

Министерство образования Республики Беларусь

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

Кафедра «Электроснабжение»

В. И. Токочаков, В. В. Кротенок

УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

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

Электронный аналог печатного издания

Гомель 2013

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27я73
Т51

*Рекомендовано к изданию научно-методическим советом
энергетического факультета ГГТУ им. П. О. Сухого
(протокол № 3 от 30.10.2012 г.)*

Рецензент: зав. каф. «Автоматизированный электропривод» ГГТУ им. П. О. Сухого
канд. техн. наук, доц. *В. С. Захаренко*

Токочаков, В. И.

Т51 Устойчивость электроэнергетических систем : метод. указания к курсовой работе по од-
ноим. дисциплине для студентов специальности 1-43 01 02 «Электроэнергетические системы и
сети» днев. формы обучения / В. И. Токочаков, В. В. Кротенок. – Гомель : ГГТУ им. П. О. Сухого,
2013. – 42 с. – Систем. требования: PC не ниже Intel Celeron 300 МГц ; 32 Mb RAM ; свободное
место на HDD 16 Mb ; Windows 98 и выше ; Adobe Acrobat Reader. – Режим доступа:
<http://library.gstu.by/StartEK/>. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-985-535-141-3.

Практикум содержит порядок расчета курсовой работы при изучении электромеханических пе-
реходных процессов в электроэнергетических системах.

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

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.27я73

ISBN 978-985-535-141-3

© Токочаков В. И., Кротенок В. В., 2013
© Учреждение образования «Гомельский
государственный технический университет
имени П. О. Сухого», 2013

ВВЕДЕНИЕ

Энергетической системой называется совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и теплоты при общем управлении этим режимом.

Электроэнергетической системой (ЭЭС) называется электрическая часть энергетической системы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Передача и распределение электроэнергии осуществляется электрической сетью – совокупностью электроустановок, состоящей из подстанций, воздушных и кабельных линий электропередачи, токопроводов, электропроводок, работающих на определенной территории. Как составной элемент энергетической и электроэнергетической систем, электрическая сеть обеспечивает прием электроэнергии от электростанций, ее передачу на различные расстояния, преобразование параметров электроэнергии на подстанциях и распределение электроэнергии по определенной территории, вплоть до непосредственных потребителей.

Электрическая сеть должна проектироваться и эксплуатироваться таким образом, чтобы обеспечивалась ее работоспособность во всех возможных режимах – нормальных, ремонтных, послеаварийных. Параметры режима электрической сети (частота, токи ветвей, напряжения в узлах) должны лежать в допустимых пределах, обеспечивая нормальные условия работы электрооборудования сети и приемников электроэнергии. Такие параметры режима, как отклонения частоты и напряжения от номинальных значений, характеризуют качество поставляемой потребителям электроэнергии. Наличие определенных технических требований к параметрам режима вызывает необходимость их контроля и регулирования в процессе эксплуатации и выбора средств регулирования этих параметров на этапе проектирования электрической сети.

1. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

1.1. Классификация электрических сетей

Электрические сети [8] характеризуются достаточно сложной структурой и конфигурацией, имеют разные номинальные напряжения, разное назначение, охватывают различную территорию, питают различные по своему характеру потребители электроэнергии. Поэтому затруднительно провести классификацию электрических сетей по какому-либо одному определяющему признаку. Ряд признаков можно связать с номинальным напряжением сети. К таким признакам относятся охват территории, назначение электрической сети, характер потребителей. По величине номинального напряжения различают электрические сети напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ. Электрические сети напряжением выше 1 кВ можно условно разделить на сети среднего СН, высокого ВН и сверхвысокого СВН напряжения. По размерам охватываемой территории различают местные электрические сети напряжением до 35 кВ, районные – напряжением 110–220 кВ и региональные – напряжением 330 кВ и выше, служащие для связи между собой отдельных ЭЭС.

По иерархическому признаку электрические сети делятся на:

- сетевые районы;
- предприятия электрических сетей;
- электрические сети районных ЭЭС;
- электрические сети объединенных ЭЭС;
- электрические сети единой ЭЭС страны.

По назначению могут быть выделены распределительные и системообразующие электрические сети. Основой распределительных сетей являются распределительные линии электропередачи и потребительские подстанции. Как следует из названия этих сетей, они служат для распределения электроэнергии от крупных системных подстанций до потребителей на определенной территории. Системообразующие сети объединяют крупные электростанции на параллельную (совместную) работу, осуществляют передачу электроэнергии от электростанций к системным подстанциям, служат для связи между собой отдельных ЭЭС и их частей.

По характеру питаемых потребителей различают промышленные, городские и сельскохозяйственные сети. Сельскохозяйственные сети характеризуются значительной протяженностью и невысокой

плотностью нагрузки. Промышленные сети имеют незначительную протяженность и большую плотность нагрузки. Промежуточное положение занимают городские электрические сети, питающие коммунально-бытовых потребителей и промышленные предприятия средней и малой мощности.

По конфигурации электрические сети делятся на разомкнутые и замкнутые. В разомкнутых сетях каждый потребитель получает питание с одной стороны, в замкнутых – не менее чем с двух сторон. Простейшей замкнутой сетью является кольцевая сеть, в которой каждый потребитель получает питание с двух сторон. По конструктивному выполнению электрические сети делятся на воздушные, кабельные, токопроводы и электропроводки. Первые выполняются воздушными линиями электропередачи, вторые – кабельными линиями электропередачи. Воздушные линии электропередачи выполняются на весь спектр освоенных напряжений, кабельные линии – на напряжения до 500 кВ включительно.

На промышленных предприятиях с мощными концентрированными нагрузками электрическая сеть может выполняться токопроводами напряжением 6–35 кВ. Токопроводы напряжением до 1 кВ с жесткими токоведущими элементами (шинами) называются шинопроводами и используются, как правило, для распределения электроэнергии внутри цехов промышленных предприятий. Распределение электроэнергии на напряжение до 1 кВ внутри жилых, производственных, общественных зданий и сооружений осуществляется с помощью электропроводок.

По роду тока электрические сети делятся на сети переменного и постоянного тока. В большинстве электрических сетей используется переменный ток. Сети постоянного тока используются для некоторых технологических процессов в промышленности, в частности, для электролизных и гальванических установок цветной металлургии и химической промышленности.

1.2. Схемы замещения элементов электроэнергетических систем

Линии электропередачи. Линии электропередачи характеризуются параметрами (сопротивлениями и проводимостями), равномерно распределенными по длине линии. Расчет линии электропередачи с учетом распределенности параметров очень сложен и применяется только для очень протяженных электропередач сверхвысокого напряжения, длина которых соизмерима с длиной электромагнитной

волны. Подавляющее большинство линий электропередачи в ЭЭС имеют длины, существенно меньшие длины волны. Учет распределенности параметров этих линий значительно усложняет расчеты электрических сетей, уничтожает наглядность результатов расчета при несущественном их уточнении. Поэтому расчет линий электропередачи длиной до 300 км выполняют при допущении сосредоточенности ее параметров. Погрешности расчетов при таком допущении не превышают 1–2 %, что вполне допустимо для инженерных расчетов.

Представление элемента электрической сети его параметрами называется схемой замещения. При расчетах симметричных режимов схемы замещения составляются для одной фазы. Воздушные и кабельные линии электропередачи при расчетах электрических сетей представляются в общем случае П-образной схемой замещения. Такая схема является наиболее удобной расчетной моделью линии, отражающей главные характеристики происходящих в линии явлений. Поскольку длины линий электропередачи различны, вводят понятия погонных параметров, т. е. параметров, приведенных к единице длины линии, например, к одному километру. Погонные параметры линий электропередачи различной конструкции, различных напряжений, с различными сечениями проводников фаз приводятся в справочной литературе.

Двухобмоточные трансформаторы. Первичным напряжением U_1 считается напряжение со стороны питания трансформатора, вторичным U_2 – напряжение со стороны нагрузки $S = P + jQ$. Соответственно и обмотки трансформатора называются первичной и вторичной. Стрелка, перечеркивающая обозначение трансформатора, показывает, что трансформатор имеет устройство регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

При расчетах электрических сетей двухобмоточный трансформатор представляют Г-образной схемой замещения. Продольными параметрами схемы являются активное и реактивное сопротивления R_m и X_m обмоток трансформатора. Поперечными параметрами схемы являются активная и реактивная проводимости G_m и B_m , которые определяют соответственно активную и реактивную составляющие тока холостого хода трансформатора I_x . Поскольку трансформатор связывает сети разных напряжений, все его параметры приводятся к одному напряжению. Будем считать, что все параметры трансформатора приведены к напряжению первичной обмотки. На подстанциях электрических сетей первичной обмоткой является, как правило, обмотка высшего напряжения, а вторичной – обмотка низшего напряжения.

Трехобмоточные трансформаторы. Трехобмоточные трансформаторы предназначены для связи электрических сетей трех номинальных напряжений: высшего $U_B = 35\text{--}220$ кВ, среднего $U_C = 20\text{--}35$ кВ и низшего $U_H = 6\text{--}10$ кВ. Поперечные параметры схемы замещения такие же, как у двухобмоточного трансформатора, и определяются по выражениям. Продольные параметры трехобмоточного трансформатора представлены трехлучевой схемой, каждый луч которой соответствует одной из трех обмоток трансформатора. В паспортных данных трехобмоточного трансформатора дополнительно к данным двухобмоточного указывается номинальное среднее напряжение U_{CH} и три значения напряжений короткого замыкания $U_{КВ-С}$, $U_{КВ-Н}$ и $U_{КС-Н}$, полученные в трех опытах короткого замыкания.

Синхронные машины. В ЭЭС синхронные машины вырабатывают или потребляют как активную, так и реактивную мощность. Различают синхронные генераторы, синхронные двигатели и синхронные компенсаторы. Синхронные генераторы в ЭЭС являются источниками активной мощности и выдают эту мощность в сеть. Схема замещения генератора и векторные диаграммы, отвечающие различным режимам его работы, приведены на рис. 1.1, а.

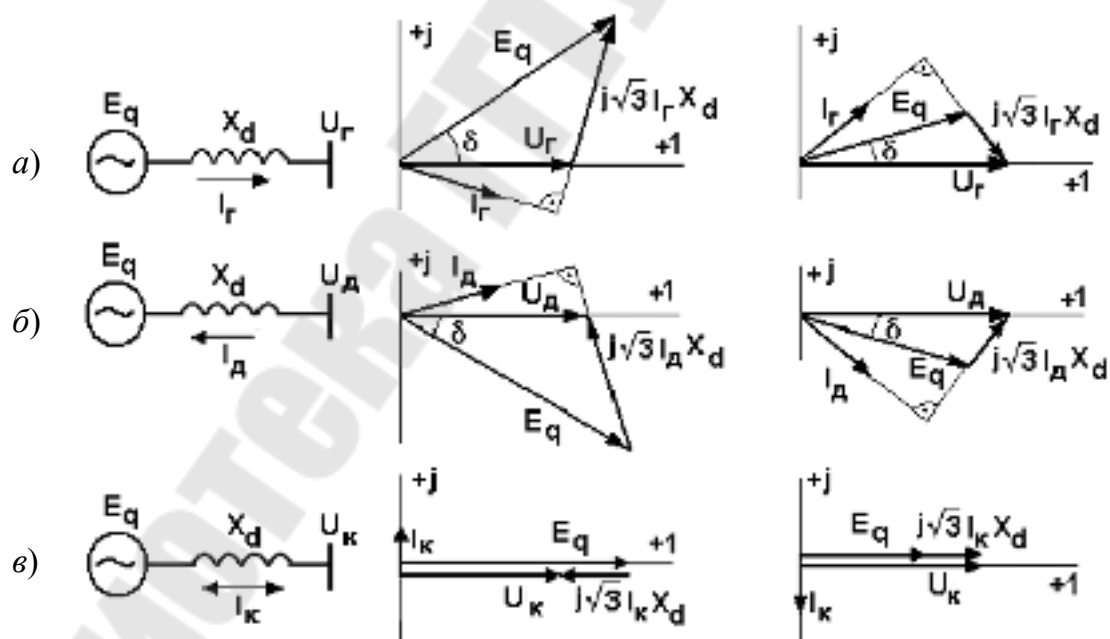


Рис. 1.1. Схемы замещения и векторные диаграммы синхронных:

а – генератора; б – двигателя; в – компенсатора:

E_q , U_r , I_r – линейная ЭДС, линейное напряжение и фазный ток генератора; x_d – реактивное сопротивление генератора;

δ – угол между векторами ЭДС и напряжения генератора

Нагрузки. Приемником электроэнергии называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии. В частности, приемником электроэнергии является асинхронный двигатель, преобразующий электрическую энергию в механическую. Потребителем электроэнергии называется группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещенных на определенной территории. В частности, потребителями электроэнергии являются промышленное предприятие, его цеха, жилой дом и т. д .

Режим работы электрической сети зависит от режима работы потребителей, получающих питание от этой сети. Так, например, для сети напряжением 110 кВ с понижающими подстанциями 110/10 кВ режим работы будет определяться мощностями, потребляемыми от шин 10 кВ каждой из подстанций. Совокупность потребителей, получающих питание от шин 10 кВ одной подстанции, принято называть комплексной нагрузкой или просто нагрузкой, а шины 10 кВ – узлом нагрузки. В зависимости от номинального напряжения рассчитываемой электрической сети, в качестве узлов нагрузки могут рассматриваться шины более высоких или более низких, чем 10 кВ, номинальных напряжений.

В состав комплексной нагрузки входят асинхронные и синхронные двигатели, освещение, преобразователи тока, различного рода электрические печи, нагревательные приборы и т. п. Процентное соотношение составляющих комплексной нагрузки различно для промышленных, городских и сельскохозяйственных потребителей.

Для промышленных потребителей преобладает двигательная нагрузка, для городских и сельскохозяйственных потребителей – освещение, нагревательные приборы, двигатели небольшой мощности.

Задание нагрузки током, неизменным по величине и фазе. В этом случае считается, что к шинам узла нагрузки с напряжением U подключен источник тока (рис. 1.2, а).

Задание нагрузки постоянной мощностью. При расчетах местных и районных электрических сетей нагрузка часто задается постоянной мощностью (рис. 1.2, б).

Задание нагрузки постоянной проводимостью (сопротивлением). В этом случае считается, что к шинам узла нагрузки с напряжением U подключена неизменная проводимость (рис. 1.2, в).

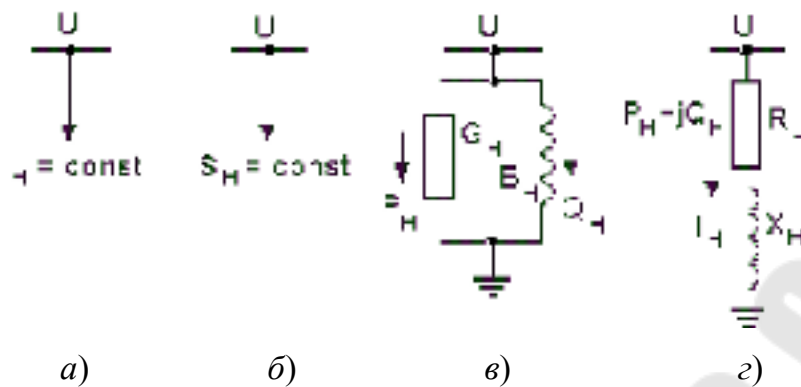


Рис. 1.2. Представление нагрузок в расчетных схемах

Задание нагрузки статическими характеристиками. Статическими характеристиками нагрузки по напряжению и частоте называются зависимости активной и реактивной остающихся мощности нагрузки от напряжения и частоты в узле ее подключения. Такой способ задания нагрузки более полно отражает ее свойства, чем в случае задания нагрузки неизменными током, мощностью или проводимостью (сопротивлением).

Точные статические характеристики конкретного узла нагрузки могут быть получены только экспериментальным путем, что далеко не всегда возможно и целесообразно. Статические характеристики нагрузок разных узлов отличаются друг от друга. Естественно, что характеристики нагрузки химического комбината будут отличаться от характеристик нагрузки городского района. Вместе с тем статические характеристики крупных узлов нагрузки, включающих промышленные и коммунально-бытовые потребители, обладают общими свойствами. Такая общность свойств объясняется, прежде всего, тем, что основную долю нагрузки составляют асинхронные двигатели и освещение. Эти потребители и оказывают определяющее влияние на рассматриваемые характеристики.

В практике расчетов установившихся режимов электрических сетей используются обобщенные статические характеристики комплексной нагрузки по напряжению и частоте, приведенные в относительных единицах. Учет статических характеристик нагрузки применяется, как правило, для расчетов послеаварийных установившихся режимов, когда напряжения в узлах и частота в сети могут заметно отличаться от номинальных значений.

1.3. Расчет установившихся режимов электрических сетей

Под установившимся режимом электрической сети понимается такой нормальный или послеаварийный режим, в котором токи, напряжения и мощности в ее элементах принимаются неизменными. Расчет установившегося режима подразумевает определение этих токов, напряжений и мощностей, которые характеризуют режим электрической сети и называются параметрами режима. Целями и задачами расчета установившегося режима электрической сети являются [12]:

- проверка допустимости параметров режима для элементов сети, в частности, проверка допустимости величин напряжений по условиям работы изоляции, величин токов – по условиям нагрева проводов, величин мощностей – по условиям работы источников активной и реактивной мощности;

- оценка качества электроэнергии путем сравнения отклонений напряжений в сети с допустимыми отклонениями напряжений от номинальных значений;

- определение экономичности режима по величинам потерь мощности и электроэнергии в электрической сети.

Исходными данными для расчета установившегося режима электрической сети являются:

- принципиальная схема электрической сети, характеризующая взаимную связь между отдельными ее элементами;

- расчетная схема замещения электрической сети, состоящая из схем замещения отдельных элементов, т. е. из сопротивлений, проводимостей, коэффициентов трансформации, называемых параметрами схемы замещения электрической сети;

- значения активных и реактивных мощностей в узлах нагрузки;

- значения активных и реактивных мощностей источников питания, кроме одного, называемого балансирующим по мощности и покрывающим небаланс между вырабатываемой и потребляемой в ЭЭС мощностями;

- значение напряжения в одном из узлов электрической сети, называемом базисным узлом по напряжению.

Электрическая сеть с позиций теоретической электротехники является электрической цепью и для ее расчета справедливы законы Ома и Кирхгофа и все методы расчета электрических цепей, известные из теоретической электротехники. Электрическая сеть (электрическая цепь) состоит из ветвей, узлов и контуров. Ветвью называется

участок сети, состоящий из последовательно соединенных элементов, по которым протекает один и тот же ток. Узлом называют место соединения двух или более ветвей. Контуром называют замкнутый участок сети, состоящий из нескольких ветвей.

Наибольшее распространение для расчета любых электрических сетей получил *итерационный метод* или *метод последовательных приближений*. В этом методе искомые величины определяются в результате повторяющейся вычислительной процедуры (итерации). На первой итерации осуществляется переход от начальных приближений к более точным значениям искомых величин. На последующих итерациях эти значения последовательно уточняются. Вычислительная процедура заканчивается при достижении заданной точности вычислений. Начальные приближения могут задаваться на основании тех или иных представлений о возможных значениях искомых величин. Так, в частности, начальные значения искомых напряжений в узлах электрической сети могут быть заданы равными номинальному напряжению этой сети.

Для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем можно применить программный комплекс *RastrWin*. Предельный объем схемы полной версии программы 32000 узлов. Студенческая версия *RastrWin*, которая используется для выполнения лабораторных работ, имеет ограничения по числу узлов, максимальное количество которых не может превышать 60.

Программа *RastrWin* позволяет производить расчет, эквивалентирование и утяжеление режима электрических сетей любой сложности и любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ), обеспечивает возможности экранного ввода и коррекции исходных данных, быстрого отключения узлов и ветвей схемы, имеет возможность районирования сети и графического представления схемы или отдельных ее фрагментов вместе с любыми исходными параметрами и результатами расчетов.

Подготовка исходных данных. Перед проведением расчетов исходные данные необходимо представить в форме, понятной *RastrWin*. Для этого составляется схема замещения всей сети, на которой представляются номера всех узлов (включая среднюю точку трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора), которые должны быть уникальными и отличными от нуля целыми числами, а также номинальные напряжения для каждого узла. Отдельные элементы сети (энергосистема, генераторы, нагрузки, компенсирующие устройства, линии, трансформаторы) представляются на схеме замещения.

На рис. 1.3 и 1.4 обозначены следующие величины: k, i, j, m, n – номера узлов; U_k – напряжение в k -м узле; δ_k – угол напряжения в k -м узле; $P_{k \text{ ген}}, Q_{k \text{ ген}}$ – активная и реактивная мощности генерации в k -м узле; P_k, Q_k – активная и реактивная мощности нагрузки в k -м узле; G_k, B_k – активная и реактивная проводимости k -го узла с блока статических конденсаторов (БСК) или шинпровода (ШП); $R_{ij}, X_{ij}, R_{jm}, X_{jm}, R_{jn}, X_{jn}$ – активные и реактивные сопротивления ветвей i - j, j - m, j - n ; G_{ij}, B_{ij} – активная и реактивная проводимости ветви i - j ; $k_{mij}, k_{mjm}, k_{mjn}$ – коэффициенты трансформации ветвей i - j, j - m, j - n .

Параметры ветвей, относящихся к трансформаторам, должны быть приведены к напряжению высокой обмотки.

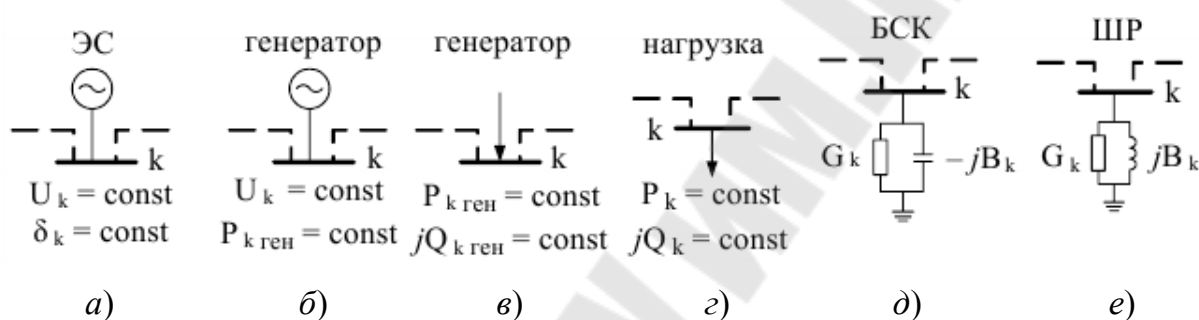


Рис. 1.3. Схемы замещения узлов электрической сети:
 а – энергосистема; б – генератор с фиксированными напряжением и активной мощностью; в – генератор с фиксированной генерируемой мощностью; г – узел нагрузки; д – узел с БСК; е – узел с ШП

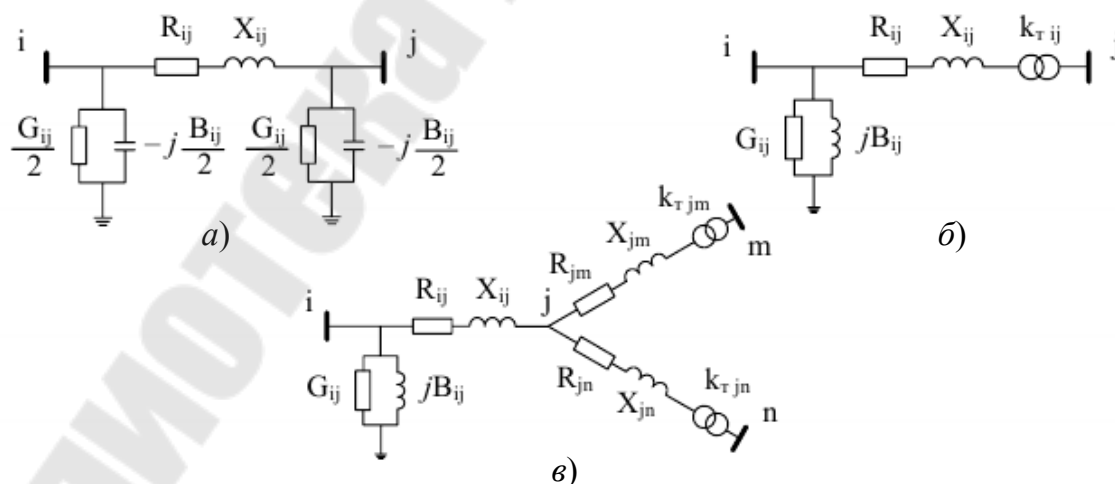


Рис. 1.4. Схемы замещения ветвей электрической сети:
 а – линия электропередач (ЛЭП); б – двухобмоточный трансформатор;
 в – трехобмоточный трансформатор или автотрансформатор

Начало работы с RastrWin. После открытия программы *RastrWin* (ярлык с соответствующим названием на *Рабочем столе компьютера*) открывается окно *Рабочей области*, на котором в отдельных окнах отображается содержимое загруженных файлов (таблицы режимов, графика и т. д.). Для загрузки в *Рабочую область* существующего на диске файла режима сети необходимо выполнить команду *Загрузить* в пункте *Файлы* главного меню программы и выбрать нужный файл с расширением *rg2*. Перед вводом новой схемы нужно выполнить команду *Новый* в пункте *Файлы* главного меню и отметить галочкой тип файла – *режим.rg2* (*Файлы – Новый – режим.rg2*). После этого целесообразно сразу сохранить вновь созданный файл режима (*Файлы – Сохранить как...*) в рабочем каталоге студента под именем, удобным для восприятия и идентификации и содержащим информацию о группе, фамилии студента, номере лабораторной работы, например *Es-31_Ivanov_1.rg2*.

После сохранения файла режима нужно открыть два окна, содержащие пустые таблицы для ввода информации об узлах и ветвях сети (*Открыть – Узлы – Узлы* и *Открыть – Ветви – Ветви*), которые с помощью пункта *Окно* главного меню можно расположить на экране подходящим образом – каскадом, горизонтальной либо вертикальной мозаикой. Открытые таблицы *Узлы* и *Ветви* содержат столбцы и строки, в которые заносится информация об узлах и ветвях. Каждый столбец (поле) соответствует определенному виду данных (название, номинальное напряжение, сопротивления и т. д.), а каждая строка является записью (набором данных) для каждого узла или ветви. Для добавления в таблицу строк, их удаления и дублирования необходимо использовать команды *Вставить*, *Добавить*, *Удалить*, *Дублировать* в пункте *Таблица* главного меню (добавление происходит в конец таблицы, а вставка – перед выделенной строкой). Перемещаться по столбцам и строкам таблиц можно с помощью мыши и соответствующих клавиш клавиатуры, а переключаться между режимами просмотра и редактирования таблицы – щелчком мыши на выделенной ячейке, клавишами *Enter* и *F2*.

Занесение в программу информации об узлах и ветвях. Ввод схемы сети рекомендуется начинать с данных по узлам. Минимально необходимым набором информации для каждого узла сети является:

O – отметка узла (используется для сортировки, выборки, эквивалентирования и т. д.); в данном поле пусто, если узел не отмечен;

S – состояние узла (включен/отключен); во включенном состоянии узла поле является пустым;

Тип – тип узла (*База*, *Нагр*, *Ген+*, *Ген-*); определяется программой автоматически за исключением базисного (балансирующего) узла, в качестве которого необходимо задать шины энергосистемы (ЭС на рис. 1.3, *а*), выбрав в данной ячейке вариант *База*;

Номер – номер узла; задается в соответствии со схемой замещения сети;

Название – задается название узла;

U_ном – задается номинальное напряжение узла, кВ;

P_н, *Q_н* – активная и реактивная мощности нагрузки в узле; заносятся величины P_k , Q_k (рис. 1.3, *з*), МВт и Мвар;

P_г, *Q_г* – активная и реактивная мощности генерации в узле; задается величина $P_{k\text{ген}}$ для случая на рис. 1.3, *б* и $P_{k\text{ген}}$, $Q_{k\text{ген}}$ для случая на рис. 1.3, *в*; может также задаваться только $Q_{k\text{ген}}$ для компенсирующего устройства (КУ) ($+Q_{k\text{ген}}$ для БСК, $-Q_{k\text{ген}}$ для ШР, $\pm Q_{k\text{ген}}$ для статистического конденсатора (СК)); для базисного (балансирующего) узла – расчетные величины, МВт и Мвар;

Q_min, *Q_max* – пределы генерации реактивной мощности в узле; задаются для генераторных узлов для случая на рис. 1.3, *б*, Мвар;

V_зд – модуль фиксированного напряжения в узле; задается и фиксируется напряжение U_k , кВ:

а) на шинах энергосистемы, т. е. для базисного (балансирующего) узла (рис. 1.3, *а*);

б) в генераторных узлах для случая на рис. 1.3, *б*, если позволяют заданные пределы генерации реактивной мощности $Q_{\text{min}}-Q_{\text{max}}$ и $Q_{\text{min}} < Q_{\text{max}}$;

G_ш, *B_ш* – активная и реактивная проводимости шунта на землю в узлах, где установлены БСК или ШР; задаются величины G_k , $-B_k$ для случая на рис. 1.3, *д*, и G_k , B_k для случая на рис. 1.3, *е*, мкСм;

V – расчетный модуль напряжения в узле; для базисного (балансирующего) и генераторного узла (рис. 1.3, *б*) задается автоматически и фиксируется после задания величины *V_зд*, для остальных узлов рассчитывается программой, кВ;

Delta – расчетный угол напряжения в узле; для базисного (балансирующего) узла задается и фиксируется величина δ_k (рис. 1.3, *а*), для остальных узлов рассчитывается программой, град.

Основными полями, в которые заносятся исходные данные по ветвям сети, являются:

O – отметка ветви (используется для сортировки, выборки, эквивалентирования и т. д.); в данном поле пусто, если ветвь не отмечена;

S – состояние ветви (включена/отключена); во включенном состоянии ветви поле является пустым; ветвь может быть отключена в начале, в конце или с обеих сторон;

$Тип$ – тип ветви (ЛЭП, Трансформатор); определяется программой автоматически по значению ячейки, в которую заносится коэффициент трансформации ветви;

$N_нач$, $N_кон$ – номера узлов, которыми ограничена ветвь; для трансформатора начало ветви $N_нач$ – это обязательно тот узел, к напряжению которого приведены его параметры (как правило, это напряжение высокой обмотки);

Название – название ветви; задается программой автоматически по известным названиям узлов, ограничивающих данную ветвь;

$N_п$ – номер параллельной ветви; задается, если несколько линий или трансформаторов работают параллельно;

R , X – активное и реактивное сопротивления ветви; задаются величины R_{ij} , X_{ij} , R_{jm} , X_{jm} , R_{jn} , X_{jn} по рис. 1.4, Ом;

G , B – суммарные активная и реактивная проводимости ветви; задаются величины G_{ij} , B_{ij} для линии электропередач (рис. 1.4, а) и G_{ij} , B_{ij} для трансформатора (рис. 1.4, б и 1.4, в), мкСм;

KT/r – вещественная часть комплексного коэффициента трансформации трансформатора; поскольку для большинства трансформаторов коэффициент трансформации совпадает с его вещественной частью, в это поле заносятся величины k_{mij} , k_{mjm} , k_{mjn} (рис. 1.4, б, в); важно: величина KT/r есть отношение номинального напряжения обмотки узла $N_кон$ к номинальному напряжению обмотки узла $N_нач$, т. е. $KT/r < 1$.

После занесения исходной информации в таблицы *Узлы* и *Ветви* созданный файл режима необходимо сохранить.

Перед расчетом установившегося режима сети при необходимости нужно настроить параметры расчета, для чего через главное меню программы должна быть открыта таблица *Режим (Расчеты – Параметры... – Режим)*. Значение параметра *Точность* расчета (dP) (задается в МВт) необходимо корректировать в зависимости от мощностей в узлах сети, поскольку при точности, соизмеримой с нагрузками, результаты расчета могут оказаться некорректными. Значения остальных параметров из таблицы *Режим* можно оставить принятыми по умолчанию и изменять, только если возникли проблемы при расчете режима (некорректно заданы исходные данные, режим расходится и т. п.).

Расчет режима сети производится после выполнения команды *Расчеты – Режим* или нажатия клавиши *F5*. При аварийном завершении расчета (режим разошелся) в появившемся окне *Протокол* с поэтапным описанием итерационного процесса будет содержаться краткое описание ошибки, отмеченное красным значком. Кроме того, в данном случае программа автоматически может произвести изменения в таблицах *Узлы* и *Ветви* (отключить некоторые узлы или ветви), которые необходимо устранить после исправления ошибок, приведших к аварийному завершению расчета. После коррекции исходных данных и/или настроек программы расчет режима нужно повторить. Если расчет завершился успешно (режим сошелся), в окне *Протокол* не будет сообщений об ошибках. Значение поля *Мах.неб.* в последней строке таблицы сходимости окна *Протокол* не должно быть выше значения параметра *Точность* расчета (*dP*) в таблице *Режим*. Печать результатов расчета. Чтобы распечатать результаты расчета режима сети, отображенные в таблицах *Узлы* и *Ветви*, необходимо сделать активным соответствующее окно, в диалоговом окне *Параметры страницы (Файлы – Настройка принтера...)* выбрать размер бумаги А4 и альбомную ориентацию страницы, после чего выполнить команду *Файлы – Печать...*, в открывшемся окне выбрать нужный принтер и нажать *ОК*. Более подробно познакомиться с программой *RastrWin* можно, используя файл помощи *RastrWinHelp.pdf*.

На рис. 1.5 представлено окно программы *RastrWin*. Создание нового файла режима представлено на рис. 1.6.

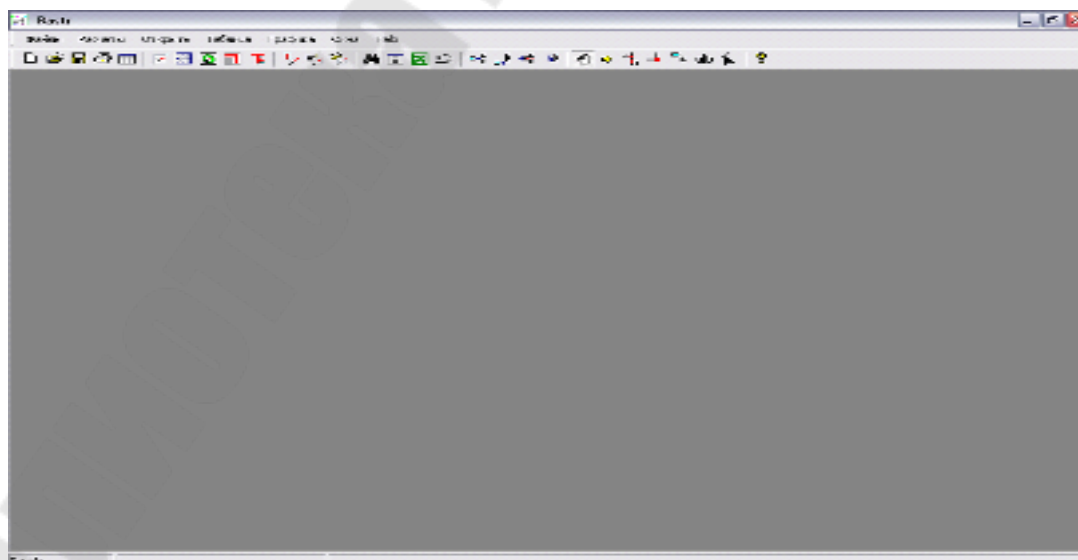


Рис. 1.5. Интерфейс программы *RastrWin*

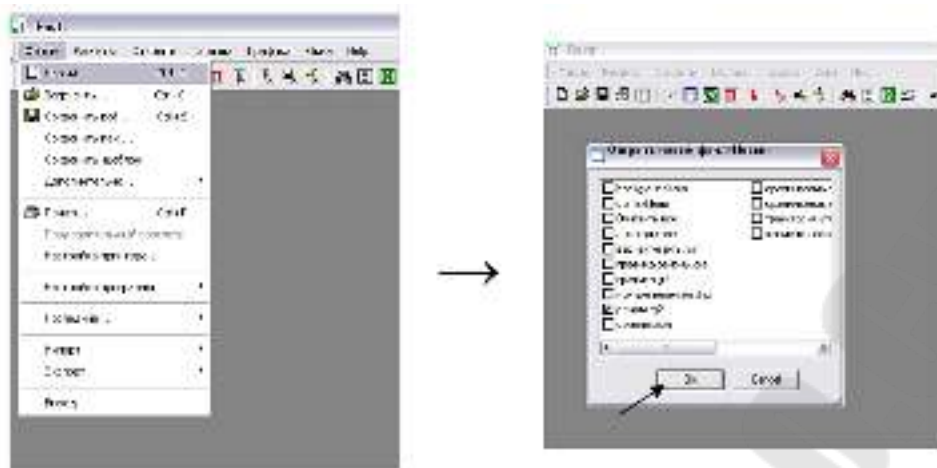


Рис. 1.6. Создание нового файла режима

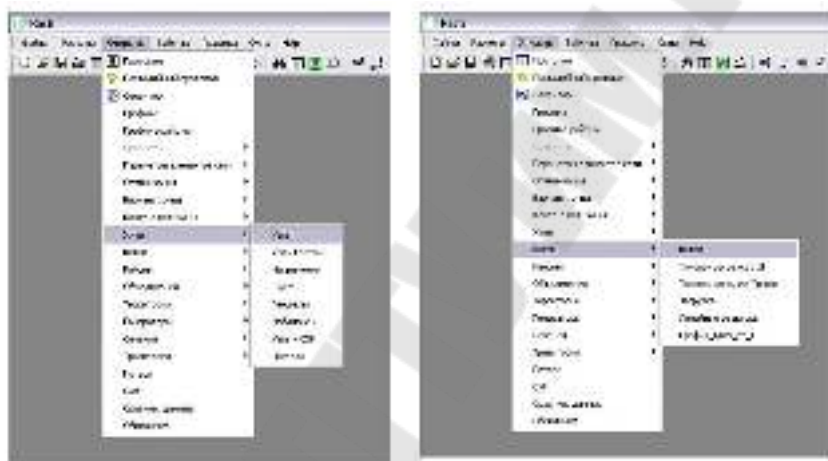


Рис. 1.7. Открытие таблиц Узлы и Ветви

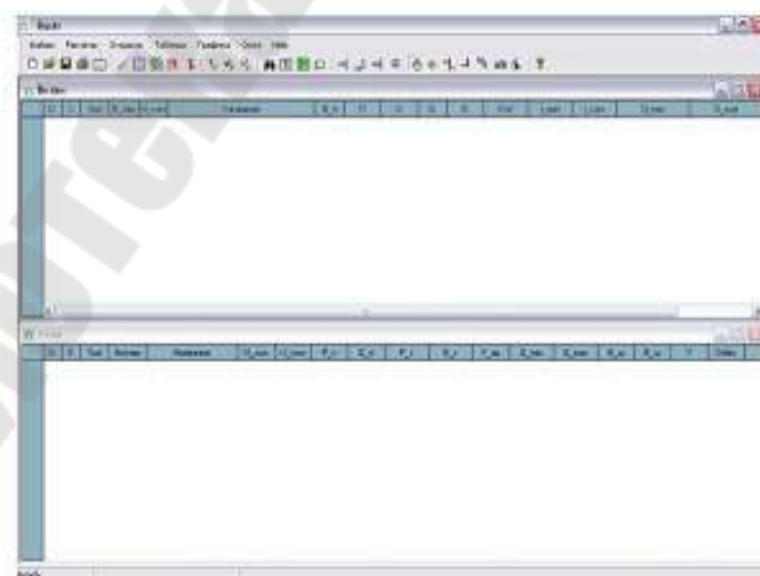


Рис. 1.8. Таблицы Узлы и Ветви

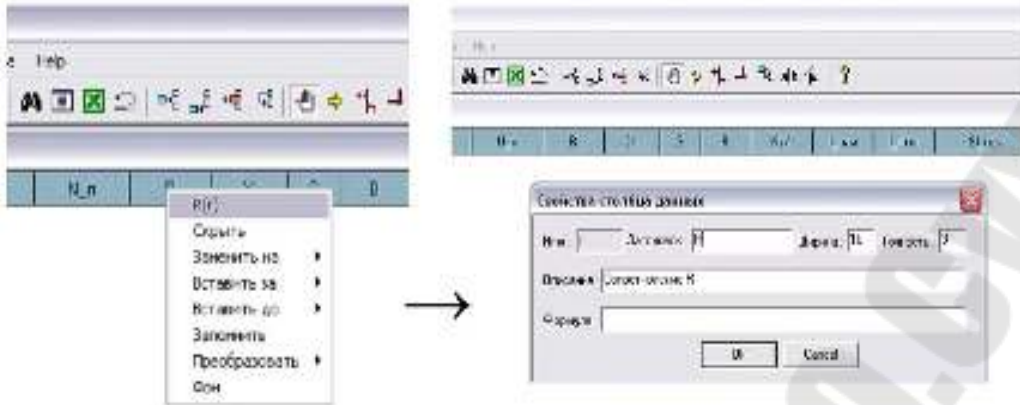


Рис. 1.9. Изменение ширины столбца R в таблице *Ветви* и точности отображения информации в нем

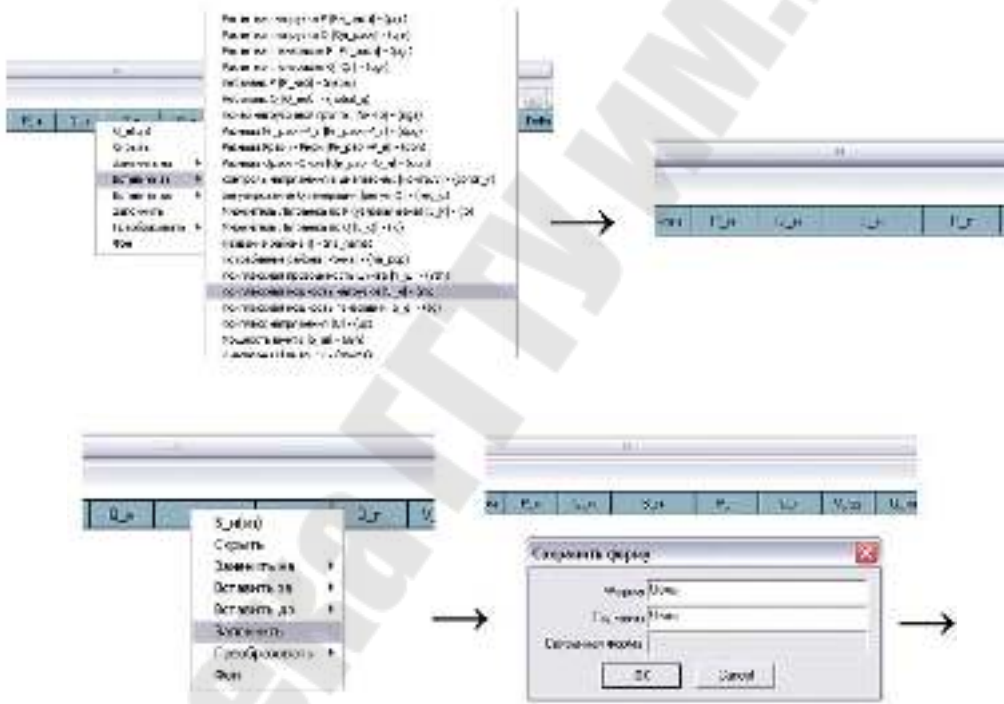


Рис. 1.10. Добавление в таблицу *Узлы* столбца S_n , в который выводится комплексная мощность нагрузки в узлах

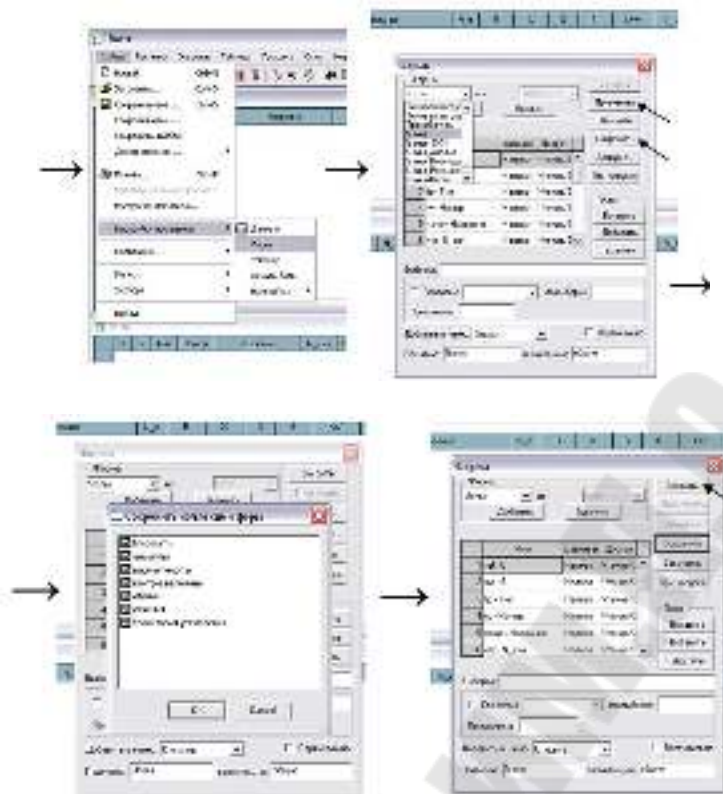


Рис. 1.11. Сохранение добавленных столбцов в таблице Узлы

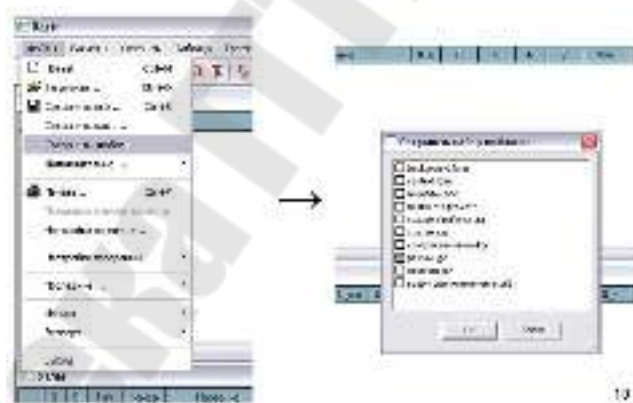


Рис. 1.12. Сохранение измененных ширины и точности отображения информации в столбцах



Рис. 1.13. Занесение исходной информации в таблицы Узлы и Ветви



Рис. 1.14. Успешное завершение расчета режима сети: режим «сошелся», ошибок нет

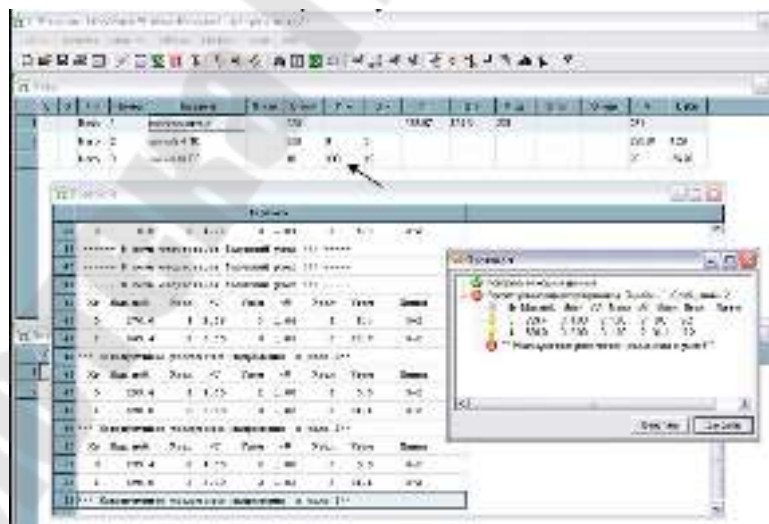


Рис. 1.15. Неуспешное (аварийное) завершение расчета режима сети: режим «разошелся»

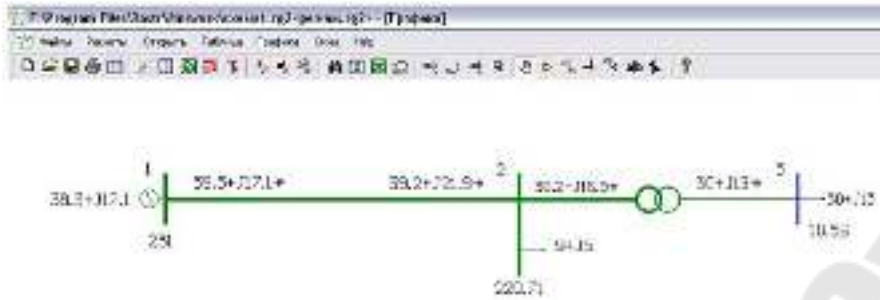


Рис. 1.16. Графическая схема сети

2. СТАТИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ СИСТЕМЫ

При анализе статической устойчивости простейшей системы необходимо определить предельную передаваемую мощность по линиям, коэффициенты запаса по мощности.

При отсутствии на генераторе автоматического регулятора возбуждения (АРВ) можно считать, что в первые моменты времени переходного процесса ток возбуждения не изменяется. Поэтому в расчетах генератор учитывается синхронной ЭДС E и синхронным сопротивлением x_d .

Угловая характеристика $P(\delta)$ неявнополюсного генератора равна:

$$P_*(\delta) = \frac{E_* U_{c*}}{x_{c*}} \sin \delta, \text{ отн. ед.}, \quad (2.1)$$

где E_* – ЭДС генератора, отн. ед.; U_{c*} – напряжение системы, отн. ед.; x_{c*} – внешнее сопротивление сети от шин генераторного напряжения до шин системы, отн. ед.

Угловая характеристика $P(\delta)$ явнополюсного генератора равна:

$$P_*(\delta) = \frac{E_{q*} U_{c*}}{x_{c*}} \sin \delta + \frac{U_{c*}^2}{2} \frac{x_d - x_q}{x_d x_q} \sin 2\delta, \text{ отн. ед.} \quad (2.2)$$

Характеристика мощности явнополюсного генератора кроме основной синусоидальной составляющей содержит вторую составляющую – синусоиду двойной частоты, амплитуда которой пропорциональна разности индуктивных сопротивлений x_d и x_q .

Характеристика выдачи генератором реактивной мощности от угла δ определяется по следующей формуле:

$$Q_*(\delta) = \frac{E_* U_{c*}}{x_{c*}} \cos \delta - \frac{U_{c*}^2}{x_{c*}}, \text{ отн. ед.} \quad (2.3)$$

При наличии на генераторе АРВ пропорционального типа в начальный момент переходного процесса задаются постоянством результирующего потокосцепления. Поэтому в расчетах генератор учитывается переходной ЭДС E'_q и переходным сопротивлением x'_d .

Угловая характеристика $P(\delta)$ явнополюсного генератора с АРВ пропорционального типа равна:

$$P_*(\delta) = \frac{E'_{q*} U_{c*}}{x'_{c*}} \sin \delta + \frac{U_{c*}^2}{2} \frac{x_d - x'_d}{x_d x'_d} \sin 2\delta, \text{ отн. ед.} \quad (2.4)$$

При наличии на генераторе АРВ сильного действия в начальный момент переходного процесса задаются постоянством напряжения на выводах генератора. Поэтому в расчетах генератор учитывается ЭДС, равной U_Γ и подключенной к шинам генераторного напряжения.

Угловая характеристика $P(\delta)$ генератора с АРВ сильного действия равна:

$$P_*(\delta) = \frac{U_{\Gamma*} U_{c*}}{x_{c*}} \sin \delta, \text{ отн. ед.} \quad (2.5)$$

В простейших системах предел мощности и предел по условиям статической устойчивости обычно совпадают. В настоящем разделе показаны примеры определения предела передаваемой мощности и предела статической устойчивости при различных допущениях. Во всех задачах регуляторы возбуждения генераторов будут учитываться приближенно в виде постоянной ЭДС, приложенной за тем или иным сопротивлением, замещающим генератор.

Характеристика активной мощности генератора имеет максимум, который называется идеальным пределом мощности и вычисляется по следующей формуле:

$$P_{m*} = \frac{E_* U_*}{x_{c*}}, \text{ отн. ед.} \quad (2.6)$$

Критерий статической устойчивости простейшей системы:

$$\frac{dP}{d\delta} > 0.$$

Коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности для простейшей системы вычисляется по формуле

$$K_P = \frac{P_{m*} - P_{c*}}{P_{c*}}, \text{ отн. ед.}, \quad (2.7)$$

где P_{c*} – активная мощность перетока (в расчетах без учета потерь активных мощностей в элементах простейшей системы принимается равной мощности турбины), отн. ед.

Минимальные значения коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности в нормальном и утяжеленном режимах должен быть не ниже 0,2, при вынужденном режиме – не ниже 0,08 [5].

При сложной связи генератора с приемной системы и наличии нагрузок коэффициент запаса статической устойчивости по активной мощности вычисляется по следующей формуле [5]:

$$K_P = \frac{P_{m*} - (P_{c*} + \Delta P_{нк*})}{P_{c*}}, \text{ отн. ед.}, \quad (2.8)$$

где $\Delta P_{нк*}$ – амплитуда нерегулярных колебаний активной мощности, которая при отсутствии результатов измерений определяется по следующей формуле [5]:

$$\Delta P_{нк*} = K \sqrt{\frac{P_{н1} P_{н2}}{P_{н1} + P_{н2}}}, \text{ отн. ед.}, \quad (2.9)$$

где $P_{н1}$, $P_{н2}$ – мощности нагрузок с каждой стороны перетока, отн. ед.; K – коэффициент, равный 1,5 при ручном регулировании и 0,75 при автоматическом регулировании перетока мощности, отн. ед.

Увеличение мощности турбины приводит к возрастанию угла δ и уменьшению коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности.

3. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

При анализе динамической устойчивости системы необходимо определить возможность системы сохранять синхронный режим при больших ее возмущениях. К большим возмущениям относят короткие замыкания (КЗ), отключение нагруженных линий электропередач, ге-

нераторов, трансформаторов, быстрое изменение мощности крупной нагрузки, пуск и самозапуск крупных электродвигателей и т. д.

Рассмотрим простейший случай, когда генератор работает через двухцепную линию на шины бесконечной мощности. Предположим, что аварийно отключается одна цепь линии. Изучим переходной процесс от нормального до послеаварийного режима.

Отключение одной цепи линии приводит к увеличению суммарного сопротивления системы и уменьшению характеристики мощности (рис. 3.1).

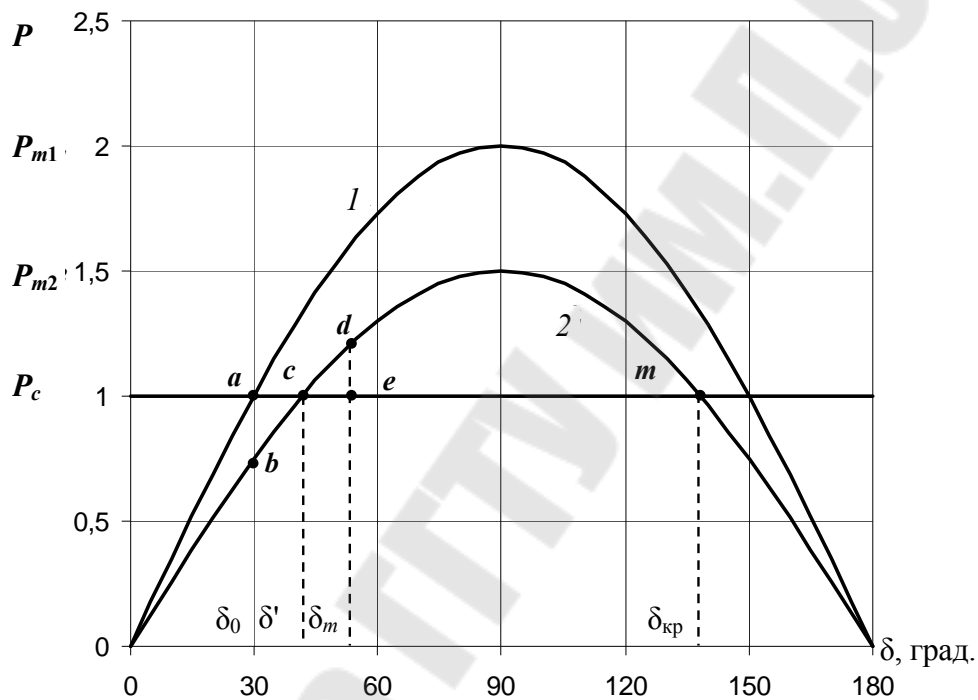


Рис. 3.1. Характеристика мощности при отключении цепи линии: кривая 1 – нормальный режим; кривая 2 – послеаварийный режим

В первый момент времени происходит переход с характеристики мощности 1 на характеристику 2. Из-за инерции ротора угол δ не может измениться мгновенно из точки a в точку c . На валу генератора возникает избыточный момент, определяемый разностью мощности турбины и новой мощностью генератора (точка b). Под влиянием избыточного момента ротор генератора начинает ускоряться с увеличением угла δ . В результате ускорения рабочая точка начинает движение по характеристике 2 в сторону точки c . В точке c избыточный момент равен нулю и скорость вращения ротора максимальна. После прохождения точки c на ротор воздействует тормозящий момент, который достигает максимума в точке d . Далее тормозящий момент заставляет

рабочую точку перемещаться в точку c с уменьшением угла δ . Проходя точку c ротор начинает заново ускоряться до точки b за счет избыточного момента. Далее начинается новый цикл относительного движения ротора генератора. Кривая $\delta(t)$ имеет затухающий характер за счет механических и электрических потерь мощности на валу.

Принимая во внимание, что фактическая скорость вращения ротора в переходном процессе близка к синхронной, можно записать равенство избыточного момента и мощности в относительных единицах:

$$\Delta M = \Delta P \text{ при } \omega_{c_*} = 1.$$

Кинетическая энергия, запасенная ротором в период его ускорения, определяется по следующей формуле:

$$F_{\text{уск}} = \int_{\delta_0}^{\delta'} \Delta P d\delta = f_{abc}. \quad (3.1)$$

Изменение кинетической энергии в период торможения вычисляется по формуле

$$F_{\text{торм}} = \int_{\delta'}^{\delta_m} \Delta P d\delta = f_{cde}. \quad (3.2)$$

Площадки f_{abc} и f_{cde} называются площадками ускорения и торможения. Для определения максимального угла отклонения ротора δ_m достаточно выполнить условие $F_{\text{уск}} = F_{\text{торм}}$. Если максимальный угол превысит значение $\delta_{\text{кр}}$, то генератор выйдет из синхронизма. При этом возможная площадка торможения будет равна f_{cdm} .

Критерий динамической устойчивости можно записать в виде следующего неравенства:

$$F_{\text{уск}} \leq F_{\text{торм}}^{\text{возм}}. \quad (3.3)$$

Коэффициент запаса динамической устойчивости вычисляется по формуле

$$K_3 = \frac{F_{\text{торм}}^{\text{возм}} - F_{\text{уск}}}{F_{\text{уск}}}. \quad (3.4)$$

Одним из распространенных видов больших возмущений, приводящим к необходимости анализа динамической устойчивости, являются короткие замыкания. Рассмотрим случай несимметричного короткого замыкания в одной цепи линии в простейшей системе (рис. 3.2).

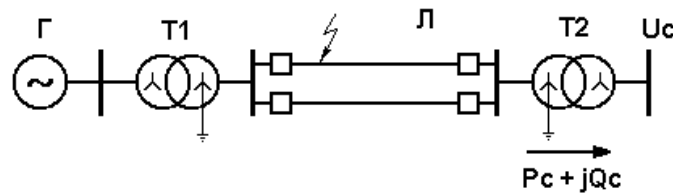


Рис. 3.2. Несимметричное короткое замыкание в одной цепи линии в простейшей системе

В схеме замещения аварийного режима к точке короткого замыкания включено шунтирующее сопротивление, значение которого зависит от вида короткого замыкания (КЗ) (нулевое значение при трехфазном КЗ и максимальное – при однофазном КЗ). Схема замещения простейшей системы в режиме короткого замыкания приводится к Т-образной схеме.

При отсутствии активных сопротивлений в схеме замещения характеристики мощности всех режимов показаны на рис. 3.3.

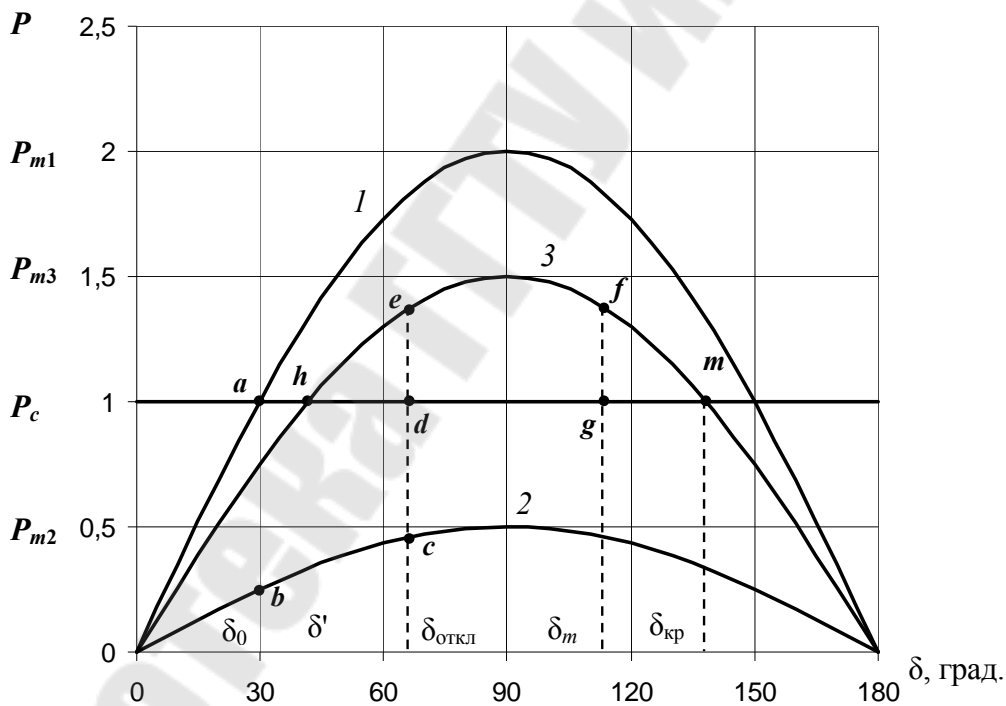


Рис. 3.3. Характеристика мощности при КЗ в линии:
 кривая 1 – нормальный режим; кривая 2 – аварийный режим;
 кривая 3 – послеаварийный режим

В момент КЗ происходит переход с характеристики 1 на характеристику 2. На валу генератора возникает избыточный момент, определяемый разностью мощности турбины и новой мощностью гене-

ратора (точка b). Под влиянием избыточного момента ротор генератора начинает ускоряться с увеличением угла δ . В результате ускорения рабочая точка начинает движение по характеристике 2 в сторону точки c . В точке c происходит отключение КЗ при угле $\delta_{\text{откл}}$. Рабочая точка переходит на кривую 3 послеаварийного режима. В точке e на ротор воздействует тормозящий момент, равный отрезку ed . Запаса кинетической энергии хватает до точки f . Далее тормозящий момент заставляет рабочую точку перемещаться в точку h с уменьшением угла δ . Проходя точку h , ротор начинает заново ускоряться за счет избыточного момента. Далее рабочая точка колеблется вокруг точки h по характеристике 3. За счет механических и электрических потерь мощности на валу угол δ установится в точке h .

Согласно критерию динамической устойчивости генератор не выйдет из синхронизма до тех пор, пока точка f не превысит угла $\delta_{\text{кр}}$. Медленно перемещая угол $\delta_{\text{откл}}$ в сторону увеличения, можно найти предельный угол отключения заданного КЗ $\delta_{\text{откл}}^{\text{пред}}$ при равенстве площадей $abcd$ и dem . Решая интегральное уравнение, предельный угол отключения КЗ равен:

$$\delta_{\text{откл}}^{\text{пред}} = \arccos \cos \left(\frac{P_c \cdot (\delta_{\text{кр}} - \delta_0) \cdot \frac{\pi}{180} + P_{m3} \cdot \cos \varphi_{\text{кр}} - P_{m2} \cdot \cos \delta_0}{P_{m3} - P_{m2}} \right). \quad (3.5)$$

Углы в уравнении (3.5) выражены в градусах.

В реальных расчетах при выборе коммутационной аппаратуры и релейной защиты необходимо знание не предельного угла поворота ротора, а предельное время отключения КЗ. Это время может быть определено решением уравнения движения ротора методом последовательных интервалов или другими методами решения дифференциальных уравнений.

Согласно [6] предельное время отключения основной защиты в зависимости от номинального напряжения сети равно (табл. 3.1):

Таблица 3.1

Предельное время отключения основной защиты

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	110	220	330	500	750
$t_{\text{откл}}, \text{с}$	0,18	0,16	0,14	0,12	0,10

Рассмотрим применение метода последовательных интервалов на примере отключения одной цепи линии. Угловые характеристики двух режимов приведены на рис. 3.1. Точка устойчивого равновесия на графике 1 переместится в ходе переходного процесса на графике 2. Относительное движение ротора генератора определяется дифференциальным уравнением второго порядка:

$$T_{j*} \cdot \frac{d^2\delta}{dt^2} = P_{c*} - P_{m*} \sin \delta. \quad (3.6)$$

Приведем электромеханическую постоянную времени к базисным условиям:

$$T_{j*} = T_j \cdot \frac{P_{\text{НОМ}} / \cos \varphi_{\text{НОМ}}}{S_B}, \text{ с.} \quad (3.7)$$

Решаем дифференциальное уравнение методом последовательных интервалов. Длительность расчетного интервала Δt принимаем равной 0,05 с.

Определяем начальный угол:

$$\delta_0 = \arcsin(P_{c*} / P_{m_1}).$$

Определяем вспомогательный коэффициент k :

$$k = \frac{360 \cdot f \cdot \Delta t^2}{T_{j*}}. \quad (3.8)$$

Электрическая мощность, отдаваемая генератором в первый момент времени после отключения одной цепи, уменьшается до величины:

$$P_{(0)} = P_{m_2} \cdot \sin \delta_0. \quad (3.9)$$

Избыток мощности в начале первого интервала:

$$\Delta P_{(0)} = P_{c*} - P_{(0)}. \quad (3.10)$$

Приращение угла в течении первого интервала времени:

$$\Delta \delta_{(1)} = k \cdot \frac{\Delta P_{(0)}}{2}. \quad (3.11)$$

Значение угла к концу первого или началу второго интервала времени:

$$\delta_{(1)} = \delta_{(0)} + \Delta \delta_{(1)}. \quad (3.12)$$

Электрическая мощность, отдаваемая генератором в начале второго интервала времени:

$$P_{(1)} = P_{m2} \cdot \sin \delta_{(1)}. \quad (3.13)$$

Избыток мощности в начале второго интервала:

$$\Delta P_{(1)} = P_{c*} - P_{(1)}. \quad (3.14)$$

Приращение угла в течении второго интервала времени:

$$\Delta \delta_{(2)} = \Delta \delta_{(1)} + k \cdot \Delta P_{(1)}. \quad (3.15)$$

Значение угла к концу второго интервала времени:

$$\delta_{(2)} = \delta_{(1)} + \Delta \delta_{(2)}. \quad (3.16)$$

Далее повторяем расчет так, как для второго интервала до момента времени отключения короткого замыкания. Результаты расчета представлены в табл. 3.2 (пример).

Вследствие наличия активных потерь после нескольких колебаний с затухающей амплитудой установится новый режим, соответствующий углу:

$$\delta'_0 = \arcsin(P_{c*} / P_{m3}).$$

При значительном увеличении значений угла во времени послеаварийный режим невозможен и генератор будет отключен от системы.

Таблица 3.2

Результаты расчета угла δ от времени

t, c	$\delta, \text{град.}$	$P, \text{отн. ед.}$	$\Delta P, \text{отн. ед.}$	$\Delta \delta, \text{град.}$
0	17,92	0,802	0,198	0,42
0,05	18,34	0,820	0,180	1,19
0,1	19,53	0,871	0,129	1,74
0,15	21,27	0,945	0,055	1,98
0,2	23,25	1,029	-0,029	1,86
0,25	25,11	1,106	-0,106	1,41
0,3	26,52	1,164	-0,164	0,71
0,35	27,23	1,192	-0,192	-0,11
0,4	27,12	1,188	-0,188	-0,92
0,45	26,20	1,151	-0,151	-1,57
0,5	24,63	1,086	-0,086	-1,94
0,55	22,69	1,005	-0,005	-1,96

t, c	$\delta, \text{град.}$	$P, \text{отн. ед.}$	$\Delta P, \text{отн. ед.}$	$\Delta\delta, \text{град.}$
0,6	20,73	0,922	0,078	-1,63
0,65	19,10	0,853	0,147	-1,00
0,7	18,10	0,810	0,190	-0,18
0,75	17,92	0,802	0,198	0,67
0,8	18,59	0,831	0,169	1,40
0,85	19,99	0,891	0,109	1,87
0,9	21,86	0,970	0,030	2,00
0,95	23,86	1,054	-0,054	1,77
1	25,63	1,127	-0,127	1,23
1,05	26,86	1,177	-0,177	0,47
1,1	27,33	1,196	-0,196	-0,37
1,15	26,96	1,181	-0,181	-1,15
1,2	25,81	1,135	-0,135	-1,73
1,25	24,08	1,063	-0,063	-2,00
1,3	22,08	0,980	0,020	-1,91
1,35	20,17	0,899	0,101	-1,48
1,4	18,69	0,835	0,165	-0,77
1,45	17,92	0,802	0,198	0,08
1,5	18,00	0,805	0,195	0,92

4. УСТОЙЧИВОСТЬ НАГРУЗКИ

Нагрузка электрической системы оказывает влияние на статическую и динамическую устойчивость генераторов энергосистемы. Если мощность приемной системы соизмерима с передаваемой мощностью, то напряжение на шинах нагрузки не остается постоянным при изменении режима электропередачи. Из-за снижения напряжения с ростом передаваемой мощности действительный предел передаваемой мощности будет намного меньше идеального предела при постоянстве напряжения приемной системы. Колебания напряжения и частоты, в свою очередь, могут вызвать неустойчивую работу электродвигательной нагрузки.

Рассмотрим электропередачу, в которой два генератора соизмеримой мощности работают на нагрузку (рис. 4.1).

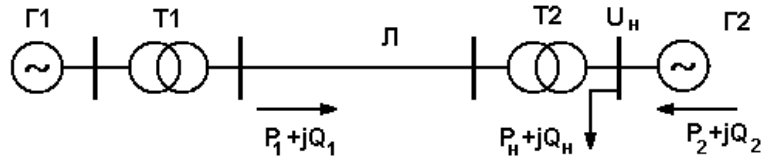


Рис. 4.1. Электропередача с двумя генераторами соизмеримой мощности

При увеличении передаваемой активной мощности от первого генератора напряжение на шинах нагрузки будет уменьшаться. Построив семейство характеристик мощности для различных значений напряжения U_n , можно получить действительную характеристику мощности. Для этого необходимо при увеличении угла δ перемещать рабочую точку с одной характеристики на другую с корректировкой по напряжению. Максимум действительной характеристики мощности, который называют действительным пределом мощности, достигается при угле меньше 90° (рис. 4.2).

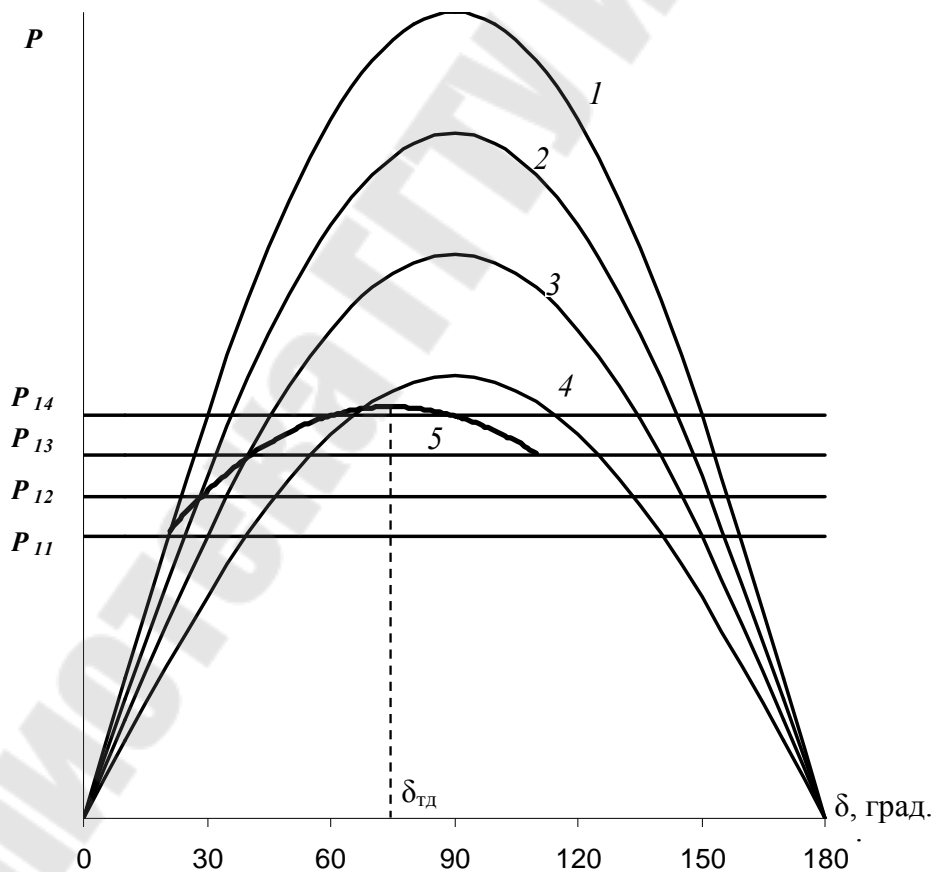


Рис. 4.2. Определение действительного предела мощности: кривые 1–4 – характеристики мощности при $U_{н*} = 1,0, 0,9, 0,8, 0,7$; кривая 5 – действительная характеристика мощности

Величина максимума мощности при снижении напряжения на нагрузке ниже идеального предела при постоянном напряжении. Следовательно, снижение напряжения на нагрузке ухудшает статическую устойчивость системы.

Влияние нагрузки на напряжение U_n определяется регулирующим эффектом нагрузки, т. е. степенью снижения активной и реактивной мощности нагрузки с уменьшением напряжения на ее шинах.

Предполагая постоянство напряжения на шинах первого генератора, увеличение активной мощности первого генератора сопровождается снижением напряжения на шинах нагрузки. Но с уменьшением напряжения U_n уменьшается и мощность, потребляемая нагрузками P_n и Q_n . Уменьшение мощности, передаваемой по линии, уменьшает падение напряжения в элементах электропередачи, что, в свою очередь, уменьшает степень снижения напряжения. Регулирующий эффект нагрузки оценивается производными dP/dU и dQ/dU в рабочей точке статических характеристик. Регулирующий эффект нагрузки оказывает значительное влияние на действительный предел мощности, поэтому он должен учитываться в практических расчетах.

Так как нагрузка, в основном, состоит из асинхронных двигателей, рассмотрим анализ их устойчивости при снижении напряжения. На рис. 4.3 приведена схема замещения асинхронного двигателя, в которой не учитываются потери активной мощности в стали и меди.

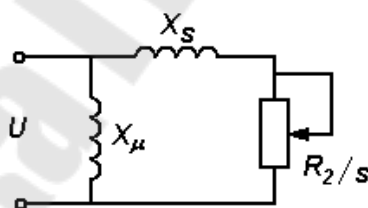


Рис. 4.3. Схема замещения асинхронного двигателя

Активная мощность, потребляемая двигателем из сети, определяется как произведение вращающего момента на угловую скорость вращения магнитного потока двигателя. В относительных единицах вращающий момент двигателя принимается равным потребляемой им активной мощности.

Зависимость активной мощности от скольжения определяется по следующей формуле:

$$P = \frac{U^2 R_2 s}{x_s^2 s^2 + R_2^2}, \text{ отн. ед.} \quad (4.1)$$

Эта зависимость дает механическую характеристику мощности двигателя, показанную на рис. 4.4. Максимум характеристики $P_m = U^2/2x_s$ достигается при скольжении $s_{кр} = R_2/x_s$. Предположим, что характеристика тормозного момента является постоянной величиной. В точке a с увеличением скольжения двигателя на Δs вращающий момент двигателя возрастает на ΔP и на валу двигателя возникает ускоряющий избыточный момент. Под его влиянием скорость вращения начинает возрастать, а скольжение уменьшаться. Постепенно новым установившимся режимом становится точка a .

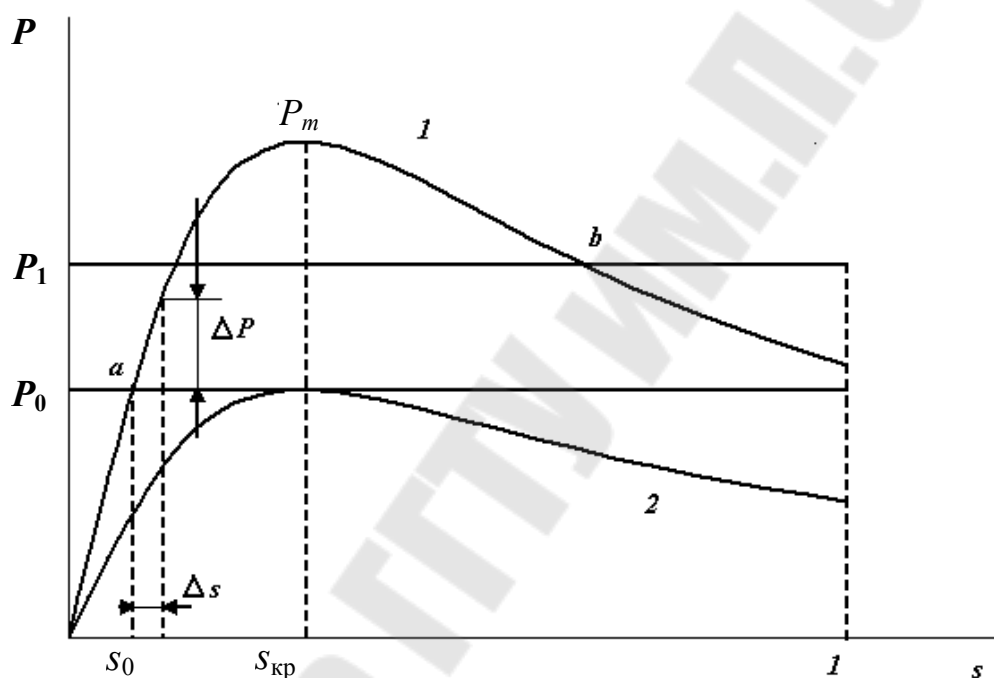


Рис. 4.4. Механическая характеристика асинхронного двигателя:
кривая 1 при $U_{н*} = 1$; кривая 2 при $U_{н*} = 0,7$

Если двигатель работает в точке b , которая тоже является точкой равновесия, то с увеличением скольжения на валу двигателя возникает тормозной избыточный момент, вызывающий дальнейший рост скольжения и опрокидывание двигателя.

Критерием статической устойчивости асинхронного двигателя является положительный знак производной:

$$dP/ds > 0. \quad (4.2)$$

Предельный по статической устойчивости режим двигателя достигается при скольжении $s_{кр}$. При работе асинхронного двигателя

с номинальной нагрузкой на валу он опрокинется при напряжении $U_* \approx 0,7$. Если двигатель подключен к трансформатору через внешнее сопротивление (воздушную или кабельную линию), то без учета сопротивления x_μ схемы замещения значение опрокидывающего момента равно:

$$P_m = U^2 / 2(x_s + x_{вн}), \text{ отн. ед.} \quad (4.3)$$

При этом уменьшается критическое скольжение $s_{кр}$.

Реактивная мощность асинхронного двигателя состоит из мощности рассеяния Q_s и мощности намагничивания Q_μ . Она определяется по формуле

$$Q = Q_s + Q_\mu = \frac{U^2 x_s s^2}{x_s^2 s^2 + R_2^2} + \frac{U^2}{x_\mu}, \text{ отн. ед.} \quad (4.4)$$

Статическая устойчивость синхронного двигателя оценивается критерием:

$$dP/d\delta > 0.$$

При отсутствии АРВ максимальная мощность в относительных единицах определяется по следующей формуле:

$$P_m = E_q U / (x_d + x_{вн}), \text{ отн. ед.} \quad (4.5)$$

Критическое напряжение определяется по формуле

$$U_{кр} = P_0 (x_d + x_{вн}) / E_q, \text{ отн. ед.} \quad (4.6)$$

При работе синхронного двигателя с АРВ пропорционального типа он замещается переходной ЭДС E'_q и переходным сопротивлением x'_d . Критическое напряжение равно:

$$U'_{кр} = P_0 (x'_d + x_{вн}) / E'_q, \text{ отн. ед.} \quad (4.7)$$

Реактивная мощность синхронного двигателя при отсутствии АРВ определяется по формуле

$$Q = \sqrt{\left(\frac{E_q U}{x_d}\right)^2 - P^2} - \frac{U^2}{x_d}, \text{ отн. ед.} \quad (4.8)$$

Реактивная мощность синхронного двигателя при АРВ пропорционального типа определяется по следующей формуле:

$$Q = \sqrt{\left(\frac{E'_q U}{x'_d}\right)^2 - P^2} - \frac{U^2}{x'_d}, \text{ отн. ед.} \quad (4.9)$$

Нагрузку можно представить статическими характеристиками по напряжению ($P_{H*} = f(U_*)$, $Q_{H*} = f(U_*)$) и по частоте ($P_{H*} = g(f_*)$, $Q_{H*} = g(f_*)$) в расчетах устойчивости нагрузки или системы в послеаварийном режиме.

Статические характеристики нагрузки по напряжению могут быть получены:

- 1) из натурального эксперимента;
- 2) из расчета с детальным учетом состава нагрузки;
- 3) на основании статистических данных.

Часто при проведении расчетов переходных процессов трудно определить состав нагрузок и их достоверные параметры. В этом случае используются типовые характеристики комплексной нагрузки. Согласно методике [5] при отсутствии конкретных данных рекомендуется принимать следующие характеристики комплексной нагрузки:

– для активной нагрузки в среднем

$$P_{H*} \approx U_*, \text{ отн. ед.} \quad (4.10)$$

с диапазоном изменения

$$P'_{H*} = 0,6 + 0,4U_*, \text{ отн. ед.,} \quad (4.11)$$

$$P''_{H*} = -0,4 + 1,4U_*, \text{ отн. ед.;} \quad (4.12)$$

– для реактивной нагрузки на стороне 110–220 кВ в среднем

$$Q_{H*} = \frac{4,15}{\text{tg } \varphi_H} - \frac{9,5}{\text{tg } \varphi_H} U_* + \left(\frac{5,6}{\text{tg } \varphi_H} + 1\right) U_*^2, \text{ отн. ед.} \quad (4.13)$$

с диапазоном изменения

$$Q'_{H*} = \frac{5,6}{\text{tg } \varphi_H} - \frac{11,2}{\text{tg } \varphi_H} U_* + \left(\frac{5,6}{\text{tg } \varphi_H} + 1\right) U_*^2, \text{ отн. ед.} \quad (4.14)$$

$$Q_{H*}'' = \frac{3,35}{\operatorname{tg} \varphi_H} - \frac{8,9}{\operatorname{tg} \varphi_H} U_* + \left(\frac{5,6}{\operatorname{tg} \varphi_H} + 1 \right) U_*^2, \text{ отн. ед.} \quad (4.15)$$

В практических задачах определения статической устойчивости узлов нагрузки применение критерия $dP/ds > 0$ затруднительно из-за трудности определения характеристик эквивалентного двигателя. Рассмотрим критерии устойчивости нагрузки, основанные на статических характеристиках.

Применим следующий критерий: $dE/dU > 0$ – знак производной ЭДС генератора, питающего нагрузку, определяет зону устойчивости. Для проверки устойчивости узла нагрузки, представим схему замещения на рис. 4.5.

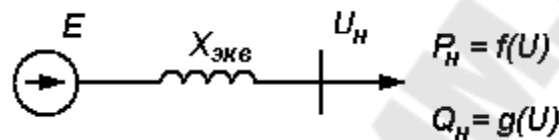


Рис. 4.5. Схема замещения генератора

Пусть в исходном режиме эквивалентная ЭДС генератора равна E_0 и напряжение на шинах нагрузки U_0 . Снижая напряжение на шинах нагрузки, можно по статическим характеристикам определить новые значения активной и реактивной мощностей. Рассчитав новый режим, определяем новое значение ЭДС. Проведя ряд расчетов в сторону снижения и увеличения напряжения, можно построить зависимость $E = f(U)$ (рис. 4.6). Для ЭДС E_0 возможны два режима работы генератора на характеристике $E = f(U)$ – в точках a и b . В точке a производная $dE/dU > 0$, в точке b – $dE/dU < 0$. Каждой точке зависимости $E = f(U)$ соответствует свое скольжение, возрастающее при снижении напряжения. При этом точка a на рис. 4.6 соответствует точке a на механической характеристике (рис. 4.4). Предельный режим определяется значением ЭДС E_{\min} в точке, где $dE/dU = 0$.

Запас статической устойчивости нагрузки по напряжению определяется по следующей формуле:

$$K_u = \frac{U_0 - U_{\text{кр}}}{U_0}, \text{ отн. ед.} \quad (4.16)$$

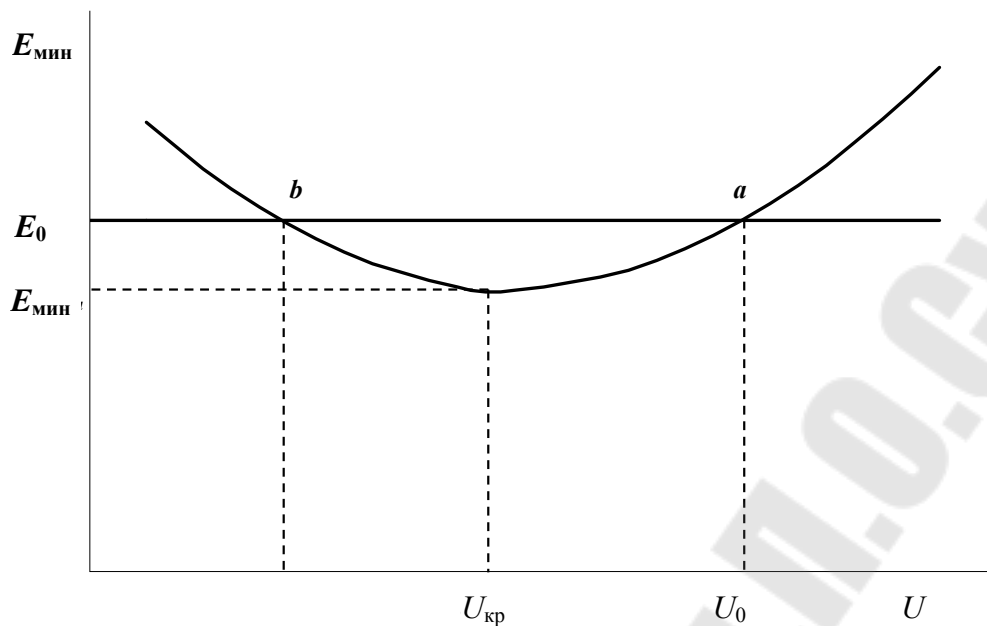


Рис. 4.6. Определение критерия dE/dU для нагрузки

При расчетах устойчивости нагрузки в системе, состоящей из группы электростанций, выдающих мощность в крупный узел нагрузки, удобно использовать критерий

$$\frac{d(\sum Q_{\Gamma} - \sum Q_{\text{н}})}{dU} = \frac{d\Delta Q}{dU} < 0. \quad (4.17)$$

На рис. 4.7 показаны характеристики реактивной мощности эквивалентного генератора и нагрузки. Характеристика реактивной мощности генератора вычисляется при неизменной ЭДС генератора, текущем напряжении и равенстве активных мощностей нагрузки и генератора. Мощность нагрузки определяется по статической характеристике для текущего напряжения. Кривые реактивной мощности генератора и нагрузки имеют две точки пересечения. Точки a и b на рис. 4.7 соответствуют точкам a и b на рис. 4.6. Если исходный режим работы устойчив, то при подключении к нагрузке дополнительной реактивной мощности ΔQ напряжение на шинах уменьшится на ΔU . При этом положительному ΔQ соответствует отрицательное ΔU , что подтверждает критерий (4.17).

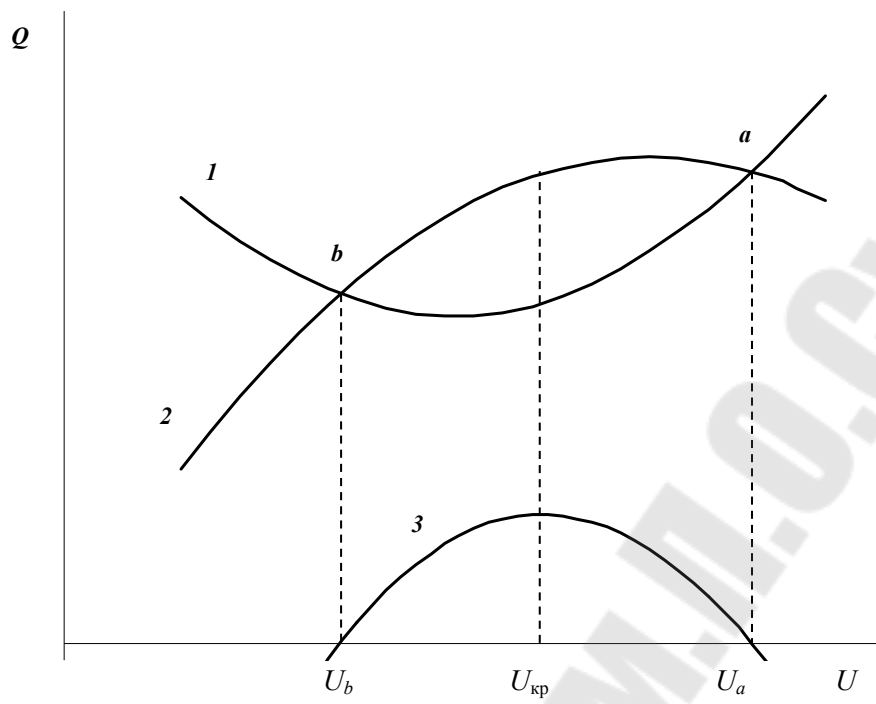


Рис. 4.7. Определение критерия $d\Delta Q/dU$ для нагрузки:
 кривая 1 – $\sum Q_n$; кривая 2 – $\sum Q_G$; кривая 3 – ΔQ

5. ДИНАМИЧЕСКАЯ УСТОЙЧИВОСТЬ СЛОЖНЫХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

При коротких замыканиях в системе с несколькими электростанциями и нагрузками, соединенными между собой линиями электропередачи, возникают качания генераторов всех электростанций системы.

Основным методом анализа динамической устойчивости сложных систем является метод численного решения уравнений переходного процесса и, в частности, метод последовательных интервалов.

В последнем случае угловые перемещения подсчитываются с помощью формул (3.7–3.16) для генераторов каждой станции в отдельности. Эти вычисления довольно просты, и с этой стороны никаких затруднений не возникает.

Основные трудности заключаются в определении избытков мощности для каждого из генераторов в различные интервалы времени. Отдаваемая каждым генератором мощность в любой момент времени определяется абсолютными значениями и сдвигом фаз ЭДС всех генераторов системы. При возникновении качаний фазы ЭДС генераторов непрерывно изменяются.

В связи с этим изменяются и отдаваемые генераторами мощности, а следовательно, и избыточные моменты на их валах.

При расчете методом последовательных интервалов значения углов, определяющих положение роторов всех генераторов системы в конце каждого интервала, вычисляются с помощью указанных выше формул. Зная эти углы, можно найти значение отдаваемой каждым генератором мощности и избыточных моментов, действующих в следующем интервале. Вычисление отдаваемой генераторами активной мощности в зависимости от углов между роторами генераторов, которое приходится проделывать для каждого интервала, и представляет собой наиболее сложную часть расчета. Проще всего активные мощности определяются через собственные и взаимные проводимости ветвей.

Если представить часть ЭЭС в виде системы с тремя генераторами, то активная мощность генераторов выражается в виде следующих формул:

$$\begin{cases} P_1 = E_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + E_1 E_2 y_{12} \sin(\delta_{12} - \alpha_{12}) + E_1 E_3 y_{13} \sin(\delta_{13} - \alpha_{13}) \\ P_2 = E_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} + E_1 E_2 y_{21} \sin(\delta_{21} - \alpha_{21}) + E_2 E_3 y_{23} \sin(\delta_{23} - \alpha_{23}) \\ P_3 = E_3^2 y_{33} \sin \alpha_{33} + E_1 E_3 y_{31} \sin(\delta_{31} - \alpha_{31}) + E_2 E_3 y_{23} \sin(\delta_{23} - \alpha_{23}), \end{cases} \quad (5.1)$$

где $\delta_{21} = -\delta_{12}$; $y_{12} = y_{21}$; $\alpha_{12} = \alpha_{21}$ и т. д.

Расчет собственных и взаимных проводимостей y_{ij} и углов α_{ij} определяют методом единичных токов или через определение собственных и взаимных сопротивлений между двумя генераторами, приравняв к нулю потенциал всех остальных точек (остальных генераторов, системы и нагрузок).

Расчет устойчивости в сложных системах в целом заключается в следующем:

1. Задаться активными и реактивными мощностями каждого генератора в нормальном режиме. Построить схему в программе *RastrWin*. Определить распределение потоков мощности в схеме. Проверить баланс активной и реактивной мощностей.

2. Составить схему замещения нормального режима, нагрузки представить постоянными сопротивлениями. Определить ЭДС электростанций и углы между ними при нормальном режиме. Подсчитать собственные и взаимные проводимости для всех станций. Записать характеристики мощности для каждого генератора (6.1).

3. Составить схемы замещения обратной и нулевой последовательности и определить результирующие сопротивления обратной

и нулевой последовательности, отнесенные к точке КЗ. Подсчитать собственные и взаимные проводимости для всех станций и записать характеристики мощности для каждого генератора в аварийном режиме.

4. Составить схемы замещения послеаварийного режима. Подсчитать собственные и взаимные проводимости для всех станций и записать характеристики мощности для каждого генератора в послеаварийном режиме. Построить угловые характеристики трех режимов и определить предельный угол отключения КЗ (3.5).

5. После этого перейти к расчету угловых перемещений. Зная углы расхождения роторов машин в момент КЗ, найти значения отдаваемой машинами мощности (6.1).

6. Найти избытки мощности в начале первого интервала $\Delta P_{1(0)} = P_{10} - P_1$ и т. д.

7. Вычислить угловые перемещения роторов машин в течении первого интервала $\Delta \delta_{1(1)} = k_1 \Delta P_{1(0)} / 2$ и т. д.

8. Определить новые значения углов в конце первого интервала $\delta_{1(1)} = \delta_{1(0)} + \Delta \delta_{1(1)}$ и т. д.

9. Найти новые значения углов расхождения роторов машин $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$ и т. д.

10. Вычислить мощности каждого генератора к началу второго интервала по времени (6.1).

11. Найти избытки мощности в начале первого интервала $\Delta P_{1(1)} = P_{1(1)} - P_1$ и т. д.

12. Вычислить угловые перемещения роторов машин в течении второго интервала $\Delta \delta_{1(2)} = \Delta \delta_{1(1)} + k_1 \Delta P_{1(1)}$ и т. д.

13. Определить новые значения углов в конце первого интервала $\delta_{1(2)} = \delta_{1(1)} + \Delta \delta_{1(2)}$ и т. д.

14. Найти новые значения углов расхождения роторов машин $\delta_{12} = \delta_1 - \delta_2$ и т. д.

15. Выполнить п. 10–14 для всех последующих интервалов по времени для аварийного режима.

16. Для интервалов времени послеаварийного режима выполнить п. 5–14.

17. Последовательно меняя время отключения КЗ, определить предельное время отключения КЗ.

18. Построить графики изменения углов от времени каждого генератора в случае устойчивой работы ЭЭС и неустойчивой работы.

19. Сформулировать выводы по проделанной работе.

ЛИТЕРАТУРА

1. Правила устройств электроустановок : 6 изд. – М. : Атомиздат, 1999.
2. Веников, В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В. А. Веников. – М. : Высш. шк., 1985.
3. Жданов, П. С. Вопросы устойчивости электрических систем / П. С. Жданов. – М. : Энергия, 1979.
4. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справоч. материалы для курсового и дипломного проектирования / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М. : Энергоатомиздат, 1989.
5. Методические указания по устойчивости энергосистем. – М. : НЦ ЭНАС, 2005.
6. Куликов, Ю. А. Переходные процессы в электрических системах : учеб. пособие / Ю. А. Куликов. – Новосибирск : НГТУ, М. : Мир : ООО АСТ, 2003.
7. Калентионюк, Е. В. Устойчивость электроэнергетических систем : учеб. пособие / Е. В. Калентионюк. – Минск : Техноперспектива, 2008.
8. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети : учебник / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин, П. В. Лычев. – Минск : Технопринт, 2004.
9. Идельчик, В. И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1988.
10. Поспелов, Г. Е. Электрические системы и сети. Проектирование / Г. Е. Поспелов, В. Т. Федин. – Минск : Высш. шк., 1989.
11. Лычев, П. В. Электрические сети энергетических систем / П. В. Лычев, В. Т. Федин. – Минск : Універсітэцкае, 1999.
12. Лычев, П. В. Электрические системы и сети. Решение практических задач / П. В. Лычев, В. Т. Федин. – Минск : Дизайн ПРО, 1997.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Расчет установившихся режимов электроэнергетических систем....	4
1.1. Классификация электрических сетей	4
1.2. Схемы замещения элементов электроэнергетических систем ...	5
1.3. Расчет установившихся режимов электрических сетей.....	10
2. Статическая устойчивость.....	21
3. Динамическая устойчивость электроэнергетических систем	23
4. Устойчивость нагрузки.....	30
5. Динамическая устойчивость сложных электроэнергетических систем	38
Литература	41

Учебное электронное издание комбинированного распространения

Учебное издание

Токочаков Владимир Иванович
Кротенок Владимир Владимирович

УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

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

Электронный аналог печатного издания

Редактор *Т. Н. Мисюрова*
Компьютерная верстка *Н. Б. Козловская*

Подписано в печать 02.04.13.

Формат 60x84/16. Бумага офсетная. Гарнитура «Таймс».

Ризография. Усл. печ. л. 2,56. Уч.-изд. л. 2,76.

Изд. № 94.

<http://www.gstu.by>

Издатель и полиграфическое исполнение:
Издательский центр Учреждения образования
«Гомельский государственный технический университет
имени П. О. Сухого».

ЛИ № 02330/0549424 от 08.04.2009 г.

246746, г. Гомель, пр. Октября, 48