам испытаний или эксплуатации.

По восстанавливаемости элементов ЭС показатели надежности подразделяют на показатели для восстанавливаемых изделий и показатели для невосстанавливаемых изделий. Применяются также комплексные показатели. Надежность элементов электрической системы можно оценивать, используя часть показателей надежности, либо все показатели.

Основные показатели безотказности:

▪ вероятность безотказной работы $P(t)$ - вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ ЭС или ее элемента не возникают;

▪ среднее время безотказной работы (средняя наработка до отказа) (T) - математическое ожидание наработки ЭС или ее элемента до первого отказа;

▪ средняя наработка на отказ $(\tau, \tau_{ср})$ - отношение суммарной наработки восстанавливаемого элемента ЭС к математическому ожиданию числа его отказов;

▪ интенсивность отказов (λ) - условная плотность вероятности возникновения отказа элемента ЭС, определяемая при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не возник. Этот показатель относится к невосстанавливаемым элементам ЭС.

Рассмотрим более детально основные показатели (параметры) надежности:

1. Вероятность безотказной работы $P(t)=R(t)$ - вероятность того, что в заданном интервале времени не произойдет отказ

$$P(t)=1-q(t); 0 \leq P(t) \leq 1; P(0)=1; P(\infty)=0;$$

С другой стороны: $P(t)=1-F(t)$;

$F(t)=q(t)$ - вероятность появления отказа в течении времени «t»;

$P(t)$ – монотонно убывающая функция;

$F(t)$ - монотонно возрастающая функция;

Статистическая оценка:

$$P^*(t) = \frac{N_o - n(t)}{N_o} \quad (14.1)$$

где N_o - общее количество элементов для испытания или эксплуатируемых;

$n(t)$ - число элементов, отказавших за время «t»;

$P(t)$ - вероятность безотказной работы.

Безотказность - свойство системы сохранять работоспособность в течение заданного интервала времени без вынужденных перерывов. Если « t_p » - время безотказной работы, то $P(t)=P(tp>t)$ - вероятность того, что время безотказной работы $> t$. Зависимость $P(t)$ - закон распределения надежности.

2. На практике более удобная характеристика - вероятность отказов (вероятность неисправной работы).

Эта характеристика более удобна, в частности, для сравнения резервируемых и нерезервируемых ЛЭП и т.п.

Исправная работа и отказ - несовместимые и противоположные события.

$$q(t)=1-P(t)=F(t) \quad (14.2)$$

где $q(t)$ – функция распределения времени безотказной работы, представляющая вероятность появления отказа в течении времени «t».

Подставляя формулу (14.2) в (14.1) имеем:

$$1 - q^*(t) = \frac{N_o - n(t)}{N_o}, \text{ откуда } q^*(t) = 1 - \frac{n(t)}{N_o} = \frac{N_o - N_o + n(t)}{N_o} = \frac{n(t)}{N_o} \quad (14.3)$$

где $q(t)$ - вероятность отказа. Отказ - нарушение работоспособности (способности системы выполнять заданные функции с требуемыми режимными параметрами). $q(t)$ - вероятность того, что в заданном интервале времени произойдет хотя бы один отказ:

$$q(t)=q(tp<t),$$

При этом, если $t=\text{var}$ (переменная величина) от 0 до ∞ , то имеем $q(t)=\text{var}$ от 0 до 1.

Для восстанавливаемых (ремонтируемых) элементов представляет интерес вероятность отказа за длительный период наблюдения $q_{cp}(\infty)$, эту величину называют также коэффициентом вынужденного простоя ($K_в$) – этот коэффициент характеризует время вынужденных простоев за год, и измеряется в относительных единицах. Одновременно можно записать:

$$q_i = \frac{t_{ai}}{t_{pi} + t_{ai}}; \quad p_i = \frac{t_{pi}}{t_{pi} + t_{ai}}. \quad (14.4)$$

Эти выражения (14.4) также подходят для восстанавливаемого элемента ЭС. В этом случае:

$T_i=t_{pi}+t_{ai}$ - время наблюдения за элементом «i»;

t_{ai} - время аварий элемента «i»;

t_{pi} – время безотказной работы « $i^{го}$ » элемента.

$$Q_i = \frac{n_i \overline{t_{ai}}}{t_{pi} + t_{ai}}; \quad \lambda_i = \frac{n_i}{t_{pi} + t_{ai}}, \quad (14.5)$$

где $q_i(t)$ -функция, определяющая распределение вероятности повреждения(отказа) элемента « i » во времени

n_i - число аварий « $i^{го}$ » элемента;

t_{ai} - среднее время. аварии;

$\lambda_i(t)$ -надёжность работы “ i ”элемента в часовом пределе (t_1, t_2) :

$$P_i(t) = \exp \pi \left[- \int_{t_1}^{t_2} \lambda(t) dt \right]. \quad (14.6)$$

Интегральная функция распределения вероятностей отказа:

$$F(t) = P(t_{омк} \leq t) = \frac{n(t_{омк} \leq t)}{N_0(t=0)} = \begin{cases} 0, & t = 0 \\ 1, & t = \infty \end{cases}. \quad (14.7)$$

Эта функция (14.7) численно равна доле начального количества объектов $N_0(t=0)$, отказавших до произвольного, но фиксированного момента времени "t", что составляет $n(t_{омк} \leq t)$ объектов.

Для этого случая, вероятность безотказной работы:

$$p(t) = P(t_{омк} > t) = \frac{n(t_{омк} > t)}{N_0(t=0)} = \begin{cases} 0, & t = \infty \\ 1, & t = 0 \end{cases}. \quad (14.8)$$

Таким образом интегральная функция распределения вероятностей безотказной работы $p(t)$ численно равна доле начального количества объектов $N_0(t=0)$, не отказавших до произвольного, но фиксированного момента времени "t" это $n(t_{омк} > t)$ объектов.

3. Среднее время безотказной работы или средняя наработка до отказа

(τ, T_{cp}, T_0) - математическое ожидание случайной величины времени безотказной работы элемента до первого отказа: т.е. математическое ожидание наработки до первого отказа

$$T = \tau = T_{cp} = T_0 = \int_0^{+\infty} t \cdot f(t) dt = \int_0^{+\infty} t \cdot q'(t) dt = \int_0^{+\infty} t \cdot a(t) dt, \quad (14.9)$$

где $f(t)=a(t)$ - плотность распределения наработки до отказа, частота отказов;

Это выражение (14.9) путём интегрирования по частям может быть преобразовано следующим образом :

$$T = \int_0^{\infty} t a(t) dt = - \int_0^{\infty} t p'(t) dt = t p(t) \Big|_0^{\infty} + \int_0^{\infty} p(t) dt \quad (14.10)$$

Учитывая, что $t \geq 0, p(0)=1$ и $p(\infty)=0$, окончательно получаем:

$$T = \int_0^{\infty} P(t) dt \quad (14.11)$$

Для экспоненциального закона распределения времени безотказной работы имеем:

$$T = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} \cdot (\lambda = const) \quad (14.12)$$

Таким образом, среднее время наработки элемента (объекта) на отказ численно равно средней, по множеству объектов, продолжительности безотказной работы (между двумя соседними отказами), приходящейся на один элемент (объект), т.к. $\lambda(t) = const$, то и $T = const$ т.е. эти величины могут быть вычислены для всех элементов ЭС и сведены в таблицы, остальные показатели надёжности определяются через эти величины.

По статистическим данным среднее время наработки элемента ЭС до отказа определяется из выражения:

$$\tau^* = T_{cp}^* = \frac{\sum_{i=1}^{N_o} t_i}{N_o}, \quad (14.13)$$

где t_i - время безотказной работы i -го элемента ЭС;

N_o - общее число элементов взятых для испытания.

В выражение (14.13) необходимо знать момент выхода из строя каждого элемента. Более удобная форма записи:

$$T^*_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{tk/\Delta t} n_i \bar{t}_\alpha}{N_o}, \quad (14.14)$$

где n_i - число элементов, отказавших в i -ом интервале;

tk - время в течение которого отказало " N_o " элементов;

Δt - выбранная величина интервала времени.

$$\bar{t}_\alpha = \frac{t_{i-1} + t_i}{2} - \text{среднее время } i\text{-го интервала}; \quad (14.15)$$

где t_{i-1} - время в начале i -го интервала;

t_i - время в конце i -го интервала;

С другой стороны, имеем:

$$\tau = T_{cp} = \int_0^{\infty} P(t) dt \quad (14.16)$$

4. Интенсивность отказов (λ). Эта величина представляет собой вероятность отказа неремонтируемого изделия в единицу времени после данного момента времени при условии, что отказ до этого момента не

возник . Численно она равна среднему числу отказов в единицу времени на один объект из количества объектов $n(t_{омк} > t)$ не отказавших до произвольного, но фиксированного времени "t".

$$\lambda(t) = \frac{n(t_{омк} > t \leq t + \Delta t)}{n(t_{омк} > t)\Delta t} (\text{ед.вр}^{-1}) \quad (14.17)$$

Понятие интенсивность отказов устройства в единицу времени используется как количественная характеристика для математического определения надёжности. Эта величина измеряется в среднем обычно числом отказов за один час. Обратная величина «λ» - наработка до первого отказа в часах - отношение общего времени испытания к общему числу отказов. В литературе часто встречается следующее определение интенсивности отказов : это условная плотность распределения времени безотказной работы для момента времени t при условии, что до этого момент отказа не произошёл. (интенсивность появления отказов в единицу времени)

$$\lambda(t) = \frac{a(t)}{P(t)}, \text{ т.к. } P(t) \leq 1, \text{ то } \lambda(t) \geq a(t); \quad (14.18)$$

где $P(t)$ – вероятность безотказной работы элемента ЭС
 $a(t)$ - частота отказов элемента ЭС.

Со статистической точки зрения интенсивность отказов $\lambda(t)$ - отношение числа отказавших элементов ЭС за некоторый промежуток времени к числу работоспособных элементов в начале этого промежутка.

$$\lambda^*(t) \approx \frac{\Delta n(t)}{N(t) \cdot \Delta t} \quad (14.19)$$

или

$$\lambda^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N - p \cdot \Delta t}, \quad (14.20)$$

где Δt - интервал времени;

$\Delta n(t)$ - число элементов, отказавших за Δt ;

$n(\Delta t)$ - число элементов отказавших в интервале от $(t - \frac{\Delta t}{2})$ до $(t + \frac{\Delta t}{2})$;

$N(t)$ - число элементов, исправно работающих к началу промежутка времени.

$$N_{ср} = \frac{1}{2} (N_{t-\frac{\Delta t}{2}} + N_{t+\frac{\Delta t}{2}}) \quad - \text{ среднее число исправно работающих}$$

элементов в интервале Δt .

Покажем справедливость этой оценки. Учитывая ,что $N_{ср} = N_0 - n(t)$, получим :

$n(t)$ -число изделий ,отказавших в течении времени "t";

$n(\Delta t)$ -число изделий (элементов) отказавших в течение времени" Δt "

$n(\Delta t)=[N(t+\Delta t)-N(t)]$, где

$N(t)$ и $N(t+\Delta t)$ -число изделий (элементов) безотказно проработавших в течении времени t и $t+\Delta t$ соответственно.

При достаточно большом числе изделий (элементов), поставленных на испытание (эксплуатации), можно записать:

$$N(t)=N_oP(t); \quad (14.21)$$

$$N(t+\Delta t)=N_oP(t+\Delta t) \quad (14.22)$$

Отсюда:

$$\lambda^*(t) = \frac{-N_o[P(t+\Delta t) - P(t)]}{N_o[1 - \frac{n(t)}{N_o}]\Delta t} \quad (14.23)$$

При достаточно большом « N_o » можно записать:

$$\lambda^*(t) = \frac{-[P(t+\Delta t) - P(t)]}{P(t)\Delta t} \quad (14.24)$$

При $\Delta t \rightarrow 0$ получим :

$$\lambda^*(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P(t+\Delta t) - P(t)}{P(t)\Delta t} = \frac{-P'(t)}{P(t)} = \frac{a(t)}{P(t)} \quad (14.25)$$

Для высоконадёжных систем если $P(t)=0.99$, то как следует из формулы (14.22): $a(t) \approx \lambda(t)$

Ошибка не более 1% и не превышает ошибок статистического определения $a(t)$ и $\lambda(t)$.

5. **Наработка на отказ** T_o - среднее время безотказной работы невозстанавливаемых элементов до отказа или восстанавливаемого элемента между соседними отказами.

$$T'' = \frac{t}{n} = \frac{\sum_{i=1}^h t_i}{n}, \quad (14.26)$$

где n - число отказов за время испытания (эксплуатации) элемента ЭС;

t - общее время исправной работы элемента ЭС;

t_i - время исправной работы элемента ЭС между $(i-1)$ и i отказами.

6. **Частота отказов** (a) - плотность распределения времени безотказной работы или производная от вероятности безотказной работы

$$a(t) = q'(t) = -p'(t) \quad (14.27)$$

Для определения величины $a(t)$ используется следующая статистическая оценка:

$$a^*(t) = \frac{n(\Delta t)}{N_o\Delta t}, \quad (14.28)$$

где $n(\Delta t)$ – общее количество элементов взятых для испытания или эксплуатируемых;

N_o – число отказавших элементов в интервале времени от $(t - \frac{\Delta t}{2})$ до $(t + \frac{\Delta t}{2})$;
 Δt – интервал времени.

2. Достоинства и недостатки показателей надёжности

1) Вероятность безотказной работы $p(t)$,

Достоинства:

- а. характеризует изменение надёжности во времени;
- б. даёт возможность наглядно судить о надёжности;
- в. показатель может быть использован для расчёта надёжности новых систем до их реализации;
- г. $p(t)$ характеризует стоимость изготовления и эксплуатации систем;
- д. показатель охватывает большинство факторов, влияющих на надёжность.

Недостатки:

- а. показатель характеризует надёжность восстанавливаемых систем до первого отказа и является достаточно полной характеристикой только систем разового пользования;
- б. показатель не даёт характеристики между временными составляющими цикла эксплуатации;
- в. эта величина не всегда удобна для оценки надёжности простых элементов при отсутствии старения;
- г. по этому показателю довольно трудно найти другие показатели надёжности.

2) Среднее время безотказной работы (T_{cp}) этот показатель надёжности является одним из более наглядных количественных характеристик надёжности но как математическое ожидание не полностью характеризует надёжность восстанавливаемых систем, надо ещё знать дисперсию времени отказов. Величина T_{cp} характеризует работу системы до первого отказа.

3) Нарботка на отказ (T) Этот показатель надёжности характеризует восстанавливаемую систему.

4) Частота отказов « a » или « f » -позволяет судить о количестве элементов, выходящих из строя в промежутке времени для невозстанавливаемой системы и довольно просто вычислить количество отказавших систем в интервале « Δt », но по её величине нельзя судить о надёжности.

5) Интенсивность отказов (λ) .

Достоинства:

- а) $\lambda(t)$ - функция времени и позволяет наглядно установить характерные участки работы системы. Это даёт возможность наметить пути по повышению надёжности

б) показателю $\lambda(t)$ - просто довольно найти другие характеристики надёжности

Недостатки: показатель используется для невосстанавливаемых систем (элементов)

3. Показатели надёжности восстанавливаемых элементов (объектов, систем)

Для оценки надёжности восстанавливаемых, т.е. ремонтпригодных элементов (объектов, систем), используются следующие показатели надёжности.

1. **Вероятность восстановления** (функция распределения времени восстановления – F_B) $S(t)$ - вероятность того, что отказавшее изделие будет восстановлено в течение заданного времени « t », т.е. вероятность своевременного завершения ремонта.

Очевидно, что $0 \leq S(t) \leq 1$, $S(0)=0$, $S(\infty)=1$.

Для определения величины $S(t)$ используется следующая статистическая оценка:

$$S^*(t) = \frac{N_B}{N_{OB}}, \quad (14.29)$$

где N_{OB} - число изделий, поставленных на восстановление;

N_B - число изделий, время восстановления которых было меньше заданного времени « t ».

2. **Вероятность несвоевременного завершения ремонта** (невосстановления) $G(t)$ - вероятность того, что отказавшее изделие не будет восстановлено в течение заданного времени t .

Статистическая оценка величины $G(t)$:

$$G^*(t) = \frac{N_{OB} - N_B}{N_{OB}}, \quad (14.30)$$

Из анализа выражений (14.29) и (14.30) следует, что:

$$S(t) + G(t) = 1. \quad (14.31)$$

3. **Частота восстановления**, $a_B(t)$ - плотность распределения времени восстановления - определяется по формуле:

$$a_B(t) = S'(t) = -G'(t) \quad (14.32)$$

Статистическая оценка величины $a_B(t)$:

$$a_B^*(t) = \frac{n_B(\Delta t)}{N_{OB} \cdot \Delta t}, \quad (14.33)$$

где N_{OB} - число изделий, поставленных на восстановление;

$n_B(\Delta t)$ - число восстановленных элементов на интервале времени $(t - \frac{\Delta t}{2}, t + \frac{\Delta t}{2})$.

4. **Интенсивность восстановления** $\mu(t)$ - условная плотность распределения времени восстановления для момента времени « t » при условии, что до этого момента восстановление изделия не произошло:

$$\mu(t) = \frac{a_B(t)}{1 - S(t)} = \frac{a_B(t)}{G(t)}, \quad (14.34)$$

Статистическая оценка величины $\mu(t)$:

$$\mu^*(t) = \frac{n_B(\Delta t)}{N_{B.CP.} \cdot \Delta t}, \quad (14.35)$$

где $N_{B.CP.}$ - среднее число изделий, которые не были восстановлены в интервале времени $(0, t)$.

$n_B(\Delta t)$ - число восстановленных изделий за интервал t . $\left(t - \frac{\Delta t}{2}, t + \frac{\Delta t}{2}\right)$

В отличие от процесса отказов, развивающихся во времени естественным образом, процесс восстановления является целиком искусственным и полностью определяется организационно-технической деятельностью эксплуатационно-ремонтного персонала.

Поэтому кривая интенсивности восстановления, аналогичная кривой интенсивности отказов отсутствует. Так как существуют нормативы времени на проведение ремонтных работ, то $\mu(t) = \mu = const$ и численные значения интенсивности восстановления сведены в справочные таблицы по видам оборудования и ремонтов. При постоянстве во времени величины « μ » получаем экспоненциальное распределение для времени восстановления:

$$S(t) = 1 - e^{-\mu t}, \quad G(t) = e^{-\mu t} \quad (14.36)$$

5. **Среднее время восстановления** (T_B) представляет собой математическое ожидание времени восстановления:

$$T_B = \int_0^{\infty} G(t) dt; \quad T_B = \int_0^{\infty} t a_B(t) dt = \int_0^{\infty} [1 - S(t)] dt; \quad (14.37)$$

Статистическая оценка времени восстановления находится из выражения:

$$T_B^* = \frac{\sum_{i=1}^{N_{OB}} t_{ei}}{N_{OB}}; \quad (14.38)$$

где t_{ei} - время восстановления i -го элемента;

N_{OB} - количество изделий, поставленных на восстановление.

При $\mu = const$ имеем:

$$T_B = \frac{1}{\mu}. \quad (14.39)$$

Среднее время восстановления включает продолжительность послеаварийного ремонта T_{AB} и продолжительность планового ремонта $T_{ПЛ}$:

$$T_B = T_{AB} + T_{ПЛ}. \quad (14.40)$$

Статистическая оценка этой величины определяется из выражения:

$$T_B = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m t_i, \quad (14.41)$$

где m - количество отказов;

t_i – время восстановления одного отказа.

Время восстановления - среднее время вынужденного простоя, необходимое для отыскания и устранения одного отказа.

Время восстановления как правило подчиняется не экспоненциальному закону - чаще это нормальное распределение, распределение Вейбулла или Пуассона. Анализ систем с неэкспоненциальным распределением чрезвычайно сложен и практически его расчетная формула не поддается формализации.

В то же время замена реального закона распределения экспоненциальным с тем же математическим ожиданием мало искажает конечные результаты. Поэтому во многих случаях эта замена обоснована. При этом:

$$a_B(t) = \mu \cdot e^{-\mu t}, \quad (14.42)$$

где $a_B(t)$ - частота восстановления;

μ - интенсивность восстановления, $\mu(t) = \mu = \text{const}$.

Вероятность восстановления:

$$S(t) = 1 - e^{-\mu t}. \quad (14.43)$$

Среднее время восстановления:

$$T_B = \frac{1}{\mu}. \quad (14.44)$$

6. **Поток отказов** $\omega(t)$ - математическое ожидание числа отказов элементов, произошедшее за единицу времени, при условии, что отказавшие элементы заменяются новыми, т.е. число испытываемых элементов сохраняется одинаковым в процессе эксплуатации.

Величина $1/\omega$ - средняя наработка на отказ.

Параметр потока отказов восстанавливаемого элемента - $\omega(t)$ - среднее количество отказов элемента в единицу времени, удельная повреждаемость элемента.

По данным эксплуатации из статистической модели имеем:

$$\omega^*(t) = \frac{\Delta n(t, t + \Delta t)}{N_0 \cdot \Delta t} = \frac{n_1(\Delta t)}{N_0 \cdot \Delta t}, \quad (14.45)$$

где $\Delta n(t, t + \Delta t)$, $n_1(\Delta t)$ - количество элементов, отказавших за интервал времени Δt или $\left(t - \frac{\Delta t}{2}, t + \frac{\Delta t}{2}\right)$ при условии, что отказавшее изделие немедленно заменяется новым;

N_0 - число элементов на испытании, при условии замены отказавших элементов.

$$\omega(t) = \lambda(t) = \omega = \lambda = \text{const};$$

Среднее время наработки на отказ:

$$T' = \frac{1}{\lambda} = \frac{1}{\omega} = \frac{8760}{\omega \text{ год}^{-1}}. \quad (14.46)$$

Если $\omega(t)$ - последовательность случайных моментов отказа восстанавливаемой системы, образует поток отказов, то временная последовательность состояний объекта (износ, отказ, восстановление, работа и т.д.) образуют переменный (альтернирующий) процесс восстановления. Если длительность состояний описывается экспоненциальным законом распределения, то процесс считается простейшим пуассоновским. Для него характерны свойства **стационарности**, **ординарности** и **отсутствия последействия**.

а) Поток отказов - **стационарный**, если вероятность появления того или иного числа отказов на заданном отрезке времени зависит только от его длины и не зависит от того, где он находится.

б) Поток отказов - **ординарный**, если вероятность появления двух и более отказов на малом отрезке времени - пренебрежимо мала по сравнению с появлением одного отказа.

в) Поток отказов - **поток без последействия**, если вероятность появления числа отказов на некотором отрезке времени не зависит от числа и характера отказов, возникших до этого отрезка времени.

Таким образом $\omega(t)$ - последовательность отказов элемента во времени, характеризуемая параметром потока отказов - « ω », который является аналогом « λ ».

Для ординарных потоков эти понятия совпадают, но « ω » и « λ » имеют разную природу. Поток отказов (ω) - **безусловная** вероятность отказа элемента за единицу времени. Интенсивность отказов (λ) - **условная** вероятность отказа элемента за единицу времени, при условии, что он проработал до момента « t ».

Вероятность возникновения « m » отказов за время « t » при частоте отказов « ω » в пуассоновском потоке событий (отказ, восстановление, т.е. ординарном, стационарном, без последействия) вычисляются по формуле:

$$P_m(t) = \frac{(\omega \cdot t)^m}{m!} e^{-\omega \cdot t} = \frac{\omega^m}{m!} e^{-\omega} \cdot t^m. \quad (14.47)$$

При длительности периода работы элемента ЭС $t=1$ году.

$$P_m(t) = \frac{\omega^m}{m!} e^{-\omega}. \quad (14.48)$$

где m - число восстановлений (число отказов) в рассматриваемом интервале времени.

Вероятность безотказной работы элемента:

$$p(t) = p_{m=0} = \frac{\omega^0}{0!} e^{-\omega} = e^{-\omega} \quad (14.49)$$

- это вероятность того, что за год не будет ни одного отказа элемента.

4. Комплексные показатели надежности восстанавливаемых элементов электрических систем

Для восстанавливаемой системы наряду с показателями, характеризующими ее отдельные состояния, вводятся комплексные показатели, характеризующие восстанавливаемый объект с двух и более сторон:

- Математическое ожидание длительности цикла работы объекта:

$$T_{\text{цикла}} = T + T_{\text{в}}, \quad (14.50)$$

где T - среднее время наработки до отказа объекта (элемента);

$T_{\text{в}}$ - среднее время восстановления объекта (элемента).

- Частота появления отказов объекта

$$f = \frac{1}{T_{\text{цикла}}} \quad (14.51)$$

- Коэффициент готовности, « K_{Γ} » - вероятность того, что объект работоспособен в произвольный момент времени

$$K_{\Gamma} = \frac{T}{T_{\text{цикла}}} = \frac{T}{T + T_{\text{в}}} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} \quad (14.52)$$

Коэффициент готовности имеет смысл надежностного коэффициента полезного действия, т.к. числитель представляет полезную составляющую, а знаменатель общие затраты времени.

Коэффициент « K_{Γ} » оценивает эксплуатационные качества объекта и квалификацию обслуживающего персонала, характеризует готовность объекта (элемента) к работе. Его недостатком является то, что по нему нельзя судить о времени непрерывной работы объекта без отказов.

Статистическая оценка коэффициента « K_{Γ} »:

$$K_{\Gamma}^* = \frac{\sum_{i=1}^m t_i}{\sum_{i=1}^m t_i + \sum_{i=1}^m t_{\text{в}i}}, \quad (14.53)$$

где t_i - время безотказной работы объекта (элемента) ЭС;

$t_{\text{в}i}$ - время восстановления элемента ЭС;

m - число отказов объекта (элемента) ЭС.

- Коэффициент неготовности (вынужденного простоя) - вероятность того, что объект неработоспособен в произвольный момент времени

$$K_{\text{н}} = 1 - K_{\Gamma} = \frac{T_{\text{в}}}{T + T_{\text{в}}} = \frac{T_{\text{в}}}{T_{\text{цикла}}} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (14.54)$$

Статистическая оценка « $K_{\text{н}}$ »:

$$K_{\text{н}}^* = \frac{\sum_{i=1}^m t_{\text{в}i}}{\sum_{i=1}^m t_{\text{в}i} + \sum_{i=1}^m t_i}, \quad (14.55)$$

При этом:

$$K_{\Gamma} + K_{H} = 1 \quad (14.56)$$

▪ Вероятности работоспособного состояния объекта и состояния восстановления для переменного (альтернирующего) процесса восстановления с экспоненциальным распределением длительности состояний определяются из выражений:

$$P_p(t) = \frac{\mu}{\lambda + \mu} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t}; \quad (14.57)$$

$$P_s(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} + \frac{\mu}{\mu + \lambda} e^{-(\lambda + \mu)t}; \quad (14.58)$$

где $P_p(t)$ - вероятность работоспособного состояния объекта (элемента),

$P_s(t)$ - вероятность состояния восстановления объекта,

μ - интенсивность восстановления объекта,

λ - интенсивность отказов объекта.

Коэффициенты готовности и неготовности можно рассматривать как предел $P_p(t)$ и $P_s(t)$ при $t \rightarrow \infty$.

Отсюда следует:

$$K_{\Gamma} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} = \frac{1}{1 + \lambda/\mu}; \quad (14.59)$$

$$K_{H} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{(\lambda/\mu)}{(1 + \lambda/\mu)}. \quad (14.60)$$

Вопросы для самопроверки

1. Что называют показателями надежности?
2. Назовите основные показатели безотказности.
3. Что называют коэффициентом вынужденного простоя
4. Что понимается под интенсивностью отказов
5. Что такое частота отказов
6. Достоинства и недостатки показателей надёжности.
7. Что такое время восстановления?
8. Характерные свойства стационарности, ординарности и отсутствия последствия.
9. Комплексные показатели, характеризующие восстанавливаемый объект с двух и более сторон.
10. Что такое коэффициент оперативной готовности?

ЛЕКЦИЯ 15. Структурная надёжность работы основных элементов ЭС

План

1. Основные понятия и показатели надёжности воздушных линий электропередачи
2. Надёжность двухцепных ВЛ

1 Основные понятия и показатели надёжности воздушных линий электропередачи

Воздушным линиям (ВЛ) принадлежит важная роль в работе ЭС и надёжном электроснабжении потребителей. На долю ВЛ 35-750кВ приходится значительная часть отказов и отключений электрического оборудования (~ 35% -50 %)

Причины высокой повреждаемости ВЛ:

- Влияние климатических воздействий (гололёдно-ветровые нагрузки, атмосферные перенапряжения и т. д.);
- Доступность ВЛ посторонним вмешательствам (наезды на опоры, обрывы проводов, «расстрел» изоляторов);
- Сложность контроля технического состояния элементов ВЛ.

Изучение надёжности ВЛ имеет цели:

- Оценку надёжности схем развития ЭС, эл. сетей, систем электроснабжения отдельных потребителей;
- Анализ конструкций, оборудования, сооружения ВЛ;
- Техничко-экономический анализ вариантов ВЛ сверхвысокого напряжения и выбор конструкций, опор, фундаментов, проводов, уровней изоляции;
- Анализ и рационализацию системы ремонтов и технического обслуживания ВЛ;
- Решение задач планирования, управления и производственно-хозяйственной деятельности при эксплуатации ВЛ;
- Решение задач диспетчерского управления на разных уровнях;
- Разработка нормативов аварийного запаса оборудования и запасных частей для ВЛ;
- Разработка рекомендаций и указаний по эксплуатации ВЛ с учётом местных условий;
- Определение необходимости и степени эффективности мероприятий по повышению надёжности ВЛ.

Надёжность ВЛ 35-750кВ оценивается комплексом показаний из 5-ти групп:

- ◆ Показатели безотказности;
- ◆ Ремонтпригодности;
- ◆ Долговечности;

- ◆ Комплексные показатели;
- ◆ Экономические показатели.

1) Под безотказностью ВЛ понимается её свойства непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки. ВЛ – восстанавливаемый объект и её показатель безотказности – параметр потока отказов – в общем случае $\omega(t)$ – т.е. функция времени. На величину « ω » влияют: факторы старения и износа элементов, а также плановые ремонты (рис.15.1):

t_1, t_2, t_3 , момент времени выполнения капитальных ремонтов;
 t_0 - окончание приработки (периода освоения).

$$\omega(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{M[r(t + \Delta t)] - M[r(t)]}{\Delta t}, \quad (15.1)$$

где M - математическое ожидание отказов ВЛ;

$r(t)$ - число отказов за время t ;

$r(t + \Delta t)$ - число отказов за время $(t + \Delta t)$;

$\omega(t)$ - среднее число отказов, ожидаемых в малом интервале времени.

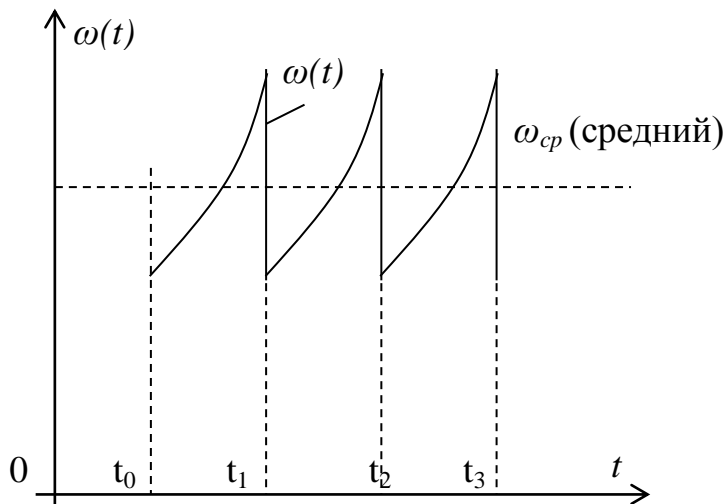


Рис. 15.1. График плановых ремонтов

Из анализа причин отказа ВЛ следует:

$$\omega = \omega_1(t) + \omega_2, \quad (15.2)$$

где ω – поток отказов ВЛ,

$\omega_1(t)$ – связан с износом и старением ВЛ и зависит от срока службы ВЛ ,

ω_2 - связан с внешними воздействиями на ВЛ,

Поток отказов « $\omega_1(t)$ » вызывается загниванием древесины, коррозией металлических опор, износом арматуры, проводов, тросов, разрушением изоляторов, составляющая потока « ω_2 » связана с гололёдно-ветровыми

нагрузками, дефектами монтажа, обрывами проводов, ударами молний, ледоходом, пожарами и т.д.

Величина $\omega_2 = const$ и не зависит от длительной эксплуатации, капитальных ремонтов т.е. определяется случайными причинами.

В эксплуатационной и проектной практике ЭС для ВЛ в период нормативного срока службы пользуются значением среднего потока отказов « ω_{cp} » не зависящего от срока службы ВЛ. Периодичность капитальных ремонтов ВЛ принимается 3-6 лет.

С вероятностью безотказной работы ВЛ связано понятие функции надёжности ВЛ – $p(t)$.

$$p(t) = 1 - \sum p_i(t)q_i(t) \quad (15.3)$$

где i - возможные состояния ВЛ;

$p_i(t)$ – вероятность нахождения ВЛ в момент времени « t » в состоянии « i »

q_i - вероятность нарушения надёжности ВЛ в момент времени « t » в состоянии « i ».

2) Ремонтпригодность ВЛ – свойство ВЛ, заключающееся в её приспособленности к обнаружению причин отказов, предупреждению отказов и восстановлению работоспособности путём технического обслуживания и ремонта. Ремонтпригодность ВЛ определяется следующими основными показателями:

- средним временем восстановления линии при отказе ($T_в$);
- средней продолжительностью преднамеренных отключений ВЛ (T_p);
- средней периодичностью ремонтов (μ);
- средними трудозатратами на капитальный ремонт и техническое обслуживание ВЛ (N_p).

3) Долговечность ВЛ – их свойство сохранять работоспособность при установленной системе ремонтов и техобслуживании до предельного состояния при котором дальнейшая эксплуатация невозможна.

Для ВЛ на деревянных опорах – 30 лет, на металлических и ж/б опорах – 50 лет.

Износ ВЛ имеет 5 форм:

- Экономический или нормальный износ, определяемый внедрением в эксплуатацию более эффективных и надёжных ВЛ либо ВЛ с меньшими затратами на 1кВт, передаваемый мощности или кВт ч переданной электроэнергии;
- Технический износ – неспособность ВЛ соответствовать возросшему уровню требований к качеству эл. энергии;
- Социальный износ, вызванный неспособностью ВЛ отвечать ожесточившимся требованиям социальных стандартов (безопасность персонала, населения или животных, сложность обслуживания и т.д.;

- Экологический износ – когда ВЛ не соответствуют новым нормативам по охране окружающей среды;
- физический износ, обусловленный явлениями старения, разрушения, изнашивания, загнивания и т.п. элементов ВЛ.

Таким образом предельное состояние ВЛ определяется не только физическим износом, хотя он в большинстве случаев – основной.

4) Комплексные показатели надёжности ВЛ. Эти показатели характеризуют несколько свойств, составляющих надёжность ВЛ (безотказность, долговечность, ремонтпригодность).

а) Коэффициент технического использования характеризует долю времени нахождения ВЛ в работоспособном состоянии относительно периода эксплуатации учитывает затраты времени на все виды простоя ВЛ в процессе эксплуатации после отказов и в результате преднамеренных отключений:

$$K_{Т,И} = \frac{T_0}{T_0 + T_B + T_P} \approx 1 - \omega T_B - \mu T_P, \quad (15.4)$$

где T_0 - среднее время работы ВЛ между отказами (наработка на отказ);

T_B - среднее время восстановления ВЛ;

T_P - среднее время преднамеренного отключения ВЛ;

ω – параметр потока отказов ВЛ;

μ - средняя периодичность ремонтов.

б) Коэффициент готовности – вероятность того, что ВЛ окажется работоспособной в произвольный момент времени, исключая простой при ремонтах :

$$K_G = \frac{T_0}{T_0 + T_B} \approx 1 - \omega T_B, \quad (15.5)$$

где

T_0 - среднее время работы ВЛ между отказами (наработка на отказ);

T_B - среднее время восстановления ВЛ.

в) коэффициент простоя ВЛ из-за отказов:

$$K_{П,О} = \frac{T_B}{T_0 + T_B}. \quad (15.6)$$

г) Коэффициент простоя ВЛ при ремонтах:

$$K_{П,Р} = \frac{T_P}{T_0 + T_P}, \quad (15.7)$$

где

T_P – среднее время ремонта ВЛ.

5) Экономические показатели надёжности ВЛ.

а) Эффективность затрат на повышение надёжности ВЛ:

$$\mathcal{E}_H = \frac{\Delta H}{Z_H}, \quad (15.8)$$

где ΔH - повышение надёжности ВЛ в результате введения резерва

Z_H - величина приведенных затрат на образование резерва.

Пример. Если на ВЛ вводится избыточность путём замены провода А на АС, то вероятность обрыва провода уменьшается и вероятность отказа ВЛ уменьшается, время восстановления – без изменения.

б) Суммарные затраты на проведение техобслуживания или ремонта за определённый срок эксплуатации т.е. математическое ожидание затрат на интервале времени.

в) Ущерб от отказа ВЛ. Этот экономический показатель состоит из трёх звеньев

- ущерб энергоснабжающего предприятия (ПЭС, РЭС, Э/СТ);
- ущерб потребителей энергии;
- ущерб смежных звеньев народного хозяйства.

Проанализируем эти составляющие ущерба

Звено I:

- ◆ Затраты на восстановление ВЛ;
- ◆ Потери от замены элементов ВЛ (опор, проводов, изоляторов);
- ◆ Потери от увеличения технологического расхода энергии в электросети из-за отклонения эл. режима от оптимального значения при отказе ВЛ;
- ◆ Затраты на топливо, расходуемое на пуски энергоблоков, растопки котлов на резервных станциях, вводимых вследствие отказа ВЛ;
- ◆ Затраты на выработку энергии на резервном оборудовании;
- ◆ Потери от простоя оборудования и обслуживающего персонала связанного с отказом ВЛ.

Звено II:

- ◆ Потери от простоя и снижения производительности технологического оборудования;
- ◆ Потери от брака продукции, снижения ее качества;
- ◆ Потери от простоя рабочих;
- ◆ Затраты на содержание резервов и запасов сырья и т.п.

Звено III:

- ◆ Пожары в городах, лесном хозяйстве;
- ◆ Затраты от падения опор, проводов на дороги и т.д.

2. Надёжность двухцепных ВЛ

Доля двухцепных ВЛ в ЭС СНГ: 7% - 35кВ, 26% - 110кВ, 154кВ; 18% - 220кВ; 5% - 330кВ

Преимущество строительства двухцепных ЛЭП – сокращение затрат на строительство и эксплуатацию, уменьшение зоны отчуждения и т.п., что позволяет ожидать увеличения их количества.

«Отказ» для двухцепных ВЛ – понятие неоднозначное: и зависит от схемы электроснабжения и роли ВЛ в схеме. Пример : отказ первой цепи или двух является отказом, это зависит от требований потребителей.

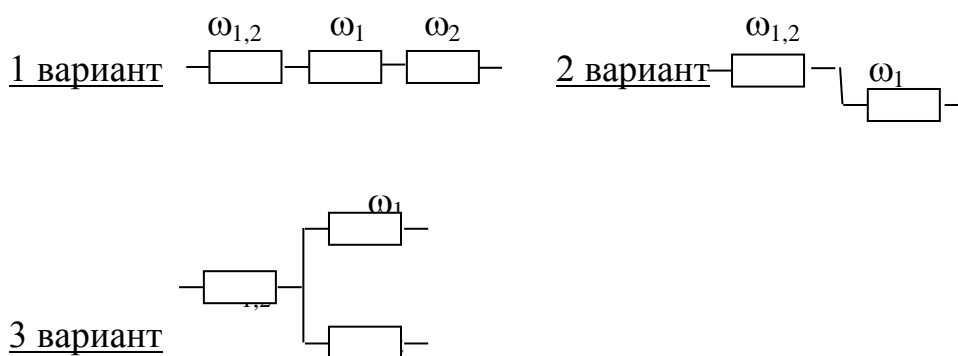
Здесь могут быть три варианта:

1. Отказ любой одной цепи двухцепной ВЛ - отказ этой линии или отказ двух цепей.
2. Отказ одной определённой цепи - отказ линии, или отказ двух цепей.
3. Отказ двух цепей – отказ линии.

В соответствии с этими вариантами квалифицируются и преднамеренные отключения двух цепей ВЛ.

Структурные схемы расчёта надёжности двух цепной ВЛ в зависимости от понятия отказа.

На рис 15.2 представлены схемы замещения ВЛ по вариантам при анализе структурной надёжности.



15.2. Схемы замещения ВЛ

Статистическая информация для анализа надёжности двухцепных ЛЭП состоит из двух групп показателей надёжности:

- 1) Показатели, характеризующие отказы и преднамеренные отключения двух цепей двух цепной линии одновременно по одной причине:

$$\omega_{1,2}; T_{B1,2}; \mu_{1,2}; T_{P1,2},$$

где $\omega_{1,2}$ - параметр потока отказов двух цепей ВЛ;

$T_{B1,2}$ - среднее время восстановления двух цепей ВЛ;

$\mu_{1,2}$ - средняя периодичность ремонтов двух цепей ВЛ;

$T_{P1,2}$ - средняя продолжительность преднамеренного отключения двух цепей ВЛ.

- 2) Показатели, характеризующие отказы и преднамеренные отключения любой одной цепи двух цепной линии, вторая цепь в работе

$$\omega_{1-2}; T_{B1-2}; \mu_{1-2}; T_{P1-2},$$

где ω_{1-2} - параметры потока отказов первой или второй цепи ВЛ;

T_{B1-2} - среднее время восстановления первой или второй цепи ВЛ;

μ_{1-2} - средний период ремонтов первой или второй цепи ВЛ;

T_{P1-2} - средняя продолжительность преднамеренных отключений первой или второй цепи ВЛ.

В этом случае для первого варианта отказа двух цепной ВЛ имеем следующие значения показателей надёжности:

$$\omega_{ВЛ} = \omega_{1,2} + \omega_{1-2}; \quad (15.9)$$

$$T_{\omega_{ВЛ}} = \frac{\omega_{1,2}T_{\epsilon_{1,2}} + \omega_{1-2}T_{\epsilon_{1-2}}}{\omega_{1,2} + \omega_{1-2}}; \quad (15.10)$$

$$\mu_{\omega_{ВЛ}} = \mu_{1,2} + \mu_{1-2}; \quad (15.11)$$

$$T_{\mu_{ВЛ}} = \frac{\mu_{1,2}T_{p_{1,2}} + \mu_{1-2}T_{p_{1-2}}}{\mu_{1,2} + \mu_{1-2}}; \quad (15.12)$$

где $\omega_{ВЛ}$ – поток отказов двухцепной линии;
 $\mu_{ВЛ}$ – средняя периодичность ремонтов;
 $T_{ВВЛ}$ – среднее время восстановления ВЛ;
 $T_{РВЛ}$ – средняя продолжительность преднамеренных отключений.

Для второго варианта: отказа (отказ определённой цепи – отказ линии или двух цепей):

Для одной цепи:

$$\omega_1 = \omega_2 = \frac{\omega_{1-2}}{2}; \quad \frac{\mu_{1-2}}{2} = \mu_1 = \mu_2 \quad (15.13)$$

Для двухцепной ВЛ:

$$\omega_{ВЛ} = \omega_{1,2} + \omega_{1-2} / 2 \quad (15.14)$$

$$T_{\omega_{ВЛ}} = \frac{\omega_{1,2}T_{\epsilon_{1,2}} + \omega_{1-2}T_{\epsilon_{1-2}} / 2}{\omega_{1,2} + \omega_{1-2} / 2} \quad (15.15)$$

$$\mu_{ВЛ} = \mu_{1,2} + \mu_{1-2} / 2 \quad (15.16)$$

$$T_{\mu_{ВЛ}} = \frac{\mu_{1,2}T_{p_{1,2}} + \mu_{1-2}T_{p_{1-2}} / 2}{\mu_{1,2} + \mu_{1-2} / 2} \quad (15.17)$$

Рассмотрим более детально **третий вариант отказа ВЛ** (отказ двух цепей – отказ линии). Здесь на рис.4.2 параллельно включённые блоки характеризуют возможные явления наложения отказа одной цепи на отказ (ремонт) второй цепи

Поток отказов для схемы, состоящей из параллельно включённых блоков, учитывающей наложение отказов одной цепи на отказы (ремонты) другой, поток отказов составит величину:

$$\omega_{СХ} = \omega_1(\omega_2T_{\epsilon_{1-2}} + \mu_2T_{p_{1-2}}) + \omega_2(\omega_1T_{\epsilon_{1-2}} + \mu_1T_{p_{1-2}}). \quad (15.18)$$

Заменяя составляющие, (см. 4.13) после подстановки имеем:

$$\omega_{СХ} = \frac{\omega_{1-2}}{2}(\omega_{1-2}T_{\epsilon_{1-2}} + \mu_{1-2}T_{p_{1-2}}). \quad (15.19)$$

Среднее время восстановления для схемы из параллельных блоков:

$$T_{CX} = \left\{ \omega_1 T_{\epsilon 1-2} \omega_2 T_{\epsilon 1-2} + \gamma \left[\omega_1 T_{\epsilon 1-2} \mu_2 T_{p 1-2} + \omega_2 T_{\epsilon 1-2} \mu_1 T_{p 1-2} \right] \right\} \frac{1}{\omega_{CX}}, \quad (15.20)$$

где γ - коэффициент, учитывающий наложение отказа одной цепи ВЛ на отказ или ремонт второй цепи.

Этот коэффициент (γ) определяется в зависимости от соотношения

$$a = \frac{T_{p 1-2}}{T_{\epsilon 1-2}} \quad (15.21)$$

Если $a \leq 1$, то $\gamma = 0,5$, а если $a > 1$, то имеем:

$$\gamma = \frac{T_{p 1-2} / T_{\epsilon 1-2} - 0,5}{T_{p 1-2} / T_{\epsilon 1-2}} = \frac{T_{p 1-2} - 0,5 T_{\epsilon 1-2}}{T_{p 1-2}}, \quad (15.22)$$

Исходя из симметрии блоков в схеме их параллельного соединения значение величины « T_{CX} » после преобразований можно записать в виде:

$$T_{CX} = \frac{\omega_{1-2} T_{\epsilon 1-2}^2 + \mu_{1-2} T_{B 1-2} T_{p 1-2}}{2(\omega_{1-2} T_{\epsilon 1-2} + \mu_{1-2} T_{p 1-2})} \quad (15.23)$$

где T_{CX} – среднее время восстановления для схемы из параллельных блоков.

Окончательно для третьего варианта отказа ВЛ (отказ двух цепей – отказ ВЛ), исходя из структурной схемы расчёта надёжности двух цепной линии, имеем следующие показатели надёжности:

$$\omega_{ВЛ} = \omega_{1,2} + \omega_{CX} = \omega_{1,2} + \frac{\omega_{1-2}}{2} (\omega_{1-2} T_{\epsilon 1-2} + \mu_{1-2} T_{p 1-2}) \quad (15.24)$$

$$T_{\epsilon ВЛ} = \frac{\omega_{1,2} T_{\epsilon 1,2} + \omega_{1-2}^2 T_{\epsilon 1-2}^2 + \omega_{1-2} \mu_{1-2} T_{\epsilon 1-2} T_{p 1-2}}{\omega_{1,2} + \frac{\omega_{1-2}}{2} (\omega_{1-2} T_{\epsilon 1-2} + \mu_{1-2} T_{p 1-2})} \quad (15.25)$$

$$\mu_{ВЛ} = \mu_{1,2} \quad (15.26)$$

$$T_{p ВЛ} = T_{P 1,2} \quad (15.27)$$

где $\omega_{1,2}; \mu_{1,2}; T_{p 1,2}; T_{\epsilon 1,2}$ - показатели надёжности блока, эквивалентирующего одновременное отключение обеих цепей по одной причине.

Таким образом оценка показаний надёжности двух цепных ЛЭП зависит от варианта использования этих линий в схеме электроснабжения потребителей или узла нагрузки и формулировки понятий «отказ двухцепной линии» и «преднамеренное отключение двухцепной линии». При этом меняется численное значение показателей надёжности двухцепной линии в зависимости

от варианта её использования и эффективности применения двухцепной линии по сравнению с двумя такими же (U, L) одноцепными.

Рассматривая эффективность ВЛ как соотношение результатов и затрат, произведём её определение:

Расчёт эффективности двух цепной воздушной линии:

$$\mathcal{E}_{ВЛ} = \frac{K_{T,u} 8760}{K_{ВЛ}} \quad (15.28)$$

где $K_{T,u}$ - коэффициент технического использования двух цепной ВЛ, т.е. время нахождения в работоспособном состоянии относительно периода её эксплуатации;

$K_{ВЛ}$ - капитальные вложения в данную линию;

$$K_{T,u} 8760 = T_2;$$

T_2 - общее суммарное время работы ВЛ в течение года.

$$K_{T,u} = 1 - \omega_{ВЛ} T_{вВЛ} - \mu_{ВЛ} T_{рВЛ} \quad (15.29)$$

где $\omega_{ВЛ}$ - параметр потока отказов двухцепной линии;

$\mu_{ВЛ}$ - средняя периодичность преднамеренных отключений ВЛ;

$T_{вВЛ}$ - среднее время восстановления двухцепной ВЛ;

$T_{рВЛ}$ - средняя продолжительность преднамеренных отключений.

Вопросы для самопроверки

1. Основные причины высокой повреждаемости ВЛ.
2. Цели изучения надёжности ВЛ.
3. Что понимается под безотказностью ВЛ?
4. Что понимается под значением среднего потока отказов?
5. Периодичность капитальных ремонтов ВЛ.
6. Какими основными показателями определяется ремонтпригодность ВЛ?
7. Экономические показатели надёжности ВЛ.
8. Из каких групп показателей надёжности состоит статистическая информация для анализа надёжности двухцепных ЛЭП?
9. От чего зависит оценка показаний надёжности двух цепных ЛЭП?
10. Что такое коэффициент готовности?

ЛЕКЦИЯ 16. Статические методы обработки информации о надёжности ВЛ и оборудования ЭС.

План

1. Статическая оценка законов распределения отказов ВЛ и оборудования ЭС.
2. Подбор теоретического закона распределения СВ об отказах.
3. Критерии согласия для оценки надёжности элементов ЭС
4. Доверительные интервалы при статистической оценке параметров надёжности
5. Статические показатели надёжности совокупности ВЛ
6. Обработка исходных статических данных воздушных линий по разнородной информации.

1. Статическая оценка законов распределения отказов ВЛ и оборудования ЭС.

Для решения теоретических и практических задач надёжности производственных ЭС и их элементов надо знать законы распределения их отказов. Они получаются посредством обобщения статического материала об отказах. Примем случайную величину (СВ) « T » за время безотказной работы. За время эксплуатации восстанавливаемых элементов ЭС – « t » величина « T » принимает « n » значений. Совокупность этих случайных значений величины – статическая выборка объёма « n ». Если значения СВ « T » расположить в возрастающем (убывающем) порядке и указать относительно каждого как часто оно встречается, то имеем распределение СВ или вариационный ряд на основании которого определяем аналитическую форму неизвестной плотности вероятности $f(t) = \varphi(t)$ или функцию распределения $F(t)$.

Для построения вариационного ряда диапазон значений СВ « T » разбиваем на интервалы. Подсчитываем количество значений « m » СВ T , приходящейся на каждый интервал и определяем частоту её попадания в данный интервал:

$$P^* = \frac{m_i}{n} \quad (16.1)$$

где n – число наблюдений, объём выборки.

Вариационный (статический) ряд			Таблица 4.3	
Интервал	$t_1 - t_2$	$t_2 - t_3$...	$t_k - t_{k+1}$
Частота	P_1^*	P_2^*	...	P_k^*

Оптимальная величина интервала:

$$\Delta t = \frac{t_{\max} - t_{\min}}{1 + 3.21 \cdot \lg n} \quad (16.2)$$

где n – число единиц в совокупности (выборке);
 $(t_{\max} - t_{\min})$ – размах вариации СВТ.

Число интервалов :

$$K = \frac{t_{\max} - t_{\min}}{\Delta t} \quad (16.3)$$

или проще:

$$\Delta t = \frac{t_{\max} - t_{\min}}{10} \quad (16.4)$$

Большое значение имеет графический метод изображения вариационного ряда:

- Полигон распределения (многоугольник): по оси абсцисс откладываем интервалы значений СВ, в их серединах строим ординаты, пропорциональные частотам и концы ординат соединяем.

- Гистограмма распределения. Над каждым отрезком оси абсцисс, изображающем интервал значений СВ, строится прямоугольник, высота которого пропорциональна частотам интервала.

При уменьшении длины каждого интервала гистограмма приближается к некоторой плавной кривой, соответствующей плотности распределения величины «Т». Таким образом при построении гистограммы получаем представление о дифференциальном законе распределения СВ «Т».

- Статическая функция распределения $F^*(t)$ – частота событий $T < t$ в данной выборке:

$$F^*(t) = p^*(T < t) \quad (16.5)$$

где t – текущая переменная;

p^* – частота или статическая вероятность события.

$$F^*(t_i) = n_i/n \quad (16.6)$$

где n_i – число отказов, при которых $T < t$;

n – число наблюдений.

Если T – непрерывная величина, то при увеличении « n » (объёма выборки) $F^*(t)$ – интегральная функция распределения величины T .

Таким образом, построение статической функции распределения $F^*(t)$ решает вопрос об установлении на основе экспериментальных данных закона распределения СВ.

2. Подбор теоретического закона распределения СВ об отказах.

Пользование $F^*(t)$ неудобно таким образом экспериментальные точки гистограммы колеблются около неизвестной кривой истинного распределения. Для выяснения теоретического закона распределения СВ заданного $F(t)$ или $f(t) = \varphi(t)$ производится обработка статических данных. Выбирается аппроксимирующая функция $f(t) = \varphi(t)$, которая согласуется с данными эксперимента $f_0(t) = f(t)$. Для оценки правдоподобия этого приближённого вероятностного равенства разработано несколько критериев согласия проверяемых гипотез относительно вида функции (аппроксимирующей и данных эксперимента) $f_0(t)$ и $f(t)$.

Порядок применения критерия согласия:

▪ Предположим, что СВ T (наработка до отказа), полученная в виде статического ряда подчинена некоторому закону распределения СВ, приписываемому $F(t)$.

▪ Для проверки справедливости гипотезы вводится случайная величина Δ - мера расхождения между теоретическим законом и статическим распределением. " Δ " может быть: а) максимальное отклонение $F^*(t)$ от $F(t)$; б) сумма квадратов отклонений теоретических вероятностей попадания СВ T в i -ый интервал - P_i от соответствующих частот P_i^* .

▪ Если гипотеза о том, что СВ T подчиняется закону распределения « $F(t)$ » справедлива, то " Δ " будет определяться законом распределения СВ T и числом ответов n . Это устанавливает согласие между теоретическим и статическим распределением, если известен закон распределения « Δ ».

Пример:

▪ Закон распределения " Δ " известен.

◆ В результате проведения эксперимента расхождения $\Delta = u$;

◆ Выясняем $\Delta = u$ случайно за счёт ограничения числа отказов или из-за разницы между $F^*(t)$ и $F(t)$. Для этого вычисляем вероятность получения такого расхождения при заданных $F(t)$ и числе опытов « n ». Это сводится к определению вероятности:

$$F(\Delta) = P(U \leq \Delta) \quad (16.7)$$

Если вероятность – мала, то теоретическое распределение – неудачно. Если вероятность – значительна, закон распределения выбран удачно.

При некоторых способах выбора " Δ " закон её распределения может быть выбран теоретически, исходя из общих положений ТВ и при достаточно большом « n » не зависит от вида функции « $F(t)$ », что облегчает применение критериев.

3. Критерии согласия для оценки надёжности элементов ЭС

▪ Критерий « χ^2 » К.Пирсона. В качестве меры расхождения между опытным и теоретическим распределением берётся величина $\Delta = \chi^2$

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(P_i^* - P_i)^2}{P_i} \quad (16.8)$$

где k - число интервалов статического ряда;

$P_i = \frac{m_i}{n}$ - частота i -го интервала статического ряда;

m_i - количество значений СВ T на интервал;

n - объём статической выборки, общее количество опытов;

P_i - теоретическая вероятность попадания СВ T в i -ый интервал.

При увеличении « n » закон распределения « Δ » приближается к « χ^2 » распределению и не зависит от вида « $F(t)$ » и числа испытаний « n », а определяется только числом разрядов « k » статического ряда.

Опытное распределение практически согласуется с выбранным теоретическим, если выполняется условие:

$$D\sqrt{n_i} \leq 1 \quad (16.9)$$

где D - наибольшее отклонение экспериментальной кривой распределения от теоретической;

n_i - общее число экспериментальных точек.

4. Доверительные интервалы при статистической оценке параметров надёжности

Статистическая оценка параметров надёжности тем ближе к истине чем больше объём выборки. Только бесконечно большая выборка может дать 100% уверенность, что оценка параметра совпадает с истинной. Понятия «коэффициент доверия», «доверительная вероятность» - обозначают вероятность, связывающую истинное значение параметра и его оценку. Когда оценка получена для большой выборки, истинное значение – справа от неё или слева. Поэтому лучше выражать статистическую оценку с помощью интервала с указанием вероятности (коэффициент доверия), что истинное значение – внутри его. При анализе статистических данных основные понятия – «доверительный уровень» и «коэффициент доверия». Эти истинные данные часто представляют не «точечными» оценками, а с помощью интервала с заданной доверительной вероятностью или коэффициент доверия « α ». Последний, выражает вероятность того, что истинное значение величины – внутри интервала. Границы интервала – доверительные границы. Уровень значимости – вероятность того, что значение искомой величины выйдет из границ интервала: $\beta = 1 - \alpha$; Часто $\alpha = 0.9; 0.95; 0.99$ и $\beta = 0.1; 0.05; 0.01$.

Коэффициент « α » характеризует степень достоверности результатов двухсторонней оценки параметра надёжности. Доверительные интервалы статических оценок параметров надёжности имеют нижнюю и верхнюю границы.

Пример:

T_{cp}, T_{cp}^* - среднее время безотказной работы;

$T_{cp n}^*$ и $T_{cp v}^*$ - нижняя и верхняя границы доверительного интервала;

Величина T_{cp}^* - находится между этими пределами.

Пример. Вычислены доверительные границы для вероятности безотказной работы $p(t)$ элемента ЭС порядка 0.9. Это значит 90% случаев истинное значение надёжности – в этих пределах, а в 10% -вне этих границ.

5. Статические показатели надёжности совокупности воздушных линий.

Важнейшим показателем надёжности ВЛ 35-750 кВ – параметр потока отказов, отказ/100 км год.

$$\omega_i = \frac{P_i 100}{L_i \Gamma_i}, \quad (16.10)$$

где P_i – число отказов i –ой ВЛ;

L_i – длина линии, км;

Γ_i – период эксплуатации ВЛ, лет.

Параметр потока отказов (среднее значение) ВЛ данного типа определяется на основе оценок параметра « ω » ВЛ, входящих в совокупность:

$$\omega_i = \frac{\sum_{i=1}^v \omega_i L_i \Gamma_i}{\sum_{i=1}^m L_i \Gamma_i}, \quad (16.11)$$

где v – число отключаемых линий, входящих в совокупность ВЛ данного вида.

6. Обработка исходных статических данных воздушных линий по разнородной информации.

Цель: определение комплексной величины надёжности.

Сбор и предварительную обработку информации от отказа ВЛ по располагаемым « K » источникам сводим в систему данных.

N источника информации	число ВЛ	протяжённость всех ВЛ	параметры потока отказов	среднеквадратичные отклонения
1	m_1	L_1	ω_1	$\sigma[\omega]$
2	m_2	L_2	ω_2	$\sigma[\omega]$
.....
к	m_k	L_k	ω_k	$\sigma[\omega]$

Для оценки характера расхождения между математическими ожиданиями параметров потоков отказов ВЛ используем критерий Ван-дер-Вардена.

$$|\omega_j - \omega_i| \leq \alpha \sqrt{D[\omega]} \quad (16.12)$$

где ω_j – параметр потока отказов ВЛ по информации j - го источника;

ω_i - параметр потока отказов ВЛ по информации i - го источника

$D[\omega]$ - дисперсия математического ожидания “ ω ” ВЛ

α - критический коэффициент, определяющий доверительную вероятность оценки характера расхождения между статическими характеристиками по каждому источнику информации.

Вопросы для самопроверки

1. Законы распределения надёжности производственных ЭС
2. Графический метод изображения вариационного ряда.
3. Порядок применения критерия согласия.
4. Статистическая оценка параметров надёжности
5. Понятия «коэффициент доверия», «доверительная вероятность»
6. Доверительные интервалы статических оценок параметров надёжности

ЛЕКЦИЯ 17. Функциональная надёжность электрических систем.

План

1. Функциональная надёжность в схеме станция-система
2. Расчёт функциональной надёжности в объединении из двух ЭС со слабой связью.
3. Критерии режимной надёжности и их нормирование
4. Обеспечение режимной (функциональной) надёжности системообразующих сетей ЭС.
5. Средства и методы повышения надёжности распределительных сетей.
6. Методика расчёта надёжности системообразующих сетей ЭС

1. Функциональная надёжность в схеме станция-система

Достигается при противоаварийном управлении отключением генераторов и быстрой разгрузкой паровых турбин. Рассмотрим схему (рис.17.1)

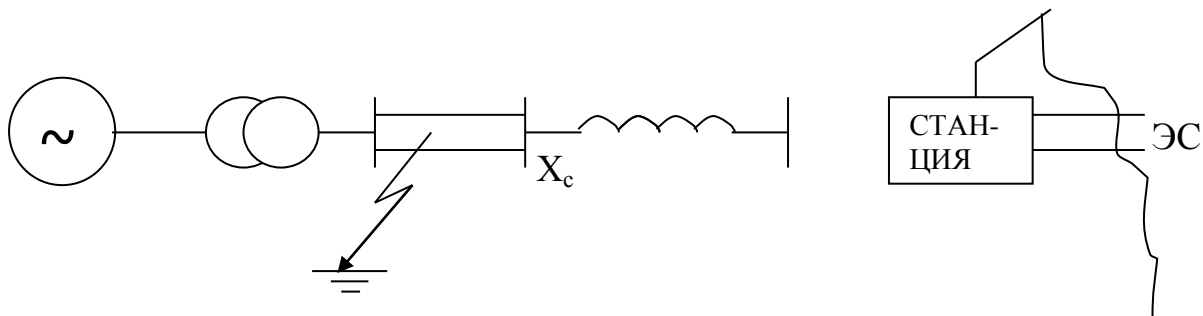


Рис.17.1. Схема станции-системы

Здесь при отсутствии средств повышения устойчивости имеем при к.з. её нарушение (рис.17.2) отключение генераторов. Если при отключении к.з. отключить часть генераторов (рис.17.3) устойчивость сохранится.

S_T, S_Y – площадки торможения и P_1, P_2, P_3 , - характеристики мощности, ускорения выдаваемой в систему при нормальном, послеаварийном и аварийном режимах.

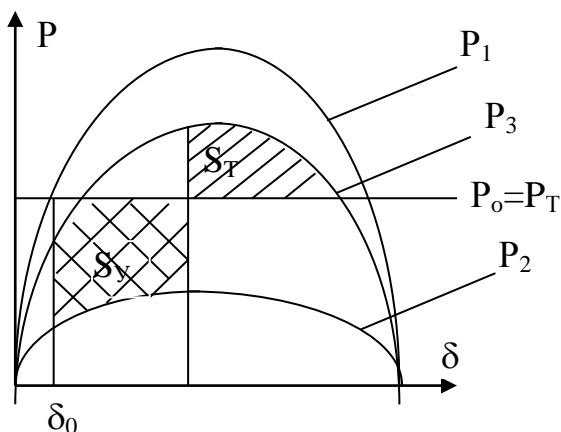


Рис.17.2.

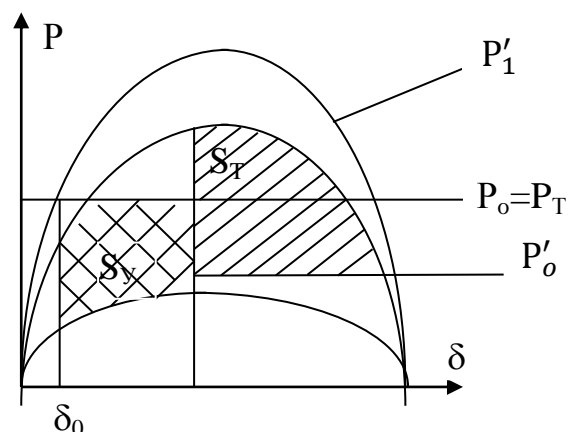


Рис.17.3.

$$P_0' = P_0 \frac{n - \Delta n}{n}, \quad (17.1)$$

где n - число работающих генераторов станции

Δn - число отключённых генераторов

P_0' - мощность генераторов после отключения Δn .

При этом снижается и характеристика мощности послеаварийного режима:

$$P_1' = P_1 \frac{\frac{X_d'}{n} + X_T + X_L + X_C}{\frac{X_d'}{n - \Delta n} + X_T + X_L + X_C}, \quad (17.2)$$

где X_d' , X_T , X_L , X_C - соответственно, переходное синхронное сопротивление эквивалентного генератора, сопротивление трансформатора, линии, системы.

На рис. 17.3 видим, что снижение характеристики выдачи мощности в систему меньше уменьшения мощности турбины $P_1 < \Delta P_T$, при этом происходит увеличение площади торможения (S_T). Кроме этого при отключении части генераторов теряется и часть $\Delta W_{кин}$ (кинетической энергии запасённой роторами генераторов в процессе ускорения $W_{кин}$ оставшихся генераторов пропорциональна площади ускорения (S_y).

$S_y \frac{n - \Delta n}{n}$ и условия правило площадей:

$$S_y \frac{n - \Delta n}{n} < F_T \quad (17.3)$$

Таким образом имеем $S_T \uparrow$, $S_y \downarrow$ - то есть отключение генератора является эффективным средством увеличения устойчивости при к.з.

Разгрузка турбин:

Для быстрой разгрузки паровых турбин используются электрогидравлические преобразователи и электроприставки (электрическая часть системы регулирования частоты), куда входят усилители и элементы для улучшения регулирования частоты и снижения максимальной частоты вращения турбины после сброса нагрузки. Мощность турбины успевает снизиться во время первого вылета угла генератора (рис.17.4), что приводит к увеличению площади торможения и повышению динамической устойчивости.

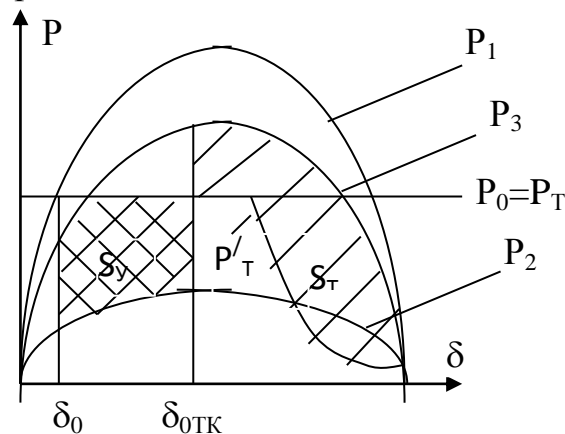


Рис.17.4. Характеристика мощности

Деление системы:

Используются в отдельных случаях, когда станция выдаёт мощность в ЭС малой мощности и связана с большой системой, разгрузка станции для устойчивости связи с малой системой – не эффективна. Применяется деление системы. Рассмотрим деление системы для схемы станция – ЭС малой мощности – ОЭС (объединённая мощная энергосистема) рис. 5.5

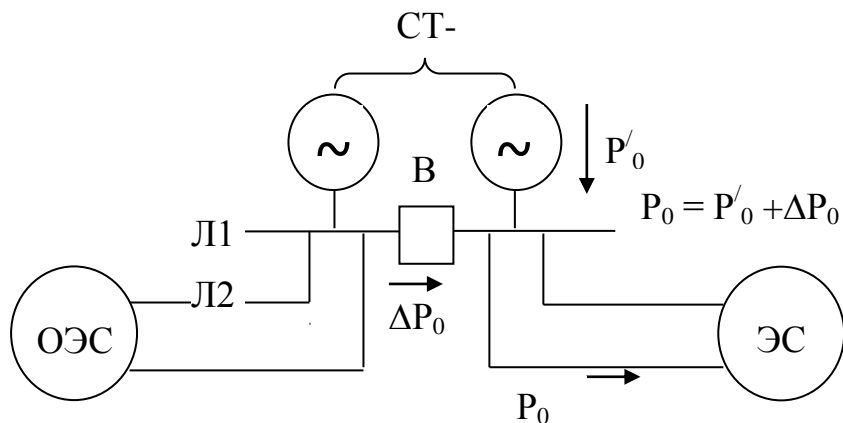


Рис.17.5. Схема объединённой энергосистемы

В нормальном режиме нагрузка линий соответствует нормированному запасу статической устойчивости. При отключении $Л1$ или $Л2$ $P_{3\max} < P_{1\max}$ исходного режима, происходит нарушение устойчивости (рис.17.6). Разгрузкой станции обеспечить сохранение устойчивости невозможно т.к. при этом уменьшается только мощность, выдаваемая в ОЭС. Уменьшить поток мощности, выдаваемый в ЭС можно $\downarrow P_{нэс}$ или при делении станции. В этом случае (деление станции) $P_m = P'_0$ и устойчивость ЛЭП ($Л1, Л2$) м.б. сохранена, $P'_0 \leq P_{3\max}$ (после аварийного режима); $P_0 \downarrow$ до P'_0 имеем дефицит мощности в ЭС и $f \downarrow$. При недостаточном вращающемся резерве в ЭС может действовать АЧР, на мощность отключённых потребителей меньше чем при применении САОН. Деление выполняется отключением выключателя «В» при отключении – $Л1$ или $Л2$ и передаваемой мощности, превышающей пропускную способность в после аварийном режиме.

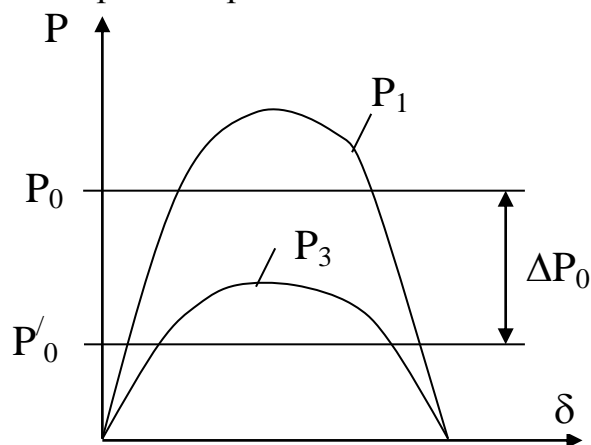


Рис.17.6. График влияния отключения линии на

2. Расчёт функциональной надёжности в объединении из двух ЭС со слабой связью.

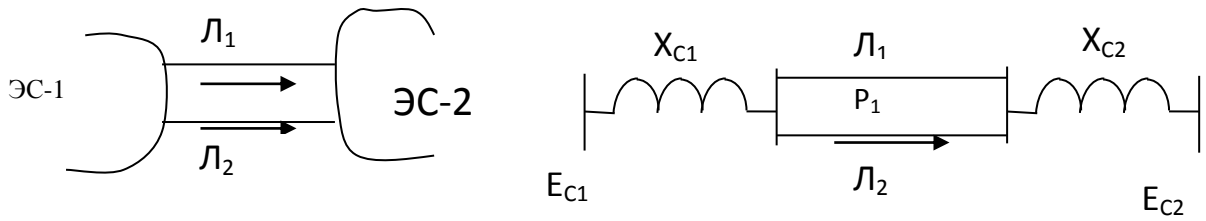


Рис.17.7. Схема объединенной ЭС

При объединении ЭС (рис.17.7) основную опасность для надёжности представляет:

- 1) отключение линий связи $Л1$ или $Л2$;
- 2) появление аварийного небаланса мощности (потеря генерирующей мощности в ЭС-2, отключение узлов нагрузки в ЭС-1) в объединяемых системах.

Здесь (рис.17.7) x_{c1} и x_{c2} – эквивалентные сопротивления в ЭС-1, ЭС-2, x_l – сопротивление $Л1$ или $Л2$;

$P_{Г1}$ и $P_{Н1}$, $P_{Г2}$ и $P_{Н2}$ – генерируемые мощности и мощности нагрузок в ЭС-1 и ЭС-2;

P_l – мощность, передаваемая по межсистемной связи.

Электромеханические переходные процессы в каждой из ЭС:

$$\left. \begin{aligned} T_{j1} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &= P_{Г1} - P_{Н1} - P_l; \\ T_{j2} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} &= P_{Г2} - P_{Н2} + P_l; \end{aligned} \right\} \quad (17.4)$$

$$\left. \begin{aligned} T_{j1} \frac{d^2 \delta_1}{dt^2} &= P_{Г1} - P_{Н1} - P_l; \\ T_{j2} \frac{d^2 \delta_2}{dt^2} &= P_{Г2} - P_{Н2} + P_l; \end{aligned} \right\} \quad (17.5)$$

где T_{j1} , T_{j2} – механические постоянные инерции ЭС-1 и ЭС-2

$$P_l = \frac{E_1 E_2}{X_{12}} \sin \delta_{12}; \quad (17.6)$$

$$\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2; \quad (17.7)$$

$$X_{12} = X_{c1} + \frac{X_l}{2} + X_{c2}; \quad (17.8)$$

Для получения уравнения электромеханического переходного процесса в объединении из двух энергосистем используя уравнения (17.4, 17.5) имеем:

$$T_j \frac{d^2 \delta_{12}}{dt^2} = P_0 - P_l, \quad (17.9)$$

$$\text{где } P_0 = \frac{T_{j2}}{T_{j1} + T_{j2}} (P_{Г1} - P_{Н1}) - \frac{T_{j1}}{T_{j1} + T_{j2}} (P_{Г2} - P_{Н2}); \quad (17.10)$$

$$T_j = \frac{T_{j1} T_{j2}}{T_{j1} + T_{j2}} \quad (17.11)$$

Отключение одной цепи межсистемной связи представлено на рис. 17.8:

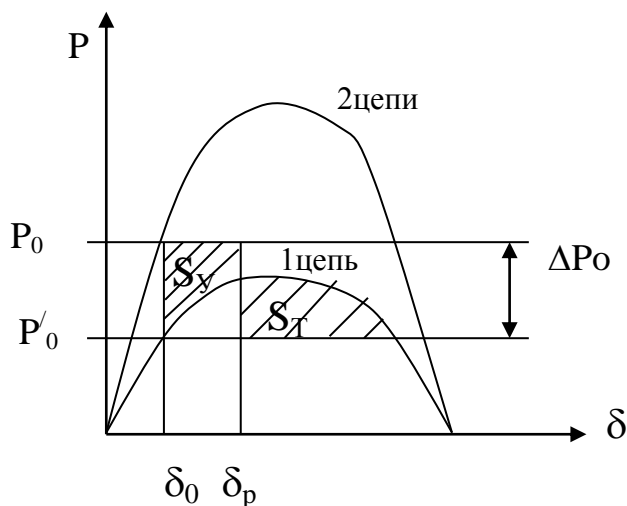


Рис.5.8. График отключение одной цепи межсистемной связи

Для 2-ух цепей: $P_0 = P_{л}$ и $\delta_0 = \delta_{12}^0$

Для обеспечения устойчивости надо разгрузку межсистемной связи до P'_0 , чтобы обеспечить устойчивость динамического перехода и статическую устойчивость нового установившегося режима. Для обеспечения динамической устойчивости должно соблюдаться условие: $S_T > S_y$ (δ_p – угол, при котором имеем разгрузку межсистемной передачи, т.е. переход с уровня P_0 на P'_0). Запас статической устойчивости: $P_{\max}^{1y} - P'_0$

Снижение P_0 до P'_0 возможно за счёт уменьшения $P_{Г1}^{\text{ЭС1}}$ или уменьшения $P_{Н2}^{\text{ЭС}}$ (или уменьшения $P_{Г}^{\text{ЭС}}$ или уменьшения $P_{Н2}^{\text{ЭС2}}$)

$$P'_0 = P_0 - \Delta P_0 = \frac{T_{j2}}{T_{j1} + T_{j2}} [(P_{Г1} - \Delta P_{Г1}) - P_{Н1}] - \frac{T_{j1}}{T_{j1} + T_{j2}} [P_{Г2} - (P_{Н2} - \Delta P_{Н2})] \quad (17.12)$$

Откуда разгрузка связи : $\Delta P_0 = \frac{T_{j2}}{T_{j1} + T_{j2}} \Delta P_{Г1} + \frac{T_{j1}}{T_{j1} + T_{j2}} \Delta P_{Н2};$

Причиной нарушения устойчивости может быть и появление небаланса мощности в ЭС-1 или ЭС-2. Из рис.5.9 видно, что к увеличению перетока мощности может быть потеря части нагрузки ($\Delta P_{Н1}$) в ЭС-1 (или $\Delta P_{Г}^{\text{ЭС2}}$).

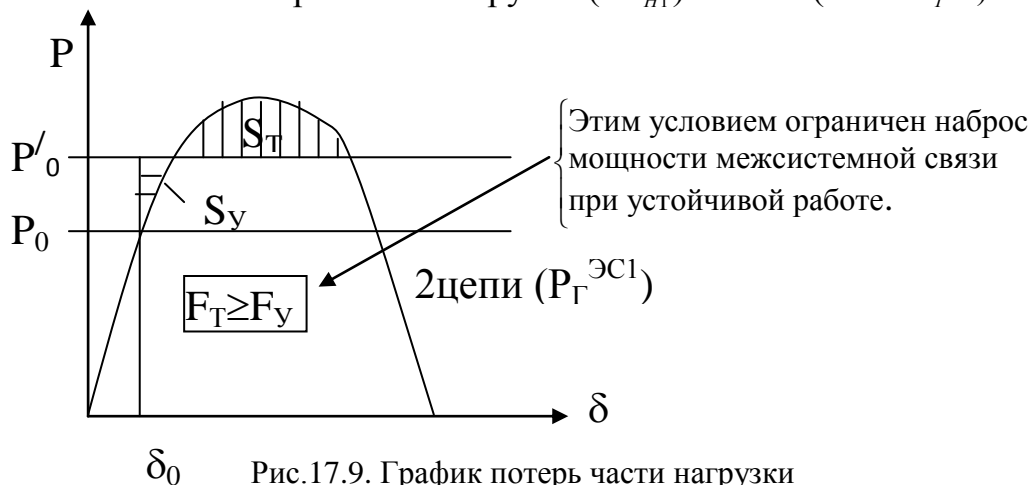


Рис.17.9. График потерь части нагрузки

В общем случае это может быть авария дающая $\Delta P^{\text{ЭС1}} \text{ или } \Delta P^{\text{ЭС2}}$
 Изменение мощности ΔP_H и ΔP_G вызывают отклонение частоты Δf :

$$\Delta P_{G_i} = -P_{G_i} \frac{\Delta f}{f_H} K_{G_i}; \quad P_{H_1 i} = P_{H_1 i} \frac{\Delta f}{f_H} K_{H_i}, \quad (17.13)$$

где K_{G_i}, K_{H_i} - крутизна частотной характеристики мощности, нагрузки i -ой системы;

n – количество систем в объединении.

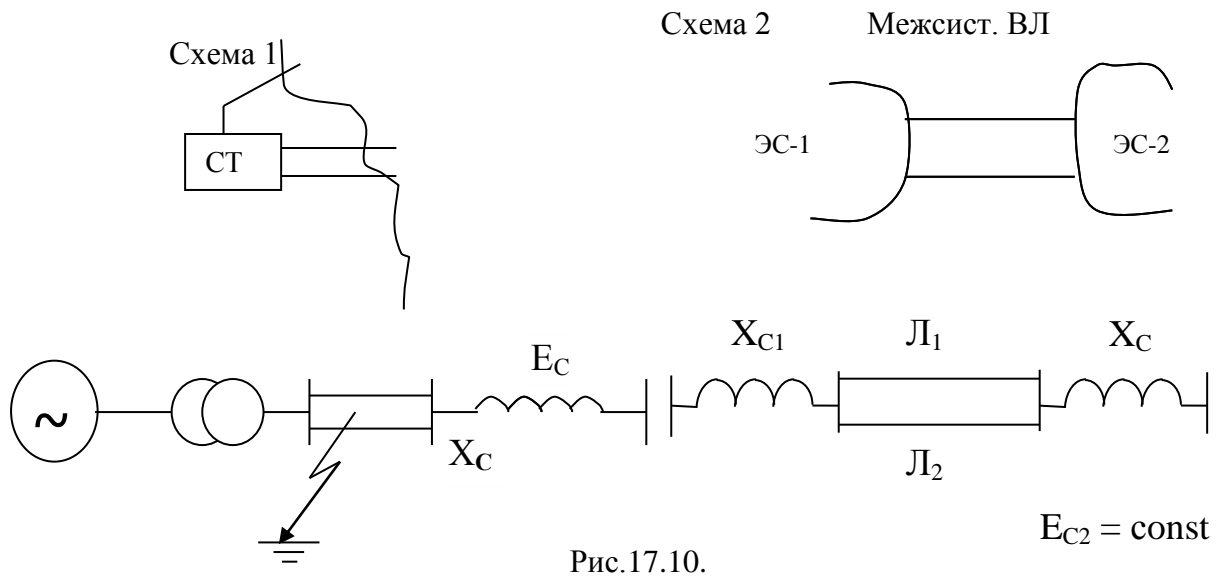
При небалансе мощности « ΔP » имеем отклонение частоты « Δf »:

$$\frac{\Delta f}{f_H} = \frac{\Delta P}{\sum_{i=1}^n (P_{G_i} K_{G_i} + P_{H_i} K_{H_i})}; \quad (17.14)$$

3. Критерии режимной надёжности и их нормирование

Надёжность режима ЭС – её способность выдерживать возмущения. Этот фактор оценивается устойчивостью ЭС.

Рассмотрим две типичные схемы, приводившиеся в 17.1, 17.2 результаты анализа которых можно распространить на сложные ЭС:



Надёжность нормируется в виде критериев режимной устойчивости в узловых точках ЭС, отражающих её запас (K_p, K_u) и расчётного возмущения для проверки дин уст.

Численные значения этих величин определяются соотношениями:

$$K_p = \frac{P_{\text{max}} - \Delta P_{\text{нер}} - P}{P} 100; \quad (17.15)$$

$$K_u = \frac{U_H - U_{\text{кр}}}{U_H} 100; \quad (17.16)$$

где $\Delta P_{нер}$ – увеличение передаваемой мощности нерегулярными колебаниями по межсистемной передаче для схемы станция – электропередающая система;

P – передаваемая активная мощность.

Примечание:

$U_{кр}$ – значение напряжения при котором нарушается устойчивость;

$\Delta P_{нер} \approx 2 \sum P_{ген}$ меньшей из объединённых электрических систем;

Коэффициенты запаса статической устойчивости нормируются в следующих пределах:

$K_p \geq 20\%$, $K_u \geq 10\%$ - нормальный режим ЭС;

$K_p \geq 8\%$ - аварийный режим.

Для исследования статической устойчивости ЭС составляем схемы замещения:

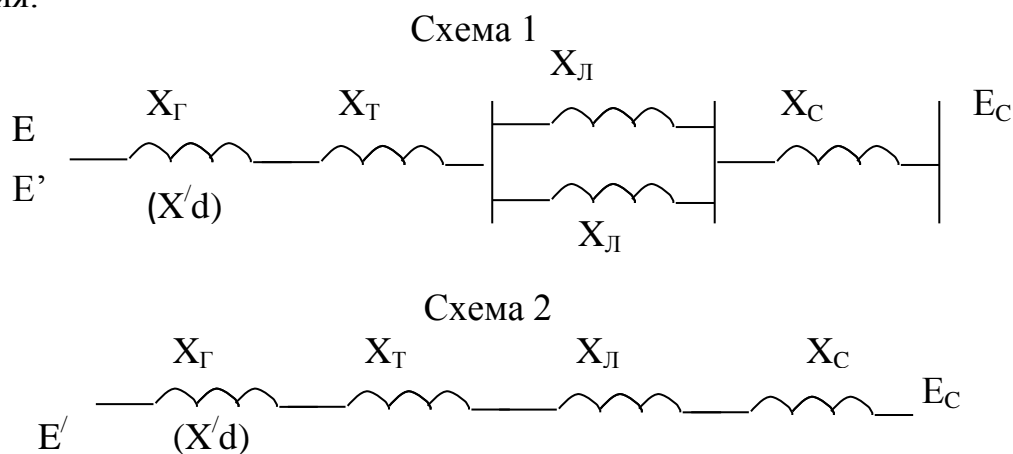


Рис.17.11. Схемы замещения

Для первой схемы мощность передаваемая в систему:

$$P = \frac{EE_c}{X} \sin \delta ; \quad (17.17)$$

где

$$X = X_G + X_T + X_L/2 + X_C;$$

$$P_{max} = \frac{EE_c}{X}. \quad (17.18)$$

На рис.17.12 представлена угловая характеристика мощности:

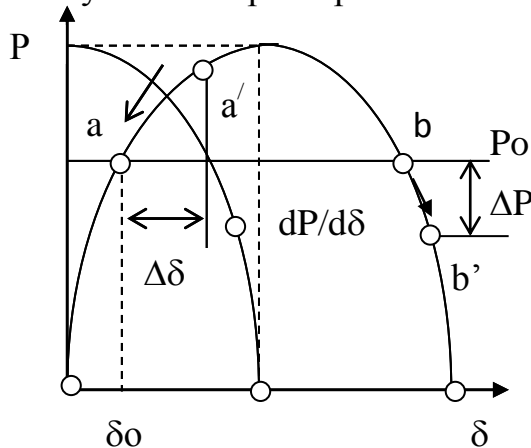


Рис.17.12. Угловая характеристика

Точка «а» – установившейся режим. Покажем это: $\delta_a + \Delta\delta$, $\Delta P / \Delta\delta > 0$ – положительное значение синхронизирующей мощности ($dP/d\delta$) обеспечивает статическую устойчивость ЭС.

На устойчивость положительно влияет АРВ генераторов, увеличивая предельно передаваемую мощность, $P_{пред}$ (если используем в схеме замещения $X'd$ – АРВ пропорционального действия)

Зная P_{max} по (17.15) при $\Delta P = 0$, находим передаваемую мощность, соответствующую нормативному коэффициенту запаса статическую устойчивость:

$$P = \frac{P_{max}}{1 + K_p/100} = \frac{P_{max}}{1,2} \quad (17.19)$$

Для послеаварийного режима:

$$P = \frac{P'_{max}}{1,08}; \quad X' = X_g + X_m + X_l + X_c; \quad (17.20)$$

Для схемы 2:

$$\frac{E_{c1}E_{c2}}{X}; \quad X = X_{c1} + X_l/2 + X_{c2} \quad (17.21)$$

Здесь считаемся с неурегулированными колебаниями перетока по межсистемной связи

В нормальном режиме:

$$P = \frac{P_{max} - \Delta P_{нер}}{1,2}; \quad (17.22)$$

В аварийном режиме:

$$P' = \frac{P'_{max} - \Delta P_{нер}}{1,08}; \quad (17.23)$$

Динамическая устойчивость нормируется расчётными: видами и длительностью к.з.:

Двухфазные к.з. на землю длительностью 0,18 с для сетей 110-220 кВ

Двухфазные к.з. на землю длительностью 0,12 с для сетей 330-750 кВ

Для сетей 500 кВ и выше в отдельных случаях допускается обеспечение динамической устойчивости. При однофазных к.з. с учётом неуспешного АПВ.

4. Обеспечение режимной (функциональной) надёжности системообразующих сетей ЭС.

Для этого применяется комплекс средств повышения устойчивости режимов работы ЭС.

- Улучшение характеристик основных элементов ЭС с помощью конструктивных изменений. В частности, улучшение параметров генераторов, т.е. снижение X_d X'_d , увеличение T_j , повышение потолка возбуждения и быстродействия возбудителей, снижения индуктивного сопротивления ЛЭП путём расщепления проводов, уменьшение времени действия релейной защиты и выключателей и т.п.

- Улучшение характеристик основных элементов ЭС средствами автоматизации. Это применения АРВ, в частности АРВ сильного действия с форсировкой возбуждения при глубоких посадках напряжения, АПВ трёхфазного и по фазного, быстродействующих защит, регулирования первичных двигателей и т.п.

- Дополнительные средства повышения устойчивости – продольная ёмкостная компенсация, переключательные пункты на ЛЭП, электрическое торможение, синхронные компенсаторы с АРВ сильного действия, поперечные регулируемые реакторы или компенсаторы и т.п.

- Мероприятия эксплуатационного характера – выбор схемы соединений, обеспечивающей наиболее устойчивость; регулирование или ограничение перетока мощности по межсистемным связям; отключения части генераторов или экстренная нагрузка турбин; форсирование продольной ёмкостной компенсации; отключение поперечных реакторов; отключение части нагрузки; деление систем на не синхронно работающие районы; предотвращение нарушения устойчивости и т.п.

Из названных средств, средства автоматизации и мероприятия эксплуатационного характера требуют меньших затрат и широко используются. Надёжность режимов работы ЭС обеспечивается иерархической (в структурном и временном разрезах) системой противоаварийной режимной автоматики:

- Устройство автоматического ограничения (регулирования) перетоков мощности (АОПМ) по межсистемным ЛЭП.

- Устройства автоматического управления мощностью для сохранения устойчивости АУМСУ).

- Устройства автоматического прекращения (предотвращения) асинхронного хода АПАХ).

- Автоматическая частотная разгрузка (АЧР).

- Автоматический частотный пуск гидрогенераторов (АЧП) для быстрой ликвидации аварии.

- Частотное автоматическое, повторное включения (ЧАПВ) потребителей.

АОПМ служит для предотвращения нарушения статистической устойчивости при относительно медленном изменении перетока мощности, вызванного ошибкой прогнозирования графиков нагрузки ЭС небольшими небалансами мощности из-за отключения генераторов или нерегулярных колебаний нагрузки. Автоматика контролирует перетоки мощности по отдельным связям. При достижении заданной величины (уставки) увеличивает или уменьшает нагрузки выделенных станций.

АУМСУ обеспечивает динамическую устойчивость при больших возмущениях режима (к.з., потеря генерирующей мощности) и статистическую устойчивость после аварийного режима АУМСУ охватывает район противоаварийного управления (например, схему выдачи мощности станции(ий)). АУМСУ работают по программному принципу:

- контроль до аварийной схемы и режима,

- получение и оценка информации по возмущению на основе расчёта устойчивости,

- выдача управляющих команд АУМСУ воздействует на отключение генераторов, разгрузку турбин, отключение потребителей (САОН), деление ЭС. Сочетание этих средств подбирается с учётом U_{\min} у потребителей от недоотпуска электроэнергии. АУМСУ не рассчитаны на устранение каскадных аварий.

АПХ отделяют выпавшие из синхронизма части ЭС, т.е. локализируют аварию. В отделившихся частях – дефицит мощности, действует АЧР, сохраняя питание ответственных потребителей.

5. Средства и методы повышения надёжности распределительных сетей.

Надёжность (как свойство технического объекта выполнять заданные функции в заданном объёме при определённых условиях) зависит от большого количества факторов случайного и неслучайного характера. Средства и методы изменения количественных характеристик этого свойства электрических сетей отличаются многообразием. На практике при эксплуатации электрических сетей как технических систем обычно ставится задача изменения показателей надёжности в сторону повышения её уровня.

Основной метод повышения надёжности электрических сетей – выявление наиболее ненадёжных («узких») частей системы передачи и распределения энергии и изменение уровня надёжности в результате введения различных форм избыточности:

- Резервирования.
- Совершенствования конструкций и материалов.
- Техническое обслуживание.
- Защиты и автоматизации.
- Установка компенсирующих и регулирующих устройств, повышающих качество напряжения и т.п.

Повышение надёжности распределительных систем направлено на создание:

- рациональных схем электрических соединений (схем распреедустройств подстанций и станций);
 - оптимальное насыщение сети автоматическими устройствами и устройствами АВР;
 - насыщение сети неавтоматическими коммутационными аппаратами;
 - установки регулирующих и компенсирующих реактивную мощность устройств у потребителей;
 - оборудования подстанций устройствами телеизмерения и телемеханизации;
 - автоматизации на базе ЛЭВМ оперативных переключений в сложных сетях;
 - совершенствование релейной защиты и автоматики;
- В воздушных и кабельных сетях повышают надёжность:
- введение устройств поиска повреждений;

- сокращение продолжительности аварийных ремонтов;
- обеспечением ремонтных баз запчастями электроустановок;
- оптимизаций профилактических ремонтов, осмотров, замен износившихся частей.

Эти мероприятия требуют значительных материальных затрат. Кроме этого, большое значение имеет совершенствование схем распределительных сетей и распределительных устройств подстанций.

6. Методика расчёта надёжности системообразующих сетей ЭС

Эти сети связывают электрические станции и узловые подстанции ЭС, от которых через непосредственно или через распределительные сети питаются потребители. Оценка надёжности здесь должна учитывать:

- возможное нарушение устойчивости параллельной работы станций и нагрузки из-за отказов элементов сети и генераторов;
- ограничения по уровню напряжений и токов при отказах элементов ЭС в нормальных и ремонтных схемах и режимах работы сети, т.е. ограничения по пропускной способности элементов сети, уровню напряжения, мощности источников питания в после аварийном режиме;
- отказы элементов распределительных станций и подстанций ;
- плановые ремонты элементов ЭС

Цель расчёта – определение частоты и времени перерывов и ограничений электроснабжения узлов нагрузки. Расчёт делится на 2 этапа:

I-ый этап. Расчёт надёжности нормального режима работы сети, который включает:

- выявление нормальных схем и режимов работы сети и их длительностей;
- определение частот и видов расчётных отказов элементов и длительности их восстановления (вынужденного ремонта);
- расчёт устойчивости (статической, динамической) и расчёт после аварийного режима при отказах;
- определение частот, глубин и длительностей перерывов электроснабжения узлов нагрузки во всех нормальных режимах.

При выявлении схем и режимов работы выделяем осенне-зимний и весенне-летний периоды. Для межсистемных ЛЭП учитываем нерегулярные изменения нагрузки. Их мощность задаётся функцией распределения. Учитываем:

- отказы ЛЭП, включая взаимосвязанные (на двухцепных опорах или по одной трассе);
- генерирующих блоков;
- выключателей станций и подстанций.

II-ой этап.

▪ Выявление расчётных ремонтных схем, их частот и длительностей, и определение режимов работы для этих схем. Это надо для планирования

ремонтов элементов электрических сетей ЛЭП и режимной проработки режимных заявок.

- при выявлении ремонтных схем учитываем плановые и аварийные ремонты ЛЭП.

▪ Расчёт устойчивости (статической, динамической и расчёт после аварийного режима при отказах.

▪ Расчёт частот, глубин и длительностей перерывов электроснабжения узлов нагрузки для ремонтных режимов.

Вопросы для самопроверки

1. Когда достигается функциональная надёжность в схеме станция-система?
2. От каких факторов зависит надёжность ЭС?
3. Основной метод повышения надёжности электрических сетей.
4. На что направлено повышение надёжности распределительных систем?
5. Для чего применяется комплекс средств повышения устойчивости режимов работы ЭС?
6. В нормальном режиме, что соответствует нормированному запасу статической устойчивости?
7. На какие этапы делится определение частоты и времени перерывов и ограничений электроснабжения узлов нагрузки?
8. Какие средства автоматизации широко используются для обеспечения надёжности режимов работы ЭС?
9. К каким мероприятиям относятся мероприятия эксплуатационного характера?
10. Что может быть причиной нарушения устойчивости?

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Электрические системы. Электрические сети / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др. / под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – М. : Высш. шк., 1998. –512 с.
2. Лыкин, А. В. Электрические системы и сети / А. В. Лыкин. – Новосибирск : НГТУ, 2002. –246 с.
3. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети / В. И. Идельчик. – М.: Энергоатомиздат, 1989. –592 с.
4. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях / В. В. Ежков, Г. К. Зарудский, Э. Н. Зуев и др. / под ред. В. А. Строева. – М.:Высш. шк., 1989. –352 с.
5. Герасименко, А. А. Электроэнергетические системы и сети /А. А. Герасименко, Л. И. Пилюшенко, Т. М. Чупак. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005. –46 с.
6. Савина Н.В. теория надежности в электроэнергетике. – Благовещенск, издво АмГУ,2006. – 166 с.
7. Руденко Ю. Н., Ушаков И. А. Надежность систем энергетики. – М.: Наука, 1989. – 328 с.
8. Фокин Ю.А. Надежность и эффективность сетей электрических систем. – М.: В. шк.,1989. – 151 с.
9. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. — М.: Высш. шк., 1984.– 256 с.
10. Надежность систем энергетики и их оборудования: Справочник в 4-х т. / под ред. М.Н.Розанова. Т 2. Надежность электроэнергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 2000.–568 с
11. Трубицын В.И. Надежность электростанций. – М.: Энергоатомиздат, 1997.– 240 с.