

В. Г. КИТУШИН

НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Допущено
Министерством высшего и среднего
специального образования СССР
в качестве учебного пособия
для студентов электроэнергетических
специальностей вузов



МОСКВА «ВЫСШАЯ ШКОЛА» 1984

ББК 31.277
К45
УДК 621.311

Рецензенты: кафедра электрических систем Московского энергетического института (зав. кафедрой проф. В. А. Веников); чл.-кор. АзССР Ф. Г. Гусейнов (Азербайджанский научно-исследовательский институт энергетики)

Китушин В. Г.

К45 Надежность энергетических систем: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. — М.: Высш. шк., 1984. — 256 с., ил.

45 к.

В пособии систематизированно излагаются основы теории надежности и методы учета фактора надежности при решении проектных и эксплуатационных задач электроэнергетических систем: Книга иллюстрируется практическими примерами применения теории надежности и снабжается необходимыми справочными материалами.

К $\frac{2302040000-332}{001(01)-84}$ 116—84

ББК 31.277
6П2.11

ПРЕДИСЛОВИЕ

Предлагаемое учебное пособие отражает более чем десятилетний опыт чтения лекций по надежности энергетических систем в Новосибирском электротехническом институте (НЭТИ), а также исследования автора в области методических вопросов надежности и опыт проектирования им электроэнергетических систем (ЭЭС).

Книга, по существу, является первой попыткой систематического изложения теории и практики надежности ЭЭС в учебных целях для специальностей «Электрические системы» (0302), «Электрические станции» (0301), «Электроснабжение промышленных предприятий и городов» (0303), «Кибернетика электрических систем» (0304). Пособие может быть полезно для студентов других энергетических специальностей, а также аспирантов, инженерно-технических работников проектных и эксплуатационных организаций.

Задача настоящего учебного пособия — на основе современных достижений науки и практики дать ответ на три главных вопроса: 1. Что понимается под надежностью вообще? 2. Какими должны быть надежная система, надежное электроснабжение? 3. Как обеспечить надежное электроснабжение? При этом рассматриваются только системные вопросы надежности и не затрагиваются проблемы изучения физики и механизма отказов, возникающие перед работниками оборудования.

Весь материал представлен двумя разделами с приложениями. В первом разделе рассматриваются основы современной теории надежности, во втором раскрывается суть проблемы надежности в ЭЭС, подход к ее изучению и решение задач по обеспечению надежности, возникающих при проектировании и эксплуатации ЭЭС. В приложениях приводятся статистические данные по надежности оборудования ЭЭС и характеристики ущербов потребителей, которые могут быть полезными при практическом решении многих задач (например, когда отсутствует более точная информация по конкретным объектам), а также необходимые справочные и табличные данные по теории вероятностей и математической статистике.

Изложение материала построено таким образом, что позволяет изучать курс как по сокращенной, так и по более полной программе. При изучении по более полной программе следует обращаться дополнительно к материалу, напечатанному петитом. Каждая глава заканчивается контрольными вопросами, которые акцентируют внимание на главных моментах материала. Наличие достаточного количества примеров должно помочь более глубокому усвоению теоре-

тических положений, наглядно проиллюстрировать их приложение к задачам практики.

Автор выражает глубокую благодарность рецензентам книги — проф., д-ру техн. наук В. А. Веникову, доцентам Ю. А. Фокину, В. А. Туфанову, А. Н. Карсаулидзе (кафедра электрических систем МЭИ) и чл.-кор. Аз. ССР Ф. Г. Гусейнову за те замечания и предложения, которые способствовали значительному ее совершенствованию.

Нельзя не отметить, что обсуждение вопросов по объему и методике изложения материала пособия с сотрудниками кафедры электрических систем НЭТИ и прежде всего с ее заведующим проф., д-ром техн. наук В. М. Чебаном, доцентами Н. И. Емельяновым и Е. Д. Тарасовым значительно облегчило доработку рукописи, за что автор им искренне признателен.

Поскольку данная книга — одна из первых попыток обобщения материала по надежности ЭЭС, то она, конечно, не свободна от недостатков. Поэтому автор с благодарностью примет все замечания по книге, которые просит направлять в издательство по адресу: 101430 Москва, ГСП-4. Неглинная ул., 29/14.

Автор

ВВЕДЕНИЕ

В практической деятельности специалисту-электроэнергетику приходится постоянно принимать различные решения: выбирать проектный вариант системы или ее части, назначать режимы в функционирующей системе и т. д. В сложных современных системах на выбор решений влияет большое количество факторов. Одни из них поддаются количественному анализу, расчету, в результате чего появляется возможность сузить область вариантов решения; другие не имеют по тем или иным причинам достаточной теоретической ясности для количественного описания. Это создает неопределенность в выборе решений. Тем не менее специалисты вынуждены их принимать, дополняя количественные расчеты практическими знаниями, интуицией и качественным анализом задачи. При этом появляется риск выбора неправильных, неоптимальных решений. Чем больше факторов, не поддающихся количественному анализу, тем больше вероятность неправильных решений и их отрицательных последствий. Среди всех факторов надежность занимает особое место. Практически трудно назвать решение, при принятии которого не требовалось бы учитывать надежность. Возможные последствия от ненадежности становятся такими существенными, что требуется постоянное совершенствование методов проектирования, строительства и эксплуатации электроэнергетических систем (ЭЭС), позволяющих полнее учитывать надежность и наиболее экономично расходовать выделяемые на ее обеспечение средства.

Последнее приобретает особую актуальность в свете решений XXVI съезда КПСС, поставившего задачу перевода экономики страны на интенсивный путь развития и более эффективного использования каждого рубля, вкладываемого в народное хозяйство.

Концентрация и централизация производства и распределения электроэнергии приводят к созданию крупных энергообъединений, обладающих сложной структурой, но позволяющих получить значительные экономические преимущества. Формирование таких энергообъединений, обеспечение работоспособности и выявление всех

возможностей представляет собой сложную задачу, решить которую может помочь интенсивно развивающаяся в последнее время общая комплексная наука об энергетике — теория больших систем энергетики. Одним из разделов ее является наука о надежности электроэнергетических систем.

Что же понимается под надежностью энергоснабжения и чем она обуславливается? Не давая пока строгого определения надежности (более подробно см. гл. 1), заметим, что основная задача ЭЭС — снабжение всех потребителей энергией в нужном количестве и при надлежащем ее качестве — не всегда обеспечивается. Ряд случайных, непредвиденных причин может либо прекратить подачу энергии, либо недопустимо снизить ее качество у части или даже у всех потребителей ЭЭС. Этими случайными причинами могут быть отказы, или аварии в системах. Нарушение электроснабжения возможно также из-за перебоев в топливоснабжающей системе, нерегулярного поступления топлива, гидроресурсов и т. п.

Проблема надежности всегда занимала центральное место как при эксплуатации, так и при проектировании систем. Известны различные средства, с помощью которых повышается надежность, т. е. ликвидируется или предотвращается развитие аварий: релейная защита от коротких замыканий; автоматическое повторное включение (АПВ); автоматический ввод резерва (АВР); автоматическое регулирование возбуждения (АРВ), способствующее ликвидации таких системных аварий, как лавина напряжения; автоматическая частотная разгрузка (АЧР), предотвращающая аварии с лавиной частоты; автоматическое регулирование частоты и мощности (АРЧМ); автоматическая синхронизация генераторов; автоматическое отключение генераторов на ГЭС и т. д. Хорошо известны и широко применяются специальные, режимные мероприятия, направленные на повышение надежности (неполнофазные режимы, плавка гололеда на проводах воздушных линий и т. п.). Наряду с перечисленными относительно недорогими средствами и мероприятиями повышения надежности электроснабжения в связи с возрастающими требованиями в последнее время все большее значение приобретают и такие дорогостоящие мероприятия, как резервирование генерирующей мощности, увеличение пропускной способности линий электропередач (ЛЭП), трансформаторов подстанций и т. п. Объясняется это следующими факторами.

Значительное увеличение объема потребления электроэнергии тесно связано с качественными изменениями в характере потребителей. Последнее обусловлено вводом новых предприятий, дальнейшей электрификацией производства, сельского хозяйства, быта, приводящей к росту электровооруженности и более глубокому проникновению электроэнергии во все сферы деятельности. А это увеличивает зависимость нормального функционирования отдельных потребителей (даже районов страны) от надежности энергоснабжения. Зависимость становится настолько сильной, что нарушение энергоснабжения приводит к значительному материальному ущербу, в ряде случаев имеющему масштабы национального бедствия, свидетельством чему служат многочисленные аварии в ряде стран. Например, Нью-Йоркская авария в ноябре 1965 г. в США привела к тому, что на территории с населением около 30 млн. человек более чем на 10 часов практически была приостановлена жизнедеятельность. Ущерб от этой аварии, по осторожным подсчетам, превышал 100 млн. долл. Последовавшие после нее еще несколько десятков подобных аварий по стране завершились 13 июля 1977 г. аварией в Нью-Йорке с еще более тяжелыми последствиями. В течение 25 часов была парализована жизнь одного из крупнейших городов мира. Ущерб от последствий этой аварии составил более 1 млрд. долл.

Тенденция укрупнения всех элементов систем, увеличения их единичной мощности, повышения коэффициента использования может вызвать более ощутимые последствия при аварии каждого элемента. Образование крупных энергообъединений приводит к относительному возрастанию доли системных аварий, при которых нарушение влечет за собой цепочечное развитие аварии и охватывает энергообъединение (или значительную его часть). Существенно возрастают трудности управления большими системами, а свойство управляемости их становится одной из характеристик надежности.

В настоящее время обеспечение надежности ЭЭС становится одной из острых проблем развития энергетики. Принятие решения о резервировании или дублировании энергоснабжения большого количества потребителей связано со значительными материальными затратами, что должно быть надлежащим образом обосновано. Однако если еще в недалеком прошлом принятие таких решений при проектировании и эксплуатации ЭЭС зависело толь-

ко от опыта и интуиции проектантов и эксплуатационного персонала, то теперь при возрастании масштабов энергетического строительства, усложнении энергосистемы и увеличении взаимозависимости между отдельными ее элементами нельзя руководствоваться лишь субъективными взглядами и такими критериями, как «вероятно» или «маловероятно». Возникла потребность в количественной характеристике аварийных ситуаций и их последствий. Для получения таких характеристик требовалась теория, позволяющая прогнозировать и рассчитывать поведение систем при определенных условиях в будущем. Такой теорией явилась «теория надежности».

Создание основ теории надежности связано с техническим прогрессом, который наблюдался в конце 40-х — начале 50-х годов нашего столетия, когда недостаточная надежность стала препятствием на пути реализации новых идей в авиации, ракетостроении, радиотехнике и т. д. Применительно к ЭЭС основные идеи и принципы расчетов надежности были высказаны еще в 30-х, а затем в конце 40-х годов. Теория надежности ЭЭС, включая основные идеи общей теории надежности и являясь ее развитием применительно к ЭЭС, имеет ряд специфических особенностей, обусловленных особенностями объекта. При этом она опирается практически на многие дисциплины, изучающие ЭЭС, и в первую очередь на такие, как «Электрические сети и системы», «Режимы энергетических систем», «Переходные процессы в электрических системах», «Экономика энергетики», «АСУ и оптимизация режимов энергосистем», «Организация, планирование и управление предприятиями» и другие, широко используя результаты решения их основных задач.

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ

ОСНОВЫ ТЕОРИИ НАДЕЖНОСТИ

Задача настоящего раздела — ввести в специфический мир понятий и терминов современной теории надежности и вооружить специалиста инструментом, с помощью которого он был бы способен определять надежность систем при решении многообразных задач, возникающих в его практической деятельности.

Материал первого раздела формирует на современном уровне знаний ([1]—[9] и др.) представление о надежности вообще, т. е. дает ответ на первый из трех вопросов, поставленных в предисловии.

ГЛАВА I

ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКИ НАДЕЖНОСТИ

Понятие «надежность» широко используется повседневно во всех сферах деятельности человека (в науке, технике, быту, искусстве, медицине и т. д.), что и привносит широту его толкования. Однако практическое решение определенных задач, а порой даже выяснение их сути, оказывается совершенно невозможным без четкого установления некоторых понятий и соотношений между ними, выделения определенных свойств и их количественного описания. Поэтому изучение надежности целесообразно начать с рассмотрения понятий и характеристик надежности, которые используются в решении задач, возникающих при создании и эксплуатации искусственных технических систем вообще и электроэнергетических в частности.

§ 1.1. Основные понятия и определения

За относительно короткий период понятие «надежность» применительно к ЭЭС прошло достаточно большой путь своего диалектического развития: от интуитивного и неопределенного, через отождествление надежности и отказа, надежности и вероятности безотказной работы, до современного понимания надежности как сложного свойства. Это понятие находится в определенном соот-

ношении с рядом других понятий, что требует и их рассмотрения. Многие понятия и определения до некоторой степени условны (относительны), хотя это несколько не умаляет их полезности и содержательности.

Система, элемент, объект. Под *системой* вообще понимается совокупность взаимосвязанных устройств, которая предназначена для самостоятельного выполнения заданных функций. В частности, ЭЭС представляет собой совокупность взаимосвязанных электрических станций, электрических сетей, узлов потребления, объединенных процессом производства, преобразования одного вида энергии (например, энергии топлива, рек и т. д.) в другой вид (в электрическую), передачи и распределения ее для снабжения потребителей. Приведенное определение системы не исключает введения в ее состав человека как одного из звеньев в функциональной цепи.

Отдельные части, на которые можно подразделить систему, представляют собой законченные устройства, способные самостоятельно выполнять некоторые локальные функции в системе; они называются *элементами* (например, генераторы, трансформаторы, линии и т. д.).

Характер трактовки элемента и системы, соответствующий трактовке философских категорий части и целого, в значительной мере определяет общую стратегию изучения системы, способ решения задачи.

Деление системы на элементы — процедура условная и производится обычно на том уровне, на котором удобнее ее рассматривать для решения поставленной задачи. Например, можно рассматривать котел, турбину, генератор, трансформатор блочных станций как отдельные элементы, но в ряде случаев их удобно объединить в один элемент, подчеркивая этим количественную сторону вопроса. Можно еще далее укрупнить элементы, подразделив, например, всю ЭЭС на три элемента: генерирующие источники, системообразующие сети и распределительные сети. Условность подразделения системы на элементы состоит еще и в том, что любой элемент, в свою очередь, может рассматриваться как система. Например, воздушная ЛЭП состоит из таких определенным образом связанных элементов, как гирлянды изоляторов, опоры, фундаменты, провода, тросы, заземлители и т. д.

В связи с этим, рассматривая многие свойства и характеристики элементов и систем, в тех случаях, где нет необходимости подчеркивать свойства, присущие только системам или только элементам, будем говорить об о б ъ

ектах. В качестве объекта могут рассматриваться система, ее подсистема или элемент.]

Процессы, происходящие в объекте с позиций надежности. Как отмечалось выше, система или элемент (объект) выполняет определенную или определенные функции. Если же происходит полная или частичная утрата способности выполнения этих функций (утрата работоспособности объекта), то такое событие называется отказом.]

Приведенное определение отказа является качественным. Обычно возникает вопрос, что считать потерей работоспособности или что является критерием отказа? [Работоспособное состояние объекта

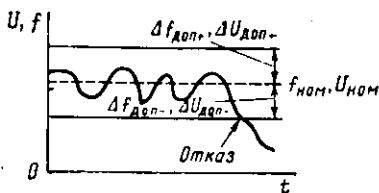


Рис. 1.1

определяется перечнем заданных параметров, характеристик и допустимыми пределами их изменения — допусками. *Нарушением работоспособного состояния* называется выход хотя бы одного заданного параметра за установленный допуск.] Признаки, позволяющие установить факт нарушения работоспособного состояния, и являются критериями отказа. Так, например, поставляемая ЭЭС потребителю энергия характеризуется рядом параметров, в том числе напряжением U и частотой f . По условию работы потребителей допускается определенное отклонение параметров от их номинальных значений ($U_{ном}$, $f_{ном}$). Выход параметров за пределы заданных отклонений ($\Delta f_{доп\pm}$, $U_{доп\pm}$) и означает наступление отказа ЭЭС. Последнее иллюстрируется на рис. 1.1. Отказы, в свою очередь, классифицируются на:

полные и частичные (при частичном нарушении работоспособности);

внезапные и постепенные (характеризующиеся постепенным изменением и выходом за заданную границу одного или нескольких параметров объектов);

независимые и зависимые (зависящие от отказов других объектов);

устойчивые и сбои (самоустраняющиеся отказы, приводящие к кратковременному нарушению работоспособности) X

У объектов, функционирующих не постоянно во времени, отказы могут быть следующих видов:

· отказ срабатывания, заключающийся в невыполнении объектом требуемого срабатывания;

ложное срабатывание, заключающееся в срабатывании при отсутствии требований;

излишнее срабатывание, заключающееся в срабатывании объекта при требовании срабатывания других элементов.

Примерами таких объектов могут быть различные системы релейной защиты, противоаварийной автоматики, в определенной мере выключатели и т. п.

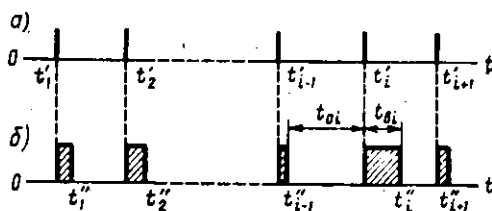


Рис. 1.2

По характеру исполнения и функционирования объекты могут быть восстанавливаемые и невосстанавливаемые. Если при возникновении отказа работоспособность объекта может быть восстановлена путем проведения ремонтов и технического обслуживания, то такой объект является *восстанавливаемым*. Если же при отказе объект либо не подлежит, либо не поддается восстановлению в процессе эксплуатации, то он является *невосстанавливаемым*.

Функционирование восстанавливаемого объекта за длительный период времени может быть представлено графически потоком отказов и восстановлений или бесконечно коротких импульсов — при нулевом времени восстановления (рис. 1.2, а), либо прямоугольных импульсов — при конечном времени восстановления (рис. 1.2, б).

Потоки отказов обладают рядом свойств. Так, поток называется *ординарным*, если вероятность двух и более отказов за промежуток времени равна нулю, когда длительность этого промежутка времени стремится к нулю. Поток отказов является *стационарным*, если вероятность появления k отказов на отрезке времени $(t, t + \Delta t)$ зависит только от Δt . Поток отказов называется потоком без

последствия, если на любых неперекрывающихся интервалах времени число событий, появляющихся в одном из них, не зависит от числа событий, появляющихся в других. Ординарные потоки без последствий называются *пуассоновскими*. Эти потоки могут быть как стационарными, так и нестационарными. Стационарный пуассоновский поток является *простейшим*.

Энергетические объекты в целом следует считать восстанавливаемыми, хотя могут иметь место случаи, когда отдельные элементы или части объектов на некотором временном интервале можно или необходимо рассматривать как невосстанавливаемые. Реальные потоки отказов энергетических объектов, как правило, обладают свойствами ординарности и отсутствия последствий, т. е. являются пуассоновскими. Более того, для большинства из них потоки отказов оказываются и стационарными, т. е. простейшими.

В отличие от календарной продолжительности эксплуатации объекта вводится понятие *наработки*, представляющей только продолжительность или объем работы объекта. Состояние же объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация должна быть прекращена из-за неустранимого нарушения требований безопасности, или неустранимого ухода заданных параметров и характеристик за установленные пределы, или неустранимого снижения эффективности эксплуатации ниже допустимой, или необходимости проведения среднего или капитального ремонта, называется *предельным состоянием*.

Надежность как комплексное свойство. Приведенные в предыдущих разделах определения позволяют подойти к более сложному понятию — надежность. Под *надежностью* понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Из данного определения следует, что

1) надежность является внутренним свойством объекта, заложенным при проектировании и изготовлении; оно проявляется при функционировании объекта;

2) надежность проявляется в процессе выполнения заданного объема функций, или во времени. Если нет наблюдения за объектом в процессе выполнения им функций, то нельзя сделать и заключений о фактической его надежности;

3) надежность по-разному проявляется при различ-

ных условиях эксплуатации. Нельзя оценивать надежность объекта, не уточнив условий ее эксплуатации.

Как отмечалось, надежность является сложным, комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его эксплуатации может включать ряд свойств (в отдельности или в определенном сочетании):

безотказность — непрерывное сохранение работоспособности в течение некоторого времени или некоторой наработки;

долговечность — сохранение работоспособности до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонтов;

ремонтпригодность — приспособленность к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов, повреждений объекта и устранению их последствий путем проведения ремонтов и технического обслуживания;

устойчивость — непрерывное сохранение устойчивости системы в течение некоторого времени;

режимная управляемость — приспособленность к управлению с целью поддержания нормального режима;

живучесть — способность противостоять крупным возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением питания потребителей;

безопасность — способность не создавать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

В свою очередь, надежность является элементом еще более общего свойства — *качества*, под которым понимается совокупность свойств, обуславливающих пригодность системы и ее продукции для удовлетворения определенных потребителей в соответствии с ее назначением.

Причины и характер отказов объектов. Характер проявления всех свойств надежности наиболее полно фокусируется в причинах и характере отказов объектов, которые в значительной степени определяют и средства обеспечения надежности. Поэтому представляется полезным проанализировать причины, обуславливающие отказы. Если рассматривать их с точки зрения источников происхождения, то они могут быть подразделены на два класса:

1) повреждения и неполадки оборудования, устройств, входящих в систему;

2) ошибочные или вынужденные действия обслуживающего персонала.

Надежность, определяемая причинами первого класса, иногда называется аппаратной, а определяемая причинами второго класса — эксплуатационной.

Причины первого класса, в свою очередь, подразделяются на три группы. Первую группу составляют ошибки, допущенные при конструировании, определении условий и режимов эксплуатации, изготовлении, монтаже или ремонтах оборудования. Эти ошибки, скрытые дефекты обычно проявляются в ранний период эксплуатации, вызывая отказы так называемого инфантильного или «детского» периода. Обычно этот период называется периодом *приработки*. Для него в результате указанных ошибок, а также невозможности учета всех скрытых дефектов из-за их неопределенности (или недостаточности информации) характерен некоторый пик частоты отказов. Например, из практики известно, что такое оборудование, как трансформаторы осваиваемого нового класса напряжения, новые генераторные блоки и другое, имеет в начальный период эксплуатации относительно высокую повреждаемость. Вторая группа причин вызвана износом и приводит к постепенному утрачиванию объектом ряда функциональных свойств. Этот процесс закономерен в том отношении, что с увеличением времени жизни, т. е. работы или даже хранения, опасность утраты этих свойств возрастает. Однако результат закономерных в указанном смысле постепенных изменений проявляется внезапно. Таким образом, процесс износа происходит под влиянием постоянно действующих факторов, имеющих и случайный, и детерминированный характер. Однако естественное завершение процесса износа имеет случайный характер. Этот период называется периодом *старения*. Время между периодами приработки и старения называется периодом *нормальной работы* объекта, когда в наибольшей степени проявляются причины третьей группы: непредвиденные и непредсказуемые воздействия, обычно физического характера, не связанные с периодом предшествующей работы. Эти внезапные по своей природе воздействия даже при отсутствии у объекта видимых ухудшений функциональных свойств приводят к отказам, которые обычно имеют мгновенный характер. Для ЭЭС в качестве примера причин этой группы, приводящих к отказам, можно привести такие, как грозы, автомобильные катастрофы, падение деревьев, попадание животных на электроустановки, нерасчетные порывы ветра и т. д.

Перечисленные три группы причин отказов приводят к необратимым изменениям свойств. Но существуют и такие, которые, не вызывая необратимых изменений в физической структуре элемента, проявляются в большинстве случаев кратковременно и только во время своего появления могут нарушать временно работоспособность элемента или системы. Такие временные или самоустраняющиеся отказы, как уже отмечалось, называются *сбоями*, например, перекрытие дугой гирлянды изоляторов ЛЭП, вызванное попаданием молнии в линию, которое устраняется с помощью автоматического повторного включения (АПВ).

Причины второго класса отказов также могут быть, правда с большей условностью, подразделены на две группы. Первую группу составляют причины, обусловленные недостаточно высокой квалификацией эксплуатационного и ремонтного персонала, недостаточной их натренированностью. Вторую группу составляют причины, обусловленные громоздкостью и сложностью устройств и схем, с которыми эксплуатационному персоналу приходится работать. Например, большое число разъединителей и выключателей и другой сложно связанной коммутационной аппаратуры на подстанциях повышает вероятность неправильных переключений, могущих привести к ложным отключениям или включениям на короткозамкнутые цепи и т. п.

Наряду с авариями в самих ЭЭС причинами нарушений энергоснабжения могут быть также неправильное прогнозирование спроса мощности и энергии; стихийные явления, снижающие мощность электростанций (спад приточности, шуга на ГЭС, снежные заносы на транспортных магистралях, подводящих топливо, и т. п.), а также аварии на магистралях колесного и трубопроводного транспорта топлива.

Однако какие бы виды отказов и виды причин, их вызвавшие, ни рассматривались, их неизменно объединяет общий признак: случайность возникновения даже при постепенном накоплении физических изменений. Он позволяет трактовать отказ элемента или системы как случайное событие. Это положение является определяющим при выборе математического аппарата, который целесообразно применять при изучении различных закономерностей отказов системы.

Средства обеспечения надежности. Требуемая надежность объекта обеспечивается совокупностью различных

средств, которые принципиально можно подразделить на: резервирование, техническое обслуживание, ремонт и целенаправленное управление процессами, протекающими в системе.

Резервирование — повышение надежности введением избыточности и, в свою очередь, подразделяется на следующие виды: структурное, функциональное, временное и информационное.

Структурное резервирование — использование избыточных элементов структуры объекта, т. е. элементов, которые не являются необходимыми для выполнения возложенных на объект функций, например установки вторых трансформаторов на подстанциях, сооружения вторых цепей, даже когда пропускная способность первых еще не исчерпана, и т. д.

Функциональное резервирование — использование способности элементов выполнять дополнительные функции, повышая надежность работы системы за счет перераспределения функций при отказах элементов. При этом происходит более интенсивная работа (загрузка) других элементов, выполнявших до появления отказа более ограниченные функции. Например, межсистемная ЛЭП, предназначенная для реализации каких-то режимных эффектов или передачи энергии, в то же время может быть использована и для резервирования отказов генерирующего оборудования; трансформаторы на отдельных подстанциях помимо своего основного назначения иногда могут использоваться и для организации плавки гололеда на проводах и тросах воздушных ЛЭП с целью повышения их надежности и т. п.

Временное резервирование — использование избыточного времени. Суть его заключается в том, что системе в процессе функционирования предоставляется возможность израсходовать дополнительное время для выполнения задания. Оно осуществляется либо за счет резерва времени, в течение которого система имеет возможность выполнить задание, либо за счет использования резерва мощности уменьшением времени выполнения задания. Так, если в одной из энергосистем имеются резервные генераторы, которые используются непродолжительное время в течение, предположим, года, обладая тем самым резервом по времени, то при объединении этой системы с другой упомянутые генераторы могут резервировать отказы и простои оборудования во второй

энергосистеме по энергии в те интервалы времени, в которые они не используются в первой системе.

Информационное резервирование — использование избыточной информации. Например, пусть для сохранения устойчивости двухцепной ЛЭП (после отключения одной из цепей) требуется разгрузка ее путем отключения генераторов на передающем конце. Последнее можно осуществлять по информации о факте отключения цепи. Количество отключаемых генераторов находится обычно в прямой зависимости от загрузки ЛЭП. Нарушение этой зависимости чревато потерей устойчивости и развитием аварии. Очевидно, необходимо отключать такое количество генераторов, которое соответствовало бы наиболее вероятной загрузке передачи. Поэтому если информацию об отключении одной цепи дополнить информацией о загрузке ЛЭП перед отказом цепи, то можно произвести более точную дозировку количества отключаемых генераторов и повысить тем самым надежность.

Техническое обслуживание — обеспечение надежности путем выполнения комплекса работ для поддержания работоспособности объекта. Этот комплекс включает в себя систематическое диагностирование состояния объекта, поддержание режимов работы, наиболее благоприятных для надежности, обеспечение благоприятных условий содержания и т. д.

Ремонт — обеспечение надежности путем выполнения комплекса работ для восстановления работоспособности объекта. Система ремонтов включает в себя предупредительные (текущие, расширенные текущие и капитальные) и аварийные ремонты.

Целенаправленное управление процессами, протекающими в системе — обеспечение надежности путем создания соответствующей системы управления.

Измерение надежности. Как отмечалось, надежность определяется совокупностью ряда свойств. Для количественной характеристики свойства вводится один или несколько показателей. Таким образом, количественно надежность в общем случае характеризуется совокупностью показателей. Если показатель надежности относится к одному из свойств, определяющих надежность, то такой показатель является *единичным*, если же он относится к нескольким, — то *комплексным*.

§ 1.2. Единичные показатели

Рассмотрим последовательно основные свойства, определяющие надежность объекта, и показатели, характеризующие эти свойства. Поскольку изученность таких свойств системы, как живучесть, устойчивоспособность и безопасность, еще недостаточна для формулирования их показателей, они пока не рассматриваются.

Свойство безотказности. Это свойство присуще как восстанавливаемым, так и невосстанавливаемым объектам. Хотя объекты энергетических систем являются преимущественно восстанавливаемыми, тем не менее методически целесообразно сначала рассмотреть показатели невосстанавливаемого объекта, как более простого, тем более что показатели восстанавливаемого объекта в значительной степени формируются из аналогичных показателей невосстанавливаемого. Кроме того, отдельные элементы энергосистем на определенных интервалах времени могут рассматриваться как невосстанавливаемые. Например, работа батареи статических конденсаторов (рассматриваемая как система определенным образом соединенных конденсаторных банок) на интервалах времени между отключениями ее от электрической сети для профилактики и ремонтов с позиций надежности должна изучаться как невосстанавливаемая система.

Невосстанавливаемый объект. Наиболее полная характеристика этого свойства—вероятность того, что время работы объекта до отказа t_0 будет не меньше заданного времени t , или *вероятность безотказной работы* за время t

$$P_0(t) = P(t_0 \geq t). \quad (1.1)$$

Статистически этот параметр может оцениваться следующим способом. Пусть под наблюдением находится N_0 одинаковых работающих объектов. К некоторому моменту времени t из-за отказа части их в работе останется $N(t) < N_0$. Тогда статистическая оценка вероятности $P_0(t)$ определяется как

$$\hat{P}_0(t) = N(t)/N_0. \quad (1.2)$$

Величина $Q(t)$, дополняющая $P_0(t)$ до единицы, представляет собой вероятность того, что за время t объект откажет:

$$Q(t) = 1 - P_0(t). \quad (1.3)$$

Характерные зависимости $P_0(t)$ и $Q(t)$ представлены на рис. 1.3, а, б соответственно.

В практических расчетах используется еще другой показатель свойства безотказности, который по своей информативности эквивалентен $P_0(t)$. Это — *интенсивность отказов* $\lambda(t)$, представляющая собой условную плотность вероятности возникновения отказа, определяемую для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента отказ не возник.

Из определения следует, что

$$\lambda(t) = \frac{1}{P_0(t)} \frac{dQ(t)}{dt}. \quad (1.4)$$

Статистическая оценка может быть найдена как

$$\hat{\lambda}(t) = \frac{N(t) - N(t + \Delta t)}{N(t) \Delta t}, \quad (1.5)$$

где $N(t)$ и $N(t + \Delta t)$ — количество оставшихся в работе объектов в соответствующие моменты времени; Δt — малый интервал времени.

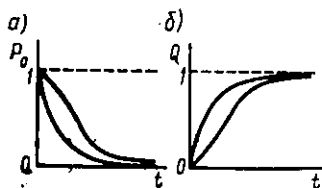


Рис. 1.3.

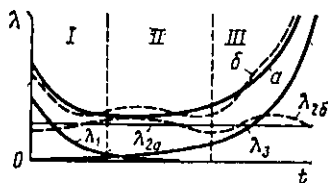


Рис. 1.4

График зависимости интенсивности отказов λ от времени t называется *характеристикой жизни объекта* (рис. 1.4). На характеристике явно выделяется три периода, соответствующие преобладающему действию рассмотренных причин (см. § 1.1). Период I имеет повышенную интенсивность отказов, обусловленную повышенной аварийностью на начальном периоде эксплуатации оборудования. По мере «выжигания» дефектов интенсивность отказов $\lambda_1(t)$ уменьшается. Отказы периода II обуславливаются в основном только случайными причинами, не находящимися в зависимости от предыдущего срока работы. Они определяют вторую составляющую интенсивности отказов $\lambda_{2a}(t)$, обычно зависящую от внешних условий эксплуатации. Период III имеет повышающуюся

интенсивность отказов $\lambda_3(t)$, обусловленную постепенной утерей объектом ряда его функциональных свойств, т. е. износом. График полной интенсивности получается суммированием рассмотренных трех составляющих и обычно имеет форму корыта, размеры которого зависят от соотношения составляющих. Наблюдаемое иногда периодическое изменение λ_{26} (характеристика «б») объясняется сезонными изменениями условий эксплуатации (например, грозы и т. п.).

Между показателями $P_0(t)$ и $\lambda(t)$, как следует из (1.4), имеется однозначная связь. Решая уравнения (1.4) относительно $P_0(t)$, получаем

$$P_0(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} \quad (1.6)$$

Функция $P_0(t)$ определяет вероятность безотказной работы в интервале $[0, t]$. Однако если известно, что объект уже проработал исправно до t_1 , то можно вычислить вероятность его безотказной работы на последующем промежутке времени $[t_1, t_2]$. Действительно, объект не откажет на интервале $[0, t_2]$ только в том случае, если он не откажет на интервале $[0, t_1]$, а затем и на интервале $[t_1, t_2]$. Другими словами, первое событие есть произведение двух других. Тогда на основании теоремы умножения вероятностей имеем

$$P_0(t_2) = P_0(t_1) P_0(t_2/t_1),$$

где $P_0(t_2/t_1)$ — условная вероятность безотказной работы объекта на интервале времени $[t_1, t_2]$, вычисленная при условии, что данный объект работал безотказно в интервале $[0, t_1]$, откуда

$$P_0(t_2/t_1) = P_0(t_2)/P_0(t_1) = e^{-\int_{t_1}^{t_2} \lambda(t) dt} \quad (1.7)$$

Часто для освоенного и отработанного оборудования интенсивность отказов в пределах периода I его работы (см. рис. 1.4) можно полагать постоянной. Если же ограничиться рассмотрением работы объекта до предельного состояния, то допустимо считать λ вообще постоянной величиной. В этом случае все показатели существенно упрощаются и принимают вид

$$P_0(t) = e^{-\lambda t}; \quad Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \quad (1.8)$$

Таким образом, функция распределения времени безотказной работы становится экспоненциальной функ-

цией. Соответственно дифференциальная характеристика, т. е. плотность распределения функции,

$$dQ(t)/dt = \lambda e^{-\lambda t}. \quad (1.9)$$

Существенной особенностью экспоненциального закона является следующее: *вероятность безотказной работы на данном интервале $[t_1, t_2]$ не зависит от времени предшествующей работы, а зависит только от длины интервала $\Delta t = t_2 - t_1$* . Иными словами, если известно, что в данный момент объект исправен, то будущее его поведение не зависит от прошлого. Действительно, из (1.7) следует, что

$$P_0(t_2/t_1) = e^{-\int_{t_1}^{t_2} \lambda dt} = e^{-\lambda(t_2 - t_1)} = e^{-\lambda \Delta t} = P_0(\Delta t). \quad (1.7a)$$

Как отмечалось, показатель P_0 (или λ) несет наиболее полную информацию о таком свойстве, как безотказность. Однако не всегда в практических условиях такая имеется. Другой, менее информативной, но простой и наиболее доступной для получения характеристикой является *средняя наработка до отказа*, представляющая собой математическое ожидание наработки объекта до отказа:

$$\bar{t}_{0.н} = \int_0^{\infty} t \frac{dQ(t)}{dt} dt = \int_0^{\infty} t dQ(t). \quad (1.10)$$

В результате небольших преобразований (интегрирования по частям) выражение (1.10) переходит в

$$\bar{t}_{0.н} = \int_0^{\infty} P_0(t) dt.$$

Таким образом, средняя наработка до отказа графически представляет собой площадь, лежащую под графиком функции $P_0(t)$. Статистическая оценка средней наработки до отказа при $N(t) \neq 0$ может быть получена как

$$\hat{\bar{t}}_{0.н} = \frac{\sum_{i=1}^N t_{oi} + t[N_0 - N(t)]}{N(t)}, \quad (1.11)$$

где t_{oi} — время до отказа i -го объекта; t — время наблюдения за N_0 объектами.

Объекты, проработавшие исправно срок t_1 , характеризуют не только средней наработкой до первого отказа $\bar{t}_{0.1}$, но и *средней продолжительностью предстоящей безотказной работы*:

$$\bar{t}_0(t_1) = M[t_0 - t_1] = \int_{t_1}^{\infty} (t - t_1) \frac{dQ(t/t_1)}{dt} dt,$$

где с учетом (1.7) и (1.4)

$$\frac{dQ(t/t_1)}{dt} = \frac{d}{dt} [1 - P_0(t/t_1)] = \lambda(t) \frac{P_0(t)}{P_0(t_1)}. \quad (1.12)$$

После подстановки и небольших преобразований получаем

$$\bar{t}_0(t_1) = \int_{t_1}^{\infty} P_0(t) dt / P_0(t_1). \quad (1.13)$$

Для экспоненциального распределения времени безотказной работы, когда $\lambda = \text{const}$,

$$\bar{t}_0 = \bar{t}_0(t_1) = 1/\lambda. \quad (1.13a)$$

Восстанавливаемый объект. Время между предупредительными ремонтами, как видно из рис. 1.2, б, распадается на отдельные циклы (периоды); работа и восстановление (ремонт). Каждый цикл состоит из двух интервалов: t_0 — время до отказа и t_b — время восстановления. Количественным показателем свойства безотказности на каждом k -м цикле от начала работы до отказа может служить показатель $P_{0k}(t_k)$ — вероятность безотказной работы за время t_k от начала цикла. Этот показатель аналогичен соответствующему показателю невозстанавливаемого объекта. В общем случае после каждого ремонта объект имеет различные зависимости $P_0(t)$. Практически, после некоторого начального периода приработки, можно полагать, что вид зависимости $P_{0k}(t_k)$ от k не зависит и одинаков для каждого цикла. Каждому циклу соответствует интенсивность отказов $\lambda_k(t_k)$.

Если исключить из рассмотрения время восстановления объекта на каждом цикле, полагая его равным нулю, то моменты отказов формируют поток, называемый *поток отказов*.

Количество отказов $v(t)$, которое может произойти за время t — величина случайная. Для характеристики ее вводится показатель $Q_k(t)$ — вероятность того, что за время t произойдет отказов $v(t)$, большее или равное заданному числу k :

$$Q_k(t) = P\{v(t) \geq k\}. \quad (1.14)$$

При известной и одинаковой функции вероятности отказа на каждом цикле $Q(t_k)$ показатель $Q_k(t)$ может быть определен как k -кратная свертка функции $Q(t_k)$:

$$Q_k(t) = \int_0^t Q_{k-1}(t-t_k) dQ(t_k), \text{ при } Q_1(t) = Q(t_1).$$

Вероятность того, что за время t произойдет ровно k отказов, определяется как

$$P_k(t) = Q_k(t) - Q_{k+1}(t). \quad (1.15)$$

В качестве характеристики потока отказов используется *ведущая функция* $\Omega(t)$ данного потока, иногда называемая еще *функцией отказов* — математическое ожидание числа отказов за время t :

$$\Omega(t) = Mv(t) = \sum_{k=1}^{\infty} k P_k(t). \quad (1.16)$$

С учетом (1.15) последнее выражение можно представить в ином виде:

$$\Omega(t) = \sum_{k=1}^{\infty} Q_k(t). \quad (1.16a)$$

Производная ведущей функции по времени является одной из характеристик потока отказов и называется *интенсивностью потока отказов* в момент t

$$\Lambda(t) = \frac{d\Omega(t)}{dt} = \sum_{k=1}^{\infty} k \frac{dP_k(t)}{dt}, \quad (1.17)$$

Другой важной характеристикой является *параметр потока отказов*, представляющий собой плотность вероятности отказа восстанавливаемого объекта, определяемую для рассматриваемого момента времени:

$$\tilde{\omega}(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1 - P_0(t_1; t + \Delta t)}{\Delta t}, \quad (1.18)$$

где $P_0(t, t + \Delta t)$ — вероятность безотказной работы на интервале времени Δt после момента t .

Практически для характеристики потока отказов обычно используется *средний параметр потока отказов, или частота отказов*, определяемый как отношение математического ожидания количества отказов за определенный интервал времени к длине этого интервала:

$$\omega(t_1, t_2) = [\Omega(t_2) - \Omega(t_1)] / (t_2 - t_1), \quad (1.19)$$

где $\Omega(t)$ — среднее количество отказов за время t (ведущая функция).

Статистически последний показатель определяется как

$$\hat{\omega}(t_1, t_2) = \frac{\sum_{i=1}^N m_i(t_2) - \sum_{i=1}^N m_i(t_1)}{N(t_2 - t_1)} \quad (1.20)$$

где $m_i(t_1)$ и $m_i(t_2)$ — число отказов i -го объекта до времени t_1 и t_2 ; N — число испытываемых объектов.

Для восстанавливаемого объекта наряду с показателем средней наработки до отказа, аналогичным для невосстанавливаемого объекта [см. (1.10)], свойство безотказности еще может характеризоваться показателем *наработки на отказ* $\bar{t}_0$ как отношение общей наработки объекта к математическому ожиданию числа его отказов в течение этой наработки.

Поток отказов одного восстанавливаемого объекта всегда является ординарным, так как второй отказ может произойти только после восстановления. Кроме того, как отмечалось выше, для энергетических объектов часто характерна стационарность потока и отсутствие последствий. Для таких простейших потоков выражения, определяющие все показатели, существенно упрощаются и принимают вид:

$$\left. \begin{aligned} \lambda_k(t_k) &= \lambda = \text{const}; & P_{0k}(t_k) &= P_0(t) = e^{-\lambda t}; \\ Q_k(t_k) &= Q(t) = 1 - e^{-\lambda t}; & P_k(t) &= \frac{(\lambda t)^k}{k!} e^{-\lambda t}; \\ \Omega(t) &= \lambda t; & \omega(t_1, t_2) &= \tilde{\omega}(t) = \omega(t) = \lambda; & \bar{t}_{0,н} &= \bar{t}_0. \end{aligned} \right\} \quad (1.21)$$

Свойство долговечности. Основными характеристиками долговечности являются *средний срок службы* и *средний ресурс*. Используется также показатель *гамма-процентный ресурс*, представляющий собой наработку, в течение которой объект не достигает предельного состояния с заданной вероятностью (численно равной заданной величине гамма).

Для восстанавливаемого объекта *средний срок службы* представляет собой среднюю календарную продолжительность эксплуатации объекта от ее начала или возобновления после предупредительного ремонта до наступления предельного состояния.

Средний ресурс представляет собой среднюю наработку объекта от начала эксплуатации или ее возобновления после предупредительного ремонта до наступления предельного состояния. Для невосстанавливаемого объекта эти характеристики совпадают и представляют собой среднюю продолжительность работы до отказа или до наступления предельного состояния. Практически эта величина совпадает со средней наработкой до отказа $\bar{t}_{0,н}$.

Свойство ремонтпригодности. При количественном описании этого свойства, которое присуще только восстанавливаемому объекту, существенно выделить два принципиально отличающихся вида ремонтов: аварийно-восстановительные (или внеплановые) и предупредительные (плановые). Рассмотрим аварийно-восстановительный ремонт. Время восстановления объекта складывается из времени обнаружения места повреждения и времени устранения неисправности, ремонта. Обе эти составляющие зависят от многих случайных факторов. Например, время обнаружения повреждения воздушной ЛЭП и доставки на место повреждения ремонтной бригады определяется характером повреждения, его местом на линии, временем суток и состоянием погоды; время ремонта — глубиной повреждения. Все эти случайные факторы и определяют случайный характер величины t_k . Аналогично тому, как функционирование объекта между двумя последующими моментами восстановления и отказа одного цикла характеризуется вероятностью безотказной работы или интенсивностью отказа, состояние объекта между двумя последующими моментами отказа и восстановления того же цикла может описываться двумя показателями — *вероятностью восстановления $G(t)$ за данное время t* , представляющей собой вероятность того, что время аварийного восстановления работоспособности объекта на k -м цикле не превысит заданного:

$$G_{ak}(t_k) = P(t_{ak} < t_k), \quad (1.22)$$

и *интенсивностью восстановления $\mu(t)$* , представляющей собой отношение условной вероятности восстановления работоспособности объекта на малом интервале после данного момента t при условии, что до этого момента восстановление не завершено, к продолжительности этого интервала:

$$\mu_k(t_k) = \frac{1}{1 - G_{ak}(t_k)} \frac{dG_{ak}(t_k)}{dt_k}. \quad (1.23)$$

Обратная связь $G_a(t)$ от μ определится из выражения (1.23) следующим образом:

$$G_{ak}(t_k) = 1 - e^{-\int_0^{t_k} \mu_k(t_k) dt_k}. \quad (1.22a)$$

Статистическая оценка этих показателей находится как

$$\left. \begin{aligned} \hat{G}_{ak}(t_k) &= M_k(t_k)/M_{0k}; \\ \hat{\mu}_k(t_k) &= \frac{M_k(t_k + \Delta t) - M_k(t_k)}{M_k(t_k) \Delta t}, \end{aligned} \right\} \quad (1.24)$$

где M_{0k} — количество одинаковых объектов, находящихся в восстановительном ремонте; $M_k(t_k)$, $M_k(t_k + \Delta t)$ — количество объектов из общего количества M_{0k} , ремонт которых закончился через время t_k и $t_k + \Delta t$ соответственно; Δt — некоторый достаточно малый промежуток времени.

Производным показателем (от рассмотренных), имеющим большое самостоятельное значение, является *среднее время восстановления*, т. е. средняя продолжительность интервала от начала до окончания восстановления работоспособности объекта:

$$\bar{t}_B = \int_0^{\infty} t \frac{dG_a(t)}{dt} dt = \int_0^{\infty} t dG_a(t). \quad (1.25)$$

В частном случае, когда интенсивность восстановления постоянная, т. е. $\mu(t) = \mu = \text{const}$, закон $G_a(t)$ — экспоненциальный:

$$G_a(t) = 1 - e^{-\mu t}, \quad (1.26)$$

среднее время восстановления определяется как

$$\bar{t}_B = 1/\mu. \quad (1.27)$$

Этот частный случай имеет наибольшее практическое значение, поскольку реальный закон времени восстановления многих энергетических объектов близок к экспоненциальному, а в тех случаях, когда он не экспоненциальный, замена его экспоненциальным с таким же средним временем восстановления мало искажает конечные результаты расчета. На рис. 1.5 приведен определенный статистическим путем закон $G_a(t)$ для реальной ЛЭП 500 кВ и построен теоретический экспоненциальный закон с тем же средним временем ремонта. Как видно, совпадение очень близкое.

Предупредительные ремонты в свою очередь имеют разновидности: текущие, капитальные и различные ремонты, занимающие промежуточные положения между первыми двумя (такие, как расширенные, средние и

т. п.). Отличительная особенность всех их состоит в том, что момент наступления таких ремонтов не является случайным, а намечается с определенной заблаговременностью; длительность же ремонтного состояния определяется также вполне определенным перечнем работ. Тем не менее считать характеристики предупредительных ремонтов строго детерминированными нельзя. Обычно момент вывода в ремонт может изменяться в зависимости от многих факторов. Например, вывод в предупреди-

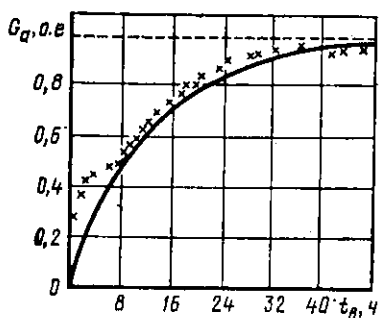


Рис. 1.5

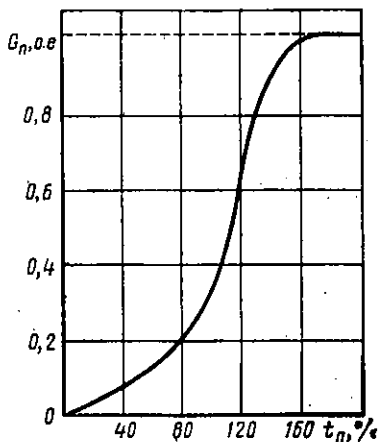


Рис. 1.6

тельный ремонт одной из двух питающих ЛЭП будет отложен, если вторая линия оказалась в это время в аварийном ремонте. В то же время длительность предупредительных ремонтов не является величиной постоянной. Действие таких факторов, как совершенствование техники проведения ремонтов, укомплектованность ремонтным персоналом и его квалификация, предшествующий режим работы оборудования и ряд других, в итоге приводит к тому, что время предупредительного ремонта приходится рассматривать тоже как случайную величину. Множество перечисленных факторов предопределяет на основе предельной теоремы Ляпунова нормальный закон распределения этого времени, что хорошо подтверждается и статистикой (рис. 1.6).

Таким образом, для характеристики длительности предупредительных ремонтов может быть введена величина $G_n(t)$, аналогичная $G_a(t)$, представляющая собой

вероятность того, что время предупредительного ремонта t_{Π} окажется меньше заданного t

$$G_{\Pi}(t) = P(t_{\Pi} < t). \quad (1.28)$$

Практически большое использование имеет среднее значение времени предупредительного ремонта

$$\bar{t}_{\Pi} = \int_0^{\infty} t \frac{dG_{\Pi}(t)}{dt} dt = \int_0^{\infty} t dG_{\Pi}(t). \quad (1.29)$$

Обычно каждый вид i -го предупредительного ремонта имеет собственную частоту (периодичность) $\omega_{\Pi i}$, которая в совокупности со средним временем $\bar{t}_{\Pi i}$ определяет широко используемый в практических расчетах показатель τ_i — относительную длительность нахождения в предупредительном ремонте вида i :

$$\tau_i = \omega_{\Pi i} \bar{t}_{\Pi i}. \quad (1.30)$$

Относительная длительность нахождения во всех видах ремонта и средняя частота представятся как

$$\tau = \sum_{i=1}^n \omega_i \bar{t}_{\Pi i}; \quad (1.31)$$

$$\omega_{\Pi} = \sum_{i=1}^n \omega_{\Pi i}, \quad (1.32)$$

где n — число различных видов предупредительных ремонтов.

Свойство управляемости. Это свойство еще недостаточно изучено. Основными показателями его являются среднее время восстановления (но не выполнения ремонтных работ) снабжения потребителей $\bar{t}_{в.с.}$; среднее время локализации отказа $\bar{t}_{л.о.}$; среднее время оперативных переключений (управления) $\bar{t}_{у.}$

§ 1.3. Комплексные показатели

Из всего возможного многообразия комплексных показателей рассмотрим наиболее употребительные.

Коэффициент готовности. Этот показатель характеризует частично совокупность свойств безотказности и ремонтпригодности и представляет собой вероятность того, что объект окажется работоспособным в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых использование объекта по назначению

не предусматривается. Получение выражения для показателя $k_r(t)$ через единичные показатели в общем виде не имеет особого смысла, поскольку оно обычно не используется ввиду его сложности и громоздкости. Практическое значение имеет получение этого выражения для тех случаев, когда интервалы времени безотказной работы и восстановления на каждом цикле экспоненциальные и не зависят от номера цикла, т. е.

$$P_{0h}(t_h) = \tilde{P}_0(t) = e^{-\lambda t}, \quad G_{ah}(t) = G_a(t) = 1 - e^{-\mu t}.$$

Исключим периоды простоя объектов в предупредительных ремонтах, положив их равными нулю, и проанализируем изменение состояния объекта на небольшом интервале времени от t до $t + \Delta t$. В каждом из моментов на концах интервала объект может находиться в двух состояниях: работоспособном с вероятностью $k_r(t)$ и $k_r(t + \Delta t)$ соответственно; неработоспособном (восстановительный ремонт) с вероятностью $1 - k_r(t)$ и $1 - k_r(t + \Delta t)$ соответственно. За время Δt объект из первого состояния может перейти во второе, если за интервал Δt он откажет, или останется в первом состоянии, если не откажет. Вероятность первого перехода равна вероятности отказа $Q(\Delta t) = 1 - P_0(\Delta t)$ за интервал Δt , а вероятность второго перехода равна вероятности безотказной работы $P_0(\Delta t)$ за этот же интервал. Аналогично, из второго состояния в момент t объект может перейти в первое, если за время Δt работоспособность его будет восстановлена, и останется во втором состоянии, если за это время работоспособность его не будет восстановлена. Вероятность первого перехода будет равна $G_a(\Delta t)$, а вероятность второго равна $1 - G_a(\Delta t)$.

Таким образом, в момент $t + \Delta t$ объект может оказаться в работоспособном состоянии, попав в него либо из первого состояния в момент t , если он не отказал за время Δt , либо из второго состояния, если за Δt он восстановит свою работоспособность. Пользуясь теоремой полной вероятности, получим

$$k_r(t + \Delta t) = k_r(t) P_0(\Delta t) + [1 - k_r(t)] G_a(\Delta t).$$

Учитывая малость Δt , находим

$$P_0(\Delta t) = e^{-\lambda \Delta t} \approx 1 - \lambda \Delta t, \quad G_a(\Delta t) = 1 - e^{-\mu \Delta t} \approx \mu \Delta t.$$

Подставляя эти оценки, определяем

$$k_r(t + \Delta t) = k_r(t) - \lambda k_r(t) \Delta t + \mu \Delta t - \mu k_r(t) \Delta t,$$

или

$$k_r(t + \Delta t) - k_r(t) = -(\lambda + \mu) k_r(t) \Delta t + \mu \Delta t.$$

Деля обе части равенства на Δt и переходя к пределу при $\Delta t \rightarrow 0$, получаем линейное дифференциальное уравнение

$$dk_r(t)/dt + (\lambda + \mu) k_r(t) = \mu,$$

решение которого такое:

$$k_r(t) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} + \frac{\lambda}{\mu + \lambda} e^{-(\mu + \lambda)t}. \quad (1.33)$$

Стационарное значение этого коэффициента, т. е. значение в относительно удаленный от начала работы объекта момент времени, определится как

$$k_r = \lim_{t \rightarrow \infty} k_r(t) = \mu / (\mu + \lambda). \quad (1.34)$$

Учитывая, что для экспоненциальных законов $\mu = 1/t_v$ и $\lambda = 1/t_o$, выражение (1.34) представим как

$$k_r = \bar{t}_o / (\bar{t}_o + \bar{t}_v). \quad (1.35)$$

Строго доказано, что выражение (1.35) справедливо не только для экспоненциальных законов наработки до отказа и времени восстановления, но и для любых законов. Другими словами, стационарное значение коэффициента готовности или вероятности нахождения объекта в любой момент времени (далеко отстоящем от начала наблюдения за ним) в работоспособном состоянии равно относительной длительности пребывания объекта в работоспособном состоянии.

Выражение (1.35) значительно упрощает практическое определение коэффициента готовности, которое статистически находится как

$$k_r = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N t_{o\Sigma i} / (NT_{\text{раб}}), \quad (1.36)$$

где $t_{o\Sigma i}$ — суммарное время пребывания i -го объекта в работоспособном состоянии; N — количество одинаковых объектов; $T_{\text{раб}}$ — продолжительность эксплуатации, состоящая из последовательно чередующихся интервалов времени работы и аварийного восстановления.

Если времена работы $T_{\text{раб}}$ различны для каждого из наблюдаемых объектов, то

$$k_r = t_{\text{н}\Sigma} / (t_{\text{н}\Sigma} + t_{\text{в}\Sigma}), \quad (1.36a)$$

где $t_{\text{н}\Sigma}$ — суммарная наработка всех объектов; $t_{\text{в}\Sigma}$ — сум-

марное время внеплановых восстановительных ремонтов всех объектов.

Обычно широко используется показатель, характеризующий состояние, противоположное рассмотренному, — вероятность нахождения объекта в момент t в неработоспособном состоянии, иногда называемый еще коэффициентом неготовности или аварийного состояния:

$$q(t) = 1 - k_T(t); \quad (1.37)$$

$$q = \lim_{t \rightarrow \infty} q(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{\bar{t}_B}{\bar{t}_O - \bar{t}_B}. \quad (1.38)$$

Коэффициент технического использования. Этот показатель характеризует те же свойства, что и коэффициент готовности, но учитывает дополнительно предупредительные ремонты и представляет собой отношение математического ожидания времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период эксплуатации к сумме математических ожиданий времени пребывания объекта в работоспособном состоянии, времени простоев, обусловленном техническим обслуживанием, и времени ремонтов за тот же период эксплуатации. Статистически коэффициент технического использования оценивается как

$$\hat{k}_{T.и} = \sum_{i=1}^N t_{O\Sigma i} / (NT_{\text{эксп}}), \quad (1.39)$$

где $T_{\text{эксп}}$ — продолжительность эксплуатации (календарное время).

Если времена эксплуатации $T_{\text{эксп}}$ различны для каждого из N наблюдаемых объектов, то

$$\hat{k}_{T.и} = t_{и\Sigma} / (t_{и\Sigma} + t_{п\Sigma} + t_{в\Sigma}), \quad (1.39a)$$

где $t_{п\Sigma}$ — суммарное время предупредительных ремонтов всех объектов.

Между коэффициентами технического использования и готовности существует определенная связь:

$$k_T = k_{T.и} / (1 - \tau), \quad (1.40)$$

где τ определяется по выражению (1.31).

Среднее значение наработки [см. (1.39)]

$$\bar{t}_и = k_{T.и} T_{\text{эксп}}. \quad (1.41)$$

Коэффициент оперативной готовности. Этот показатель характеризует те же свойства, что и предыдущие комплексные показате-

ли, и представляет собой вероятность того, что объект, находясь в режиме ожидания, оказывается работоспособным в произвольный момент времени t и, начиная с этого момента времени, работает безотказно в течение заданного интервала времени $t_{\text{раб}}$.

Если вероятность безотказной работы объекта $P_0(t_{\text{раб}})$ в течение времени $t_{\text{раб}}$ не зависит от момента t , то коэффициент оперативной готовности на интервале $t_{\text{раб}}$ после момента t

$$k_{0,r} = k_r(t) P_0(t_{\text{раб}}). \quad (1.42)$$

В частности, при экспоненциальных законах распределения периодов работы и восстановления стационарное значение коэффициента оперативной готовности

$$k_{0,r} = [\mu/(\mu + \lambda)] e^{-\lambda t_{\text{раб}}}. \quad (1.43)$$

Средний недоотпуск энергии. Этот показатель характеризует не только все основные свойства надежности системы, но и режим ее загрузки, и представляет собой математическое ожидание недоотпуска энергии потребителям за расчетный период времени. При количественном определении данного показателя могут возникнуть два случая: 1) при эксплуатации системы, когда отказ ее уже произошел; 2) при отказе, который еще не наступил, но имеется определенная вероятность его появления как в функционирующей системе, так и в проектируемой.

Суть оценки недоотпуска в первом случае удобно пояснить рис. 1.7. В момент t' наступил отказ, в то время как нагрузка потребителя системы составляла величину $W_{\text{н}}$. В общем случае отказ системы по отношению к рассматриваемому потребителю может быть не полным, а частичным, когда система способна удовлетворять не всю нагрузку, а только часть ее W_R . Недоотпуск энергии при этом может быть найден как

$$\Delta\mathcal{E} = \int_{t \in t_p} [W_{\text{н}}(t) - W_R] dt = \int_{t \in t_p} D(t) dt, \quad (1.44)$$

где интегрирование осуществляется только в области времени положительных дефицитов, т. е. когда $D(t) > 0$:

$$D(t) = W_{\text{н}}(t) - W_R. \quad (1.45)$$

В практических расчетах интеграл заменяется суммой

$$\Delta\mathcal{E} = \sum_{t \in t_p} [W_{\text{н}}(t)_{\text{час}} - W_R] \Delta t, \quad (1.44a)$$

где $W_{\text{н}}(t)_{\text{час}}$ — среднечасовая текущая нагрузка потребителя в момент t , определяемая по ожидаемому графику нагрузки в день аварии, $\Delta t = 1$ ч.

Во втором случае момент отказа не известен. Если отыскивается недоотпуск энергии на интервале T ,

то должна быть известна функция распределения вероятности дефицита на этом интервале времени $F(D)$. Тогда средний недоотпуск энергии

$$\Delta \mathcal{E} = T \int_{D>0} D dF(D). \quad (1.46)$$

Рассмотрим частный случай, когда наступление отказов вида k ($k=1, 2, \dots, K$) равновероятно на интервале времени T , а при отказе вида k система может обеспечить нагрузку только в размере $W_{Rk} = \text{const}$. Вероятность состояния системы с отказом k -го вида обозначим через q_k . Тогда средний недоотпуск энергии при отказе вида k

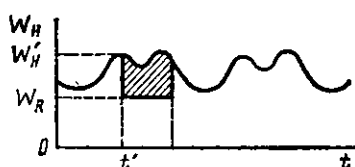


Рис. 1.7

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E}_k &= \int_0^T [W_H(t) - W_{Rk}] q_k dt = \\ &= q_k T \bar{D}_k, \end{aligned} \quad (1.47)$$

где $\bar{D}_k$ — средний дефицит:

$$\bar{D}_k = \frac{1}{T} \int_0^T [W_H(t) - W_{Rk}] dt. \quad (1.48)$$

Полный средний недоотпуск энергии

$$\Delta \mathcal{E} = \sum_{k=1}^K \Delta \mathcal{E}_k. \quad (1.49)$$

Экономический ущерб от ненадежности. Этот показатель является наиболее комплексным. Он характеризует интегрально все свойства надежности системы, включая режим ее загрузки и значимость потребителя энергии. Важность каждого потребителя с экономической точки зрения характеризуется величиной удельного ущерба, который в общем случае можно представить в виде двух составляющих, отражающих ущерб из-за отключения мощности ($y_{вн}$, руб/кВт) и из-за недоотпуска энергии [y_0 , руб/(кВт·ч)]. Более подробно о характеристиках ущерба будет пояснено в гл. 3.

Экономический ущерб при каждом отказе k ($k=1, 2, \dots, K$)

$$y_k = y_{вн} \bar{D}_k + y_0 \Delta \mathcal{E}_k, \quad (1.50)$$

а за некоторый период T

$$y_T = T y_{вн} \sum_{k=1}^K \omega_k \bar{D}_k + y_0 \Delta \mathcal{E}_T. \quad (1.51)$$

В том случае, когда ущерб зависит еще и от глубины ограничения потребителя по мощности, определение его усложняется. Если характеристики удельных ущербов представить ступенчатой зависимостью (рис. 1.8), то ущерб за время T при отказах одного вида и $\Delta W_n = D$

$$y_T = T \omega \sum_k y_{внk} (D_k - D_{k-1}) + \sum_k y_{ок} (\Delta \mathcal{E}_k - \Delta \mathcal{E}_{k-1}). \quad (1.52)$$

Как видно, надежность объекта характеризуется довольно обширным спектром показателей. Вместе с тем из всех можно выделить небольшое количество показателей, которыми в значительной степени определяется надежность и которые обычно используются в инженерной практике специалистами-электриками. Такими показателями для элементов систем являются вероятность аварийного простоя q (или соответствующий ему коэффициент готовности k_r), относительная длительность плановых простоев τ и частоты отказов ω и выводов в плановый ремонт $\omega_{п.}$ Для систем либо вместо этих показателей, либо дополнительно к ним используются среднее время оперативных переключений $\bar{t}_y$, средний недоотпуск энергии $\Delta \mathcal{E}$ или ущерб $\mathcal{U}$. В дальнейшем эти показатели будут считаться основными или практическими показателями надежности.

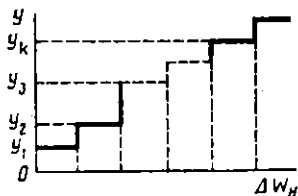


Рис. 1.8

Контрольные вопросы

1. Что представляет собой отказ и его критерий?
2. Что понимается под надежностью?
3. Какими свойствами обуславливается надежность?
4. Как соотносятся между собой надежность и качество?
5. Какие существуют средства обеспечения надежности?
6. Что представляют собой единичные и комплексные показатели надежности?
7. Какими показателями характеризуется свойство безотказности невозстанавливаемого и восстанавливаемого объектов?
8. Какие основные показатели характеризуют свойство ремонтнопригодности?
9. Что представляют собой коэффициенты готовности и технического использования и какие свойства они характеризуют?
10. Какие основные показатели надежности элементов и системы используются в инженерной практике?

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ

Под определением надежности здесь понимается определение различных показателей надежности систем, которые позволяют принимать рациональные решения в практической деятельности.

§ 2.1. Общая характеристика методов

Многообразие практических задач приводит к необходимости при изучении сложных систем использовать различные методы определения надежности. Классификацию их можно провести по ряду признаков. С позиций рассматриваемых задач наиболее целесообразно все методы классифицировать исходя из уровня информационной обеспеченности и используемого математического аппарата. Обычно выделяют четыре уровня информационной обеспеченности:

- детерминированный, при котором объект исследования и условия его функционирования полностью известны исследователю;

- стохастический, при котором известны множество возможных вариантов поведения объектов, множества объектов и условий их функционирования и априорные распределения вероятностей элементов этих множеств;

- вероятностно-неопределенный, при котором элементы перечисленных множеств известны, но неизвестно распределение вероятностей этих элементов;

- диффузно-неопределенный, при котором неизвестны полностью или частично элементы упомянутых множеств и нет полной информации об их вероятностях.

По информационной обеспеченности все методы определения надежности можно подразделить на прогнозирование, расчет и эксперимент.

Прогнозирование. Под прогнозированием надежности понимается предсказание значений показателей надежности в условиях неполноты информации либо о составе объекта, характеристиках его составляющих, либо о предполагающихся условиях его функционирования. Методы прогнозирования надежности используются в первую очередь при наличии информации третьего и четвертого уровней (вероятностно-неопределенной и диффузно-неопределенной) и являются наименее информационно обеспеченными, как с точки зрения количественных ха-

рактических характеристик надежности, так и с точки зрения возможной неопределенности структуры системы. Наиболее распространенной сферой применения методов прогнозирования является перспективное и долгосрочное проектирование и планирование развития системы либо отдельных технологических устройств. В определенной степени эти методы используются и при оперативном управлении системой, особенно в аварийных ситуациях.

Методическая сущность прогнозирования надежности базируется на достаточно хорошо разработанной общеметодологической основе прогнозирования вообще и каких-либо существенных специфических особенностей не имеет. Метод прогнозирования, в свою очередь, по уровню информационной обеспеченности также подразделяется на группы: экспертные, экстраполяции и моделирования, каждая из которых имеет несколько способов реализации (комиссий, анкет и т. д.). Более подробно с этими методами можно познакомиться в [6].

Расчет надежности. Методы определения надежности расчетами — получение численных показателей надежности объекта по известным характеристикам надежности его элементов и их функционально-структурного взаимодействия. Как методы, расчеты надежности предполагают большую информационную обеспеченность, чем методы прогнозирования, и требуют наличия информации о структуре системы и функциональном взаимодействии ее элементов, а также определенного объема данных о характеристиках надежности элементов. Таким образом, применение этих методов возможно в условиях существования первого (детерминированного) и второго (стохастического) уровней информации.

Любые методы определения надежности, включая и методы расчета, предполагают моделирование системы. Однако каждая задача изучения каких-то свойств объекта требует свою модель, отражающую его специфические особенности, и, более того, при решении одной и той же задачи возможно построение нескольких моделей системы. Поэтому при строгом подходе нельзя иметь универсальные методы расчета надежности.

Тем не менее во всех разработанных моделях и методах расчета надежности, используемых в различных системах и задачах, имеются общие положения и подходы, которые целесообразно рассмотреть независимо от решаемых задач. Так, например, в расчетных моделях система представляется совокупностью элементов, кото-

рые заданным образом связаны и взаимодействуют. Если состояния и взаимодействия элементов по отношению к выходным функциям системы с позиций надежности можно смоделировать в виде определенных топологических и логических связей, структур, то для получаемых моделей систем разработаны общие методы расчета надежности. К сожалению, не всегда можно составить такие модели систем. Однако часто удается определенным образом «скленть» их и решить более сложные задачи.

Во всех известных методах расчета надежности можно в том или ином виде выделить два этапа: на первом решается задача представления функционально-структурных связей элементов с целью выявления множества возможных состояний системы и разделения его на подмножества работоспособных и неработоспособных состояний или состояний с различной степенью отказа (частичного отказа), на втором решается задача определения вероятностных показателей расчетных (или заданных) состояний (или подмножества состояний) системы.

Экспериментальные методы определения надежности. Экспериментальные методы определения надежности представляют собой методы опытного получения показателей надежности реальных объектов, когда объект и условия, в которых он функционирует, известны исследователям с достаточной полнотой, и при необходимости могут целенаправленно изменяться.

По экспериментальным возможностям эти методы можно подразделить на две группы: испытание на надежность и опытное определение надежности объектов в реальных условиях эксплуатации. Методы второй группы обычно называются ретроспективными. Обе группы методов имеют свои достоинства, недостатки и соответственно области применения.

Испытание на надежность. Этот метод связан с большими трудностями имитации внешних условий, в которых придется работать испытываемым объектам в реальной обстановке, с большой стоимостью и длительностью этих испытаний, а для электроэнергетических объектов в большинстве случаев — с невозможностью их проведения по различным причинам. Однако если такие испытания удастся организовать, то их проведение целиком зависит от экспериментаторов, которые могут планировать испытания, выбирать наиболее отработанные приемы и методы, фиксировать любые интересующие их величины. Другими словами, осуществляется ак-

тивный эксперимент, при котором происходит управление процессом функционирования испытуемых объектов и сравнительно легко собирается вся необходимая информация для оценки показателей их надежности. Вряд ли случаев удастся организовать испытание на надежность ускоренными методами, если известны режим ускоренных испытаний, коэффициент ускорения или зависимость между показателями надежности в нормальных и ускоренных режимах. Испытания на надежность подразделяются на исследовательские и контрольные.

Исследовательские испытания на надежность проводятся для определения фактических значений показателей надежности и законов распределения случайных величин (времени безотказной работы, времени восстановления и т. п.) объектов.

Контрольные испытания на надежность проводятся для проверки соответствия показателей надежности объектов требованиям стандарта, технического задания и технических условий.

При испытаниях на надежность собирается статистический материал, необходимый для определения интересующих показателей надежности, и по соответствующим выражениям производится статистическая оценка этих показателей. При рассмотрении показателей надежности были приведены выражения для их статистической оценки (см. гл. 1). Одна из основных задач, которая возникает при испытаниях на надежность, — обеспечение заданной точности и ее оценка. Действительно, получаемые статистические оценки показателей надежности в ряде случаев оказываются недостаточными. Например, часто за промежуток времени испытаний Δt вообще может не наблюдаться отказов. Тогда соответствующие формулы будут давать нулевое значение показателей.

Обычно для оценки точности применяется метод доверительных интервалов. Суть его заключается в следующем. Пусть определяется показатель, например, вероятность отказа объекта $Q(t)$ за промежуток времени $[0, t]$. В результате испытаний вычислена точечная оценка этого показателя $\hat{Q}(t)$. Требуется оценить возможную ошибку и указать какие-то границы для неизвестной вероятности отказа $Q(t)$. Абсолютно достоверными границами, очевидно, являются числа 0 и 1. Указание всяких других границ сопряжено с риском совершить ошибку, вероятность которой называется *уровнем значимости*. Вероятность противоположного события, а именно веро-

ятность не совершить ошибку, называется *доверительной вероятностью* или *коэффициентом доверия*. Выбор последней величины в значительной степени зависит от поставленной цели. Перестраховка от возможной ошибки приводит к выбору больших доверительных вероятностей. Однако перестраховка имеет и отрицательные стороны, так как чем больше доверительная вероятность, тем шире границы доверительного интервала искомого показателя. Опыт показывает, что выбор значений доверительных вероятностей 0,95 и даже 0,90 вполне достаточен для практических целей. В теории вероятностей и математической статистике [10] разработаны критерии, устанавливающие связь между точностью получаемой статистической оценки показателя надежности и объемом испытания (количество испытываемых элементов, время испытания) при заданном коэффициенте доверия. Используя эти критерии, можно установить необходимый объем испытаний.

Ретроспективные методы. Методы данной группы представляют собой извлечение и обработку информации из ретроспективного анализа работы действующих объектов. Стоимость работ, связанных с оценкой надежности эксплуатируемого оборудования этими методами в отличие от стоимости испытаний на надежность, минимальна. В основном это затраты на сбор и обработку статистических данных. Никакой имитации внешних условий не требуется.

Длительность наблюдения и массив статистических данных определяются продолжительностью всего процесса эксплуатации и общим количеством действующих объектов. Основные трудности этого метода получения показателей надежности состоят в том, что процесс функционирования объектов не зависит от наблюдателя, который должен суметь извлечь объективную информацию о надежности объектов по записям, выполненным большим числом разных наблюдателей. Кроме того, эти методы оценивают надежность только существующих объектов, а не вновь разрабатываемых.

В общем случае при эксплуатации объектов могут изменяться условия работы, режимы загрузки и т.п. Поэтому возникает задача не просто оценки фиксированных значений показателей надежности, а определения зависимости этих показателей от условий и параметров работы объекта. При формировании такого рода зависимостей влияющие факторы должны быть представлены ка-

кими-либо укрупненными, но достаточно представительными показателями. Количество показателей зависит в первую очередь от сложности объекта. Например, для воздушной ЛЭП заданного класса напряжения при получении ее характерных показателей надежности ω и t_p достаточно учесть материал опор и географическое расположение; для ЭЭС при характеристике надежности интегральным показателем в виде аварийного недоотпуска энергии или ущерба достаточно учесть плотность графика нагрузки, величину резерва генерирующей мощности и его включенную составляющую, загрузку слабых межсистемных связей и т. п.

Для получения этих зависимостей наиболее эффективно использование математических методов регрессионного и дисперсионного анализа [11].

Одной из главных задач, возникающей при использовании ретроспективных методов, наряду с рассмотренной задачей оценки погрешности показателей надежности является связанная с ней задача проверки однородности различных выборок и их объединения. Суть последней состоит в следующем. Если из собранной информации (выборки) о надежности однотипных объектов, работающих в разных частях системы (в общем случае в разных условиях), следует, что они имеют различные точечные статистические оценки показателей надежности, то возникает вопрос, можно ли эти расхождения считать существенными, значимыми или их следует приписать случайностям выборок. Ответ на этот вопрос очень важен. Действительно, если эти расхождения случайные, то выборки однородные, принадлежат одной генеральной совокупности, и информацию можно объединить, в результате повысится точность оценки показателей надежности. В теории вероятностей и математической статистике разработаны методы (метод статистических гипотез) и критерии, которые позволяют решить эту задачу [12].

§ 2.2. Методы представления функционально-структурных связей элементов системы 4,5

Один из первых этапов расчета надежности предполагает выявление множества состояний (или событий) системы, представляющих интерес с позиций надежности, и установление связи между этими состояниями (событиями) системы и состояниями (событиями) элемен-

тов. Для решения данной задачи имеется несколько методов, каждый из которых обладает определенными достоинствами и недостатками и вследствие этого имеет свою область применения.

Представление системы в виде графа состояний и переходов. Этот метод обладает наибольшей наглядностью. Поясним суть его на примере систем, состоящих из одного и двух элементов. Если система представляет собой всего лишь один восстанавливаемый элемент, ко-

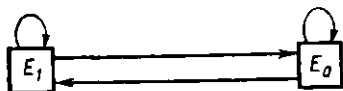


Рис. 2.1

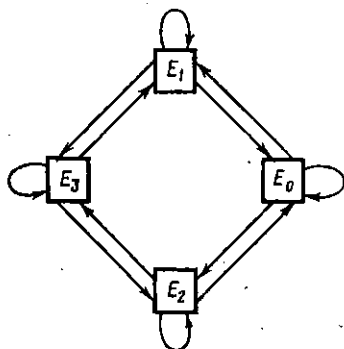


Рис. 2.2

торый может находиться в двух состояниях (например, E_1 — работоспособное и E_0 — неработоспособное), то граф системы имеет вид, представленный на рис. 2.1. В каждом из состояний система может оказаться в результате или перехода из другого, или сохранения прежнего состояния. Граф невосстанавливаемого элемента будет отличаться от изображенного на рис. 2.1 отсутствием стрелки от состояния E_0 к E_1 . Для системы, состоящей из двух восстанавливаемых элементов, каждый из которых может находиться в двух состояниях, граф состояний и переходов будет иметь вид, представленный на рис. 2.2. Здесь E_0 — состояние неработоспособности обоих элементов; E_1 — состояние неработоспособности только первого; E_2 — состояние неработоспособности только второго; E_3 — состояние работоспособности обоих элементов.

Если элементы рассматриваемой системы невосстанавливаемые, то стрелки от E_0 к E_1 и E_2 , а также от E_1 и E_2 к E_3 отсутствуют.

В общем случае, когда система включает в себя n элементов, каждый из которых может находиться в двух

состояниях, полное количество состояний системы становится равным 2^n . Состояние системы, из которого она не может выйти (на графе нет стрелок, отходящих от него к другим состояниям), называется *поглощающим*. Таким состоянием, например, является E_0 в рассмотренных системах, когда элементы невосстанавливаемые.

На полученном графе состояний и переходов системы далее следует выделить такие, которые являются неработоспособными, что определяется из анализа функциональных связей элементов. Например, если для системы, состоящей из двух элементов и имеющей граф, представленный на рис. 2.2, неработоспособными состояниями являются E_0 , E_1 и E_2 , то это означает, что отказ системы наступает при отказе хотя бы одного из элементов. В общем случае, если функциональная связь элементов в системе такова, что отказ системы наступает при отказе хотя бы одного из них, то такое соединение называется *последовательным соединением**.

В случае, когда для рассмотренной системы множество неработоспособных состояний ее состоит из одного E_0 , то это означает, что отказ системы наступает только при отказе обоих ее элементов. В общем случае, если функциональная связь элементов в системе такова, что отказ системы наступает только при отказе всех элементов, то такое соединение элементов называется *параллельным соединением*.

Параллельное и последовательное соединения элементов системы в смысле надежности часто совпадает с таковым соединением элементов в электрической сети, однако это совпадение не обязательно. Например, две электрически параллельно работающие на одного потребителя различные ЛЭП в одном случае могут рассматриваться соединенными в смысле надежности параллельно, в другом — последовательно, а могут не подпадать ни под одно из этих соединений. Все зависит от того, какие состояния определены как неработоспособные для этой системы, и от того, каково соотношение пропускных способностей линий и нагрузки.

Действительно, если под отказом данной системы понимать возникшую необходимость ограничения нагрузки потребителя в любых размерах, то:

— при пропускной способности каждой линии больше нагрузки потребителя соединение параллельное;

* Здесь и далее, если специально не оговаривается, имеется в виду соединение в смысле надежности.

— при пропускной способности каждой линии меньше нагрузки потребителя (но суммарная пропускная способность обеих линий больше нагрузки потребителя), соединение этих же линий последовательное;

— при пропускной способности только одной из линий меньше нагрузки потребителя, соединение не параллельное и не последовательное.

Таким образом, не всегда структурно-функциональные связи элементов в системе могут быть отражены последовательным и параллельным соединением.

Рассмотрим еще один пример. Для электрической системы, представленной на рис. 2.3, каждая цепь обеспе-

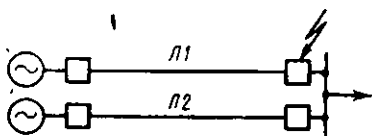


Рис. 2.3

чивает полностью нагрузку потребителя; линии Л1 и Л2 как элементы системы соединены параллельно и электрически, и в смысле надежности; выключатели, находящиеся в тех же цепях на приемной подстанции, соеди-

нены в смысле надежности последовательно, так как отказ любого из них приводит к погашению шин подстанции.

Представление состояний и событий системы в виде сложного события. Введем необходимые обозначения для событий и состояний элементов системы: $A_i(t)$ — событие, заключающееся в безотказной работе i -го элемента на интервале времени $[0, t]$; $B_i(t)$ — событие, заключающееся в окончании восстановительного ремонта i -го элемента на интервале времени $[0, t]$; $C_i(t)$ — состояние работоспособности i -го элемента в момент t . Противоположные события и состояния обозначим соответственно $\bar{A}_i(t)$, $\bar{B}_i(t)$, $\bar{C}_i(t)$. Такими же буквами, но с поясняющими индексами, будем обозначать события и состояния системы. Для системы, включающей в себя n последовательно соединенных элементов, безотказная работа и работоспособное состояние могут иметь место только при безотказной работе всех ее элементов и работоспособном их состоянии соответственно, поэтому

$$A_{\text{посл}}(t) = A_1(t) A_2(t) \dots A_n(t) = \bigcap_{i=1}^n A_i(t); \quad (2.1)$$

$$C_{\text{посл}}(t) = C_1(t) C_2(t) \dots C_n(t) = \bigcap_{i=1}^n C_i(t), \quad (2.2)$$

где $\cap$ — знак логического умножения событий.

Выражение, описывающее состояние системы, включающей в себя параллельные элементы, находится из условия: неработоспособное состояние системы будет только при неработоспособном состоянии всех ее элементов:

$$\bar{C}_{\text{пар}}(t) = \bar{C}_1(t) \bar{C}_2(t) \dots \bar{C}_n(t) = \bigcap_{i=1}^n \bar{C}_i(t). \quad (2.3)$$

Выражение для события безотказной работы рассмотрим на примере системы, состоящей из двух (1 и 2) параллельно соединенных элементов. Событие $A_{\text{пар}}$, заключающееся в безотказной работе пары параллельно соединенных элементов на интервале $[0, t]$, распадается на пять несовместных событий:

$$A_{\text{пар}} = A^{(1)} + A^{(2)} + A^{(3)} + A^{(4)} + A^{(5)}, \quad (2.4)$$

где $A^{(1)}$ — событие, заключающееся в том, что отказ обоих элементов наступает после момента t (рис. 2.4, а)

$$A^{(1)} = A_1(t) A_2(t); \quad (2.5)$$

$A^{(2)}$ — событие, заключающееся в том, что отказ элемента 1 наступает до момента t , восстановительный ремонт его заканчивается после момента t , но элемент 2 за время t не отказывает (рис. 2.4, б):

$$A^{(2)} = \bar{A}_1(t') \bar{B}_1(t-t') A_2(t), \quad 0 < t' < t; \quad (2.6)$$

$A^{(3)}$ — то же, что и событие $A^{(2)}$, но элементы меняются местами:

$$A^{(3)} = \bar{A}_2(t') \bar{B}_2(t-t') A_1(t), \quad 0 < t' < t; \quad (2.7)$$

$A^{(4)}$ — событие, заключающееся в том, что отказ элемента 1 наступает до момента t , восстановительный ремонт его заканчивается тоже до момента t , элемент 2 не отказывает, а на оставшемся до момента t участке пара работает безотказно (рис. 2.4, в)

$$A^{(4)} = A_{\text{пар}}(t-t'') \bar{A}_1(t'') B_1(t'-t'') A_2(t'), \quad 0 < t'' < t', \quad 0 < t' < t; \quad (2.8)$$

$A^{(5)}$ — то же, что и событие $A^{(4)}$, но элементы меняются местами:

$$A^{(5)} = A_{\text{пар}}(t-t'') \bar{A}_2(t'') B_2(t'-t'') A_1(t'), \quad 0 < t'' < t', \quad 0 < t' < t. \quad (2.9)$$

Как видно, даже для такой простой системы, состоящей всего из двух элементов, получается довольно сложное выражение в неявном виде для события безотказной работы. Поэтому для представления функционально-структурных связей сколько-либо сложных систем этот метод практически не используется.

Часто интерес представляет не само множество, например, неработоспособных состояний и события перехода в них, а только сам факт, оказалась ли система в этом множестве или нет. При такой постановке задачи

состояние системы может быть достаточно просто описано через состояние ее элементов. Если же при этом элементы системы могут находиться только в двух состояниях, то для описания системы целесообразно использовать алгебру логики.

Представление состояний системы в виде функции алгебры логики. Алгебра логики (или булева * алгебра)

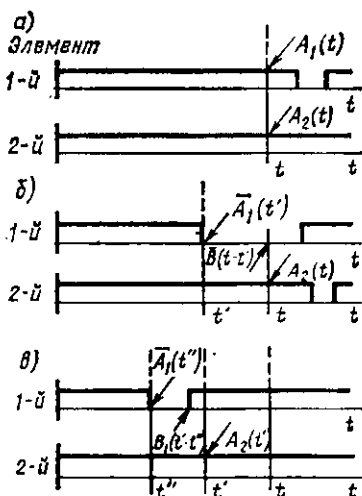


Рис. 2.4

представляет собой раздел математической логики, занимающейся исчислением высказываний. Под *высказыванием* понимается любое предложение, относительно которого можно утверждать о его истинности или ложности без учета конкретного содержания. Например, высказывание «частота системы измеряется в герцах» — истинное, а высказывание « $2 > 5$ » — ложное. Отдельные высказывания обозначаются буквой (x). При этом высказывание можно рассматривать как величину,

которая принимает два значения: «истина» и «ложь». Если x истинно, то $x=1$; если x ложно, то $x=0$.

Каждое конкретное высказывание имеет вполне определенное истинное значение. Но это значение может быть и переменным. Например, высказывание x — «элемент работоспособен» в одной ситуации может быть истинным ($x=1$), а в другой — ложным ($x=0$). Переменная величина, которая принимает лишь два значения (1 или 0), называется *двоичной*. Можно построить высказывания, истинность которых определяется значениями истинности других высказываний, т. е. первые являются функциями более простых высказываний — аргументов. Функции, принимающие лишь два значения (1

* По имени Джорджа Буля, более ста лет назад впервые изложившего математический подход к вопросам исчисления высказываний.

или 0) и определяемые различными наборами двоичных аргументов, называются *двоичными функциями* или *функциями алгебры логики* (ФАЛ).

В алгебре логики рассматриваются три основные логические операции: отрицание, конъюнкция (умножение) и дизъюнкция (сложение).

Отрицание. Отрицание высказывания x обозначается как $\bar{x}$ (читается: «не x »). Значение истинности $\bar{x}$ определяется соотношениями

$$\bar{1} = 0; \quad \bar{0} = 1. \quad (2.10)$$

Конъюнкция. Логическое умножение высказываний x_1 и x_2 обозначается как $x_1 \wedge x_2$ или $x_1 \cdot x_2$ (читается « x_1 и x_2 »). Значение истинности произведения определяется в зависимости от значений истинности x_1 и x_2 следующими соотношениями:

$$0 \wedge 0 = 0; \quad 0 \wedge 1 = 0; \quad 1 \wedge 0 = 0; \quad 1 \wedge 1 = 1. \quad (2.11)$$

Таким образом, конъюнкция представляет собой сложное высказывание, которое истинно тогда и только тогда, когда истинны составляющие его.

Дизъюнкция. Логическое сложение высказываний x_1 и x_2 обозначается как $x_1 \vee x_2$ или $x_1 + x_2$ (читается « x_1 или x_2 »). Значение истинности логической суммы $x_1 \vee x_2$ в зависимости от значений истинности составляющих высказываний x_1 и x_2 определяется следующими соотношениями:

$$0 \vee 0 = 0; \quad 0 \vee 1 = 1; \quad 1 \vee 0 = 1; \quad 1 \vee 1 = 1. \quad (2.12)$$

Таким образом, дизъюнкция — сложное высказывание, которое ложно тогда и только тогда, когда оба слагаемых (x_1 и x_2) ложные.

Основные правила преобразования логических выражений следующие:

$$\left. \begin{aligned} x \cdot 1 &= x; & x + 1 &= 1; & x \cdot 0 &= 0; & x + 0 &= x; \\ x \cdot x &= x; & x + x &= x; & x \cdot \bar{x} &= 0; & x + \bar{x} &= 1. \end{aligned} \right\} \quad (2.13)$$

Сочетательный (ассоциативный) закон

$$\left. \begin{aligned} x_1 (x_2 x_3) &= (x_1 x_2) x_3 = x_1 x_2 x_3; \\ x_1 + (x_2 + x_3) &= (x_1 + x_2) + x_3 = x_1 + x_2 + x_3. \end{aligned} \right\} \quad (2.14)$$

Переместительный (коммутативный) закон

$$x_1 x_2 = x_2 x_1; \quad x_1 + x_2 = x_2 + x_1. \quad (2.15)$$

Распределительный (дистрибутивный) закон

$$\left. \begin{aligned} x_1 (x_2 + x_3) &= (x_1 x_2) + (x_1 x_3); \\ x_1 + (x_2 x_3) &= (x_1 + x_2) (x_1 + x_3). \end{aligned} \right\} \quad (2.16)$$

Закон инверсий

$$(\overline{x_1 x_2}) = \bar{x}_1 + \bar{x}_2; \quad (\overline{x_1 + x_2}) = \bar{x}_1 \bar{x}_2. \quad (2.17)$$

Операция поглощения

$$(x_1 x_2) + x_1 = x_1; \quad x_1 (x_2 + x_1) = x_1. \quad (2.18)$$

Операция склеивания

$$\left. \begin{aligned} (x_1 x_2) + (x_1 \bar{x}_2) &= x_1 x_2 + x_1 \bar{x}_2 = x_1 (x_2 + \bar{x}_2) = x_1 \cdot 1 = x_1; \\ (x_1 x_2) + (\bar{x}_1 x_2) &= x_1 x_2 + \bar{x}_1 x_2 = x_2 (x_1 + \bar{x}_1) = x_2 \cdot 1 = x_2. \end{aligned} \right\} \quad (2.19)$$

Если обратиться к графу на рис. 2.2 и обозначить состояние элементов через логические переменные x_1 и x_2 , принимающие значения единицы, когда элементы работоспособны, и нуля, когда они неработоспособны, а состояние системы обозначить через Z , которое также равно единице в случае работоспособности и нулю в случае ее неработоспособности, то при последовательном и параллельном соединении элементов можно записать

$$Z_{\text{послед}} = x_1 \cdot x_2; \quad Z_{\text{пар}} = x_1 + x_2.$$

Функция Z называется *логической функцией работоспособности* (ФР) системы. Вообще если функциональная связь элементов в системе структурно в смысле надеж-

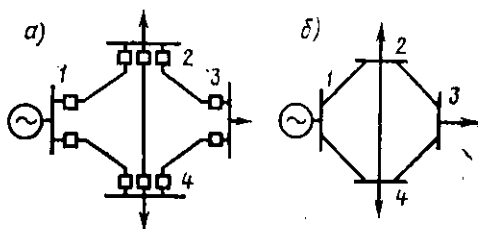


Рис. 2.5

ности может быть представлена в виде некоторой схемы соединения элементов, которые образуют пути между источником и потребителем, то для такой схемы имеются регулярные методы получения логической функции работоспособности. Например, для системы, схема которой представлена на рис. 2.5, а, если функциональное взаимодействие элементов структурно в «смысле» надежности можно представить в виде мостиковой схемы (рис. 2.5, б), то ФР системы относительно третьего узла имеет вид

$$Z_3 = x_1 x_{12} x_2 x_{23} x_3 + x_1 x_{14} x_4 x_{43} x_3 + x_1 x_{14} x_4 x_{42} x_2 x_{23} x_3 + x_1 x_{12} x_2 x_{24} x_4 x_{43} x_3, \quad (2.20)$$

где переменная x с одним индексом обозначает состояние соответствующего узла, а с двумя индексами — состояние связи между соответствующими узлами.

Анализ (2.20) показывает, что функция Z_3 состоит из суммы (дизъюнкции) нескольких членов, каждый из которых представляет собой произведение (конъюнкции) определенного набора x . Если просмотреть этот набор, то видно, что он включает последовательно состояния всех элементов на одном из путей от источника к потребителю. В связи с этим вводится понятие *кратчайшего пути успешного функционирования системы*, или *кратчайшего пути*, т. е. конъюнкцию ее элементов, ни одну из компонент которой нельзя изъять, не нарушив функционирование системы. Такую конъюнкцию можно записать в виде ФАЛ

$$P_l = \bigwedge_{k \in M_{P_l}} x_k,$$

где M_{P_l} — множество номеров элементов, соответствующих данному пути l .

Иначе говоря, кратчайший путь успешного функционирования системы описывает один из возможных самостоятельных вариантов выполнения заданных функций системы с помощью минимального набора работоспособных элементов. Таким образом, Z_3 представляет собой совокупность четырех возможных кратчайших путей в данной системе, которые обеспечивают работоспособность системы при работоспособности хотя бы одного из них.

Для электрических сетей структурная схема системы в смысле надежности часто представляет собой аналог схемы соединения ее реальных элементов. Например, структурная схема системы, показанная на рис. 2.5, б, является отражением функциональных взаимосвязей элементов электрической сети (рис. 2.5, а), где ветви структурной схемы моделируют линии связи, а узлы — выключатели (их отказы и работоспособные состояния) и шины коммутационных пунктов сети. Однако эта аналогия безусловна. Если пропускная способность хотя бы одного элемента сети не позволяет передать всю необходимую мощность, то аналогия нарушается.

Функция работоспособности (2.20) записана для рассматриваемой системы относительно третьего ее узла. Такие же ФР можно записать и для любого другого узла.

Составить условия работоспособности для небольших систем, имеющих в структурной схеме несколько элементов, не трудно. Задача становится затруднительной при нескольких десятках элемен-

тов, при этом простой перебор всех возможных сочетаний элементов и анализ каждого из них громоздок. Если же перейти к системам, имеющим в структурной схеме сотни элементов, то составление функции работоспособности простым перебором становится не-реальным.

В связи с этим возникает необходимость использования аналитического, регулярного метода, позволяющего получать условия работоспособности системы на основе топологии ее структурной схемы надежности. Имеются различные методы получения таких условий. Часть из них основывается на операциях с матрицами. Поскольку порядок матриц пропорционален количеству элементов системы, то эти методы могут вызвать вычислительные трудности даже с применением ЭВМ при большом количестве элементов.

Ниже рассматривается метод, который не требует операций с матрицами; он позволяет определять условия работоспособности одновременно для всех узлов системы и имеет простую итерационную процедуру вычисления.

Сущность метода нахождения функции Z удобно пояснить на примере простой схемы сети (рис. 2.5, б). Введем обозначения: x_i — состояние i -го узла системы; x_{ij} — состояние ветви между i -м и j -м узлами; Z_i — состояние системы относительно i -го узла; $Z_{j/i}$ — состояние системы относительно j -го узла при отсутствии связи его с i -м узлом.

Определим сначала функцию работоспособности системы по отношению к узлу 3. Система будет работоспособна по отношению к узлу 3; если работоспособен сам узел 3 и имеется возможность его питания хотя бы по одной из двух подходящих к нему связей. Возможность же питания по одной из связей будет иметься только в том случае, если работоспособна сама связь и тот узел, от которого она отходит, при условии, что работоспособность его определена без узла 3. Все эти условия логически можно записать как

$$Z_3 = x_3 (Z_{2/3} x_{23} \vee Z_{4/3} x_{34}). \quad (2.21)$$

Аналогичные выражения можно получить и для других узлов

$$\left. \begin{aligned} Z_1 &= x_1 \\ Z_2 &= x_2 (Z_{1/2} x_{12} \vee Z_{4/2} x_{24} \vee Z_{3/2} x_{23}); \\ Z_4 &= x_4 (Z_{1/4} x_{14} \vee Z_{2/4} x_{24} \vee Z_{3/4} x_{34}). \end{aligned} \right\} \quad (2.21a)$$

Если решить составленную систему логических уравнений, то определятся функции работоспособности системы по отношению ко всем узлам

$$\left. \begin{aligned} Z_1 &= x_1; \quad Z_2 = Z_2(x_1, x_{12}, x_{14}, x_2, \dots); \\ Z_3 &= Z_3(x_1, x_{12}, x_{14}, x_2, \dots); \quad Z_4 = Z_4(x_1, x_{12}, x_{14}, x_2, \dots). \end{aligned} \right\} \quad (2.22)$$

Условные функции $Z_{2/1}$, $Z_{2/4}$, $Z_{2/3}$, ... можно получить из полных функций (2.22), принимая соответствующие аргументы, равными нулю. Так, например, функция $Z_{2/3}$ получается из функции Z_2 при $x_{23}=0$, что означает отсутствие связи между узлами 2 и 3.

В общем случае для любой системы (с числом узлов n) по аналогии с (2.21a) можно записать систему логических уравнений

$$Z_i = x_i \left(\bigvee_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n Z_{j/i} x_{ij} \right), \quad i = \overline{1, n}, \quad (2.23)$$

$$Z_{j/i} = Z_j \text{ при } x_{ij} = 0. \quad (2.24)$$

Наиболее просто решить систему (2.23) итеративным путем. В качестве нулевого приближения можно взять

$$Z_i^{(0)} = x_i \bigvee_{j=1, j \neq i}^n x_{ij}.$$

Соответственно первое, второе и r -е приближения представим как

$$Z_i^{(1)} = x_i \bigvee_{j=1, j \neq i}^n Z_{jj}^{(0)} x_{ij} = x_i \bigvee_{j=1, j \neq i}^n x_{ij} x_j \bigvee_{k=1, k \neq j}^n x_{jk};$$

$$Z_i^{(2)} = x_i \bigvee_{j=1, j \neq i}^n x_{ij} Z_{jj}^{(1)} = x_i \bigvee_{j=1, j \neq i}^n x_{ij} x_j \bigvee_{k=1, k \neq j}^n x_{jk} x_k \bigvee_{l=1, l \neq k}^n x_{kl};$$

$$Z_i^{(r)} = x_i \bigvee_{j=1, j \neq i}^n x_{ij} x_j \bigvee_{k=1, k \neq j}^n x_{jk} x_k \bigvee_{m=1, m \neq k}^n \dots x_m \bigvee_{m+l+j+k+\dots \neq i}^n x_{lm}.$$

Счет прекращается, когда результат на последующей итерации совпадает с результатом на предыдущей итерации. Количество итераций зависит от объема схемы. По существу, каждое приближение представляет собой различные степени упрощения структурной схемы сети. Нулевая итерация означает закрепление всех ближайших к рассматриваемому узлу и подключению к ним источника. На первой итерации ближайшие узлы раскрепляются, а источники переносятся на узлы, смежные с первыми. В результате последующих итераций постепенно все узлы, кроме питающего, раскрепляются и от них отключаются источники.

В конце итеративного счета получаем функции работоспособности системы по отношению ко всем узлам системы:

$$Z_i = Z_i(x_j, x_{jk}), \quad j, k = \overline{1, n}. \quad (2.25)$$

Логическая функция совместной работоспособности Z_{ijkl} системы относительно нескольких узлов, например i, j, k, l (после того, как выполнены последние итерации и определены функции Z_i, Z_j, Z_k, Z_l), находится как результат логического произведения

$$Z_{ijkl} = Z_i Z_j Z_k Z_l. \quad (2.26)$$

Если функция работоспособности записана в так называемой дизъюнктивной нормальной форме (ДНФ), когда логическая функция — сумма элементарных произведений, то она представляет собой совокупность всех кратчайших путей от источника рассматриваемого узла, а каждое слагаемое ее — один из кратчайших путей.

Пример 2.1. Определить функцию работоспособности системы, изображенной на рис. 2.5, б, относительно всех ее узлов.

Решение. Нулевое приближение

$$Z_1 = x_1; \quad Z_2 = x_2(x_{21} \vee x_{24} \vee x_{23}); \quad Z_3 = x_3(x_{32} \vee x_{34}); \\ Z_4 = x_4(x_{41} \vee x_{42} \vee x_{43}).$$

Первое приближение

$$Z_1 = x_1; \\ Z_2 = x_2[x_{21} Z_{1/2} \vee x_{24} Z_{4/2} \vee x_{23} Z_{3/2}] =$$

$$\begin{aligned}
&= x_2 [x_{21} x_1 \vee x_{24} x_4 \vee (x_{41} \vee x_{43}) \vee x_{23} x_3 x_{34}]; \\
Z_3 &= x_3 [x_{32} Z_{2/3} \vee x_{34} Z_{4/3}] = x_3 [x_{32} x_2 (x_{21} \vee x_{24}) \vee x_{34} x_4 (x_{41} \vee x_{43})]; \\
Z_4 &= x_4 [x_{41} Z_{1/4} \vee x_{43} Z_{2/4} \vee x_{43} Z_{3/4}] = \\
&= x_4 [x_{41} x_1 \vee x_{42} x_2 (x_{21} \vee x_{23}) \vee x_{43} x_3 x_{32}].
\end{aligned}$$

Второе приближение

$$\begin{aligned}
Z_1 &= x_1; \\
Z_2 &= x_2 [x_{21} Z_{1/2} \vee x_{24} Z_{4/2} \vee x_{23} Z_{3/2}] = x_2 [x_{21} x_1 \vee x_{24} x_4 (x_{41} x_1 \vee x_{43} \times \\
&\quad \times x_3 x_{32}) \vee x_{23} x_3 x_{34} x_4 (x_{41} \vee x_{43})]; \\
Z_3 &= x_3 [x_{32} Z_{2/3} \vee x_{34} Z_{4/3}] = x_3 \{x_{32} x_2 [x_{21} x_1 \vee x_{24} x_4 (x_{41} \vee x_{43})] \vee \\
&\quad \vee x_{34} x_4 [x_{41} x_1 \vee x_{42} x_2 (x_{21} \vee x_{23})]\}; \\
Z_4 &= x_4 [x_{41} Z_{1/4} \vee x_{42} Z_{2/4} \vee x_{43} Z_{3/4}] = x_4 [x_{41} x_1 \vee x_{42} x_2 (x_{21} x_1 \vee x_{23} \times \\
&\quad \times x_3 x_{34}) \vee x_{43} x_3 x_{32} x_2 (x_{21} \vee x_{24})].
\end{aligned}$$

Третье приближение

$$\begin{aligned}
Z_1 &= x_1; \\
Z_2 &= x_2 (x_{21} Z_{1/2} \vee x_{24} Z_{4/2} \vee x_{23} Z_{3/2}) = x_2 \{x_{21} x_1 \vee x_{24} x_4 (x_{41} x_1 \vee x_{43} \times \\
&\quad \times x_3 x_{32} x_3 x_{21}) \vee x_{23} x_3 [x_{34} x_4 (x_{41} x_1 \vee x_{42} x_2 x_{21})]\}; \\
Z_3 &= x_3 (x_{32} Z_{2/3} \vee x_{34} Z_{4/3}) = x_3 [x_{32} x_2 (x_{21} x_1 \vee x_{24} x_4 x_{41} x_1) \vee x_{34} x_4 \times \\
&\quad \times (x_{41} x_1 \vee x_{42} x_2 x_{21} x_1)]; \\
Z_4 &= x_4 (x_{41} Z_{1/4} \vee x_{42} Z_{2/4} \vee x_{43} Z_{3/4}) = x_4 \{x_{41} x_1 \vee x_{42} x_2 (x_{21} x_1 \vee x_{23} x_3 \times \\
&\quad \times x_{34} x_4 x_{41}) \vee x_{43} x_3 x_{32} x_2 (x_{21} x_1 \vee x_{24} x_4 x_{41})\}.
\end{aligned}$$

Четвертое приближение

$$\begin{aligned}
Z_1 &= x_1; \\
Z_2 &= x_2 [x_{21} Z_{1/2} \vee x_{24} Z_{4/2} \vee x_{23} Z_{3/2}] = x_2 \{x_{21} x_1 \vee x_{24} x_4 (x_{41} x_1 \vee x_{43} x_3 \times \\
&\quad \times x_{32} x_2 x_{21} x_1) \vee x_{23} x_3 [x_{34} x_4 (x_{41} x_1 \vee x_{42} x_2 x_{21} x_1)]\}; \\
Z_3 &= x_3 [x_{32} Z_{2/3} \vee x_{34} Z_{4/3}] = x_3 [x_{32} x_2 (x_{21} x_1 \vee x_{24} x_4 x_{41} x_1) \vee x_{34} x_4 \times \\
&\quad \times (x_{41} x_1 \vee x_{42} x_2 x_{21} x_1)]; \\
Z_4 &= x_4 [x_{41} Z_{1/4} \vee x_{42} Z_{2/4} \vee x_{43} Z_{3/4}] = x_4 \{x_{41} x_1 \vee x_{42} x_2 (x_{21} x_1 \vee x_{23} x_3 \times \\
&\quad \times x_{34} x_4 x_{41} x_1) \vee x_{43} x_3 [x_{32} x_2 (x_{21} x_1 \vee x_{24} x_4 x_{41} x_1)]\}.
\end{aligned}$$

Функция Z_3 на четвертой итерации не отличается от функции после третьей итерации. Последующие итерации не изменяют вид функций и для остальных узлов.

Если перепишем функцию Z , например для узла 3 в ДНФ, то получим

$$\begin{aligned}
Z_3 &= x_3 x_{32} x_2 x_{21} x_1 + x_3 x_{32} x_2 x_{24} x_4 x_{41} x_1 + x_3 x_{34} x_4 x_{41} x_1 + \\
&\quad + x_3 x_{34} x_4 x_{42} x_2 x_{21} x_1.
\end{aligned}$$

Четыре полученных слагаемых соответствуют четырем возможным кратчайшим путям от источника к потребителю, что может быть выявлено из анализа структурной схемы данной системы простым перебором.

Часто в практических расчетах пользуются не функцией Z , а функцией неработоспособности, представляющей собой отрицание Z , т. е. $\bar{Z}$ (ФНР). Например, для мостиковой схемы системы, воспользовавшись правилами (2.17), из (2.20) можно определить функцию

$$\bar{Z}_3 = (\bar{x}_1 + \bar{x}_{12} + \bar{x}_2 + \bar{x}_{23} + \bar{x}_3)(\bar{x}_1 + \bar{x}_{14} + \bar{x}_4 + \bar{x}_{43} + \bar{x}_3) \times \\ \times (\bar{x}_1 + \bar{x}_{14} + \bar{x}_4 + \bar{x}_{43} + \bar{x}_2 + \bar{x}_{23} + \bar{x}_3)(\bar{x}_1 + \bar{x}_{12} + \bar{x}_2 + \bar{x}_{24} + \\ + \bar{x}_4 + \bar{x}_{43} + \bar{x}_3),$$

которая после простых преобразований к форме ДНФ примет вид

$$\bar{Z}_3 = \bar{x}_1 + \bar{x}_{12} \bar{x}_{14} + \bar{x}_2 \bar{x}_4 + \bar{x}_3 \bar{x}_{14} + \bar{x}_4 \bar{x}_{12} + \bar{x}_{12} \bar{x}_{24} \bar{x}_{34} + \\ + \bar{x}_{14} \bar{x}_{24} \bar{x}_{23} + \bar{x}_2 \bar{x}_{34} + \bar{x}_4 \bar{x}_{23} + \bar{x}_{23} \bar{x}_{34} + \bar{x}_3. \quad (2.27)$$

Анализ полученной функции показывает, что каждый член представляет собой произведение (конъюнкцию) определенного набора x , включающего те элементы, неработоспособное состояние которых приводит к разрыву связи между источником и нагрузкой, т. е. к неработоспособному состоянию системы.

В связи с этим вводится понятие *минимального сечения отказов системы*, или *минимального сечения*, представляющего собой такое логическое произведение (конъюнкцию) из отрицаний ее элементов, ни одну из компонент которой нельзя изъять, не нарушив условия неработоспособности системы. Такую конъюнкцию можно записать в виде функции

$$S_j = \bigwedge_{k \in M_{Sj}} \bar{x}_k,$$

где M_{Sj} — множество номеров, соответствующих данному сечению j .

Другими словами, минимальное сечение отказов системы описывает один из возможных способов нарушения работоспособности системы с помощью минимального набора отказавших элементов.

Таким образом, если структурно-функциональные связи системы можно отобразить в виде схемы надежности, представляющей собой совокупность элементов системы, связанных между собой последовательным, параллельным или иным способом на пути между источником (генератором) и потребителем, то состояние (работоспособное или неработоспособное) такой системы

достаточно просто можно записать в виде функции алгебры логики.

Если система невосстанавливаемая (состоит из невосстанавливаемых элементов), то получаемые функции являются логическими функциями событий безотказной работы и отказа соответственно.

Представление состояний и событий системы табличным методом. Суть метода состоит в упорядоченном переборе состояний и событий в системе и отборе из них тех, которые представляют интерес для дальнейшего исследования и расчета с позиций надежности. Искомые события и состояния связаны с наложением и совпадением отказов и неработоспособных состояний элементов. Построенные определенным образом таблицы позволяют организовать целенаправленный перебор таких наложений и совпадений. Формы таблиц могут быть различными, отражая специфику задачи и системы. Обычно количество таблиц для одной системы зависит от количества расчетных состояний системы и количества учитываемых совместных наложений неработоспособных состояний и отказов. Так, например, если для системы, представленной на рис. 2.5, б, расчетным состоянием является потеря узла 3, а количество учитываемых накладывающихся состояний не более двух, то достаточно иметь только одну таблицу неработоспособных состояний и отказов системы (табл. 2.1).

В табл. 2.1 по строкам перечислены все состояния системы, связанные с нахождением одного элемента в

Таблица 2.1

Состояние системы /	Номер отказавшего элемента /								
	1	2	3	4	12	14	23	34	24
1	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2	1	—	1	1	—	1	—	1	—
3	1	—	—	—	—	—	—	—	—
4	1	1	1	—	1	—	1	—	—
12	1	—	1	1	—	1	—	—	—
14	1	1	1	—	1	—	—	—	—
23	1	—	1	1	—	—	—	1	—
34	1	1	1	—	—	—	1	—	—
24	1	—	1	—	—	—	—	—	—
0	1	—	1	—	—	—	—	—	—

неработоспособном состоянии (плановом или аварийном ремонте). При этом обозначение состояния принято совпадающим с номером соответствующего элемента (здесь, как и раньше, номер элемента, состоящий из одной цифры, обозначает узел, а номер, состоящий из двух цифр, — ветвь между соответствующими узлами). Нулем (в последней строке) обозначено исходное состояние системы, при котором все элементы работоспособны. По столбцам перечислены все элементы сети, отказы которых возможны (или рассматриваются). Единицы в таблице определяют строки и столбцы, показывающие номера элементов, наложения неработоспособных состояний которых приводят к неработоспособному состоянию системы.

Если требуется учесть наложение неработоспособных состояний трех элементов, то необходимо составить дополнительные таблицы. В строках этих таблиц будут указаны сочетания двух элементов, неработоспособные состояния которых не приводят к неработоспособному состоянию системы, а в столбцах — номера элементов, дополнительный отказ которых приводит к отказу системы. Другими словами, двумерная таблица превращается в трехмерную.

Табличный метод представляет собой не что иное, как упорядоченный метод отыскания сочетаний элементов, образующих минимальные сечения. Заполнение таблицы единицами требует соответствующего анализа структуры и функциональных связей системы.

Если в исследуемой системе рассматривается не одно расчетное состояние, а несколько (например, потеря помимо третьего еще второго и четвертого узлов системы на рис. 2.5, б), то удобно каждому расчетному состоянию присвоить обозначение (например, O_2 , O_3 , O_4) и вместо единицы в клетках таблицы внести символы отказов. Это позволит не составлять таблицы для каждого расчетного состояния системы.

Табличный метод удобен и прост для расчета относительно небольших систем (до 10 элементов) при учете наложений неработоспособных состояний до двух элементов и позволяет просто учесть специфику отказов элементов электрических сетей.

§ 2.3. Методы определения вероятностных характеристик (показателей надежности) системы

Методы определения показателей надежности по виду используемых средств подразделяются на аналитические и статистические (точнее, машинно-статистические). Предварительно проанализируем вопрос о необходимой и достаточной номенклатуре определяемых показателей надежности систем, поскольку полный перечень их достаточно велик и часть из них может быть получена из других (см. гл. 1).

Рассматриваемые ниже методы разработаны преимущественно для объектов, которые могут находиться в двух состояниях (работоспособном и неработоспособном). Поэтому минимальным числом показателей надежности для восстанавливаемых объектов должно быть два, а для невосстанавливаемых — один.

Для восстанавливаемого объекта таковыми могут быть единичные показатели безотказности (вероятность безотказной работы, частота отказов, наработка на отказ) и ремонтпригодности (интенсивность восстановления, среднее время восстановления). Возможно также сочетание одного из единичных показателей с комплексным показателем (например, коэффициентом готовности и т. п.), характеризующим одновременно и другое единичное свойство. Для невосстанавливаемого объекта обычно определяется вероятность безотказной работы или интенсивность отказа. Как правило, этот минимум показателей достаточен для определения других показателей и решения всех практических задач.

Аналитические методы. Данные методы используют теоремы теории вероятностей (сложения, умножения вероятностей, формулы полной вероятности и др.). С помощью этих теорем устанавливаются связи между событиями отдельных элементов и событиями, состояниями системы. В зависимости от используемых методов представления функционально-структурных связей системы и принятых допущений разработан ряд аналитических методов расчета показателей надежности.

Общий метод. Этот метод имеет наименьшее число упрощающих допущений, применяется в тех случаях, когда функционально-структурные связи элементов системы представлены в виде сложных событий и состояний $A(t)$ и $C(t)$, образуемых из аналогичных событий и

состояний элементов (см. § 2.2). Вероятность безотказной работы системы на интервале времени $[0, t]$ и вероятность заставить ее работоспособной в момент t можно определить, как вероятности события $A(t)$ и состояния $C(t)$ соответственно:

$$P_0(t) = P[A(t)]; \quad (2.28)$$

$$k_T(t) = P[C(t)]. \quad (2.29)$$

Проиллюстрируем это на примере определения показателей надежности простейших систем, состоящих только из последовательно соединенных элементов и только из параллельно соединенных элементов.

Для системы, состоящей из n последовательно соединенных элементов, событие безотказной работы ее

$$A_{\text{посл}} = A_1 \dots A_i \dots A_n = \bigcap_{i=1}^n A_i.$$

Вероятность этого события, т.е. вероятность безотказной работы системы на основе теоремы умножения определится как

$$P(A_{\text{посл}}) = P_{0\text{посл}}(t) = P(A_1) P(A_2/A_1) \dots P(A_n/A_1 A_2 \dots A_{n-1}). \quad (2.30)$$

Если отказы элементов независимы $[P(A_i/A_1 A_2 \dots A_{i-1}) = P(A_i)]$ и $P(A_i) = P_{0i}(t)$, то получим

$$P_{0\text{посл}}(t) = \prod_{i=1}^n P_{0i}(t); \quad (2.31)$$

Вероятность отказа системы в общем случае и при $Q_i \ll 1$ соответственно

$$Q_{\text{посл}}(t) = 1 - P_{0\text{посл}}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n [1 - Q_i(t)]. \quad (2.32)$$

$$Q_{\text{посл}}(t) \approx Q_1(t) + Q_2(t) + \dots + Q_n(t) \approx \sum_{i=1}^n Q_i(t). \quad (2.33)$$

Ошибка равенства (2.33) не превышает величины [3]

$$\frac{1}{2} \left[\sum_{i=1}^n Q_i(t) \right]^2. \quad \text{Кроме того, учитывая связь (1.6)}$$

между P_0 и λ , можно записать

$$e^{-\int_0^t \lambda_{\text{посл}}(t) dt} = \prod_{i=1}^n e^{-\int_0^t \lambda_i(t) dt} = e^{-\sum_{i=1}^n \int_0^t \lambda_i(t) dt},$$

откуда

$$\lambda_{\text{посл}}(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t). \quad (2.34)$$

Таким образом, интенсивность отказа системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, равна сумме интенсивностей отказов ее элементов.

Из (2.34) видно, что если интенсивности отказов элементов постоянны, то постоянна и интенсивность отказа системы и закон безотказной работы ее является экспоненциальным.

Если система состоит из последовательно соединенных восстанавливаемых элементов, то требуется определение еще второго показателя. В качестве второго представительного показателя наиболее просто определить коэффициент готовности $k_r(t)$ как вероятность работоспособного состояния. Из (2.2) следует, что

$$k_r(t) = P[C_{\text{посл}}(t)] = P[C_1(t)] P[C_2(t)/C_1] P[C_3(t)/C_1 C_2] \dots \\ \dots P[C_n(t)/C_1 C_2 \dots C_{n-1}]. \quad (2.35)$$

Если элементы независимы и, кроме того, $P[C_i(t)/C_1 C_2 \dots C_{i-1}] = P[C_i(t)] = k_{ri}(t)$, то

$$k_r(t) = k_{r1}(t) k_{r2}(t) \dots k_{rn}(t) = \prod_{i=1}^n k_{ri}(t). \quad (2.36)$$

Для системы, состоящей из параллельно соединенных элементов, определение таких же показателей надежности оказывается более сложным, особенно для системы с восстанавливаемыми элементами. При параллельном соединении невозстанавливаемых элементов выражение для события отказа системы имеет вид (2.3)

$$\bar{A}_{\text{пар}} = \bar{A}_1 \bar{A}_2 \dots \bar{A}_n = \prod_{i=1}^n \bar{A}_i.$$

Вероятность этого события

$$P(\bar{A}_{\text{пар}}) = Q_{\text{пар}}(t) = P(\bar{A}_1) P(\bar{A}_2/\bar{A}_1) P(\bar{A}_3/\bar{A}_1 \bar{A}_2) \dots \\ \dots P(\bar{A}_n/\bar{A}_1 \bar{A}_2 \dots \bar{A}_{n-1}). \quad (2.37)$$

Если все отказы элементов независимы, то

$$Q_{\text{пар}}(t) = Q_1(t) Q_2(t) \dots Q_i(t) \dots Q_n(t) = \prod_{i=1}^n Q_i(t); \quad (2.38)$$

$$P_{0\text{пар}} = 1 - Q_{\text{пар}}(t) = 1 - \prod_{i=1}^n [1 - P_{0i}(t)]. \quad (2.39)$$

Для системы, состоящей из восстанавливаемых элементов, получены выражения (2.4) — (2.9) для события ее безотказной работы.

Поскольку все слагаемые события, определяющие полное событие $A_{\text{пар}}$ [см. (2.4)], являются несовместными, то

$$P_{\text{опар}}(t) = P(A^{(1)} + A^{(2)} + A^{(3)} + A^{(4)} + A^{(5)}) = P_{01}(t) P_{02}(t) + \\ + P_{02}(t) \int_{t'=0}^t [1 - G_1(t - t')] dQ_1(t') + P_{01}(t) \int_{t'=0}^t [1 - G_2(t - t')] \times \\ \times dQ_2(t') + \int_{t'=0}^t P_{\text{опар}}(t - t') P_{01}(t') dt' \int_{t''=0}^{t'} \frac{dG_1(t' - t'')}{dt''} dQ_1(t'') + \\ + \int_{t'=0}^t P_{\text{опар}}(t - t') P_{02}(t') dt' \int_{t''=0}^{t'} \frac{dG_2(t' - t'')}{dt''} dQ_2(t''). \quad (2.40)$$

Как видно из (2.40), строгое определение вероятности безотказной работы даже такой простой системы требует решения интегрального уравнения. Однако некоторые упрощения и допущения, искажающие несущественно реальные ситуации, позволяют значительно облегчить решение, что будет рассмотрено ниже.

В качестве второго показателя удобно определить вероятность неработоспособного состояния.

Для системы, состоящей из n восстанавливаемых параллельно соединенных элементов, величину $q_{\text{пар}}$ найдем как

$$q_{\text{пар}} = 1 - k_{\text{гпар}} = P[\bar{C}_{\text{пар}}(t)].$$

Но для такой системы

$$\bar{C}_{\text{пар}}(t) = \bar{C}_1(t) \bar{C}_2(t) \dots \bar{C}_3(t) \dots \bar{C}_n(t) = \prod_{i=1}^n \bar{C}_i(t); \quad (2.41)$$

$$q_{\text{пар}}(t) = q_1(t) q_2(t) \dots q_n(t) = \prod_{i=1}^n q_i(t), \quad (2.42)$$

где $q_i(t) = P[\bar{C}_i(t)]$.

Получение показателей надежности рассмотренным методом для более сложных систем, имеющих значительное количество различных состояний, оказывается затруднительным и без определенных упрощений практически нереализуемо.

Метод, основанный на использовании марковских процессов. Этот метод построен на допущении о том, что поток отказов элементов является простейшим, т. е. стационарным пуассоновским, а время

их восстановления подчиняется экспоненциальному закону.

Процесс, протекающий в системе, называется марковским (или потоком без последствия), если для каждого момента времени вероятность любого состояния системы в будущем зависит только от состояния системы в настоящий момент и не зависит от того, каким образом система пришла в это состояние. Основной предпосылкой использования марковских цепей является принятие экспоненциальных законов распределения времени работы и времени восстановления элементов (постоянство интенсивностей отказов и ремонтов $\lambda_i = \text{const}$ и $\mu_i = \text{const}$). Этот метод сочетается с представлением функционально-структурных связей системы в виде графа состояний и переходов.

Суть метода состоит в следующем. Обозначим вероятность того, что система с n элементами в момент времени t находится в состоянии i через $P^{(i)}(t)$, где $i=1, 2, 3, \dots, 2^n$ (2^n — общее число состояний системы, так как каждый элемент может находиться в двух состояниях). Далее, пусть $P^{(ij)}(\Delta t)$ — условная вероятность того, что система, находящаяся в момент времени t в состоянии i , к моменту $t + \Delta t$ перейдет в состояние j . Совокупность всех состояний системы в момент t образует полную группу несовместных событий. Тогда на основании теоремы о полной вероятности для состояния j в момент $t + \Delta t$ можно написать

$$P^{(j)}(t + \Delta t) = \sum_{i=1}^{2^n} P^{(i)}(t) P^{(ij)}(\Delta t), \quad j = 1, 2, \dots, 2^n. \quad (2.43)$$

При этом предполагается, что время Δt так мало, что переход из одного состояния в другое за Δt возможен лишь один раз. Если вычесть из обеих частей уравнения (2.43) величину $P^{(j)}(t)$, то его можно переписать следующим образом:

$$P^{(j)}(t + \Delta t) - P^{(j)}(t) = \sum_{i=1}^{2^n} P^{(i)}(t) [P^{(ij)}(\Delta t) - \delta_{ij}], \quad (2.43a)$$

где $\delta_{ij} = 1$ при $i = j$ и $\delta_{ij} = 0$ при $i \neq j$.

Разделив уравнение (2.43) на Δt и устремив $\Delta t \rightarrow 0$, получаем

$$\frac{dP^{(j)}}{dt} = \sum_{i=1}^{2^n} v_{ij} P^{(i)}(t), \quad j = 1, 2, \dots, 2^n, \quad (2.44)$$

где

$$\left. \begin{aligned} v_{ij} &= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P^{(ij)}(\Delta t)}{\Delta t} \text{ при } i \neq j; \\ v_{ii} &= \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P^{(ii)}(\Delta t) - 1}{\Delta t}, i = 1, 2, \dots, 2^n. \end{aligned} \right\} \quad (2.45)$$

Коэффициенты v_{ij} — постоянные величины, не зависящие от времени (что следует из понятия марковского процесса), они определяются совокупностью интенсивностей отказов λ_i и ремонтов μ_i элементов системы.

Для решения системы дифференциальных уравнений можно воспользоваться преобразованием Лапласа. Систему (2.44) удобнее представить в матричном виде

$$\begin{bmatrix} \frac{dP^{(1)}}{dt} \\ \frac{dP^{(2)}}{dt} \\ \dots \\ \frac{dP^{(l)}}{dt} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_{11} & v_{12} & v_{13} & \dots & v_{1j} & \dots \\ v_{21} & v_{22} & v_{23} & \dots & v_{2j} & \dots \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ v_{l1} & v_{l2} & v_{l3} & \dots & v_{lj} & \dots \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} P^{(1)}(t) \\ P^{(2)}(t) \\ \dots \\ P^{(l)}(t) \end{bmatrix}. \quad (2.46)$$

После операторного (оператор s) преобразования Лапласа получаем

$$sP(s) = vP(s) - P(0), \quad (2.47)$$

где $P(s)$ — матрица-столбец искомых вероятностей; v — матрица коэффициентов перехода; $P(0)$ — матрица-столбец начальных значений вероятностей.

Решая уравнение (2.47), получаем

$$P(s) = [sI - v]^{-1} P(0), \quad (2.48)$$

где I — единичная матрица.

Решение 2^n уравнений (2.48) позволяет найти вероятность всех состояний во времени с учетом начальных значений $P^{(i)}(0)$.

Если определяется вероятность нахождения системы в каких-то состояниях в момент времени, далеко отстоящий от начального (финальные вероятности), то система уравнений (2.44) или (2.48) упрощается за счет $dP^{(i)}/dt \rightarrow 0$ (при $s=0$) и принимает вид

$$\sum_{i=1}^{2^n} P_{\infty}^{(i)} v_{ij} = 0, j = 1, 2, \dots, 2^n. \quad (2.49)$$

Эта система с учетом $\sum_{i=1}^{2^n} P_{\infty}^{(i)} = 1$ позволяет найти вероятности всех состояний $P_{\infty}^{(i)}$.

Уравнения марковских процессов дают возможность вычислять как вероятности состояний (например, коэффициенты готовности или неготовности), так и вероятности наступления тех или иных событий (например, вероятности безотказной работы или отказа). В последнем случае искомое событие связывают с попаданием системы в поглощающее состояние.

Пример 2.2. Определить показатели надежности системы, состоящей из двух элементов.

Решение. Как было отмечено в § 2.2, данная система имеет четыре состояния: E_0 — оба элемента неработоспособны, E_1 — неработоспособен только первый элемент, E_2 — неработоспособен второй элемент, E_3 — оба элемента работоспособны. Если элементы системы восстанавливаемые, то граф состояний и переходов системы аналогичен рассмотренному в § 2.2 и представлен на рис. 2.2. Для составления уравнений системы определим коэффициенты.

Коэффициент

$$v_{00} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P^{(00)}(\Delta t) - 1}{\Delta t},$$

где $P^{(00)}(\Delta t)$ — условная вероятность того, что оба элемента, находясь в неработоспособном состоянии, останутся в этом же состоянии E_0 . Эту вероятность можно найти следующим образом. Если в момент времени t оба элемента находились в восстановительном ремонте и законы распределения вероятностей их восстановления описываются функциями $G_1(t) = 1 - e^{-\mu_1 t}$ и $G_2(t) = 1 - e^{-\mu_2 t}$ соответственно, то вероятности того, что ремонты будут закончены за интервал времени Δt , определяются с точностью до малых величин более высокого порядка

$$G_1(\Delta t) = 1 - e^{-\mu_1 \Delta t} = 1 - (1 - \mu_1 \Delta t + \dots) \approx \mu_1 \Delta t;$$

$$G_2(\Delta t) = 1 - e^{-\mu_2 \Delta t} = 1 - (1 - \mu_2 \Delta t + \dots) \approx \mu_2 \Delta t.$$

Вероятность окончания за Δt ремонта хотя бы одного из элементов, т. е. вероятность выхода из состояния E_0 ,

$$G_{1,2}(\Delta t) = \mu_1 \Delta t + \mu_2 \Delta t - \mu_1 \mu_2 \Delta t^2 \approx (\mu_1 + \mu_2) \Delta t.$$

Вероятность противоположного последнему событию и даст искомую вероятность

$$P^{00}(\Delta t) = 1 - G_{1,2}(\Delta t) = 1 - (\mu_1 + \mu_2) \Delta t,$$

и, следовательно,

$$v_{00} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1 - (\mu_1 + \mu_2) \Delta t - 1}{\Delta t} = -(\mu_1 + \mu_2).$$

Коэффициент

$$v_{11} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P^{(11)}(\Delta t) - 1}{\Delta t},$$

где $P^{(1)}(\Delta t)$ — условная вероятность того, что первый элемент, находясь в восстановительном ремонте в момент t , за время Δt останется в этом же состоянии, а второй элемент за время Δt не откажет. С точностью до малых величин более высокого порядка вероятность окончания ремонта первого элемента за время Δt равна $G_1(\Delta t) \approx \mu_1 \Delta t$, а вероятность отказа второго элемента

$$Q_2(\Delta t) = 1 - e^{-\lambda_2 \Delta t} \approx \lambda_2 \Delta t.$$

Тогда вероятность выхода системы из первого состояния будет связана с вероятностью реализации хотя бы одного из двух рассмотренных событий и равна их сумме, а искомая вероятность

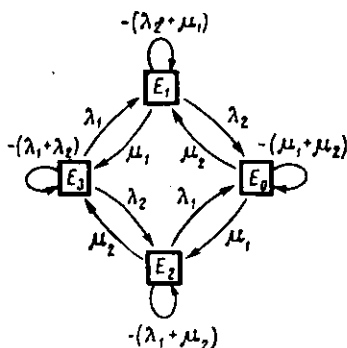


Рис. 2.6

$P^{(1)}(\Delta t)$ является вероятностью противоположного последнему событию и равна

$$P^{(1)}(\Delta t) \approx 1 - \lambda_2 \Delta t - \mu_1 \Delta t = 1 - (\lambda_2 + \mu_1) \Delta t,$$

и, следовательно, коэффициент v_{11} и аналогичный ему коэффициент v_{22}

$$v_{11} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1 - (\lambda_2 + \mu_1) \Delta t - 1}{\Delta t} = -(\lambda_2 + \mu_1); \quad v_{22} = -(\lambda_1 + \mu_2).$$

Логика вывода выражения для коэффициента v_{33} аналогична таковой для коэффициента v_{00} , если вместо процесса восстановления рассматривать процесс отказов элементов

$$v_{33} = -(\lambda_1 + \lambda_2).$$

Определим коэффициенты перехода системы из одного состояния в другое, как это показано на графе переходов стрелками между состояниями (см. рис. 2.2).

Коэффициент

$$v_{31} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} P^{(31)}(\Delta t) / \Delta t,$$

где $P^{(31)}(\Delta t)$ — вероятность того, что первый элемент, будучи работоспособным в момент t , за время Δt откажет. Вероятность этого события

$$Q_1(\Delta t) = 1 - e^{-\lambda_1 \Delta t} \approx \lambda_1 \Delta t = P^{(3)}(\Delta t)$$

и, следовательно, коэффициент v_{31} и аналогичный ему коэффициент v_{32}

$$v_{31} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\lambda_1 \Delta t}{\Delta t} = \lambda_1; \quad v_{32} = \lambda_2.$$

Коэффициент

$$v_{13} = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P^{(1)}(\Delta t)}{\Delta t};$$

где $P^{(1)}(\Delta t)$ — вероятность того, что первый элемент, находясь в момент t в неработоспособном состоянии, за время Δt восстановится, т. е.

$$P^{(1)}(\Delta t) = G_1(\Delta t) = 1 - e^{-\mu_1 \Delta t} \approx \mu_1 \Delta t,$$

и, следовательно, коэффициент $v_{13} = \mu_1$.

Аналогичные рассуждения позволяют получить выражения для остальных коэффициентов: $v_{23} = \mu_2$, $v_{10} = \lambda_2$, $v_{20} = \lambda_1$, $v_{01} = \mu_2$, $v_{02} = \mu_1$. Для наглядности на рис. 2.6 повторен граф состояний и переходов системы с указанием возле стрелок коэффициентов переходов.

Уравнения системы будут иметь следующий вид:

$$\frac{dP^{(0)}(t)}{dt} = -(\mu_1 + \mu_2) P^{(0)}(t) + \lambda_2 P^{(1)}(t) + \lambda_1 P^{(2)}(t);$$

$$\frac{dP^{(1)}(t)}{dt} = \mu_2 P^{(0)}(t) - (\lambda_1 + \mu_1) P^{(1)}(t) + \lambda_1 P^{(2)}(t);$$

$$\frac{dP^{(2)}(t)}{dt} = \mu_1 P^{(0)}(t) - (\lambda_1 + \mu_2) P^{(2)}(t) + \lambda_2 P^{(1)}(t);$$

$$\frac{dP^{(3)}(t)}{dt} = \mu_1 P^{(1)}(t) + \mu_2 P^{(2)}(t) - (\lambda_1 + \lambda_2) P^{(3)}(t).$$

В результате решения системы дифференциальных уравнений с постоянными коэффициентами определим вероятность нахождения системы в одном из возможных ее состояний $P^{(0)}(t)$, $P^{(1)}(t)$, $P^{(2)}(t)$, $P^{(3)}(t)$.

Если элементы в системе имеют последовательное соединение, то вероятность работоспособного состояния определяется вероятностью третьего состояния, поэтому $k_r(t) = P^{(3)}(t)$. Если же элементы соединены параллельно, то вероятность работоспособного состояния определяется вероятностями первого, второго и третьего состояний. Так как эти состояния несовместны, то

$$k_r(t) = P^{(1)}(t) + P^{(2)}(t) + P^{(3)}(t) = 1 - P^{(0)}(t); \quad q(t) = P^{(0)}(t).$$

Полученные вероятности четырех состояний системы позволяют вычислять коэффициенты готовности не только системы с параллельными или последовательными структурами, но и с более сложными. Например, если в рассматриваемой системе неработоспособными являются нулевое и второе состояния (что уже не позволяет представить соединение элементов ни параллельным, ни последовательным образом), то

$$k_r(t) = P^{(1)}(t) + P^{(3)}(t).$$

При составлении дифференциальных уравнений для определения вероятности события попадания системы в какое-то состояние, например, E_0 , являющееся отказом системы при параллельном соединении ее элементов, следует «запретить» переходы системы из E_0 в E_1 и E_2 , т. е. рассмотреть марковский процесс, у которого состояние E_0 является поглощающим (на графе убираются стрелки, исходящие из этого состояния).

Уравнения той же двухэлементной системы примут в этом случае вид:

$$\begin{aligned}\frac{dP^{(0)}(t)}{dt} &= \lambda_2 P^{(1)}(t) + \lambda_1 P^{(2)}(t); \\ \frac{dP^{(1)}(t)}{dt} &= -(\lambda_2 + \mu_1) P^{(1)}(t) + \lambda_1 P^{(2)}(t); \\ \frac{dP^{(2)}(t)}{dt} &= -(\lambda_1 + \mu_2) P^{(2)}(t) + \lambda_2 P^{(1)}(t); \\ \frac{dP^{(3)}(t)}{dt} &= \mu_1 P^{(1)}(t) + \mu_2 P^{(2)}(t) - (\lambda_1 + \lambda_2) P^{(3)}(t).\end{aligned}$$

В результате решения данной системы получим $P^{(0)}(t)$, $P^{(1)}(t)$, $P^{(2)}(t)$, $P^{(3)}(t)$. Вероятность $P^{(0)}(t)$ и в данном случае будет характеризовать вероятность отказа системы

$$Q = P^{(0)}(t).$$

Решение составленных систем уравнений в общем виде представляет значительные трудности и является малонаглядным. Если несколько упростить данную систему, полагая, что она состоит из двух одинаковых элементов, соединенных параллельно, то при начальных условиях $P^{(3)}(0) = 1$, $P^{(1)}(0) = P^{(2)}(0) = P^{(0)}(0) = 0$ можно получить коэффициент готовности

$$k_r(t) = 1 - \frac{\lambda^2}{(\lambda + \mu)^2} [1 - e^{-(\lambda + \mu)t}],$$

который при $t \rightarrow \infty$ дает

$$k_r = 1 - \frac{\lambda^2}{(\lambda + \mu)^2}; \quad q = 1 - k_r = \frac{\lambda^2}{(\lambda + \mu)^2} = q_1^2,$$

где q_1 — коэффициент неготовности одного элемента.

Вероятность безотказной работы

$$P_0(t) = \frac{1}{\lambda_2 - \lambda_1} (\alpha_2 e^{\alpha_1 t} - \alpha_1 e^{\alpha_2 t}),$$

где

$$\alpha_{1,2} = -0,5\mu \left[(1 + 3\lambda/\mu) \mp \sqrt{(\lambda/\mu)^2 + 6\lambda/\mu + 1} \right].$$

Таким образом, метод, использующий марковские процессы, позволяет строго и в общем виде получать решения, т. е. вероятности всех состояний и их изменения во времени. Однако он ограничен только экспоненциальными моделями элементов. Существенный недостаток ме-

тогда — большая размерность матрицы состояния $\|v\|$. Например, для системы, состоящей всего из 10 элементов, порядок матрицы равен $2^{10} = 1024$, что вызывает, с одной стороны, большие трудности в переборе всех состояний системы и определении коэффициентов перехода, а с другой стороны, создает при существующих вычислительных средствах затруднения по обращению матриц. Чтобы избежать затруднений, можно далее упростить модель системы.

Как было видно, одной из трудностей метода, использующего марковские процессы, являлась большая размерность возможных состояний системы. В практических задачах обычно интерес представляют не все состояния системы, а только некоторые, связанные с ее отказом. Поэтому если все состояния системы разделены на два множества, одно из которых определяет работоспособные состояния системы, а второе — неработоспособные, и интерес представляет лишь факт нахождения системы в одном из двух множеств, то решение задачи можно существенно упростить. Как показывалось в § 2.2, функционально-структурные связи системы в этом случае удобно описывать с помощью функций алгебры логики.

Логико-вероятностный метод. Этот метод построен на применении теории вероятностей к функциям алгебры логики. Если система восстанавливаемая и описана в виде функции работоспособности Z , то вероятность нахождения системы в момент t в работоспособном состоянии можно найти как вероятность того, что функция Z примет значение, равное единице, т. е.

$$k_r(t) = P(Z = 1), \quad (2.50)$$

где $Z = Z(x_i)$; $P(x_i = 1) = k_{ri}$.

При представлении системы в виде функции неработоспособности $\bar{Z}$ найдем коэффициент неготовности как

$$q(t) = P(\bar{Z} = 1). \quad (2.51)$$

Но при упрощении выражений для определения одного показателя надежности (k_r или q) строгое вычисление второго представительного показателя на основе этой двухуровневой модели оказывается невозможным. Вместе с тем допущения о том, что потоки отказов элементов и системы являются простейшими (средняя частота отказов ω и интенсивность отказов λ равны и постоянны $\omega = \lambda = \text{const}$), а законы времени восстановления элементов и системы — экспоненциальные, позволяют с высо-

кой точностью определить вероятность безотказной работы

$$P_0(t) \approx e^{-\omega t}. \quad (2.52)$$

Как выражение для вычисления показателя ω , так и его вывод в общем виде для системы любой сложности довольно громоздки. Поэтому рассмотрим эти выражения для простых схем. Для систем, состоящих из последовательно соединенных элементов, частота отказов определяется суммой частот отказов отдельных элементов, так как отказ любого элемента приводит к отказу системы. Это же следует и из выражения (2.34), где полагаем $\lambda = \omega$.

Если система состоит из двух параллельно соединенных элементов, отказ ее может происходить только при отказе одного элемента, когда другой находится в неработоспособном состоянии, т. е. число отказов системы Ω за период T

$$\Omega \approx \omega_1 \bar{t}_{в\Sigma 2} + \omega_2 \bar{t}_{в\Sigma 1}.$$

Разделив на T , получаем

$$\omega \approx \omega_1 \bar{t}_{в\Sigma 2}/T + \omega_2 \bar{t}_{в\Sigma 1}/T = \omega_1 q_2 + \omega_2 q_1.$$

При этом предполагается, что потоки отказов элементов ординарны, т. е. за бесконечно малый интервал времени может произойти только один отказ (вероятность двух отказов и более бесконечно мала по сравнению с вероятностью одного отказа).

По аналогии с полученным выражением для системы, состоящей из параллельно соединенных элементов, частота отказов определится как

$$\omega \approx \sum_{i=1}^n \omega_i q^{(i)},$$

где $q^{(i)}$ — вероятность (относительная длительность) нахождения системы (без i -го элемента) в неработоспособном состоянии.

Другими словами, отказ системы происходит тогда, когда отказывает один элемент, а остальные при этом находятся в неработоспособном состоянии.

Более строго для систем любой сложности частота отказов и интенсивность ремонтов могут быть вычислены по выражениям [13]:

$$\omega = \frac{1}{1-q} \sum_{i=1}^n \frac{\partial q}{\partial q_i} q_i \mu = \frac{1}{k_r} \sum_{i=1}^n \frac{\partial k_r}{\partial k_{ri}} k_{ri} \dot{\omega}_i; \quad (2.53)$$

$$\mu = \frac{1}{1 - k_r} \sum_{i=1}^n \frac{\partial k_r}{\partial k_{r_i}} k_{r_i} \omega_i = \frac{1}{q} \sum_{i=1}^n \frac{\partial q}{\partial q_i} q_i \mu_i. \quad (2.54)$$

Если система состоит из невосстанавливаемых элементов, то представительный показатель ее надежности $P_0(t)$ определяется строго и достаточно просто, так как одно из двух состояний системы, описываемых функцией алгебры логики, является поглощающим. Поэтому

$$P_0(t) = P(Z = 1), \quad (2.55)$$

$$Q(t) = P(\bar{Z} = 1), \quad (2.56)$$

где $Z = Z(x_i)$, $P(x_i = 1) = P_{0i}(t)$.

В качестве примера определим показатели надежности некоторых систем.

Пример 2.3. Система состоит из n последовательно соединенных элементов. Определить показатели ее надежности.

Решение. Логическая функция работоспособности $Z = x_1, x_2, \dots, x_n$ (см. § 2.2). Для невосстанавливаемой системы

$$P_0(t) = P(Z = 1) = P(x_1 x_2 \dots x_n = 1) = P(x_1 = 1) P(x_2 = 1/x_1) P(x_3 = 1/x_1 x_2) \dots P(x_n = 1/x_1 x_2 \dots x_{n-1}).$$

При независимых элементах

$$P_0(t) = P_{01}(t) P_{02}(t) \dots P_{0n}(t) = \prod_{i=1}^n P_{0i}(t).$$

Данное выражение совпадает с ранее полученным (2.31).

Для восстанавливаемой системы коэффициент готовности, частота отказов и вероятность безотказной работы соответственно

$$k_r(t) = \prod_{i=1}^n k_{r_i}(t);$$

$$\omega = \frac{1}{k_r} \sum_{i=1}^n \frac{\partial k_r}{\partial k_{r_i}} k_{r_i} \omega_i = \frac{1}{k_r} \sum_{i=1}^n k_{r_i} \omega_i = \sum_{i=1}^n \omega_i - \sum_{i=1}^n \omega_i t$$

$$P_0 \approx e$$

Выражение для ω аналогично ранее полученному другим методом выражению для интенсивности (2.34), что следует из принятого допущения $\omega = \lambda$.

Пример 2.4. Система состоит из n параллельно соединенных элементов. Определить показатели ее надежности.

Решение. Логическая функция работоспособности

$$Z = x_1 + x_2 + x_3 + \dots + x_n.$$

Для невосстанавливаемой системы

$$P_0(t) = P(Z=1) = P(x_1=1) + P(x_2=1) + \dots + P(x_n=1) - \\ - P(x_1=1)P(x_2=1) - P(x_1=1)P(x_3=1) - \dots + P(x_1= \\ = 1)P(x_2=1)P(x_3=1) + \dots$$

Воспользуемся логической функцией неработоспособности $\bar{Z} = \bar{x}_1 \cdot \bar{x}_2 \dots \bar{x}_n$, тогда

$$Q(t) = P(\bar{Z}=1) = P(\bar{x}_1=1)P(\bar{x}_2=1/\bar{x}_1)\dots P(\bar{x}_n=1/\bar{x}_1\bar{x}_2\dots\bar{x}_{n-1})$$

При независимых элементах

$$Q(t) = \prod_{i=1}^n Q_i(t).$$

Для восстанавливаемой системы аналогично

$$q = \prod_{i=1}^n q_i, \quad \omega = \frac{1}{1-q} \sum_{i=1}^n q\mu_i.$$

Учитывая, что $q_i\mu_i = k_{ri}\omega_i$, последнее выражение можно представить еще как

$$\omega = \frac{q}{k_r} \sum_{i=1}^n \frac{k_{ri}}{q_i} \omega_i.$$

Пример 2.5. Система имеет мостиковую схему. Определить показатели ее надежности.

Решение. Логическая функция работоспособности такой системы получена в § 2.2 и состоит из четырех слагаемых (2.20). Для упрощения будем считать, что все узлы системы абсолютно надежные, т. е. всегда $x_1=x_2=x_3=x_4=1$, тогда по отношению к третьему узлу

$$Z_3 = x_{12}x_{23} + x_{14}x_{24}x_{23} + x_{14}x_{34} + x_{12}x_{24}x_{34}.$$

Для невозстанавливаемой системы на основании (2.55) имеем

$$P_0(t) = P(Z_3=1) = P(x_{12}x_{23} + x_{14}x_{24}x_{23} + x_{14}x_{34} + x_{12}x_{24}x_{34}=1).$$

Используя теорему сложения вероятностей, можно предыдущее выражение представить как

$$P_0(t) = P(x_{12}x_{23} + x_{14}x_{24}x_{23}=1) + P(x_{14}x_{34} + x_{12}x_{24}x_{34}=1) - \\ - P[(x_{12}x_{23} + x_{14}x_{24}x_{23})(x_{14}x_{34} + x_{12}x_{24}x_{34})=1].$$

Вторично используя теорему сложения вероятностей к первым двум слагаемым и теорему умножения вероятностей к третьему слагаемому, в результате последующих аналогичных преобразований с учетом свойства логической функции $xx=x$ окончательно получаем

$$P_0(t) = P_{012}P_{023} + P_{014}P_{034} + P_{012}P_{034}P_{024} + P_{014}P_{024}P_{023} - \\ - P_{012}P_{023}P_{014}P_{024} - P_{012}P_{034}P_{014}P_{024} - P_{012}P_{023}P_{034}P_{024} - \\ - P_{023}P_{034}P_{014}P_{024} - P_{012}P_{023}P_{034}P_{014} + 2P_{012}P_{023}P_{034}P_{014}P_{024}.$$

Здесь для краткости указание функциональной зависимости от времени опущено. При $P_{012}=P_{014}=P_{024}=P_{023}=P_{043}=P_{034}$

$$P_0 = 2P_{034}^2 + 2P_{034}^3 - 5P_{034}^4 + 2P_{034}^5.$$

Аналогично эта задача могла быть решена с использованием выражения (2.56) и функции неработоспособности Z .

Для восстанавливаемой системы выражение, определяющее k_r , можно получить из выражения P_0 , заменив в последнем все P_{0ij} на k_{rij} .

Частота отказов

$$\begin{aligned} \omega = \frac{1}{k_r} \sum_{ij} \frac{\partial k_r}{\partial k_{rij}} k_{rij} \omega_{ij} = \frac{1}{k_r} [& (k_{r23} + k_{r34} k_{r24} - k_{r23} k_{r14} k_{r24} - \\ & - k_{r34} k_{r14} k_{r24} - k_{r23} k_{r34} k_{r14} + 2k_{r23} k_{r34} k_{r14} k_{r24}) k_{r12} \omega_{12} + \\ & + (k_{r12} + k_{r14} k_{r24} - k_{r12} k_{r14} k_{r24} - k_{r12} k_{r34} k_{r24} - k_{r34} k_{r14} k_{r24} - \\ & - k_{r12} k_{r34} k_{r14} + 2k_{r12} k_{r34} k_{r14} k_{r24}) k_{r23} \omega_{23} + (k_{r34} + k_{r24} k_{r23} - \\ & - k_{r12} k_{r23} k_{r24} - k_{r12} k_{r34} k_{r24} - k_{r23} k_{r34} k_{r24} - k_{r12} k_{r23} k_{r34} + \\ & + 2k_{r12} k_{r23} k_{r34} k_{r24}) k_{r14} \omega_{14} + (k_{r14} + k_{r12} k_{r24} - k_{r12} k_{r14} k_{r24} - \\ & - k_{r12} k_{r23} k_{r24} - k_{r23} k_{r14} k_{r24} - k_{r12} k_{r23} k_{r14} + 2k_{r12} k_{r23} k_{r14} k_{r24}) \times \\ & \times k_{r34} \omega_{34} + (k_{r12} k_{r34} + k_{r14} k_{r23} - k_{r12} k_{r23} k_{r14} - k_{r12} k_{r34} k_{r14} - \\ & - k_{r12} k_{r23} k_{r34} - k_{r23} k_{r34} k_{r14} + 2k_{r12} k_{r23} k_{r34} k_{r14}) k_{r24} \omega_{24}]. \end{aligned}$$

При равнонадежных элементах, когда $k_{rij} = k_r$; $\omega_{ij} = \omega$,

$$\omega = (4k_r^2 + 6k_r^3 - 20k_r^4 + 10k_r^5) \omega / k_r^5.$$

Табличный метод. Этот метод применяется в тех случаях, когда структурно-функциональные связи системы отображены с помощью таблиц. Определение показателей надежности этим методом по существу мало чем отличается от метода, использующего функции алгебры логики. Действительно, каждая клетка таблицы (см. § 2.2) представляет одно из возможных состояний системы. Пустые клетки — работоспособные состояния, клетки, заполненные единицами — неработоспособные. Поэтому можно написать, что

$$q = P \left(\bigvee_{\substack{i=0 \\ j>i}}^n \bigvee_{j=1}^n x_{ij} + \bigvee_{\substack{i=0 \\ j>i, k>j}}^n \bigvee_{j=1}^n \bigvee_{k=2}^n x_{ijk} + \dots = 1 \right),$$

где x_{ij} — показатель того, в каком из двух множеств состояний (работоспособном или неработоспособном) находится система, когда ее элементы i и j оказываются в неработоспособном состоянии; x_{ijk} — то же, но при неработоспособном состоянии трех элементов и т. д.

Если пренебречь погрешностью из-за неучета слагаемых более высокого порядка малости, то расчетная формула для q примет вид

$$q = \sum_{i=0}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j>i}}^n q_i \delta_{ij} q_j + \sum_{i=0}^n \sum_{\substack{j=1 \\ j>i, k>j}}^n \sum_{k=2}^n q_i q_j \delta_{ijk} q_k + \dots, \quad (2.57)$$

где δ_{ij} — условная вероятность, равная единице, если при неработоспособном состоянии i и j элементов система также неработоспособна, и равная нулю в противном случае; δ_{ijk} — то же, но при сочетании трех элементов.

Номера элементов, образующие расчетные сочетания, принимаются по таблице и соответствуют тем клеткам, которые заполнены единицами. В выражении (2.57) $q_0 = 1$.

Второй показатель ω можно вычислить по выражению (2.53) при известном q .

Метод статистических испытаний. Применение и дальнейшее развитие метода статистических испытаний (метода Монте-Карло) стало возможным благодаря внедрению в практику расчетов ЭВМ. Сущность этого метода

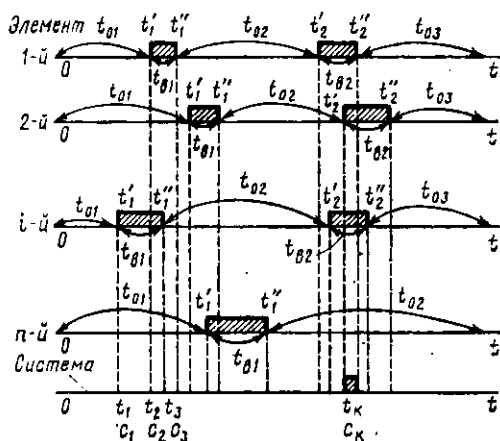


Рис. 2.7

состоит в том, что исследуемая система представляется математической вероятностной моделью, отображающей все существенные стороны изучаемого процесса. Данная модель многократно испытывается, в результате чего накапливается информация и определяются требуемые статистические характеристики. При этом сложный стохастический процесс рассматривается как последователь-

ность конечного числа взаимосвязанных элементарных стохастических событий, решение задачи представляется последовательным поэлементным теоретическим воспроизведением явления, моделирующего реальную физическую систему. Метод является численным. Решение задач этим методом ближе к физическому эксперименту, чем к классическим численным методам. Теоретической основой метода статистических испытаний является закон больших чисел, устанавливающий при определенных условиях предельное равенство среднего арифметического наблюдаемых значений случайной величины математическому ожиданию этой величины при бесконечном увеличении числа опытов N .

Первым этапом моделирования процесса функционирования системы на ЭВМ является этап формализации процесса работы системы. Процесс функционирования системы представляется цепью изменений состояний системы $C_1 \rightarrow C_2 \rightarrow \dots C_k \rightarrow \dots$ в случайные моменты времени $t_1, t_2, \dots t_k, \dots$.

Схематически процесс функционирования для системы из n элементов изображен на рис. 2.7, где приняты следующие обозначения: t_k — момент k -го отказа элемента; t_k^* — момент окончания k -го восстановления элемента; t_{0k} — интервал времени от момента $(k-1)$ -го восстановления до момента k -го отказа элемента; t_{nk} — интервал времени от момента k -го отказа до момента окончания k -го восстановления элемента. Указанные величины связаны между собой соотношениями

$$\left. \begin{aligned} t'_1 &= t_{01}; & t''_1 &= t'_1 + t_{B1}; \\ t'_2 &= t''_1 + t_{02}; & t''_2 &= t'_2 + t_{B2}; \\ & \dots & & \dots \\ t'_k &= t''_{k-1} + t_{0k}; & t''_k &= t'_k + t_{Bk}. \end{aligned} \right\} \quad (2.58)$$

Интервалы времени t_{ok} и t_{bk} представляют собой отдельные реализации непрерывных случайных величин t_o и t_b , характеризующих время исправной работы и время восстановления элемента системы. На ЭВМ организуется генерация потоков случайных чисел, подчиненных заданным законам распределения времени работы и времени восстановления элементов. На основании этих чисел формируются моменты времени по формулам (2.58).

Формирование потоков событий отказов и восстанов-

лений во времени для каждого элемента и анализ состояний системы может быть осуществлен двумя способами, называемыми «параллельным» и «последовательным» решением задачи.

При «параллельном» решении определяются все моменты отказов и восстановлений на рассматриваемом интервале времени для каждого элемента в отдельности. По состояниям элементов в каждый момент времени определяются состояния системы C_k , из них отбираются те, которые характеризуют отказ системы, ее простой. Например, на рис. 2.7 показано, что совпадение простоев элементов 1, 2 и i приводит к отказу системы. Следовательно, момент наступления событий C_k является моментом первого отказа системы, а интервал времени от события C_k до C_{k+1} — временем простоя системы. Запомнив все интересующие нас величины при каждом испытании v , например время до первого отказа $t_{01}(v)$, число отказов n_v , время простоя $t_b(v)$ и т. п., повторяют аналогично испытания системы N раз. При каждом испытании будут получаться новые случайные моменты отказов и восстановлений элементов системы. Если из N испытаний система отказала в L опытах хотя бы по одному разу, то вероятность отказа системы за период t

$$Q(t) = L/N. \quad (2.59)$$

Частота отказов

$$\omega = \sum_{v=1}^N n_v / (Nt). \quad (2.60)$$

Аналогично вычисляются и другие необходимые показатели. При «последовательном» решении задачи сначала моделируются моменты времени только первого (очередного) изменения состояния у каждого из элементов системы. По наименьшему из полученных моментов времени формируется первый переход системы в другое состояние (C_1), и одновременно полученное состояние системы анализируется на отказ. Затем аналогично моделируется момент времени следующего изменения состояния системы. Интересующая нас величина (например, время до первого отказа системы, количество отказов, время простоя системы и т. п.) запоминается при каждом опыте на интервале времени и после проведения опытов используется для определения искомых показателей надежности системы. Опыт решения задач на ЭВМ показал, что при «последовательном» решении задачи лучше и эффективнее используется ЭВМ и прежде всего ее память.

Из краткого описания метода статистических испытаний можно сделать следующие выводы о его преимуществах и недостатках. Преимущества: позволяет полностью учесть особенности функционирования сложной системы, в том числе с зависимыми элементами, а также любые законы распределения случайных величин, имеет наглядную вероятностную трактовку, малую чувствительность к случайным сбоям машины в процессе решения. Недостатки: частный характер решения, соответствующего фиксированным значениям параметров элементов системы и выбранным начальным условиям и сильная зависимость точности и количества необходимых реализаций N от степени надежности элементов и системы.

Чем надежнее элементы и система, тем больше времени требуется для расчета. Минимальное число испытаний системы, обеспечивающее желаемую точность, определяется в процессе расчета. Число необходимых опытов можно оценивать по формуле

$$N \geq \sigma^2 / [\Delta^2 P(\Delta)], \quad (2.61)$$

где σ^2 — дисперсия характеристики; $P(\Delta)$ — вероятность ошибки, большей Δ .

Указанные основные преимущества и недостатки метода определяют и область его использования. Это в основном исследовательские расчеты. Метод может быть эталонным и использоваться для оценки точности других приближенных, но простых методов.

Все рассмотренные методы определения вероятностных характеристик системы на основе показателей надежности ее элементов предполагали однозначность исходной информации. В действительности же характеристики надежности элементов системы известны с определенной точностью, обусловленной достоверностью и объемом статистической информации, точностью их расчета и прогноза. В связи с этим и выходные показатели надежности системы должны обладать определенной неопределенностью, неопределенностью. Поэтому возникает задача — оценка достоверности получаемых показателей надежности системы по данным о достоверности характеристик ее элементов. Возможен различный подход к решению этой задачи. В [13] предлагается использовать теорию чувствительности и статистического моделирования. В [14] разрабатываются специальные прямые методы. Однако все эти подходы находятся пока в стадии разработки.

Контрольные вопросы

1. Классификация методов определения надежности в зависимости от уровня информационной обеспеченности.
2. В чем сущность методов прогнозирования надежности, каковы их классификация и возможная область применения?
3. В чем сущность расчетов надежности систем и возможная область применения?
4. Какие основные этапы можно назвать в расчетах надежности?
5. Какие имеются методы представления функционально-структурных связей элементов системы?
6. Какие имеются методы расчетов вероятностных характеристик системы (показателей надежности)?
7. В чем сущность логико-вероятностного метода?
8. Что представляют собой экспериментальные методы определения надежности и какова область их применения?

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ

ЗАДАЧИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И ИХ РЕШЕНИЕ

Цель раздела — раскрыть современные концептуальные подходы к проблеме надежности электроэнергетических систем, показать многообразие возникающих задач и на примерах решения части из них вооружить специалиста-энергетика методологией решения тех задач, которые возникнут в его практической деятельности.

Материал раздела дает ответ на второй и третий основные вопросы данного курса (из трех сформулированных в предисловии): что такое надежная система, надежное электроснабжение и как обеспечить надежное электроснабжение (см. гл. 4—6).

ГЛАВА 3

ОБЩАЯ ПОСТАНОВКА ПРОБЛЕМЫ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ И СТРАТЕГИЯ ЕЕ РЕШЕНИЯ

Электроэнергетическая система, как уже отмечалось, представляет собой большую искусственную человеко-машинную производственно-экономическую систему. Одна из главных функций ее — обеспечение надежного электроснабжения народного хозяйства. Создание ЭЭС, обладающей заданными свойствами, и управление ею, обеспечивающее выполнение ее функций, представляет собой сложную задачу и требует выработки соответствующей методологии. Методология системного подхода — практически единственная методология, позволяющая решать проблемы создания и управления подобными системами.

Системный подход или *системный анализ* — это методология исследования любых объектов посредством представления их в качестве систем и анализа этих систем. В настоящее время системный подход представляет собой ряд рекомендаций интуитивного характера, руководство которыми позволяет решить проблемы анализа и синтеза больших систем. Применительно к ЭЭС можно отметить шесть рекомендаций [16].

1. Выделение исследуемой системы как подсистемы из более общей системы с четкими контурами границы, выявление важнейших целей ее развития, управления, задач оптимизации и формулирование конкретных критериев оптимальности.

2. Выявление внутренней структуры системы, состава ее элементов и всех видов связей между ними, построение иерархии реальной системы.

3. Эквивалентирование и агрегирование реальной системы, позволяющее построить иерархию эквивалентных систем, каждая из которых по своим размерам доступна для анализа, исследования.

4. Формулировка состава задач, решаемых применительно к каждой эквивалентной системе на разных временных этапах ее развития, управления, и распределение их по уровням иерархии.

5. Выявление состава и способов взаимосвязи эквивалентных систем, информационных связей и формулирование иерархии технической и экономической информации, т. е. состава тех показателей, которые необходимы для решения задач каждой подсистемы и которыми она должна обмениваться с остальными подсистемами и внешней средой.

6. Построение комплекса моделей и алгоритмов, необходимых для оптимизации решений и управления как по отдельным подсистемам, так и по всей системе.

Системный подход к изучению ЭЭС используется в ряде курсов («Введение в специальность», «Электрические системы и сети», «Переходные процессы» и др.). Поэтому здесь можно рассмотреть лишь некоторые специфичные для решения задач надежности аспекты системного подхода.

§ 3.1. Критерий надежности

Критерий оптимальности развития ЭЭС и управления ею в эксплуатации исходя из места ее в более общей системе — системе народного хозяйства — вытекает из критерия оптимальности последней системы, сформулированного в Программе КПСС как наиболее эффективное и разумное использование материальных богатств и трудовых ресурсов для удовлетворения растущих потребностей общества.

Обеспечение надежности ЭЭС, как отмечалось в гл. 1, связано с созданием соответствующих резервов в энерго-

системе. Уровень современного развития науки и техники позволяет выполнять системы практически с любой надежностью. Но повышение уровня надежности всегда сопряжено с увеличением затрат на создание системы и ее функционирование. В связи с этим возникает вопрос о том, каков должен быть уровень надежности или каков должен быть критерий надежности. Под *критерием* понимается правило принятия решения относительно надежности объекта. Глубокая и прямая связь надежности ЭЭС с нормальным функционированием потребителей народного хозяйства и районов страны значительно осложняет выработку правил. Тем не менее практика проектирования и эксплуатации систем на основе обобщения опыта выработала критерий в виде нормативных требований по надежности. Так, в Правилах устройства электроустановок [17] сформулированы нормативные требования к электрическим схемам питания различных потребителей, которые в свою очередь по значимости подразделяются на три категории. Однако было бы большой ошибкой полагать, что эти нормативные требования лишены недостатков и могут быть хорошим руководством для создания будущих систем. Так, «Правила...» и множество действующих ведомственных нормативных требований, во-первых, практически имеют качественный характер и допускают множество решений; во-вторых, нестрогий, эмпирически-интуитивный характер существующих нормативов допускает возможность ошибок в принятии решений, особенно при решении перспективных задач, когда рассматриваются принципиально новые подходы к построению системы, используется новое оборудование и т. п.

В связи с изложенным в последнее время ставится и решается задача выбора критериев, обеспечивающих оптимальную надежность. Так как надежность — одно из свойств системы, то ее критерии должны быть увязаны с общим критерием принятия решений по развитию системы и ее управлению. Поскольку обеспечение того или иного уровня надежности энергоснабжения сопряжено с затратами определенных материальных средств, то, очевидно, таким общим критерием должен быть минимум народнохозяйственных затрат. Из этого следует, что всякое увеличение затрат на повышение надежности должно оправдываться снижением затрат там, где создается это повышение надежности, или, другими словами, должно оправдываться уменьшением ущерба у

потребителей энергии из-за перерывов энергоснабжения. Последнее положение предполагает, что ущерб от надежного электроснабжения может иметь денежное выражение. Однако очевидно, что не все последствия ненадежного электроснабжения могут быть выражены в деньгах. Так, например, такое свойство надежности, как безопасность, видимо, принципиально не должно характеризоваться денежным эквивалентом.

В связи с этим в качестве критерия оптимальной надежности могут быть приняты условия

$$\left. \begin{aligned} Z &= E_n K_{\text{пр}}(H) + I_{\text{пр}}(H) + U_{\text{пр}}(H) \rightarrow \min; \\ J_i(H) &\geq J_{i\text{доп}}, \quad i = \overline{1, m}. \end{aligned} \right\} \quad (3.1)$$

Здесь $K_{\text{пр}}$, $I_{\text{пр}}$, $U_{\text{пр}}$ — приведенные капитальные затраты, издержки в систему и ущерб соответственно, зависящие от уровня надежности H (набор показателей надежности); $J_i(H)$ — некоторые функции надежности, отражающие ограничения, не поддающиеся денежному выражению (нормативы).

Естественно, что расчетные затраты будут иметь вероятностный характер из-за составляющей ущерба, что создает неопределенность в принятии решения. Однако при большом сроке работы системы, или при многократном применении критерия ко многим подобным системам либо объектам, неопределенность снимается заменой случайной величины ущерба на его математическое ожидание.

Часто в качестве ограничений могут выступать не только нормативные требования по надежности, но и ограничения по ресурсам, например, на объем возможного ввода генерирующих мощностей, объем электросетевого строительства, которые не позволяют полностью реализовать экономически обоснованные мероприятия по повышению надежности на каком-либо периоде развития экономики страны, района. При этом возникает необходимость в определении сравнительной эффективности реализации различных мероприятий или сооружения различных объектов для повышения надежности. Результатом сопоставления эффективности реализации мероприятий или сооружения объектов должна явиться ранжировка последних в порядке их эффективности. В качестве показателя экономической эффективности принимается коэффициент, равный отношению получаемой при сооружении рассматриваемого объекта или реализации данного мероприятия экономии издержек в

ЭЭС ΔI к капиталовложениям или приведенным затратам $З_{пр}$, необходимым для реализации данного мероприятия:

$$K_{эф} = \Delta I / З_{пр}. \quad (3.2)$$

В состав экономии издержек включаются:

снижение ущерба от недоотпуска электроэнергии из-за повышения уровня надежности, обусловленного данным мероприятием;

снижение затрат на возмещение потерь электроэнергии;

снижение затрат на топливо из-за возможности улучшения режима работы ЭЭС и т. п.

§ 3.2. Задачи надежности

Общую задачу обеспечения надежного энергоснабжения потребителей в соответствии с системным подходом следует рассматривать как иерархически связанный комплекс подзадач. Принципом такого разделения задач может служить иерархия системы, прежде всего функциональная, территориальная и временная.

Функционально ЭЭС обычно подразделяется на генерирующую сетевую и управляющую эквивалентные подсистемы. Рассмотрение генерирующей подсистемы показывает, что если сетевая подсистема не накладывает никаких ограничений на использование генерирующего оборудования в любой точке системы, то с позиций надежности эти две подсистемы могут исследоваться независимо (рис. 3.1). Обычно модель такой системы по отношению к генерирующей части называется *концентрированной*. В тех случаях, когда условие концентрированности не выполняется, причиной чего обычно является недостаточная пропускная способность системообразующей сети, то с позиций надежности уже не представляется возможным чистое выделение генерирующей и сетевой подсистем. Связи элементов генерирующей части и элементов системообразующей сети могут оказаться настолько сильными, что генерирующая подсистема должна изучаться совместно с системообразующей сетью. Тогда ЭЭС может быть иерархически функционально подразделена на две относительно независимые подсистемы: генерирующую часть с системообразующей сетью (далее условно называемой системообразующей частью) и распределительную сеть, функционирующие

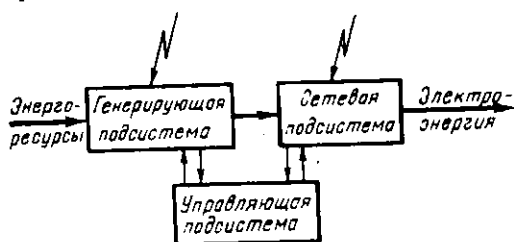


Рис. 3.1

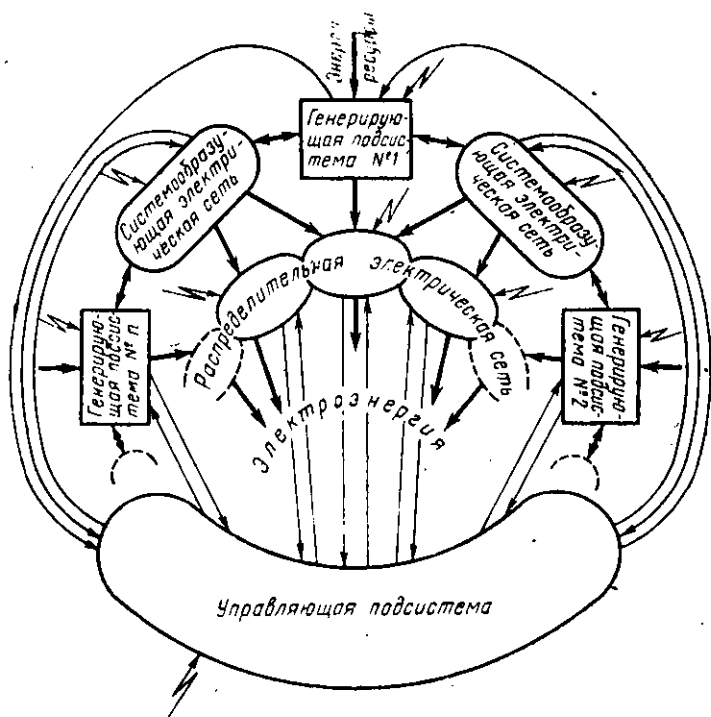


Рис. 3.2

каждая со своей подсистемой управления (рис. 3.2). На рис. 3.1 и 3.2 жирными стрелками показаны потоки энергии, тонкими — потоки информации.

В соответствии с функциональной иерархией системы общую задачу целесообразно подразделять на задачу обеспечения надежности генерирующей части системы (если допустимо представление ее как концентрированной) или совместно генерирующей с системообразующей сетью (если система не концентрированная) и задачу обеспечения надежности распределительной электрической сети.

По территориальной иерархии смысловое содержание задач для подсистем, расположенных на одном иерархическом уровне, не меняется. Здесь имеются лишь количественные отличия.

Временная иерархия разделения задачи вытекает из возможности решения ее поэтапно последовательно во времени. Прежде всего следует выделить три взаимосвязанных этапа:

1) управления развитием, включающего в себя прогнозирование, разработку, проектирование и планирование ЭЭС;

2) реализации проекта и плана, включающего в себя изготовление, строительство, монтаж, наладку системы и ее элементов;

3) управления действующей системой.

На первом этапе закладываются основы надежности будущей системы, на втором и третьем реализуются заложенные возможности. Каждый выделенный этап решения задач в свою очередь, как правило, подразделяется на подэтапы. Так, общие задачи разработки и проектирования системы подразделяются обычно на задачи трех-четырех пятилетних временных этапов, на каждом из которых последовательно уточняются и детализируются решения по мере уточнения исходной информации.

Общие задачи на этапе функционирования (эксплуатации) обычно подразделяются на задачи долго- и краткосрочного планирования, оперативного и автоматического управления [18].

Рассмотренное разделение задач соответствует разделению ЭЭС на части и этапы развития. Естественно, что при изучении взаимосвязанных частей и этапов следует выяснять допустимость такого подразделения и рамки, в пределах которых каждую задачу можно решать независимо от других, или степень учета их взаимовлия-

Временные этапы	Функциональные уровни			распределительной электрической сети
	системообразующей части ЭЭС		электрической сети	
Управление развитием, планирование	генерирующей подсистемы	Обеспечение надежности ЭЭС при выборе резервов генерирующих мощностей, их структуры и распределения по подсистемам	Обеспечение надежности ЭЭС при выборе схемы и пропускных способностей ЛЭП, схем коммутаций генерирующего оборудования и схем основных коммутационных узлов	Обеспечение надежности при выборе схемы и пропускных способностей ЛЭП, схем коммутаций подстанций
	Обеспечение надежности ЭЭС средствами управления при разработке структуры подсистемы управления, алгоритма и ее параметров Выявление системных требований к надежности оборудования и организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания ЭЭС			
Реализация проектов, планов	Обеспечение качественного изготовления, строительства, монтажа и наладки объектов ЭЭС в соответствии с техническими условиями и в плановые сроки			
Функционирование	Обеспечение надежности распределением и реализацией имеющихся резервов генерирующего оборудования между подсистемами и его составляющими (ремонтной и оперативной, включенной и не включенной)		Обеспечение надежности при выборе и осуществлении режимов и схем коммутаций сети, генерирующего оборудования	Обеспечение надежности при выборе и осуществлении режимов и схем коммутаций сети
	Обеспечение надежности объектов средствами управления (создание благоприятных режимов загрузки, уточнение алгоритмов работы релейной защиты и автоматики и т. д.), технической эксплуатации (выявление постепенных отказов на ранних стадиях, поддержание работоспособности оборудования и качественными ремонтами, сокращение сроков ремонтов и т. п.) Обеспечение надежности повышением квалификации оперативного, эксплуатационного и ремонтного персонала			

ния. В соответствии с имеющимися средствами обеспечения надежности (см. гл. 1) в табл. 3.1 представлена укрупненно матрица основных задач надежности ЭЭС, классифицированных по временному и функциональному принципам.

§ 3.3. Информационная обеспеченность

В гл. 2 рассматривались свойства информации с точки зрения ее характера (детерминированная, стохастическая, вероятностно-неопределенная и диффузно-неопределенная). С позиций изучения системы информацию подразделяют по виду на внешнюю и внутреннюю.

Источниками внешней информации являются принятые решения в иерархически вышестоящих системах, граничащих с ЭЭС, природно-климатические условия, прогноз научно-технического прогресса. Источниками внутренней информации являются принятые решения по иерархически нижестоящим подсистемам, а также опыт их функционирования. Естественно, что определенным образом синтезированная информация может включать в себя как внешнюю, так и внутреннюю.

Из внешней информации наиболее существенна информация о потребности и режимах потребления (графика нагрузки) электроэнергии нагрузками системы, характеристиках ущербов потребителей, показателях надежности нового оборудования.

Из внутренней информации наиболее существенна информация о надежности функционирующего оборудования ЭЭС, а также информация о надежности и режимах взаимодействия подсистем, состав которой определяется тем разбиением системы на подсистемы и элементы, который был принят при исследовании надежности ЭЭС. Кроме того, переток информации происходит из одного этапа рассмотрения системы в другой.

Из всего перечня информации рассмотрим более подробно информацию о составе показателей режима электропотребления, составе и методах получения характеристик ущербов и показателях надежности оборудования ЭЭС, являющуюся основной исходной информацией. Остальные виды информации будут поясняться по мере их использования при решении конкретных задач.

Показатели режима энергопотребления (графика нагрузки). Эти показатели характеризуют связь ЭЭС с другими подсистемами народного хозяйства. Для потре-

бителей электроэнергии существенно обеспечение не только объема требуемой энергии за какой-то период, но и режима ее выдачи, т.е. графика потребления. Именно обеспечение заданного графика потребления энергии — одна из основных задач надежности ЭЭС. Возможные типы графиков, их параметры и методы расчета рассматриваются в других курсах. Здесь же укажем лишь те типы графиков и их параметры, которые используются для решения задач различных иерархических уровней.

Наиболее употребительны графики к а л е н д а р н ы е и по продолжительности, которые в свою очередь подразделяются на *суточные, недельные, годовые*.

Суточный календарный график нагрузки, представляющий собой значение потребляемой мощности в каждый момент суток (рис. 3.3), изображен в виде двух слагаемых: регулярной (средней) и нерегулярной составляющих. Основные параметры, характеризующие суточный режим, следующие: суточное потребление энергии $\mathcal{E}_{\text{сут}}$; регулярный максимум нагрузки $W_{\text{н max}}$; регулярный минимум нагрузки $W_{\text{н min}}$. Отношение $\beta_{\text{min}} = W_{\text{н min}}/W_{\text{н max}}$.

Плотность графика нагрузки

$$\beta = \mathcal{E}_{\text{сут}}/(24W_{\text{н max}}). \quad (3.3)$$

Нерегулярная составляющая нагрузки — случайная величина. Для нагрузок энергосистем и больших энергоузлов эта составляющая подчиняется нормальному распределению с нулевым математическим ожиданием и среднеквадратичным отклонением (МВт) [19]

$$\sigma_{\text{нер}} = 0,05W_{\text{н}} + 0,63\sqrt{W_{\text{н}}}, \quad (3.4)$$

где $W_{\text{н}}$ — нагрузка рассматриваемой системы, энергоузла, МВт.

Годовой календарный график нагрузки, представляющий собой зависимость месячных максимумов нагрузки от времени года, приведен на рис. 3.4. Штриховой линией показан так называемый статический график, т.е. график, построенный в предположении, что состав потребителей в течение года не меняется, а сплошной линией — динамический график, построенный в предположении, что в течение года появляются новые потребители. Основным параметром годового графика нагрузки является годовой максимум нагрузки $W_{\text{н max}}$. Для характеристики годового режима применяется параметр — число часов использования годового максимума $T_{\text{м}}$.

Графики по продолжительности также подразделяются на суточные, недельные, месячные, годовые и показывают суммарную продолжительность в рассматриваемом периоде нагрузок, равных данной и более. Характерный график нагрузки по продолжительности представлен на рис. 3.5. Практически график строится, например, по среднечасовым нагрузкам, при этом он имеет ступенчатый вид (штриховая линия). Ордината верхней ступеньки соответствует максимальной нагрузке рассматриваемого периода, а

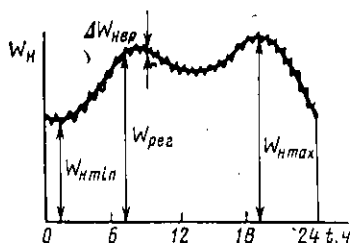


Рис. 3.3

длина ступеньки — суммарной продолжительности максимальной нагрузки в течение всего периода; ордината второй ступеньки показывает следующую наибольшую нагрузку после максимальной, а длина ступеньки — ее суммарную длительность и т. д. Основные параметры графика по про-

должительности — те же, что и у календарного (но отнесенные соответственно к тем периодам, для которых построены графики по продолжительности).

В дальнейшем предполагается, что все перечисленные параметры графиков являются исходной информацией.

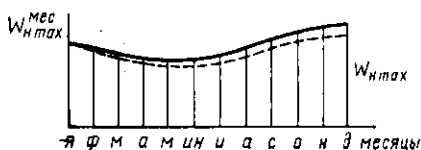


Рис. 3.4

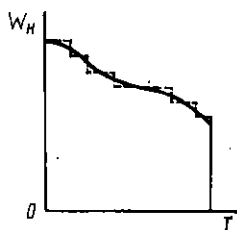


Рис. 3.5

Характеристики ущербов и методы их определения. В отличие от параметров, описывающих режим энергопотребления, характеристики ущербов используются практически только при решении задач надежности. Хотя эта информация и является внешней, однако, как

правило, энергетики сами находят ее, используя более доступную: состав и характер потребителей. В связи с этим представляется необходимым раскрытие существа понятия ущерба, его характеристик и методов их определения.

Понятие «ущерб» возникло для оптимизации резервов в ЭЭС; в более общем виде оно представляет собой стоимостное выражение реакции связей рассматриваемой системы энергетики со смежными подсистемами народного хозяйства при нарушении функциональных режимов этих связей. При анализе существа этого понятия можно отметить два противоречивых толкования. Ущерб можно понимать как планируемые затраты на компенсацию прогнозируемого, ожидаемого потока отказов ЭЭС и как последствия стихийного, неожиданного события. Очевидно, что значения ущербов в этих случаях будут различными. Поскольку «ущерб» используется для обоснования резервов в энергоснабжении, то следовало бы исходить из первого толкования ущерба. Но вероятностный характер потока аварий и длительностей простоев не позволяет полностью исходить из такой предпосылки, так как возможны случайные и в общем случае непредвиденные выбросы за пределы планируемых величин.

Таким образом, методология оценки ущербов должна сочетать принципы плановости (детерминизма) и случайностей. Кроме того, очевидно, что ущерб должен отражать общие народнохозяйственные последствия аварийных ограничений потребителей в энергии. К сожалению, пока еще нет определения понятия ущерба, зафиксированного в ГОСТе или каком-либо терминологическом документе. Поэтому далее под *ущербом* будем понимать показатель снижения эффективности функционирования всего народного хозяйства при нарушениях энергоснабжения, количественно оцениваемый в общем случае изменением национального дохода. Такого понимания ущерба придерживается большинство специалистов, занимающихся его изучением.

Определить ущерб можно двумя путями: при первом требуется моделирование цепочки технологических процессов, которые нарушаются при перерыве электроснабжения — это путь микромоделирования; при втором потребители представляются на уровне «черно-серых ящиков» и на основе некоторых априорных, но достаточно очевидных положений изучаются реакции на возмущения между входными и выходными функциями потре-

бителей в общей системе народного хозяйства — это путь макро моделирования, позволяющий достаточно просто получить некоторые граничные оценки ущербов. Оба пути дополняют друг друга.

В рассматриваемой далее методологии оценки ущерба предполагается, что всю народнохозяйственную систему можно представить состоящей из простейших звеньев или элементарных предприятий. Под простейшим звеном понимается звено, полностью отключаемое и простаивающее при авариях в системе энергетики. Это может быть отдельная установка какого-либо предприятия, его цех или даже все предприятие.

Ущерб методически целесообразно представить двумя составляющими: основным ущербом — из-за простоя элементарного предприятия, его оборудования, рабочей силы с соответствующей недовыработкой продукции; ущербом внезапности — из-за внезапности отключения (когда возможна поломка оборудования, порча сырья, готовой продукции и т. п.). Вторая составляющая зависит от технологических особенностей каждого производства, ее оценка в общем виде на уровне макро моделирования невозможна.

Основной ущерб. Исключая практическую возможность точного определения ущерба, оценим его в зависимости от наиболее существенных и определяющих факторов и условий. Одним из таких факторов является недоданная потребителю энергия. При существующей степени энерговооруженности большинства процессов имеется достаточно жесткая и однозначная связь между выпуском продукции (Π) и потребляемой энергией $\mathcal{E}$, а также между их изменениями:

$$\Pi = k\mathcal{E}, \quad \Delta\Pi = k\Delta\mathcal{E}. \quad (3.5)$$

Наиболее существенными факторами также являются: наличие резервов в различных звеньях народного хозяйства и сила технологических связей между ними (взаимозаменяемость сырья, материалов, продуктов и т. п.).

Реальная система народного хозяйства имеет большую способность к адаптации, обусловленную возможностью взаимозаменяемости продукции, оперативной корректировки выпускаемой продукции, конечными скоростями ее движения и возможностью перераспределения скоростей и т. д. Очевидно, максимальное значение ущерба будет в том случае, когда на рассматриваемом отключаемом предприятии нет каких-либо резервов. Его простой повлечет недодачу продукции последующим звеньям народного хозяйства. На других же предприятиях возможны резервы, необходимые для различных нужд. Поэтому при малых $\Delta\mathcal{E}$ могут быть использованы и эти резервы без их расходования в целом (а только некоторого перераспределения) с последующим восстановлением оптимальных пропорций. В результате адаптации системы народного хозяйства будет происходить переориентация в работе всех ее звеньев с целью

изменения взаимопоставок всех видов материальных ресурсов и сокращения выработки тех материальных ресурсов, которые поступали к i -му предприятию, и в тех размерах, в которых они не использовались во время его простоя.

Обозначим описанную модель народного хозяйства индексом 1. Вследствие замкнутости системы народного хозяйства и условия материального балансирования ее недовыработка i -м звеном продукции будет сопровождаться недовыработкой всеми остальными звеньями системы народного хозяйства материальных ресурсов для этого же звена. Следовательно, народное хозяйство недополучит продукцию в стоимостном выражении, равную полной стоимости недовыпущенной продукции i -го звена ΔP_i (рис. 3.6). Таким образом, национальный доход уменьшится на значение полной стоимости продукции

$$\Delta D_{\Sigma} = \Delta C_i = C_i \Delta P_i / P_i. \quad (3.6)$$

С учетом (3.5) максимальное значение удельного ущерба

$$y_{i(1)} = \Delta D_{\Sigma} / \Delta \mathcal{E}_i = C_i / \mathcal{E}_i. \quad (3.7)$$

где C_i и $\mathcal{E}_i$ — годовые стоимости продукции и потребление энергии i -м предприятием.

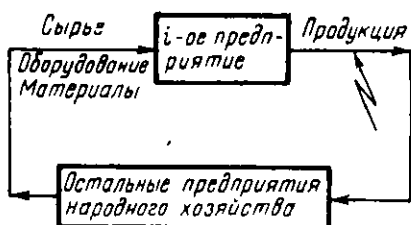


Рис. 3.6

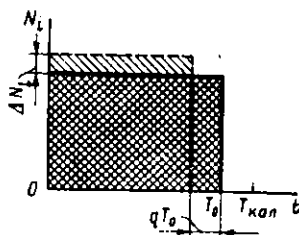


Рис. 3.7

Вместе с тем имеется, вероятно, некоторая граница, за которой снизить последствия простоя предприятия адаптацией системы за счет уменьшения поставки сырья, материалов и других видов материальных ресурсов для простаивающего предприятия принципиально невозможно. Это прежде всего, видимо, касается относительно энергоемких добывающих предприятий или предприятий, близко к ним расположенных по цепочке движения продукции (первичная переработка сырья). Для таких предприятий поступающее сырье в малой степени зависит от работы других звеньев народного хозяйства.

Оценить нижнюю границу максимального значения ущерба предприятия (когда на предприятии нет резервов) можно, исходя из следующей модели (модель с индексом 2). При развитии народного хозяйства каждая дополнительная единица продукции системы энергетики (например, 1 кВт·ч) распределяется между отраслями и предприятиями народного хозяйства, в которых создаются соответствующие этой единице продукции производственные мощности, предусматриваются оборотные фонды, рабочая сила и т. д. В результате потребления данной единицы продукции системы энер-

гетики в звеньях хозяйственной системы при ее функционировании создается в соответствующем объеме национальный доход. При недополучении запланированной электроэнергии всеми звеньями системы в указанных оптимальных пропорциях простаивают соответствующее производственное оборудование, оборотные средства, рабочая сила, а следовательно, не будет получено соответствующее значение национального дохода. Таким образом, если было бы возможно каждую недоданную единицу продукции системы энергетики распределить в оптимальных пропорциях между всеми потребителями системы, то ущерб при малых $\Delta \mathcal{E}$ определился бы как

$$\Delta D_{\Sigma} = (dD_{\Sigma} / d\mathcal{E}_{\Sigma}) \Delta \mathcal{E}, \quad (3.8)$$

а максимальное значение удельного ущерба должно быть не меньше

$$y_{(2)} = \Delta D_{\Sigma} / \Delta \mathcal{E} = dD_{\Sigma} / d\mathcal{E}_{\Sigma}, \quad (3.9)$$

где dD_{Σ} и $d\mathcal{E}_{\Sigma}$ — суммарные приращения национального дохода и выработки энергии в стране соответственно за определенный период.

Практически эту величину можно оценить по фактическим и планируемым изменениям национального дохода и выработки энергии, полагая, что этим изменениям соответствуют и оптимальные изменения продукции всех остальных звеньев народного хозяйства. Например, по данным десятой пятилетки, национальный доход возрос в среднем за год на $400 : 8 = 80$ млрд. руб. при увеличении годовой выработки электроэнергии на 257 млрд. кВт·ч. Если использовать эти данные, то значение удельного ущерба составит $y_{\Sigma} \approx 0,3$ руб./кВт·ч. Полученная оценка является минимально возможным значением максимального ущерба (при отсутствии резерва на данном предприятии), так как любые отклонения от оптимальных пропорций всегда будут сопряжены с увеличением затрат. В реальных же условиях, когда аварийно недодается энергия не всем предприятиям в оптимальных пропорциях, а только одному, значение ущерба должно быть больше указанного.

До сих пор моделирование и анализ системы народного хозяйства производились в предположении, что какие-либо резервы в рассматриваемом i -м звене отсутствуют. Вместе с тем могут быть условия, когда целесообразно создавать резервы в виде производственных мощностей или готовой продукции в i -м звене. При определенных значениях этих резервов простой предприятия может не отразиться или отразиться в малой степени на последующих звеньях системы. В то же время если затраты на эти резервы будут меньше ущерба при их отсутствии, то появятся предпосылки для снижения ущерба за счет создания резервов.

Рассмотрим основные соотношения, допустим, при резервировании энергоснабжения какого-либо элементарного предприятия. Сначала предположим, что поток аварий в системе энергетики регулярный, т. е. длительность простоя при каждой аварии t_a одна и та же и равна средней длительности реального потока аварий $\bar{t}_a$, аварии наступают регулярно и через одно и то же время, равное среднему времени между авариями реального потока $\bar{t}_0$. При абсолютной надежности электроснабжения элементарное предприятие ($\bar{t}_a = 0$) за календарное время $T_{\text{кал}}$ (например, год) находится в работе $T_0 < T_{\text{кал}}$, что может быть обусловлено сменностью, плановыми и аварийными ремонтами оборудования, перебоями в подаче сырья и т. п. (рис. 3.7, где по оси ординат отложена производственная мощность предприятия N).

Понятие «производственная мощность предприятия» или просто «мощность предприятия» в настоящее время не имеет достаточно строгого и однозначного определения. В данном случае под мощностью предприятия будем понимать максимально возможный выпуск продукции в единицу времени при заданных объемах основных фондов и оптимальных режимах работы предприятия, размерах оборотных фондов и численности персонала. Этой формулировкой специально подчеркивается, что мощность предприятия определяется не только установленным оборудованием, но и режимом его использования, численностью персонала и другими факторами. Такая зависимость мощности от многих факторов дает возможность достаточно гибко и с небольшой инерцией управлять в определенных пределах располагаемой мощностью за счет изменения любых влияющих компонентов.

Поскольку продукция предприятия численно равна произведению мощности предприятия на время его работы, то при заданном объеме продукции изменение времени работы (из-за аварийных простоев) приводит к необходимости изменения мощности предприятия

$$\Delta N_t = N_t q, \quad (3.10)$$

где q — относительная длительность аварийного простоя:

$$q = \bar{t}_B / (\bar{t}_B + \bar{t}_O).$$

Аналогично, недоотпуск энергии предприятию составит

$$\Delta \mathcal{E}_t = q \mathcal{E}_t.$$

Минимальное значение удельного ущерба

$$y_{t \min} = \frac{3(\Delta N_t)}{\Delta \mathcal{E}_t} = \frac{q 3(N_t)}{q \mathcal{E}_t} = \frac{3(N_t)}{\mathcal{E}_t}. \quad (3.11)$$

Здесь $3(N_t)$ — приведенные годовые затраты на создание производственной мощности предприятия (включая обслуживающий персонал), потребляющего годовую энергию $\mathcal{E}_t$:

$$3(N_t) = E_n K_t + H_{-t} + \chi C_t, \quad (3.12)$$

где K_t — стоимость основных и оборотных фондов; H_{-t} — постоянная составляющая годовых издержек; χ — коэффициент, учитывающий использование рабочей силы при простое; C_t — годовая зарплата.

Значение удельного ущерба, определяемое выражением (3.11), является нижней оценкой его. Оно отражает затраты на создание того минимума резервов, который необходим только в одном смежном предприятии при регулярном характере аварий, и не учитывает затрат на создание складского хозяйства, а также замораживание резервной продукции. Реальное же значение ущерба вследствие указанных факторов всегда будет больше. Определение этого увеличения требует дополнительной информации в виде законов распределения времени между авариями и времени простоя, а также учета резервов в народном хозяйстве, обусловленных другими, не энергетическими факторами.

Оценить влияние вероятностной природы аварий на удельный ущерб можно следующим образом. Если на рассматриваемом предприятии не созданы никакие резервы, то авария в системе энер-

гетики длительностью t_n будет вызывать народнохозяйственный ущерб

$$Y_i = k_y y_{i\max} t_n,$$

где $y_{i\max}$ — ущерб, соответствующий одной из принятых моделей (1 или 2); k_y — коэффициент пропорциональности ущерба.

При создании же на данном предприятии резервов, обеспечивающих непрерывность снабжения последующих звеньев народного хозяйства в случае аварии в системе энергетики длительностью t_n , ущерб Y будет определяться стоимостью создаваемых резервов Z_n при $t_n < \bar{t}_n$, а при $t_n > \bar{t}_n$ будет пропорционален $y_{i\max}$.

Графически эти зависимости представлены на рис. 3.8, а. На рис. 3.8, б показано изменение удельных ущербов

$$y = Y/Z = Y/t_n.$$

Как видно, минимальное значение ущерба будет только в том случае, когда длительность аварийного простоя совпадает с величиной $\bar{t}_n$. Таким образом, даже если среднее значение аварийных простоев совпадает с величиной t_n , то среднее значение удельного

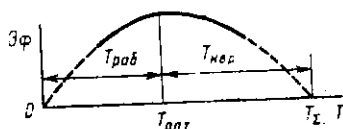
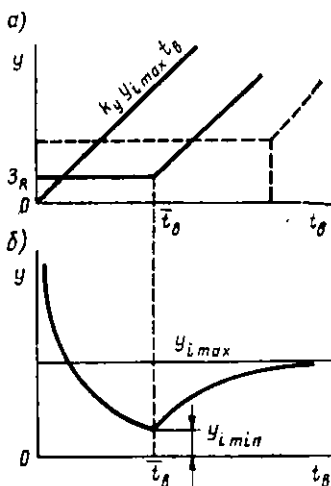


Рис. 3.9

Рис. 3.8

ущерба за счет реальных отклонений длительностей отдельных простоев от среднего значения будет всегда больше минимального из-за нелинейности второй характеристики и может быть определено при наличии информации о законах распределения вероятностей времени простоев и потока отказов.

Неопределенность большей части информации делает невозможным точное определение значения ущерба. Видимо, можно лишь предполагать, что с большой достоверностью

$$y_0 = \begin{cases} y_{\min} + \xi(y(1) - y_{\min}) & \text{при } y(1) \geq y(2); \\ y_{\min} + \xi(y(2) - y_{\min}) & \text{при } y(1) < y(2). \end{cases} \quad (3.13)$$

где ξ — некоторый коэффициент неопределенности, лежащий в пределах $0 < \xi < 1$.

Изложенная методология позволяет с единых позиций оценить основной ущерб всех потребителей, включая и такие специфические, как коммунально-бытовые и электрифицированный железнодорожный транспорт.

Ущерб от аварийного недоотпуска электроэнергии коммунально-бытовому потребителю — наиболее трудно определяемая величина, поэтому некоторые специалисты отказываются от учета ее в денежном выражении. Обычно приводятся доводы о моральном, психологическом и других ущербах, количественная оценка которых полагается принципиально невозможной. Не отрицая ряда трудностей, следует все же более четко представить себе цель оценки ущербов. Денежная оценка ущербов в коммунально-бытовом секторе нужна не для компенсации причиненного морального, психологического или иного ущерба тому или иному лицу деньгами. Цель оценки ущербов — обосновать те или иные мероприятия по повышению надежности энергоснабжения. То, что перерывы в энергоснабжении были, есть и будут, ни у кого не вызывает сомнения, и к ним все морально, психологически и любым другим способом подготовлены. Обсуждается лишь частота и длительность перерывов.

Пессимистические взгляды на гносеологическую недоступность количественной оценки социальных категорий в последнее время все больше подвергаются критике. Более того, в ряде работ утверждается и на большом фактическом материале показывается, что такая оценка не только возможна, но и необходима для решения задачи определения эффективности и выбора варианта социальных программ путем сопоставления все возрастающих затрат на реализацию их с эффектом от повышения общественного производства. Конечно, решение такой задачи требует разработки различных научных методов квалитетрии социальных мероприятий, их моделирования, исследования и т. д. Применительно же к данной, значительно более узкой задаче прямое использование такого подхода весьма громоздко, и маловероятно, что может быть в ближайшее время реализовано. Однако принципиально искомым ущерб можно оценить на основе изложенной общей методологии определения ущербов, если учесть, что отыскиваются не абсолютные величины, а лишь изменения (изменения ущерба в зависимости от изменения надежности, недоотпущенной энергии).

Первая из перечисленных предпосылок подразумевает следующее: ущерб является разницей тех эффектов, которые можно получить от коммунально-бытового обслуживания при различных качествах и значениях переданной потребителю энергии. Естественно, что получение абсолютных значений эффектов в денежном выражении проблематично. Однако если искать не абсолютные величины, а разность в функции от изменения качества и уровня энергоснабжения и учитывать, что эти изменения относительно невелики (допустима линеаризация), то задача несоизмеримо упрощается (отпадает необходимость оценки значительной постоянной части эффекта) и резко повышается точность решения (исключается погрешность определения разницы больших и близких чисел). Более конкретно указанные предпосылки будут поясняться далее по мере их использования.

Абстрагируясь от сущности явлений и процессов, протекающих в сфере коммунально-бытового и социального обслуживания насе-

ления, представим его как подсистему общества («черный ящик»), выполняющую определенную функцию. Основная выходная функция этой подсистемы по отношению к остальным подсистемам общества — обеспечение их рабочей силой в определенном размере и качестве (номенклатура специальностей, квалификация работников и т. п.). Переходя к экономическим категориям, оценим продукцию этой подсистемы стоимостью рабочей силы или рабочим временем. В результате отключения потребителей коммунально-бытовой сферы либо происходит потеря времени населением (вне рабочего), либо снижается производительность труда («ухудшается качество рабочей силы»), либо одновременно теряется время и снижается производительность. Действительно, перерыв в электропитании городского транспорта, зрелищных заведений и других приводит к потере времени населением; перерывы в электроснабжении магазинов, столовых и т. п. — к созданию или увеличению очередей, что также связано с потерей времени; перерывы в электропитании бытовых холодильников — к ухудшению качества продуктов, снижению калорийности, питательности, а следовательно, и к снижению производительности труда населения. Этот перечень примеров можно продолжить, пересмотрев все энергоприемники, и выявить те же итоговые результаты.

При оптимальном соотношении между рабочим и нерабочим временем эффективность (стоимость) единицы как того, так и другого должна быть одинаковой для общества (принцип оптимальности). На рис. 3.9 показана зависимость эффективности труда $\mathcal{E}$ от соотношения длительностей рабочего и нерабочего времени. Действительно, нерабочее время $T_{\text{нер}}$ необходимо для отдыха и восстановления затраченных в рабочее время $T_{\text{раб}}$ сил, для повышения квалификации, воспитания детей (воспроизводства рабочей силы) и т. п. И если бы эффективность нерабочего времени была бы меньше эффективности рабочего времени, то это свидетельствовало бы о том, что общая длительность нерабочего времени выбрана неоптимально и его следует увеличить, и наоборот. Отвлекаясь от оптимизационного поиска этого времени, будем считать, что рабочее время выбрано оптимально. Тогда общественная полезность (стоимость) любого времени (рабочего и нерабочего) одинакова и потеря любого времени связана с одинаковым снижением эффективности функционирования общества. Цена единицы потерянного времени будет зависеть от значения дисбаланса, вносимого в оптимальное соотношение. Из рассмотрения рис. 3.9 видно, что чем больше потерянное время и отклонение от оптимального соотношения, тем больше проявляется эффект нелинейности.

Поскольку рассматриваются малые отклонения, то стоимость потерянного времени можно оценивать по стоимости рабочего времени при оптимальном соотношении рабочего и нерабочего времени.

Между величиной нерабочего времени и потребляемой электроэнергией имеется связь

$$\mathcal{E}_{\text{к.б}} = k_{\text{б}} T_{\text{нер}}, \quad (3.14)$$

аналогичная связи, имеющейся между продукцией какого-либо предприятия и потребляемой энергией [см. (3.5)]. Если предположить, что эта связь достаточно жесткая и коэффициент пропорциональности сохраняется также для малых отклонений, то

$$\Delta T_{\text{нер}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{к.б}} / k_{\text{б}}, \quad (3.15)$$

где $\Delta \mathcal{E}_{\text{к.б}}$ — недоотпуск энергии коммунально-бытовому потребителю.

С учетом (3.14) можно написать

$$\Delta T_{\text{пер}} = T_{\text{пер}} \Delta \varepsilon_{\text{к.б}} / \varepsilon_{\text{к.б}}. \quad (3.16)$$

Здесь под потерей времени понимается не только продолжительность его, а более общее понятие, определяющее прежде всего производительное свойство времени, включая и его качество. Например, если из-за простоя городского электрифицированного транспорта работники были вынуждены повысить затраты энергии, чтобы вовремя успеть к началу работы, то (хотя и будет отработано необходимое календарное время) ее качество, производительность окажутся ниже. Последнее же эквивалентно соответствующему снижению рабочего времени.

К такому же результату могут быть сведены и перерывы в электроснабжении любых других энергоприемников. Так, перерыв в домашнем и общественном пищеприготовлении сопряжен непосредственно как с потерей времени, так и со снижением качества питания (из-за переноса во времени или замены на другие продукты). Между качеством питания и производительностью также имеется вполне определенная зависимость, которая учитывалась еще при разработке плана ГОЭЛРО (при определении соотношения между городским и сельским населением).

Получив оценки (3.14) и (3.15), для нахождения характеристик ущерба воспользуемся общей методикой определения ущербов. Оценим максимальное значение ущерба по модели 1

$$y_{(1)} = C_{\text{к.б}} / \varepsilon_{\text{к.б}}.$$

Стоимость всей продукции коммунально-бытового сектора оценим по денежным доходам населения. Стоимость единицы времени

$$u = D_{\text{нас}} / T_{\Sigma}. \quad (3.17)$$

Стоимость всего нерабочего времени или стоимость продукции коммунально-бытового сектора

$$C_{\text{к.б}} = u T_{\text{пер}} = (D_{\text{нас}} / T_{\Sigma}) T_{\text{пер}} \quad (3.18)$$

и удельное значение ущерба составит

$$y_{(1)} = (D_{\text{нас}} / \varepsilon_{\text{к.б}}) (T_{\text{пер}} / T_{\Sigma}). \quad (3.19)$$

Среднюю величину для нашей страны оценим по данным 1975 г., когда доходы населения составляли около 266 млрд. руб. Полагая, как и выше, $\varepsilon_{\text{к.б}} = 120$ млрд. кВт·ч и $T_{\text{пер}} / T_{\Sigma} = 2/3$, получим $y_{(1)} = (266/120) (2/3) = 1,5$ руб/(кВт·ч).

Оценим минимальное значение удельного ущерба в коммунально-бытовом секторе, исходя из того, что в нем будут созданы соответствующие резервы:

$$y_{\text{min}} = [E_{\text{н}} (K_{\text{осн}} + K_{\text{об}}) + И_{\text{н}} + \chi C_3] / \varepsilon_{\text{к.б}}.$$

Чтобы получить средние оценки, воспользуемся материалами [20]. Основные исходные данные сведем в табл. 3.2.

Предприятия торговли, общественного питания, городского электрифицированного транспорта, зрелищные, здравоохранения и другие (первых трех пунктов таблицы) при существующем состоянии их электрификации и тем более в дальнейшем прекращают работу полностью при прекращении подачи им электроэнергии, т. е. имеет место простой рабочих и служащих и недоиспользование

Таблица 3.2

Наименование отраслей	Основные фонды, млрд. руб.	Амортизационные отчисления, млрд. руб.	Численность персонала, млн. чел.	Зарплата, млрд. руб. ¹
Торговля, общественное питание и др.	25	0,203	12,4	17,0
Коммунальное хозяйство и бытовое обслуживание	27	0,288	5,1	7,2
Здравоохранение, просвещение, наука, искусство и др.	63	3,000 ²	19,1	26,7
Жилищное хозяйство	172	4,400 ³	—	—
Итого...	115 ⁴ —287	3,5 ⁴ —6,9	36,9	51

¹ Средняя годовая зарплата с учетом общественных фондов потребления принята равной 1402 руб./чел.

² При амортизационных отчислениях в размере 5 %.

³ При амортизационных отчислениях 2 %.

⁴ Без учета жилищного хозяйства.

фондов. Электропотребление на коммунально-бытовые нужды составило в этот год около 90 млрд. кВт·ч.

Нельзя считать, что жилищные фонды также полностью не используются при перерыве электроснабжения. Их следует учитывать с каким-то коэффициентом. Поэтому далее проведен подсчет $y_{\min}$ для двух крайних значений — с фондами жилищного хозяйства и без них:

$$y_{\min} = \frac{0,12(115 \div 287) + (3,5 \div 6,9) + 51}{90} = 0,76 \div 1,08 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Отметим, что найденные оценки справедливы только для большой группы характеристик потребителей коммунально-бытового сектора и сферы обслуживания, т. е. для оценки ущерба от перерыва питания, например, районных подстанций 35 кВ и выше. Естественно, что для отдельных конкретных потребителей ущерб будет отличаться от полученных средних оценок. Таким образом, фактическое значение ущерба $y = 0,8 \div 1,5$ руб./кВт·ч, и в среднем близко к значению $y = 1,2$ руб./кВт·ч. Близкие оценки получились и при определении удельного ущерба прямым способом, т. е. специальной обработкой результатов опроса населения.

Ущерб от аварийного недоотпуска электроэнергии электрифицированному железнодорожному транспорту можно оценить, используя изложенную общую методологию определения ущербов, если транспорт представить как подсистему (производство) народного хозяйства, продукцией (выходом) которой являются грузы в заданных местах и в заданное время. На вход этого производства поступают те же грузы, но в других местах и в другое время, а также потребляемая энергия, материалы, оборудование и т. д. Основная «технологическая» особенность рассматриваемого потребителя — достаточно жесткая корреляционная зависимость нарушения

функционирования на значительной длине дороги при нарушении питания в одном пункте. Среднюю длину участка, на котором нарушается движение, достаточно полно характеризует такой параметр, как средняя дальность перевозки 1 т груза L . Поэтому при аварии на подстанциях, питающих контактную сеть, количество энергии, неиспользованной на дороге, определяется средней дальностью перевозки:

$$\Delta \mathcal{E} = \mathcal{E}_0 k_{огр} [L + (n - 1) l_0] t_{в} / 8760, \quad (3.20)$$

где $\mathcal{E}_0$ — годовое потребление энергии на железной дороге, отнесенное к единице ее длины, кВт·ч/км в год; $k_{огр}$ — степень ограничения движения транспорта при аварии; n — количество отключенных питающих (тяговых) подстанций; l_0 — среднее расстояние между подстанциями, км; $t_{в}$ — время отключения, ч.

Оценим значение удельного ущерба по среднесоюзным данным [21] ($P_{ж.д.} = 1800$ млн. т, $\mathcal{E}_{ж.д.} = 70$ млрд. кВт·ч, $L = 850$ км). При оценке стоимости продукции железнодорожного транспорта в том понимании, в котором она используется в (3.7), будем исходить из стоимости одного из наиболее дешевых и достаточно распространенных грузов, так как за счет его целесообразно компенсировать недовыполнение объема перевозок. Примем в качестве такого груза уголь по стоимости $C = 10$ руб/т. На основе приведенных данных получаем по модели 1

$$y_{(1)} = C_{ж.д.} / \mathcal{E}_{ж.д.} = 1800 \cdot 10 \cdot 10^{-3} / 70 \approx 0,25 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч}).$$

Поскольку последняя оценка оказалась меньше величины, определяемой по (3.9) и равной $0,3 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$, то принимаем $y_{\max} = 0,3 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$. Аналогичные расчеты по выражению (3.11) дают оценку минимального удельного ущерба $y_{\min} = 0,2 \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$. Таким образом, значение основного удельного ущерба $y_0 = (0,2 \div 0,3) \text{ руб}/(\text{кВт}\cdot\text{ч})$.

Исходя из изложенного, полное значение ущерба при нарушениях электроснабжения

$$Y = y_{ож.д.} \Delta \mathcal{E} = y_{ож.д.} \mathcal{E}_0 k_{огр} [L + (n - 1) l_0] t_{в} / 8760. \quad (3.21)$$

В приложении 2 приведены характеристики ущербов отдельных предприятий различных отраслей народного хозяйства, рассчитанные по приведенной выше методике.

Ущерб внезапности. Этот ущерб связан с созданием резервов сырья, материалов, инструмента, рабочей силы и т. д., необходимых для компенсации последствий внезапного отключения предприятия и возможного расстройств технологического процесса, брака продукции, порчи сырья, материалов, сокращения срока службы инструмента, оборудования, ухудшения технико-экономических показателей процесса производства, увеличения затрат материалов, труда и энергии на единицу выпускаемой продукции. В общем случае эта величина зависит от времени перерыва в электропотреблении. Для удобства расчетов, а также возможности использования характеристик ущербов предприятий-аналогов целесообразно пользоваться не полным значением ущерба внезапности, а удельным, отнесенным к значению отключаемой мощности.

Ущерб внезапности комплексного предприятия, состоящего из отдельных цехов и установок, отключение которого возможно не полностью, а частично и притом избирательно (например, автоматической частотной разгрузкой и т. п.), зависит уже и от глубины огра-

ничения по мощности. Исследования показывают, что эта зависимость (рис. 3.10) может быть аппроксимирована функцией

$$y_{вн} = y_{вн \max}(t_v)(\Delta W_n^*)^\alpha, \quad (3.22)$$

где $y_{вн \max}$ — ущерб внезапности при полном отключении; ΔW_n^* — относительное значение отключаемой мощности; α — показатель, определяемый характером предприятия.

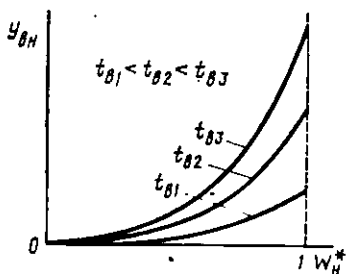


Рис. 3.10

Для получения количественных значений характеристик ущерба внезапности требуется анализ технологических процессов предприятия.

В приложении 2 приведены ориентировочные характеристики ущербов внезапности отдельных предприятий различных отраслей народного хозяйства.

Характеристика ущерба нагрузочных узлов системы. При рассмотрении вопросов надежности ЭЭС часто приходится оперировать не отдельными потребителями, а их совокупностями, питающимися от узлов системы. Обычно отключение полной нагрузки

— крайне редкое событие. При частичном же ограничении возникает задача оценки характеристик ущерба отключаемой части нагрузки. Искомые характеристики, очевидно, зависят от очередности отключения потребителей, которая, в свою очередь, определяется рядом факторов. Один из существенных факторов — соотношение характеристик ущербов отключаемых потребителей. Потребители, имеющие меньший удельный ущерб, должны отключаться в первую очередь. В общем случае эта задача оптимизационная и может быть решена на основе минимизации выражения

$$y_{\Sigma} = \bar{t}_v \sum_{i=1}^n y_{oi} \Delta W_i + \sum_{i=1}^n y_{vni} \Delta W_i \rightarrow \min, \quad (3.23)$$

при выполнении условия

$$\sum_{i=1}^n \Delta W_i = \Delta W_n^*. \quad (3.24)$$

где ΔW_n^* — заданная мощность ограничения нагрузки узла.

Факторами, также влияющими на очередность отключения, являются технические возможности, средства осуществления избирательного отключения нагрузок. Существуют два вида технических средств автоматического избирательного отключения нагрузок: автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и специальная автоматика отключения нагрузок (САОН). С помощью АЧР отключаются нагрузки в случае возникновения дефицита мощности в системе, приводящего к снижению частоты.

Очередность отключения потребителей связывается с глубиной снижения частоты в системе. Данная автоматика позволяет достаточно просто осуществить практически любую необходимую очередность отключения потребителей.

С помощью САОН отключаются потребители в случае возникновения местных дефицитов мощности, что осуществляется посредством организации специальных каналов телеотключения потребителей. Возможности САОН к избирательности потребителей значительно меньше, поскольку техническая реализация телеканалов отключения и их стоимость снижают эффект от более точной ранжировки отключаемых потребителей. Исследования показывают, что для большинства крупных узлов системы, содержащих значительное число различных потребителей, характеристики ущерба этих узлов оказываются достаточно близкими (рис. 3.11).

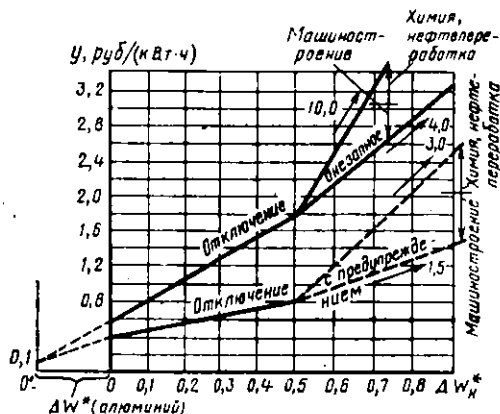


Рис. 3.11

Показатели надежности оборудования ЭЭС. Информация о показателях надежности оборудования ЭЭС представляет собой синтез внешней и внутренней информации в соотношении, зависящем от временного иерархического уровня решаемых задач.

Для задач текущего функционирования ЭЭС показатели надежности могут быть получены на основе исследования действующего оборудования методами, рассмотренными в гл. 2 (испытание на надежность). Для задач перспективного проектирования необходимо информацию о действующем оборудовании экстраполировать на будущее (решению такой задачи посвящен ряд работ, в частности [22]), а показатели нового оборудования прогнозировать на основе ожидаемого научно-технического прогресса в соответствующих отраслях народного хозяйства.

В приложении 1 приведены ориентировочные основные данные по надежности существующего оборудова-

ния ЭЭС. Экспертно оцениваемый доверительный интервал приводимых показателей надежности составляет $\pm 30\%$.

С большой доверительной вероятностью показатели надежности существующего оборудования могут быть использованы и для решения задач перспективного развития (на 5—10 лет). Так, если темпы роста энергетики будут таковы, что энергетическая база в стране возрастает вдвое примерно в течение 10 лет, то через 10 лет система возможно будет состоять более чем на 50 % из существующих элементов. Вследствие большой инерции в изменениях существа ремонтно-эксплуатационного обслуживания системы, климатических и других условий, влияющих на показатели надежности, вряд ли следует ожидать существенного изменения этих показателей; маловероятно также появление в большом количестве принципиально нового оборудования с существенно отличающимися показателями надежности. Таким образом, значительная часть оборудования системы будет иметь показатели надежности, близкие к показателям существующего оборудования.

Однако исследования тенденций в изменениях показателей, влияющих факторов с целью более точного прогнозирования необходимых параметров должны широко проводиться с использованием ретроспективных методов и методов прогнозирования (см. гл. 2). Показатели принципиально нового оборудования могут и должны прогнозироваться и рассчитываться с использованием вероятностных и прочностных методов разработчиками этого оборудования.

В заключение следует отметить, что достоверность исходной информации для решения задач надежности ЭЭС играет существенную роль. В то же время такая информация, как характеристики ущербов, показатели надежности оборудования, имеет довольно большой диапазон неопределенности, в результате чего получаемый интегральный показатель надежности в виде суммарного годового ущерба имеет тоже большую неопределенность (оценочно $\pm 40\%$). Однако этот результат не должен вызывать сомнение в целесообразности расчетов надежности. Во-первых, большинство задач надежности являются оптимизационными, в которых происходит сопоставление разных вариантов системы, формируемых из одних и тех же элементов (оборудования). Поэтому если абсолютные оценки вариантов по надежности действи-

тельно имеют большие доверительные интервалы, то относительные — существенно ниже. Во-вторых, часто исследование только структур моделей надежности изучаемых систем позволяет даже без особой достоверности информации выявить «узкие места» систем, глубже понять или вскрыть закономерности их функционирования.

§ 3.4. Характер моделей надежности и требования, предъявляемые к ним

Поскольку надежность — одно из свойств системы, зависящее от многих ее параметров, то в общем случае модели надежности как самостоятельные не могут быть оптимизационными. Действительно, в общей совокупности уравнений системы надежность отражается либо в виде одного блока ущерба, либо в виде некоторых ограничений на параметры, либо одновременно в виде того и другого в функционале цели (критерия) управления системой (3.1). Этим определяется тот факт, что получить искомое уравнение управления надежностью, как правило, не удастся, а если все же оно получено, то содержит большее число допущений или фиксированных параметров.

В связи с этим математические модели надежности систем являются оценочными или даже информационными, которые в виде блоков включаются в более общие модели системы. И только в тех случаях, когда количество управляемых параметров системы очень мало и они слабо связаны с другими свойствами (не надежностными) системы, удастся построить приемлемую общую оптимизационную модель и вывести в том или ином виде закон управления надежностью (например, оптимальный аварийный резерв в концентрированной системе).

В общем случае модели надежности должны быть вероятностными и динамическими. Однако получение динамических моделей значительно усложняет решения. Поэтому желательно в максимальной степени использовать статические модели. Обычно это удается для решения задач долго- и краткосрочного планирования режимов при эксплуатации системы. Для задач проектирования и планирования развития систем динамизм развития их обычно допустимо отражать в оценочных моделях совокупностью нескольких статических этапов.

Естественно, что требования, предъявляемые к моде-

лям для решения проектных и эксплуатационных задач, должны быть различными, поскольку в первом случае решаются в основном структурные задачи, во втором — режимные. Более того, при проектировании и эксплуатации требования, предъявляемые к моделям, оказываются также различными и зависят от заблаговременности решения задач и характера их. Можно отметить общую тенденцию в требованиях к моделям: чем удаленнее рассматриваемый период от текущего момента, тем в большей степени модели должны учитывать структурные связи и в меньшей степени режимные факторы, и наоборот.

• Контрольные вопросы

1. Что представляет собой системный подход и его основные положения?
2. Что является критерием оптимальной надежности?
3. Какова иерархия основных задач надежности?
4. Что понимается под ущербом от перерывов электроснабжения и каковы его основные составляющие?
5. Что представляет собой модель и математическое моделирование и какие основные требования предъявляются к моделям надежности систем?
6. Основная тенденция в требованиях, предъявляемых к математическим моделям, связанная с заблаговременностью решаемых задач.

ГЛАВА 4

СТРУКТУРА ЭНЕРГОСИСТЕМЫ И ЕЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

В соответствии с системным подходом требуется выявить внутреннюю структуру системы, состав ее элементов и построить иерархию реальной системы, а затем произвести эквивалентирование и моделирование (см. п. 2, 3 и 6 системного подхода в гл. 3). С общих позиций эти вопросы, как отмечалось выше, рассматриваются в других курсах. Поэтому здесь лишь акцентируется внимание на структуре ЭЭС и ее элементах с точки зрения надежности, факторов, ее определяющих, и средствах обеспечения. Все это позволяет затем моделировать надежность элементов системы и ее структуры. Математические же модели систем, отражающих более полно их функционирование, в значительной степени определяются характером решаемых задач, поэтому будут рассматриваться при изучении их.

§ 4.1. Структура системы с позиций надежности и средства ее обеспечения

В гл. 3 отмечалось, что структура ЭЭС функционально может быть представлена системообразующей частью и распределительной электрической сетью. Первая в свою очередь при определенных условиях может рассматриваться как состоящая из относительно независимой генерирующей подсистемы (концентрированная система) и системообразующей электрической сети.

Генерирующая подсистема. Выделение из всей ЭЭС генерирующей части и рассмотрение ее как самостоятельной подсистемы, относительно независимой от электрических сетей, имеет определенные границы. Обычно это допустимо, если ЭЭС может быть представлена как концентрированная. В § 3.2 отмечалось, что под концентрированной системой понимается такая система, в которой электрическая сеть не накладывает никаких ограничений на использование генерирующего оборудования в любой точке системы. Таким образом, модель системы в общем виде должна включать в себя модели генерирующих агрегатов, обобщенной нагрузки энергосистемы и системы управления.

Основные средства обеспечения надежности рассматриваемой части ЭЭС — создание и поддержание резервов (структурное резервирование) генерирующей мощности, осуществление технического обслуживания и ремонта, а также создание и осуществление функционирования системы управления, прежде всего противоаварийного.

Общий резерв генерирующей мощности по своему назначению подразделяется на народнохозяйственный и технический.

Народнохозяйственный резерв $R_{\text{нх}}$ предусматривается при проектировании и планировании развития ЭЭС для компенсации нарушения баланса, возникшего вследствие опережающего развития смежных отраслей народного хозяйства.

Технический резерв $R_{\text{тх}}$ предназначается для компенсации нарушения баланса, вызванного технологическими особенностями, присущими ЭЭС. Технический резерв подразделяется по целевому назначению на аварийный, нагрузочный и ремонтный.

Аварийный резерв $R_{\text{а}}$ предназначается для компенсации снижений располагаемой мощности системы, выз-

ванных отказами и аварийными простоями генерирующего оборудования. *Нагрузочный резерв* (иногда называемый частотным) R_n предусматривается для покрытия случайных нерегулярных колебаний и непредвиденных превышений нагрузки над расчетным значением, вызванных неточностью прогноза. *Ремонтный резерв* R_p предназначается для компенсации энергетических небалансов при проведении плановых (текущих и капитальных) ремонтов и реконструкции основного оборудования электростанций. Аварийный и нагрузочный резервы в совокупности объединяются понятием оперативного резерва $R_o = R_a + R_n$.

По степени мобильности резерв дифференцируют на включенный $R_{вкл}$ и не включенный $R_{нвкл}$.

С точки зрения энергетической обеспеченности различается резерв мощности и энергии (полноценный резерв). Резерв мощности позволяет восстанавливать нарушенный энергобаланс и поддерживать его только в течение относительно непродолжительного времени, однако он не обеспечен энергоресурсами (например, резерв на ГЭС); резерв энергии обеспечивает выработку электроэнергии в полном объеме, но не развивает мощность, эквивалентную мощности небаланса.

В условиях эксплуатации системы используется еще понятие эксплуатационный резерв, представляющий собой разность между рабочей мощностью системы и ее нагрузкой в данный момент времени. Под рабочей мощностью при этом понимается располагаемая мощность системы, уменьшенная на значение располагаемой мощности ее агрегатов, находящихся в состояниях планового и аварийного ремонтов.

Системообразующая часть ЭЭС. Под системообразующей частью понимается совокупность генерирующих источников и системообразующей электрической сети (иногда также называемой основной) (см. § 3.2). Системообразующая электрическая сеть — часть сети, функционально предназначенная для передачи мощности и энергии из одних районов в другие и реализации межсистемных эффектов (взаиморезервирования генерирующих мощностей, снижения максимума суммарной нагрузки объединения, концентрации и эффективного использования капитальных вложений в генерирующие источники, повышения единичных мощностей оборудования и удешевления затрат на производство энергии, повыше-

ния экономичности работы станций объединения, улучшения структуры генерирующих мощностей и т. д.). Необходимость совместного изучения работы генерирующих источников и электрической сети возникает при решении задач надежности в сложных энергообъединениях.

Одно из основных средств обеспечения надежности в рассматриваемой системе — создание резервов генерирующей мощности в узлах, так же как и при обеспечении надежности в концентрированной системе. Вместе с тем наличие линий связи между узлами позволяет повысить надежность при тех же резервах в узлах за счет взаимопомощи между узлами. Однако эта возможность появляется только при наличии определенных запасов (резервов) в пропускных способностях линий связи. Таким образом, повышение пропускной способности связей между узлами — средство обеспечения надежности.

Отличительная особенность энергообъединений по сравнению с концентрированными системами и распределительными сетями с точки зрения надежности — выдвижение на первый план такого свойства, как устойчиво-воспособность. Недостаточная устойчивость (электромеханическая) системы является причиной развития аварий. Так, например, если в результате отказа какого-то одного элемента между узлами линия связи перешла в новое состояние, в котором пропускная способность ее стала меньше предшествовавшего перетока мощности, то это при отсутствии специальной автоматики разгрузки линии приводит к нарушению устойчивой работы по данной линии, асинхронному ходу и потере всей линии связи. Возросшее таким образом возмущение в системе может служить причиной дальнейшего развития аварии (потери устойчивости по другим линиям и т. п.).

Другое основное средство обеспечения надежности — создание и обеспечение работы системы автоматического управления, ограничивающей переток мощности по линии до допустимого и производящей разгрузку передачи при снижении по тем или иным причинам ее пропускной способности.

Таким образом, резервирование, обслуживание, ремонт в основном компенсируют простые (часто независимые) отказы отдельных элементов, а управление предотвращает цепочечное развитие отказов. С этих позиций простые отказы элементов системообразующей части системы приводят лишь к снижению мощности, работающей на общую сеть. При отсутствии резерва генери-

рующей мощности или невозможности увеличения мощности, передаваемой из одной части ЭЭС в другую, из-за ограниченной пропускной способности системообразующих связей приходится прибегать к снижению частоты, ограничению потребителей. Значения этих ограничений составляют единицы процентов от общей нагрузки ЭЭС, поскольку вероятность одновременного простоя большого числа агрегатов в какой-либо одной части ЭЭС мала, а пропускные способности системообразующих связей, как правило, не превышают 10—20 % от мощности любой из связываемых частей ЭЭС. Подавляющее число таких ограничений потребителей осуществляется с их предварительным уведомлением. Внезапные ограничения могут возникать лишь в том случае, когда простой отказ элемента наступает при прохождении максимума суточной нагрузки, а все возможные источники резервирования уже использованы. Сочетание таких условий встречается редко. При этом вследствие небольшой глубины ограничения наиболее ответственные потребители при простых отказах на верхнем уровне могут не ограничиваться вообще.

Распределительная электрическая сеть. Под распределительной электрической сетью понимается часть электрической сети ЭЭС, связывающей электрические станции и узловые подстанции системообразующей сети с потребителями электрической энергии. Отказы в таких сетях не связаны с уменьшением располагаемой генерирующей мощности системы, а могут приводить к отключению отдельных потребителей электроэнергии.

Электрическая сеть обеспечивает электроснабжение большого количества различных потребителей (различных по значению потребляемой мощности, важности с народнохозяйственных позиций и т. д.), расположенных в различных частях системы. В связи с этим электрическая сеть является многофункциональным объектом, что не позволяет оценивать надежность ее в общем случае только одним набором показателей по отношению к функциональному назначению. Поэтому под показателями надежности сети понимается совокупность групп показателей надежности относительно заданных ее узлов.

Надежность распределительных электрических сетей обуславливается надежностью и параметрами электро сетевого оборудования (ЛЭП, трансформаторов, выключателей и т. д.), схемой его соединения и режимами загрузки, а также системой технического обслуживания и

управления (релейной защитой и автоматикой). Основным средством обеспечения надежности является структурное резервирование, релейная защита, противаварийная автоматика (АПВ и др.) и автоматика регулирования нормальных режимов (автоматическое регулирование возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов — АРВ, автоматическое регулирование напряжения трансформаторов и т. д.).

При простых отказах элементов распределительных сетей шины вторичного напряжения центров питания практически остаются независимыми источниками для распределительных сетей электроснабжения потребителей. И лишь в случае развития аварий могут потерять питание одновременно две и более подстанций, являющиеся источниками сети электроснабжения потребителей. Особенностью этого функционального уровня системы является возможность обеспечения практически любого уровня надежности центров питания нагрузки при простых отказах путем выбора соответствующей схемы сети (уровня резервирования питания узлов нагрузки). Возможно избирательное ограничение потребителей в мощности и энергии, но из ограниченного их набора. Простые отказы элементов распределительных сетей потребителей (предприятий, городов и т. д.) приводят в неблагоприятных условиях к ограничениям или отключениям тех потребителей, которые обеспечивались отказавшими элементами.

Таким образом, если отвлечься от развивающихся аварий, надежность электроснабжения любого потребителя определяется надежностью схемы его электроснабжения, центра (или центров) питания, к которому (или к которым) он присоединен, и лишь в некоторых случаях надежностью верхнего уровня ЭЭС (если данный потребитель относится к категории ограничиваемых при дефицитах мощности). При развивающихся или так называемых системных авариях практически любой потребитель может потерять питание полностью или частично.

§ 4.2. Модели надежности оборудования системы

При решении задач надежности ЭЭС широко используются такие методы определения надежности, как расчеты и эксперименты, которые предполагают моделирование надежностных свойств оборудования. В связи с

этим ниже рассматриваются модели оборудования, которые в том или ином виде могут использоваться при решении проектных и эксплуатационных задач.

Модели надежности основного силового оборудования электрических сетей. Под силовым оборудованием понимается оборудование, включенное непосредственно в цепи передачи потоков мощности и энергии.

Воздушные и кабельные ЛЭП представляют собой восстанавливаемые объекты, которые могут находиться в работоспособном состоянии, отказывать, переходить в неработоспособное состояние, ремонтироваться и после восстановления снова переходить в работоспособное состояние. Под отказом здесь понимается всякое событие, происшедшее на линии, которое приводит к необходимости ее отключения. Кроме того, эти объекты в отдельные моменты оперативно отключаются и переходят в нерабочее состояние, связанное с проведением профилактических ремонтов (капитальных, текущих). Таким образом, ЛЭП может моделироваться элементом, который имеет три состояния: работоспособное, неработоспособное аварийное (в дальнейшем просто неработоспособное или аварийное), неработоспособное плановое (в дальнейшем — плановый ремонт)

Для ЛЭП характерно два вида отказов: устойчивые, приводящие к необходимости ее отключения и проведения аварийно-восстановительных работ, и неустойчивые, которые ликвидируются отключением линии и ее повторным включением без проведения аварийно-восстановительных работ. Время перерыва в последнем случае зависит от способа повторного включения линии. При автоматическом повторном включении это время составляет от десятых долей секунды до нескольких секунд, а при включении оперативным персоналом — до нескольких минут. В связи с изложенным основными параметрами такого элемента являются: частота устойчивых ω_u и неустойчивых ω_n отказов, отказ/год; средняя длительность аварийного ремонта (после устойчивого отказа) t_a , год/отказ; средняя длительность планового ремонта $t_{пл}$, год/откл.; частота плановых отключений $\omega_{пл}$, откл./год. В ряде задач возможна детализация длительностей плановых ремонтов и их частот на капитальные и текущие.

Частоты отказов ЛЭП обычно зависят от длины линии. В большинстве случаев, как показывает статистика отказов, эта зависимость линейная. Поэтому, когда обобщаются показатели надежности линий определен-

ного класса, удобно пользоваться показателями удельной частоты отказов, относя полную частоту соответствующих отказов к длине линии. Другие показатели (t_v , t_n , ω_n) в малой степени зависят от длины линии, что обусловливается принятыми формами организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания электрических сетей. Поэтому в практических расчетах можно эти показатели полагать независимыми от длины линии.

Важным параметром линии, существенно влияющим на надежность сети, является ее пропускная способность. В рассматриваемой модели линии предполагалось, что отказы приводят к полной потере ее пропускной способности (полному отключению линии). В отдельных случаях отказ каких-то элементов линии может приводить не к полному отключению ее, а только, например, к отключению одной фазы. Если при этом допустима работа линии в неполнофазном режиме, то, как правило, снижается ее пропускная способность. Модель линии в этом случае должна предусматривать еще частичный отказ и частичное неработоспособное состояние с соответствующими показателями надежности. Следует отметить также, что для отдельных линий такие показатели, как частота отказов, могут существенно зависеть еще от сезонов года и часов суток.

Выше рассматривалась модель одноцепной линии. Если линия многоцепная, т. е. отдельные цепи конструктивно размещены на одних опорах и тем самым связаны между собой механически, электрической прочностью и т. п., то модель такой линии может быть построена двумя способами: либо как модель объекта с многими частичными отказами, каждый из которых вместе с тем состоянием, в которое переходит объект после отказа, характеризуется совокупностью показателей, аналогичных рассмотренным показателям одноцепных линий; либо как совокупность моделей одноцепных линий, но уже не независимых объектов, а зависимых. Во втором случае к показателям надежности отдельных цепей добавляются показатели надежности совместных отказов и простоев.

Трансформатор (автотрансформатор) представляет собой восстанавливаемый объект, который может находиться в работоспособном состоянии, отказывать и переходить в неработоспособное аварийное состояние, восстанавливаться и снова переходить в работоспособное состояние. Кроме этого, в определенные

моменты он оперативно отключается для профилактических ремонтов или вывода в резерв. Под отказом здесь понимается всякое повреждение в трансформаторе, приводящее к необходимости его отключения. Таким образом, трансформатор может, так же как и линия, моделироваться элементом, имеющим три состояния: работоспособное, неработоспособное и планового ремонта. Основными параметрами такого элемента являются: частота отказов ω , отказ/год; средняя длительность аварийного ремонта $t_{в}$, год/отказ; средняя длительность планового ремонта $t_{п}$, год/откл.; частота плановых отключений $\omega_{в}$, откл/год. Здесь, так же как и для линий, в ряде задач возможна детализация плановых ремонтов на капитальные и текущие.

Показатели надежности трансформаторов мало зависят от тех факторов, которые влияют на показатели надежности линий. Можно отметить, что для всех трехфазных трансформаторов отказы приводят к полному отключению объекта. Для трансформаторов, состоящих из группы однофазных (если допустим неполнофазный режим), отказ может быть частичным.

Выключатель является одним из сложных объектов электрической сети. Так же как ЛЭП и трансформатор, выключатель — восстанавливаемый объект, который может находиться в трех состояниях: работоспособном, неработоспособном и в плановом ремонте.

Выключатель имеет многообразные виды отказов, которые могут приводить к различным последствиям в системе.

Рассмотрим подробнее возможные повреждения в выключателе и их последствия (рис. 4.1).

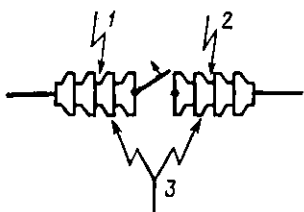


Рис. 4.1

Повреждения типа 1 (например, пробой изоляции левой колонки) могут сопровождаться локализацией их справа (с одной стороны) выключателем или смежными коммутационными аппаратами. Слева же эти повреждения локализуются только смежными коммутационными аппаратами. Таким образом, рассматриваемые повреждения типа 1 могут вызывать отказы двух видов:

— приводящие к необходимости работы всех смежных коммутационных аппаратов только с одной стороны (левой) выключателя (отказ вида-1);

— приводящие к необходимости работы всех смежных коммутационных аппаратов с обеих сторон выключателя (отказ вида 3).

Повреждения типа 2 аналогичны по своим последствиям повреждениям типа 1, меняется только сторона (отказ вида 2).

Повреждение типа 3 (например, падение выключателя, перекрытие отключающей камеры и т. п.) приводит к отказу, в результате которого необходима работа всех смежных коммутационных аппаратов (отказ вида 3).

Кроме того, встречаются случаи, когда в результате каких-то неполадок происходит самопроизвольное отключение выключателя (разрыв цепи), не сопровождающееся отключением смежных коммутационных аппаратов, так называемое ложное срабатывание (отказ вида 4).

Рассмотренные виды отказов обычно являются независимыми и по природе своей аналогичны отказам ЛЭП и трансформаторов. Наряду с этим у выключателей имеются отказы срабатывания при появлении требования как на отключение (отказ вида 5), так и на включение (отказ вида 6), например, при автоматическом вводе резерва (АВР). Если первые виды отказов независимые, то последние обуславливаются уже возникающими требованиями, которые обычно связаны с отказами других элементов сети, что делает их зависимыми.

В связи с изложенным основными показателями надежности выключателя являются: частота отказов вида 1, 2, 3 и 4, обозначаемая соответственно $\omega_{(1)}$, $\omega_{(2)}$, $\omega_{(3)}$ и $\omega_{(4)}$, отказ/год; вероятность отказа срабатывания на требование (относительная частота отказов) отключения $\rho_{откл}$ и включения $\rho_{вкл}$; средняя длительность аварийного ремонта $\bar{t}_в$, год/отказ; средняя длительность планового ремонта $\bar{t}_п$, год/откл.; частота плановых отключений $\omega_п$, откл/год; частота оперативных переключений $\omega_{оп}$, перекл/год. Показатель надежности — вероятность срабатывания на требование отключения $\rho_{откл}$, в свою очередь, может подразделяться на вероятность отказа при аварийных отключениях (сверхтоков) $\rho_{откл}^{сверх}$ и при оперативных переключениях $\rho_{откл}^{оп}$.

Рассмотренная модель 1 выключателя — наиболее полная. В практических расчетах отдельные показатели

могут быть несущественными и ими можно пренебречь. Наиболее часто употребляющаяся модель 2 выключателя включает в себя лишь два показателя отказов: частоту отказов вида 3 — $\omega_{(3)}$ (частоту отказов в статическом состоянии) и вероятность отказа срабатывания на требование отключения сверхтоков $\rho_{откл}^{сверх}$. При этом $\omega_{(3)}$ включает в себя и отказы, возникающие при оперативных переключениях, учтенные исходя из средних частот переключений. Самой грубой является модель 3, представляющая выключатель только одним видом отказов, по последствиям совпадающим с отказом вида 3. Показатель частоты отказов при этом включает усредненно все отказы с такими последствиями.

Отделитель функционально с позиций надежности выполняет в сети такую же роль, как и выключатель, поэтому может моделироваться так же, как и выключатель.

Разъединитель, играющий в сети самостоятельную роль коммутационного аппарата, имеет модель, аналогичную модели выключателя, но у которого $\rho_{откл} = 1$.

Шины распределительных устройств имеют модель, аналогичную модели линии.

Учет системы управления в моделях надежности силового оборудования электрической сети. Система управления включает в себя оперативное обслуживание, устройства релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА). Влияние оперативного обслуживания в основном сказывается на показателях надежности коммутационных элементов (выключателей, отделителей, разъединителей) и в отдельных случаях на показателях трансформатора.

Большинство видов отказов выключателя приводит к необходимости отключения смежных выключателей. Если поврежденный выключатель не отсоединять от сети, то длительность наступившего после отказа состояния будет определяться временем восстановительного ремонта. При этом обесточиваются потребители, получающие питание через смежные отключенные, но не поврежденные выключатели. Если же поврежденный выключатель отсоединить от сети (для чего обычно каждый выключатель снабжается с двух сторон разъединителями), то имеется возможность включить отключенные смежные выключатели и восстановить питание соответствующих потребителей или повысить надежность сети.

Время проведения указанных переключений обычно значительно меньше времени ремонта выключателя. В связи с изложенным показатели надежности выключателя дополняются показателем — среднее время оперативных переключений с целью локализации поврежденного выключателя — $\bar{t}_y$, год/отказ.

Применительно к модели надежности трансформаторов оперативное обслуживание может повлиять на нее только при наличии резервных фаз трансформаторов. В этом случае поврежденный трансформатор заменяется резервным, что значительно снижает время перерыва питания. В связи с изложенным показатели надежности трансформатора дополняются показателем — среднее время замены резервными трансформатором или фазой трансформатора (если они имеются) — $\bar{t}_{зам}$.

Устройства РЗ и ПА — мощные средства повышения надежности электрической сети. Их функционирование в большинстве случаев может быть отражено в моделях надежности силовых элементов сети либо введением дополнительных показателей, либо корректировкой уже имеющихся. Таким же образом может быть учтена и надежность устройств РЗ и ПА, являющихся иногда причиной отказов в электрической сети. Наиболее существенными показателями надежности РЗ и ПА являются: частота ложных срабатываний ω^a , сраб/год; вероятность излишнего срабатывания на требование, которое не относилось к данному устройству РЗ или ПА $\rho_{изл}^a$, сраб/треб. вне зоны; вероятность отказа (относительная частота отказов) ρ^a , отказ/треб.

Первый вид отказов обусловлен самопроизвольным срабатыванием РЗ или ПА (например, неправильные действия оперативного или ремонтного персонала при проверке РЗ и ПА). Второй вид отказов обусловлен излишним срабатыванием РЗ и ПА при некоторых возмущениях в системе, при которых данное устройство РЗ или ПА не должно было бы работать (например, неселективная работа РЗ). Третий вид отказов связан с неработоспособным состоянием устройства РЗ или ПА в тот момент, когда требуется его работа.

Обычно все действия РЗ и ПА сосредоточиваются на выключателях. Поэтому модель надежности выключателя изменяется следующим образом. Наличие устройств РЗ и ПА делает работу и отказы выключателей зависящими от отказов другого оборудования. Так, поврежде-

ние на ЛЭП или в трансформаторе приводит через РЗ в работу соответствующий выключатель, который наряду с успешной работой может и отказать при успешной работе РЗ. Наличие на данном комплексе оборудования автоматики повторного включения (АПВ) приводит к тому, что на одно повреждение защищаемого оборудования (линии, трансформатора) возникает несколько требований срабатывания выключателя, что увеличивает вероятность (относительную частоту) отказа срабатывания (по отношению к количеству повреждений). Это увеличение можно определить следующим образом. При повреждении защищаемого объекта выключатель, отключая объект с вероятностью $\rho_{откл}$ отказывает и с вероятностью $(1 - \rho_{откл})$ не отказывает (выключает). При успешном отключении и наличии АПВ выключатель снова включается. Если на защищаемом объекте, например линии, повреждение устойчивое, то возникает повторная необходимость в отключении того же повреждения объекта. При этом с вероятностью $(1 - \rho_{откл})$ $(1 - \rho_{вкл})$ $\rho_{откл}$ выключатель отказывает, а с вероятностью $(1 - \rho_{откл})^2 (1 - \rho_{вкл})$ не отказывает. В общем случае при $k_{АПВ}$ -м повторном отключении того же повреждения выключатель с вероятностью $[(1 - \rho_{вкл})(1 - \rho_{откл})]^{k_{АПВ}} \rho_{откл}$ откажет. Следовательно, полная вероятность отказа выключателя при одном устойчивом повреждении защищаемого объекта и при наличии $k_{АПВ}$ -кратного автоматического повторного включения составит

$$\begin{aligned} \rho_{откл.расч} &= \rho_{откл} + (1 - \rho_{откл})(1 + \rho_{вкл}) \rho_{откл} + \\ &+ [(1 - \rho_{откл})(1 + \rho_{вкл})]^2 \rho_{откл} + \dots \\ &\dots + [(1 - \rho_{вкл})(1 - \rho_{откл})]^{k_{АПВ}} \rho_{откл} = \\ &= \frac{1 - [(1 - \rho_{вкл})(1 - \rho_{откл})]^{k_{АПВ} + 1}}{\rho_{вкл} + \rho_{откл} - \rho_{вкл} \rho_{откл}} \rho_{откл}. \end{aligned} \quad (4.1)$$

При реальных значениях $\rho_{откл}$ ($\rho_{откл} < 0,1$) и $k_{АПВ}$ ($k_{АПВ} = 1 \div 2$)

$$\rho_{откл.расч} \approx \rho_{откл} (1 + k_{АПВ}). \quad (4.1a)$$

Если учесть еще отказы устройств РЗ и ПА, то это дополнительно увеличит вероятность отказа. Поскольку вероятности отказов малы, то

$$\rho_{откл\Sigma} \approx \rho_{откл.расч} + \rho^a. \quad (4.2)$$

Ложную работу устройств РЗ и ПА можно учесть увеличением частоты ложных отказов выключателя (отказ вида 4) на частоту ложных срабатываний РЗ и ПА

$$\omega_{(4\Sigma)} = \omega_{(4)} + \omega^a. \quad (4.3)$$

Излишние срабатывания РЗ и ПА требуют добавления к модели выключателя еще одного показателя — вероятности излишнего срабатывания устройств РЗ и ПА — $\rho_{изл}^a$.

Модели основных элементов генерирующей подсистемы ЭЭС. Основным элементом данной подсистемы является генерирующий агрегат, в качестве которого могут выступать котел, турбина, электрический генератор, как по отдельности, так и в определенной совокупности.

Генерирующий агрегат может находиться в работоспособном состоянии, отказывать, переходить в неработоспособное состояние, ремонтироваться и переходить снова в работоспособное состояние. Под отказом здесь понимается всякое возникшее в агрегате повреждение, требующее его отключения от системы. Для генерирующих агрегатов характерно наличие большой доли постепенных отказов. Постепенность проявляется в том, что часто возникающие повреждения не требуют моментального снятия с него нагрузки и отключения от системы, а позволяют отложить это до момента, более благоприятного для системы (например, до времени снижения общей нагрузки системы или на время пуска резервного агрегата). Кроме того, агрегаты могут оперативно отключаться для проведения на них плановых ремонтов или выводиться в резерв. Таким образом, генерирующие агрегаты должны моделироваться элементами, которые могут находиться в трех состояниях: работоспособном и двух неработоспособных (аварийном и ремонтном).

С позиций надежности важно и такое свойство агрегата, как время пуска и включения его в работу и скорость набора нагрузки.

Основными показателями надежности являются: частота всех отказов ω , отказ/год, в том числе внезапных $\omega_{вн}$, постепенных $\omega_{пн}$; частота плановых отключений в ремонт $\omega_{п}$, откл/год, в том числе в капитальный $\omega_{п,к}$, в текущий $\omega_{п,т}$; средняя длительность аварийного ремонта $\bar{t}_в$, год/отказ; средняя длительность плановых ремонтов $\bar{t}_п$, год/отказ, в том числе капитальных $\bar{t}_{п,к}$;

текущих $\bar{t}_{п.т}$; относительная длительность нахождения агрегата в аварийном ремонте $q \approx \omega \bar{t}_{п.т}$.

Обобщенная нагрузка представляет собой совокупность всех потребителей системы, которые системой управления могут избирательно отключаться. Под *системой управления* прежде всего здесь понимается совокупность диспетчерских указаний об отключении в случаях необходимости тех или иных потребителей, автоматическая частотная разгрузка (АЧР) и частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ) потребителей.

§ 4.3. Модели надежности структуры системы

Под *структурой системы* здесь понимаются состав ее элементов, их связи и взаимодействие. Модель структуры системы представляет собой схему (иногда называемую схемой надежности), состоящую из узлов и ветвей с определенными показателями надежности, которые показывают пути передачи энергии от источников к потребителям, подсоединенным в узлах системы. Функциональное различие системообразующей части ЭЭС и распределительной сети приводит и к определенным различиям в моделях их структур. Методически целесообразно сначала рассмотреть модель второй подсистемы.

Модель структуры распределительной электрической сети. В общем случае узлы и ветви структурной схемы могут находиться в различных состояниях (работоспособном, неработоспособном, частично работоспособном). Однако практически представляет интерес такая модель, в которой узлы и ветви могут находиться только в двух состояниях: работоспособном и неработоспособном (в общем случае подразделяемым на аварийное и плановое), поскольку для такой модели, как отмечалось в гл. 2, уже разработаны методы расчета надежности системы. Поэтому модели оборудования желательно выбирать такие, которые позволяют свести все состояния объекта к двум. В большинстве случаев это удастся сделать. При этом из двух рассмотренных моделей многоцепной ЛЭП необходимо выбрать ту, которая представляет ее в виде отдельных зависимых цепей. Если удастся смоделировать таким образом все объекты сети, то обычно модель надежности структуры сети оказывается подобной схеме электрических соединений оборудования.

Рассмотрим далее, какие реальные объекты моделируются узлами и ветвями. Здесь возможны два варианта: 1) схема надежности полностью повторяет схему электрических соединений. Узлы моделируют то оборудование, которое физически объединяет сходящиеся цепи (более двух), например шины распределительных устройств; 2) все оборудование, не разделенное коммутационными аппаратами, моделируется узлом. Ветви моделируют только коммутационную аппаратуру. При этом в один узел ее обязательно должно сходиться более двух ветвей. Например, ЛЭП между двумя подстанциями, снабженная по концам выключателями, будет моделироваться узлом, к которому подходят всего две ветви (выключатели по ее концам).

После выбора варианта модели сети предстоит задача формирования показателей надежности узлов и ветвей схемы из показателей оборудования сети.

Показателями надежности узлов являются: частота устойчивого погашения узлов, в результате чего они отсоединяются примыкающими ветвями от сети, ω_{ui} , отказ/год; то же, но неустойчивого ω_{ni} , отказ/год; частота вывода узла в плановый ремонт ω_{pi} , откл/год; средняя длительность аварийного восстановления $\bar{t}_{vi}$, год/отказ; средняя длительность планового ремонта $\bar{t}_{pi}$, год/откл.

Показателями надежности ветвей являются: частота аварийного разрыва ветви ω_{ij} , отказ/год; частота плановых отключений ветви ω_{pij} , откл/год; вероятность отказа в размыкании ветви при возникновении требования от k -го узла $\rho_{откл i/(k)}$; средняя длительность аварийного восстановления $\bar{t}_{vi j}$, год/отказ; средняя длительность планового ремонта $\bar{t}_{pi j}$, год/откл.

В тех случаях, когда появляются зависимые отказы и состояния отдельных элементов, необходимы также показатели, характеризующие эти отказы и состояния (многоцепные линии, действие РЗ и ПА).

Для иллюстрации сформируем показатели надежности узлов и ветвей схемы надежности при втором варианте моделирования оборудования сети (ветви — коммутационные аппараты, узлы — все остальное оборудование, находящееся между коммутационными аппаратами).

Показатели узлов. Частота погашения (отказа) узла складывается из частоты отказов оборудова-

ния, моделируемого данным узлом (линии, трансформатора, шин РУ и т. п.), и частоты отказов вида 1 или 2 выключателей, подсоединенных к рассматриваемому оборудованию:

$$\omega_i = \sum_k^{O_i} \omega_k + \sum_l^{B_i} \omega_{(1,2)l} \quad (4.4)$$

где k и O_i — номер и количество оборудования, которое моделируется i -м узлом; l и B_i — номер и количество выключателей, подключенных к оборудованию i -го узла.

Частота вывода в плановый ремонт зависит от организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания сети. Исходя из принципа максимального совмещения ремонтов различного оборудования, функционально достаточно сильно связанного между собой, искомая частота обычно определяется частотой ремонта того объекта, входящего в узел, для которого она наибольшая:

$$\omega_{\Pi i} = \max_k \{\omega_{\Pi k}\}. \quad (4.5)$$

Средняя длительность аварийного восстановления узла определяется взвешиванием средних времен аварийного ремонта оборудования узла и времен оперативных отключений поврежденных выключателей, подсоединенных к данному оборудованию:

$$\bar{t}_{\Pi i} = \frac{1}{\omega_i} \left[\sum_{k=1}^{O_i} \omega_k \bar{t}_{\Pi k} + \sum_{l=1}^{B_i} \omega_{(1,2)l} \bar{t}_{yl} \right]. \quad (4.6)$$

Средняя длительность планового ремонта узла, так же как и частота, зависит от организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания сети. Если частоты плановых ремонтов всего оборудования узла совпадают, что, как правило, имеет место, то средняя длительность планового ремонта узла определяется средней длительностью того объекта узла, для которого она наибольшая:

$$\bar{t}_{\Pi i} = \max_k \{\bar{t}_{\Pi k}\}. \quad (4.7)$$

Показатели ветвей. Частота аварийного разрыва ветви определяется частотой ложных срабатываний выключателя, включая ложную работу РЗ и ПА, а также частотой излишних его срабатываний при появлении требований в k -м узле:

$$\omega_{ij} = \omega_{(4)} + \omega^a + \sum_k \rho_{изл i j(k)}^a \omega_k. \quad (4.8)$$

Частота плановых отключений ветви определяется частотой плановых ремонтов выключателя

$$\omega_{п.л.} = \omega_{п.выкл.} \quad (4.9)$$

Вероятность отказа в размыкании ветви при возникновении требования от k -го узла определяется вероятностью отказа выключателя с учетом связи его РЗ и ПА с k -м узлом и ненадежностью устройств РЗ и ПА [см. (4.1) — (4.2)]:

$$\rho_{ij(k)} = \rho_{расч.ij(k)} + \rho_{ij(k)}^a \quad (4.10)$$

Средняя длительность аварийного восстановления ветви определяется суммарным временем нахождения выключателя в ремонте, отнесенного к частоте ω_{ij} :

$$\begin{aligned} \bar{t}_{в.ij} = \frac{1}{\omega_{ij}} & \left[(\omega_{(1)} + \omega_{(2)} + \omega_{(3)} + \sum_k \rho(1 + k_{АПВ})\omega_{yk} + \right. \\ & \left. + \sum_k \rho\omega_{п.л.}) (\bar{t}_в - \bar{t}_y) + \omega_{(3)} \bar{t}_в + (\omega^a + \sum_k \rho_{изл.ij(k)}^a \omega_k + \right. \\ & \left. + \sum_k \rho_{ij(k)}^a \omega_k) \bar{t}_y \right]. \end{aligned} \quad (4.11)$$

Средняя длительность планового ремонта ветви определяется средней длительностью планового ремонта выключателя

$$\bar{t}_{п.л.} = \bar{t}_{п.выкл.} \quad (4.12)$$

Помимо показателей надежности отдельных элементов схемы надежности имеются еще зависимые отказы смежных узлов при появлении отказа вида 3 на выключателе, соединяющем эти узлы:

$$\omega_{i-j} = \omega_{(3)}; \quad \bar{t}_{i-j} = \bar{t}_y. \quad (4.13)$$

Полученная модель надежности структуры электрической сети достаточно полная. В практических расчетах часто значительной частью составляющих показателей надежности ветвей и узлов при решении отдельных задач можно пренебречь либо из-за их незначительного влияния на результат, либо из-за одинакового влияния на результат в сопоставимых ситуациях.

В более общем случае приведенные показатели надежности могут быть еще функцией режимных параметров, распределения токов короткого замыкания по сети и т. п.

Хотя приведенная модель достаточно полная, однако и она не всегда учитывает некоторые факторы или устройства автоматики, которые используются или будут использоваться. Однако всегда можно подобрать удобную связь между показателями схемы надежности и этими устройствами. Например, в модели не рассматривалось отражение выключателей, которые нормально отключены, но на них воздействует автоматика ввода резерва (АВР). С позиций надежности такие выключатели можно рассматривать включенными и моделировать соответствующими ветвями. Отказы же их на требования включения моделировать как разрывы ветвей.

Пример 4.1. Требуется составить математическую модель структуры сети, представленной на рис. 4.2, а.

Решение. Схему надежности

сети представим совокупностью узлов и ветвей, где ветви моделируют выключатели и отделители, а узлы — все остальные объекты сети, включая и часть откатов выключателей. При таком моделировании схема надежности примет вид, представленный на рис. 4.2, б, где около каждой ветви и узла указаны те сетевые объекты, которые отображают данные ветвь и узел. Цифры в скобках у выключателей показывают виды отказов, которые учитываются данным элементом схемы. Используя данные приложения 1, определим показатели надежности элементов схемы. Ненадежностью источников питания (узлы 1' и 1'') пренебрежем, что позволит объединить их в один узел (1). Пренебрежем также ненадежностью коммутационной аппаратуры и шин на напряжении 10 кВ. Предполагается, что все выключатели масляные, а

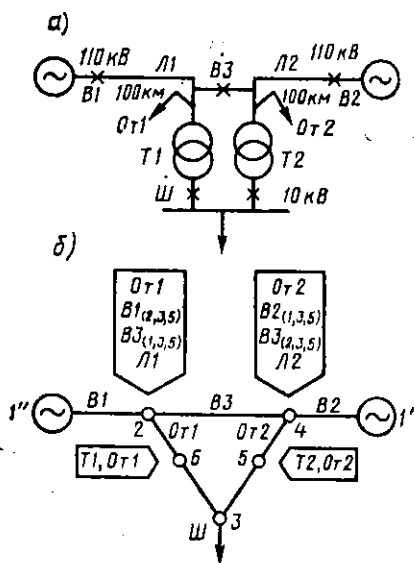


Рис. 4.2

частоты отказов вида 1 и 2 пренебрежимо малы по сравнению с другими частотами.

Узлы 2 и 4:

частота устойчивых отказов $\omega_{y2} = \omega_{y4} = \omega_{y0n} l = 1,4 \cdot 10^2 \cdot 100 = 1,4$;

частота неустойчивых отказов $\omega_{н2} = \omega_{н4} = \omega_{н0n} l = 3,2 \cdot 10^2 \cdot 100 = 3,2$;

средняя длительность восстановления $\bar{t}_{в2} = \bar{t}_{в4} = \bar{t}_{в.л} = 0,5 \cdot 10^{-2}$;

частота и относительная длительность плановых ремонтов $\omega_{п2} = \omega_{п4} = 1$, $\tau_2 = \tau_4 = 5 \cdot 10^{-3}$;

вероятность неработоспособного (аварийного) состояния

$$q_3 = q_4 = \omega_{y3} \bar{t}_{n3} = 1,4 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,7 \cdot 10^{-3}.$$

Узлы 5 и 6:

частота устойчивых отказов $\omega_{y5} = \omega_{y6} = \omega_{yt} = 0,01$;

частота неустойчивых отказов $\omega_{n5} = \omega_{n6} = 0$;

средняя длительность восстановления $\bar{t}_{n5} = \bar{t}_{n6} = \bar{t}_{n,t} = 60 \cdot 10^{-3}$;

частота и относительная длительность плановых ремонтов $\omega_{п5} = \omega_{п6} = 1$; $\tau_5 = \tau_6 = 7,5 \cdot 10^{-3}$;

вероятность неработоспособного (аварийного) состояния

$$q_5 = q_6 = \omega_5 \bar{t}_{n5} = 0,01 \cdot 60 \cdot 10^{-3} = 0,6 \cdot 10^{-3}.$$

Ветви 1—2 и 1—4:

частота аварийного разрыва

$$\begin{aligned}\omega_{12} = \omega_{14} &= \omega_{(4)} + \omega^a + \omega_{нзл} = \\ &= 0,9 \cdot 10^{-3} + 0,77 \cdot 10^{-3} + 0,73 \cdot 10^{-3} = 2,4 \cdot 10^{-3}\end{aligned}$$

(принято, что на линиях установлена дистанционная защита без высокочастотной блокировки — ПЗ-158);

вероятность отказа в размыкании при возникновении требования в узлах 2 и 6 для ветви 1—2 и 4, 5 для ветви 1—4

$$\begin{aligned}P_{y14(4,5)} = P_{y12(2,6)} &= \rho(1 + k_{апв}) + \rho^a = 0,6 \cdot 10^{-3}(1 + 1) + \\ &+ 0,57 \cdot 10^{-3} = 1,77 \cdot 10^{-3};\end{aligned}$$

$$P_{н14(4,5)} = P_{н12(2,6)} = \rho + \rho^a = 0,6 \cdot 10^{-3} + 0,57 \cdot 10^{-3} = 1,17 \cdot 10^{-3};$$

средняя длительность аварийного восстановления

$$\begin{aligned}\bar{t}_{н14} = \bar{t}_{н12} &= \frac{1}{\omega_{14}} \{ [\omega_{(3)} + \rho_{откл14(4,5)}(1 + k_{апв})(\omega_{y4} + \omega_{y5}) + \\ &+ \rho_{откл14(2,4)}(\omega_4 + \omega_5)] (\bar{t}_в - \bar{t}_y) + \omega_{(4)} \bar{t}_н + [\omega^a + \rho_{нзл}(\omega_2 + \omega_6) + \\ &+ \rho_{откл}(\omega_{y4} + \omega_{y5} + \omega_{н4} + \omega_{н5})] \bar{t}_y \} = 4,9 \cdot 10^{-3};\end{aligned}$$

частота и относительная длительность планового ремонта $\omega_{п13} = \omega_{п14} = 1$ откл/год; $\tau_{12} = \tau_{14} = 6,5 \cdot 10^{-3}$;

вероятность аварийного состояния ветвей $q_{14} = q_{12} = 2,45 \cdot 10^{-3} \times 4,9 \cdot 10^{-3} = 12 \cdot 10^{-3}$;

Ветвь 4—2:

частота аварийного разрыва $\omega_{42} = \omega_{(4)} + \omega^a + \rho_{нзл} \cdot 0 = 1,67 \cdot 10^{-3}$;

вероятность отказа в размыкании ветви при требованиях в узлах 2, 4, 5 и 6

$$P_{y42(2,4,5,6)} = \rho(1 + k_{апв}) + \rho^a = 1,77 \cdot 10^{-3};$$

$$P_{н42(2,4,5,6)} = \rho + \rho^a = 1,17 \cdot 10^{-3};$$

средняя длительность аварийного восстановления $\bar{t}_{н42} \approx 4,9 \cdot 10^{-3}$;

частота и относительная длительность планового ремонта $\omega_{п42} = 1$, $\tau_{42} = 6,5 \cdot 10^{-3}$;

вероятность аварийного состояния $q_{42} \approx \omega_{42} \bar{t}_{н42} = 8,2 \cdot 10^{-3}$;

Ветви 4—5 и 2—6 (коммутационные аппараты-отделители):

частота аварийного разрыва $\omega_{45} = \omega_{26} = 0$;

вероятность отказа на требование $p_{45} = p_{26} = 0$ (отделители предполагаются автоматическими, размыкающими цепи в бестоковую паузу, обеспечиваемую всеми смежными выключателями);

средняя длительность аварийного восстановления

$$\bar{t}_{в45} = \bar{t}_{в26} = (\bar{t}_{в}^{отд} - \bar{t}_y) = (0,40 - 0,03) = 0,37 \cdot 10^{-3};$$

плановые ремонты отделителей (ветвей) совмещаются с ремонтами трансформаторов (узлов 5 и 6).

Частоты совместного погашения узлов 2-4-5-6, 4-5, 2-6 соответственно

$$\omega_{2-4-5-6} = \omega_{(3)} + \rho^{оп} \omega_{выкл}^{оп} = 0,3 \cdot 10^{-2} + 0,01 \cdot 15 \cdot 10^{-2} = 0,45 \cdot 10^{-2};$$

$$\omega_{4-5} = \omega^{отд} = 2 \cdot 10^{-2}; \quad \omega_{2-6} = \omega^{отд} = 2 \cdot 10^{-2}.$$

Длительность совместного погашения тех же сочетаний узлов

$$\bar{t}_{в2-4-5-6} = \bar{t}_{в4-5} = \bar{t}_{в2-6} = \bar{t}_y = 0,03 \cdot 10^{-3}.$$

Анализ полученных числовых данных показывает:

а) хотя частота отказов ЛЭП значительно больше трансформаторов (на несколько порядков), относительные длительности аварийного восстановления (вероятности застать в аварийном состоянии) этих объектов близки друг к другу;

б) частоты и относительные длительности разрывов ветвей (моделирующих выключатели) значительно меньше таковых для узлов, что обычно позволяет без особой погрешности пренебречь ими.

Модель структуры системообразующей части ЭЭС.

Из определения данной подсистемы следует, что элементами ее являются генерирующие агрегаты, ЛЭП, коммутационные пункты, а также, возможно, и трансформаторы связи сетей разных классов напряжения, т. е. те же элементы, за исключением генерирующих агрегатов, которые участвовали при формировании модели надежности распределительной электрической сети. Таким образом, если к рассмотренной модели структуры сети добавить в узлы генераторные элементы, то можно получить модель структуры системообразующей части ЭЭС. Однако большое количество агрегатов в узлах резко усложнит и сделает громоздкой схему. Кроме того, модель уже не будет двухуровневой и появится необходимость введения и моделирования массы частичных отказов.

Поэтому с усложнением системы закономерно возникает вопрос о дальнейшем агрегировании элементов, об эквивалентном укрупнении и повышении их обобщенности. С этих позиций часто удобно систему представить совокупностью отдельных концентрированных узлов и обобщенных линий связи между ними. В этом случае

элементами являются концентрированные узлы системы и линии связи между ними. Такие элементы не могут моделироваться двумя и даже тремя состояниями и соответствующими этим состояниям показателями надежности. Спектр показателей надежности обобщенных элементов определяется характером решаемых задач и используемыми математическими моделями системы. Наиболее характерными показателями концентрированных узлов являются: закон распределения вероятностей аварийного снижения генерирующей мощности узла $F_i^c(\Delta W_c)$, закон распределения вероятностей дефицитов мощности $F_i^d(D_i)$, характеристики частот их и т. д. Характерными показателями надежности линий связи между узлами являются: показатели, характеризующие надежность отдельных состояний линий (вероятности и частоты их наступления) и пропускные способности линий в этих состояниях.

Естественно, что получение обобщенных показателей возможно с использованием показателей надежности более простых элементов, образующих данные, известными методами и методами, рассматриваемыми далее. Например, для получения показателей надежности линий связи между узлами необходимо выделить часть электрической сети, примыкающей к обоим этим узлам и участвующей в передаче мощности между ними, рассмотреть все ее состояния, связанные с отключениями элементов и снижением пропускной способности, и определить показатели, характеризующие состояние.

Контрольные вопросы

1. Как подразделяются по назначению резервы генерирующей мощности?
2. Какие средства обеспечения надежности характерны для системообразующей части ЭЭС?
3. Что понимается под показателями надежности распределительной электрической сети?
4. В чем состоят существенные отличия модели надежности выключателя от моделей других сетевых элементов?
5. Как отражается система управления (оперативного, автоматического) на показателях надежности сети и ее элементах?
6. Какими способами возможно моделирование структуры электрической сети?

ПРОЕКТНЫЕ ЗАДАЧИ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ИХ РЕШЕНИЕ

Укрупненные задачи этапа проектирования сформулированы в гл. 3 (см. табл. 3.1). Каждая из этих задач, в свою очередь, может быть также подразделена на иерархически связанные задачи. Так, первая из них — учет надежности при выборе схемы сети и пропускной способности ее элементов, схем коммутаций подстанций — по временной иерархии обычно подразделяется на два этапа. Первый этап — внестадийные работы по схемам электрических сетей — предусматривает решение задачи обоснования общей конфигурации сети и основных ее параметров. Второй этап — проектирование самих объектов (стадия технико-экономического обоснования или технического проекта), когда требуется уточнить параметры данного объекта с учетом роли его в электрической сети. При этом в качестве объектов обычно выступают ЛЭП, подстанции либо линии в совокупности с подстанциями.

Первый этап не является окончательным для принятия решения о сооружении тех или иных сетевых объектов. Он позволяет выявить стратегию развития сети и роль отдельных элементов в ней. Срок заблаговременности в 3—7 лет определяется временем, необходимым для выполнения второго этапа, выработки решения, его принятия и реализации. Располагаемая информация о нагрузках, их распределении и т. д. такова, что нет необходимости выполнять расчеты надежности с глубоким моделированием элементов сети. Как правило, допустимо представление отказов выключателя одним, максимум двумя видами (модель 3 или 2) и т. п.

Второй этап является окончательным, вырабатываемое здесь решение подлежит реализации. Он включает в себя обоснование целесообразности объекта, срока его строительства, уточнение параметров. Заблаговременность выполнения расчетов 1—3 года (время, необходимое для выработки решения и его реализации). Располагаемая исходная информация обладает высокой достоверностью, что оправдывает использование более точных моделей надежности.

Рассмотренный перечень задач и их соподчиненность представлены на рис. 5.1.

Аналогичное подразделение на подзадачи можно сделать по второй и третьей укрупненным задачам, сформулированным в гл. 3.

Учет надежности при решении спектра рассмотренных задач в общем случае в соответствии с критерием

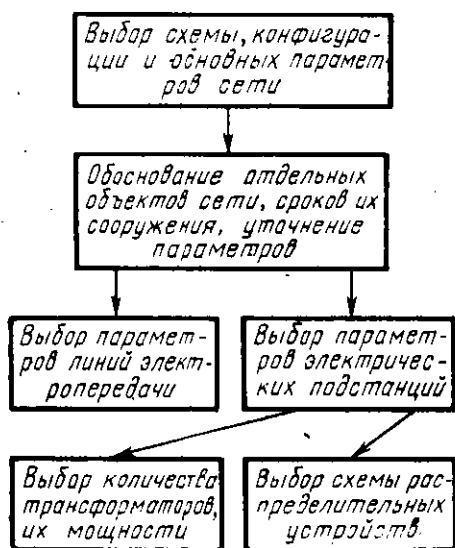


Рис. 5.1

принятия решений (3.1) сводится к определению показателей надежности и ущерба рассматриваемых вариантов сети. Основным методом при этом является метод расчета надежности, что требует разработки математической модели сети и ее исследования.

§ 5.1. Математическая модель системы

В гл. 4 была составлена модель структуры системы, включающая в себя модели всех элементов. Здесь предстоит составить модель системы, которая связывала бы показатели надежности узлов и ветвей схемы надежности сети с показателями надежности системы по отношению к заданным ее узлам. Для составления ее прежде всего необходимо отобрать факторы, которые сущест-

венно влияют на надежность. Опыт эксплуатации и априорное рассмотрение существа процесса функционирования электрической сети показывают, что такими факторами помимо надежности оборудования сети являются:

возможная зависимость частоты отказов и других показателей надежности от сезона года;

необходимость плановых ремонтов и политика их проведения;

зависимость отказов отдельных элементов сети друг от друга;

ограниченность пропускных способностей элементов сети.

Важный момент, который следует учитывать при составлении модели, это методические и математические возможности исследования получаемых моделей. Из аналитических методов (см. гл. 2) наиболее приспособленным для расчетов сложных сетей является логико-вероятностный метод и его возможные модификации. В некоторых случаях удобен табличный метод. Однако непосредственное применение этих методов к рассматриваемой задаче невозможно, поскольку они не учитывают перечисленные системные факторы, влияющие на надежность. Так, отмеченные методы разработаны для систем, элементы которых могут находиться только в двух состояниях, имеют постоянные частоты отказов и интенсивностей восстановлений, а ограниченная пропускная способность элементов сети не учитывается и т. д..

В связи с этим возникает задача построения модели сети так, чтобы основой ее были указанные методы расчета, определенным способом преобразованные и приспособленные к особенностям электрической сети.

Учет непостоянства частоты отказов. Поскольку изменчивость частоты отказов имеет явно выраженный сезонный характер, то учесть этот фактор можно, разделяя весь изучаемый интервал на части, в пределах которых основные показатели надежности можно полагать независимыми от времени и рассчитывать их для этих частей интервала.

Учет плановых ремонтов. При решении проектных задач моменты начала проведения плановых ремонтов оборудования неизвестны. Для рассматриваемого элемента ремонт может начаться в любой момент времени будущего. Как показывает статистика плановых ремон-

тов, их длительность тоже не является строго детерминированной. Таким образом, поток плановых ремонтов и их длительность могут рассматриваться как вероятностные. Однако суммирование потоков аварийных и плановых ремонтов элемента, как правило, недопустимо. Это объясняется тем, что аварийные отказы объектов в основном независимы друг от друга. Выводы же объектов в плановые ремонты подчиняются определенной ремонтной политике. Так, например, одновременный плановый ремонт объектов, соединенных «параллельно», запрещается, так как это приведет к отключению потребителей энергии. Далее плановые ремонты оборудования определенного сетевого района выполняются последовательно с целью сокращения ремонтного персонала и техники. Следовательно, хотя потоки плановых ремонтов и могут рассматриваться как случайные, однако моменты начала ремонтов отдельных объектов между собой связаны. Изложенные обстоятельства позволяют наметить следующий способ учета плановых ремонтов.

Составляется перечень ремонтных (плановых) состояний сети. В частности, при отсутствии определенных данных о планах ремонтов принимается, что количество ремонтных состояний сети в общем случае равно числу узлов и ветвей схемы надежности. В отдельных случаях плановые ремонты некоторых цепочек могут совмещаться. Относительная длительность каждого ремонтного состояния

$$\tau_r^c = \omega_{nr} \bar{t}_{nr}, \quad r = \bar{1}, m,$$

где m — число ремонтных (плановых) состояний сети.

Если окажется, что $\sum_{r=1}^m \tau_r^c > 1$, то это означает, что ремонтные состояния каких-то элементов должны совпадать. Такими могут быть элементы, которые в наименьшей степени связаны в сети, т. е. наиболее удаленные друг от друга. В результате составляется новый перечень ремонтных состояний m' , при котором

$$\sum_{r=1}^{m'} \tau_r^c < 1.$$

Если же окажется, что с самого начала $\sum_{r=1}^m \tau_r^c \leq 1$, то это означает, что помимо ремонтных состояний имеется

время, в течение которого в сети не происходят плановые ремонты (нормальное состояние сети)

$$\tau_0 = 1 - \sum_{r=1}^m \tau_r^c. \quad (5.1)$$

Выявив перечень ремонтных (плановых) состояний сети (включая и нормальное состояние), можно весь рассматриваемый период изучения системы разбить на отрезки, пропорциональные длительностям этих состояний. В течение каждого из полученных отрезков времени состав элементов сети известен (известно, какие элементы отключены); а каждый элемент может находиться только в двух состояниях: работоспособном или аварийном. К такой системе можно применить любой из рассмотренных методов расчета надежности сети и определить показатели сети q_r и ω_r для всех интересующих узлов. Здесь индекс « r » означает номер ремонтного (планового) состояния сети.

Далее, рассматривая относительные длительности плановых состояний τ_r^c , как вероятности состояний образующих полную группу несовместных событий, воспользуемся теорией полной вероятности для нахождения вероятности неработоспособного состояния системы по отношению к i -му узлу за весь изучаемый интервал времени

$$q = \sum_{r=0}^m \tau_r^c q_r(\tau_r^c), \quad (5.2)$$

где $q_r(\tau_r^c)$ — вероятность неработоспособного состояния сети по отношению к заданному узлу при отсутствии в ней элементов, находящихся в r -м плановом ремонте.

Выражение (5.2) по существу представляет собой сумму вероятностей наложения аварийных состояний сети на плановые ремонты. Если неработоспособные состояния сети и плановые простои независимы, то

$$\tau_r^c q_r(\tau_r^c) = \tau_r^c q_r.$$

Однако реально такая зависимость имеется. Действительно, вряд ли ремонтно-эксплуатационная политика будет требовать отключения элементов и проведения их плановых ремонтов, если это должно привести к отказу системы. Плановый ремонт этих элементов будет отнесен к тому моменту, когда их отключение не приведет непосредственно к отказу системы. Из этого положения

вытекает следующее. Если во всех предыдущих выражениях вероятности аварийного простоя системы q_r предполагались постоянными, независимыми от времени величинами, соответствующими стационарным их значениям в удаленный момент времени, то в данном случае таковыми они не являются. На самом деле, если в момент вывода какого-то оборудования сети в плановый ремонт r система будет находиться в работоспособном состоянии, то это означает, что вероятность застать систему в неработоспособном состоянии в начальный момент планового ремонта равна нулю: $q_r|_{t=0}=0$. В гл. 1 было показано, что если поток отказов и восстановлений объектов простейший ($\lambda=\omega=\text{const}$, $\mu=\text{const}$), то из (1.37) и (1.33) следует, что

$$q_r(t) = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} [1 - e^{-(\lambda + \mu)t}] = q_r [1 - e^{-(\mu + \lambda)t}]. \quad (5.3)$$

Графически зависимость $q(t)$ показана на рис. 5.2. При фактических показателях надежности сетевого оборудования время приближения величины $q(t)$ от нулевого значения к установившемуся стационарному q составляет сотые—десятые доли года. Поэтому замена $q(t)$ на q при большом интервале времени дает малую погрешность и допустима. На малых же интервалах, соизмеримых с временем перехода $q(t)$ к стационарному значению, такая замена может дать заметную погрешность. При рассмотрении работы сети на интервале длительности планового ремонта имеет место этот случай. Время

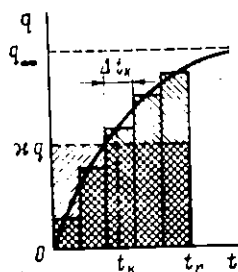


Рис. 5.2

отдельных плановых состояний сети соизмеримо с временем приближения $q(t)$ от нулевого значения к стационарному. Учесть этот фактор в выражении (5.2) можно следующим образом. Поскольку интерес представляет вероятность аварийного состояния сети с целью последующего определения длительности такого состояния, то будет допустима замена переменной величины $q_r(t)$ некоторой эквивалентной ей постоянной. Это эквивалентирование может быть выполнено, исходя из равенства суммарного времени простоя системы на заданном интервале времени (времени r -го планового состояния сети). Если экспоненциальную зависимость $q(t)$ заме-

нить близкой к ней ступенчатой ломаной, то на каждом интервале Δt_k величина q будет постоянной и равной $q(t_k)$. Поскольку величина q может еще рассматриваться как относительная длительность неработоспособного состояния объекта, то длительность простоя на интервале Δt_k определится как

$$\Delta \bar{t}_{\Sigma(k)} = q(t_k) \Delta t_k.$$

Суммарное время нахождения объекта в неработоспособном состоянии за период $t_{\text{пр}}$ можно найти как

$$\bar{t}_{\Sigma}(t_{\text{пр}}) = \sum_{k=1}^k \Delta \bar{t}_{\Sigma(k)} = \sum_{k=1}^k q(t_k) \Delta t_k,$$

где k находится из условия $\sum_{k=1}^k \Delta t_k = t_{\text{пр}}$. Более точно, когда $\Delta t_k \rightarrow 0$,

$$\bar{t}_{\Sigma}(t_{\text{пр}}) = \int_0^{t_{\text{пр}}} q(t) dt.$$

Следовательно, эквивалентная относительная длительность простоя объекта за время $t_{\text{пр}}$

$$q_{\text{эк}}(t_{\text{пр}}) = \frac{\bar{t}_{\Sigma}(t_{\text{пр}})}{t_{\text{пр}}} = \frac{1}{t_{\text{пр}}} \int_0^{t_{\text{пр}}} q(t) dt = \kappa q. \quad (5.4)$$

Если воспользоваться выражением (5.3) для $q(t)$, то

$$q_{\text{эк}}(t_{\text{пр}}) = \left\{ 1 - \frac{1}{(\lambda + \mu) t_{\text{пр}}} [1 - e^{-(\lambda + \mu) t_{\text{пр}}}] \right\} q = \kappa q, \quad (5.5)$$

Коэффициент $\kappa < 1$ и показывает степень уменьшения длительности аварийного простоя сети за счет того, что в плановый ремонт объекты сети выводятся только в благоприятные моменты времени. С достаточной для практических расчетов точностью выражение для коэффициента κ может быть аппроксимировано более простым

$$\kappa \approx \frac{\bar{t}_{\text{пр}}}{1,7\bar{t}_{\text{в}} + \bar{t}_{\text{пр}}} = \frac{1}{1 + 1,7\bar{t}_{\text{в}}/\bar{t}_{\text{пр}}}, \quad (5.6)$$

где $\bar{t}_{\text{в}}$ — среднее время восстановления работоспособности объекта; $\bar{t}_{\text{пр}}$ — время r -го ремонтного состояния.

С учетом (5.5) и (5.6) выражение (5.2) можно записать как

$$q = \sum_{r=1}^m \tau_r^c \kappa_r q_r, \quad (5.7)$$

где

$$\kappa_r \approx \frac{1}{1 + 1,7 \bar{t}_{br}^c / \bar{t}_{пр}}, \quad (5.6.a)$$

$$\bar{t}_b^c = q_r / \omega_r.$$

Аналогично можно вывести выражение и для расчета другого показателя надежности сети

$$\omega = \sum_{r=1}^m \tau_r^c k_{r.ок} (t_{пр}) \omega_r = \sum_{r=1}^m \tau_r^c (1 - \kappa_{ri} q_r) \omega_r \approx \sum_{r=1}^m \tau_r^c \omega_r, \quad (5.8)$$

где на основании (2.53)

$$\omega_r = \frac{1}{1 - q_r} \sum_{k=1}^n \frac{\partial q_r}{\partial q_k} k_{rk} \omega_k.$$

Здесь k — номер элемента; n — количество элементов сети.

Пример 5.1. Определить показатели надежности сети, представленной на рис. 4.2, по отношению к шинам 10 кВ понижающей подстанции (узел 3 на рис. 4.2, б). Пропускные способности всех элементов сети обеспечивают передачу необходимой во всех ситуациях мощности без ограничения. Выключатели и отделители предполагаются абсолютно надежными (нет зависимых отказов).

Решение. Так как сеть не имеет ограничений по пропускным способностям, объединим источники в один узел. Составим для полученной схемы надежности логическую функцию неработоспособности. После объединения узлов $1'$ и $1''$ в узел 1 схема приняла вид моста. Для такой схемы в гл. 2 была получена логическая функция неработоспособности $\bar{Z}$. Отличие схем состоит лишь в том, что в схеме, приведенной на рис. 4.2, б, ветви 4—5, 5—3 и узел 5 между ними представлены одной ветвью 3—4 и соответственно связи 2—б, б—3 и узел 6 между ними — ветвью 2—3. Таким образом, если в полученной в гл. 2 логической функции неработоспособности (2.27) подставить $x_{43} = x_{45} + x_5$; $x_{23} = x_{26} + x_6$ и $x_{63} = x_{63} = 0$ (как абсолютно надежные по условию), то получим функцию неработоспособности для данной сети

$$\begin{aligned} \bar{Z} = & \bar{x}_{12}\bar{x}_{14} + \bar{x}_2\bar{x}_4 + \bar{x}_2\bar{x}_{14} + \bar{x}_4\bar{x}_{12} + \bar{x}_{12}\bar{x}_{24}(\bar{x}_{45} + \bar{x}_5) + \\ & + \bar{x}_{14}\bar{x}_{24}(\bar{x}_{26} + \bar{x}_6) + \bar{x}_2(\bar{x}_{45} + \bar{x}_5) + \bar{x}_4(\bar{x}_{26} + \bar{x}_6) + \\ & + (\bar{x}_{45} + \bar{x}_5)(\bar{x}_{26} + \bar{x}_6). \end{aligned}$$

Далее составим перечень плановых ремонтов оборудования сети:

1 — ремонт В2 и Л2: $\tau_1^c = \max\{5,0; 6,5\} 10^{-3} = 6,5 \cdot 10^{-3}$;

2 — ремонт В1 и Л1: $\tau_2^c = \tau_1^c = 6,5 \cdot 10^{-3}$;

3 — ремонт Т2 и От2: $\tau_3^c = \max\{7,5; 0,5\} 10^{-3} = 7,5 \cdot 10^{-3}$;

4 — ремонт Т1 и От1: $\tau_4^c = \tau_3^c = 7,5 \cdot 10^{-3}$;

5 — ремонт В3: $\tau_5^c = 6,5 \cdot 10^{-3}$;

0 — нормальное состояние: $\tau_0 = 1,0 - \sum_{r=1}^5 \tau_r^c = 0,9655$.

1. Логическую функцию неработоспособности для первого ремонтного состояния можно получить подстановкой $\bar{x}_4 = x_4 = 1$ в выражение $\bar{Z}$ и небольшими упрощениями с использованием правила поглощения (2.18)

$$\bar{Z}_{(1)} = \bar{x}_{12} + \bar{x}_2 + \bar{x}_{26} + \bar{x}_6.$$

Последнее выражение можно было бы получить сразу из рассмотрения схемы надежности, в которой разомкнута ветвь 1—4 и отключен узел 4.

Вероятность неработоспособного состояния системы при первом плановом ремонте (индекс в скобках) найдем как

$$\begin{aligned} q_{(1)} &= P(\bar{Z}_{(1)} = 1) = P(\bar{x}_{12} = 1) + P(\bar{x}_2 = 1) + P(\bar{x}_{26} = 1) + \\ &+ P(\bar{x}_6 = 1) - P(\bar{x}_2 \bar{x}_{12} = 1) - P(\bar{x}_{12} \bar{x}_{26} = 1) - P(\bar{x}_{12} \bar{x}_6 = 1) - \\ &- P(\bar{x}_2 \bar{x}_{26} = 1) - P(\bar{x}_2 \bar{x}_6 = 1) - P(\bar{x}_{26} \bar{x}_6 = 1) + P(\bar{x}_{12} \bar{x}_2 \bar{x}_{26} = 1) + \\ &+ P(\bar{x}_{12} \bar{x}_2 \bar{x}_6 = 1) + P(\bar{x}_{12} \bar{x}_{26} \bar{x}_6 = 1) + P(\bar{x}_2 \bar{x}_{26} \bar{x}_6 = 1) - \\ &- P(\bar{x}_{12} \bar{x}_2 \bar{x}_{26} \bar{x}_6 = 1) = q_{12} + q_2 + q_{26} + q_6 - q_{12} q_2 - q_{12} q_{26} - \\ &- q_{12} q_6 - q_2 q_{26} - q_2 q_6 - q_{26} q_6 + q_{12} q_2 q_6 + q_{12} q_{26} q_6 + q_2 q_{26} q_6 - \\ &- q_{12} q_2 q_{26} q_6. \end{aligned}$$

Подставляя цифровые значения предыдущего примера, получаем $q_{(1)} = 1,3 \cdot 10^{-3}$. Как следует из численных соотношений, при определении данного показателя можно пренебречь членами, состоящими из произведений первых четырех слагаемых. Кроме того, можно пренебречь также аварийностью выключателя. При этом частота отказов

$$\begin{aligned} \omega_{(1)} &= \frac{1}{1 - q_{(1)}} \sum_{k=1}^n \frac{\partial q_{(1)}}{\partial q_k} k_{rk} \omega_k = \frac{1}{1 - 1,3 \cdot 10^{-3}} \times \\ &\times \sum_{k=1}^n \frac{\partial (q_{12} + q_2 + q_{26} + q_6 - \dots)}{\partial q_k} k_{rk} \omega_k \approx \\ &\approx \frac{\partial (q_{12} + q_2 + q_{26} + q_6 - \dots)}{\partial q_{12}} k_{r12} \omega_{12} + \\ &+ \frac{\partial (q_{12} + q_2 + q_{26} + q_6 - \dots)}{\partial q_{12}} k_{r2} \omega_2 + \dots = k_{r12} \omega_{12} + \\ &+ k_{r2} \omega_2 + k_{r26} \omega_{26} + k_{r6} \omega_6 - \dots = 1,44. \end{aligned}$$

Средняя длительность отключения

$$\bar{t}_{в(1)}^c = q_1 \cdot \omega_{(1)} = 1,3 \cdot 10^{-3} : 1,44 = 0,91 \cdot 10^{-3} \approx 8 \text{ ч.}$$

2. Показатели надежности при втором ремонтном состоянии в силу симметрии схемы будут равны показателям надежности первого ремонтного состояния.

3. Функцию неработоспособности для третьего планового состояния ($\bar{x}_3=1, \bar{x}_{13}=1$) найдем аналогично первому

$$\bar{Z}_{(3)} = \bar{x}_2 + \bar{x}_{26} + \bar{x}_6 + \bar{x}_{12} \bar{x}_{14} + \bar{x}_4 \bar{x}_{12} + \bar{x}_{12} \bar{x}_{24}.$$

Вероятность неработоспособного состояния системы

$$q_{(3)} = P(\bar{Z}_{(3)} = 1) = q_2 + q_{26} + q_6 + q_{12} q_{14} + q_4 q_{12} + q_{12} q_{24} - \dots = 1,3 \cdot 10^{-3}.$$

Частота отказов

$$\omega_{(3)} = \frac{1}{1 - 1,3 \cdot 10^{-3}} (k_{г2} \omega_2 + k_{г26} \omega_{26} + k_{г6} \omega_6 + k_{г12} \omega_{12} q_{14} + k_{г14} \omega_{14} q_{12} + \dots) = 1,41.$$

Средняя длительность отключения

$$\bar{t}_{в(3)}^c = 1,3 \cdot 10^{-3} : 1,41 = 0,92 \cdot 10^{-3} \text{ год} = 8,1 \text{ ч.}$$

4. Показатели надежности четвертого состояния равны показателям третьего ремонтного состояния.

5. Функция неработоспособности для пятого ремонтного состояния ($\bar{x}_{12}=1$)

$$\bar{Z}_{(5)} = (\bar{x}_{14} + \bar{x}_4 + \bar{x}_{45} + \bar{x}_5) (\bar{x}_{12} + \bar{x}_2 + \bar{x}_{26} + \bar{x}_6).$$

Вероятность неработоспособного состояния

$$q_{(5)} = P(\bar{x}_{14} + \bar{x}_4 + \bar{x}_{45} + \bar{x}_5 = 1) P(\bar{x}_{12} + \bar{x}_2 + \bar{x}_{26} + \bar{x}_6 = 1) = (q_{14} + q_4 + q_{45} + q_5 - q_{14} q_4 - \dots)^2 = 1,69 \cdot 10^{-6}.$$

Частота отказов

$$\omega_{(5)} = \frac{2}{1 - q_{(5)}} (q_{14} + q_4 + q_{45} + q_5 - \dots) \times$$

$$\times \sum_k \frac{\partial (q_{14} + q_4 + q_{45} + q_5 - \dots)}{\partial q_k} k_{гk} \omega_k = 3,73 \cdot 10^{-3}.$$

Средняя длительность отключения

$$\bar{t}_{в(5)}^c = 1,69 \cdot 10^{-6} : 3,73 \cdot 10^{-3} = 0,45 \cdot 10^{-3} \text{ год} \approx 4 \text{ ч.}$$

6. Логическая функция неработоспособности при нормальном состоянии сети равна полной функции $\bar{Z}$. Вероятность неработоспособного состояния системы

$$q_{(0)} = q_{12} q_{14} + q_2 q_4 + q_2 q_{14} + q_4 q_{12} + q_{12} q_{24} (q_{45} + q_5) - \dots = 0,67 \cdot 10^{-3}.$$

Частота отказов

$$\omega_{(0)} = q_{14} \omega_{12} + q_{12} \omega_{14} + q_4 \omega_2 + q_2 \omega_4 + q_{14} \omega_2 + q_2 \omega_{14} + q_{12} \omega_4 + \\ + q_4 \omega_{12} + q_{24} (q_{45} + q_5) \omega_{12} + q_{12} (q_{45} + q_5) \omega_{24} + \\ + q_{12} q_{24} (\omega_{45} + \omega_5) + \dots = 1,34 \cdot 10^{-3}.$$

Средняя длительность отключения

$$\bar{t}_{в(0)} = 0,67 \cdot 10^{-3} : 1,34 \cdot 10^{-3} = 0,5 \cdot 10^{-3} \text{ год} \approx 4,4 \text{ ч.}$$

7. Полная вероятность неработоспособного состояния системы без запрета наложения плановых ремонтов на аварийные ($\kappa=1$)

$$q = \tau_0 q_{(0)} + \tau_1 q_{(1)} + \tau_2 q_{(2)} + \tau_3 q_{(3)} + \tau_4 q_{(4)} + \tau_5 q_{(5)} = 0,37 \cdot 10^{-4}.$$

8. Полная вероятность неработоспособного состояния системы, но с учетом запрета вывода в плановый ремонт оборудования сети, если это связано с отключением потребителей

$$\kappa_1 = \kappa_2 = \frac{6,5}{1,7 \cdot 0,91 + 6,5} = 0,81; \quad \kappa_3 = \kappa_4 = \frac{7,5}{1,7 \cdot 0,92 + 7,5} = \\ = 0,83; \quad \kappa_5 = \frac{6,5}{1,7 \cdot 0,45 + 6,5} = 0,89;$$

$$q = \tau_0 q_{(0)} + 2\tau_1 \kappa_1 q_{(1)} + 2\tau_3 \kappa_3 q_{(3)} + \tau_5 \kappa_5 q_{(5)} = 0,3 \cdot 10^{-4}.$$

9. Частота отказов

$$\omega = \tau_0 \omega_{(0)} + 2\tau_1 \omega_{(1)} + 2\tau_3 \omega_{(3)} + \tau_5 \omega_{(5)} = 0,042.$$

10. Средняя длительность одного отключения

$$\bar{t}_{в.с}^c = 0,3 \cdot 10^{-4} : 0,042 = 0,72 \cdot 10^{-3} \text{ год} = 6,3 \text{ ч.}$$

Анализ результатов расчетов данного примера показывает:

1) если в цепочках имеются последовательно соединенные звенья из одиночных элементов и звенья из параллельно соединенных элементов, то ненадежностью последних звеньев можно пренебречь по сравнению со звеньями, состоящими из одиночных элементов. Этот вывод имеет довольно общий характер для электрических сетей;

2) ненадежность сети в значительной мере определяется периодами проведения плановых ремонтов.

Применение логико-вероятностного метода к расчету данной простой сети с резервированием слишком громоздко. Этот метод наиболее эффективен для сложных схем сети. Здесь более удобно использование табличного метода. Однако логико-вероятностный метод, как более строгий, позволяет выявить все существенные и несущественные факторы (в частности, отмеченные выше в выводах примера). Табличный метод в значительной мере использует эти упрощения и допущения.

Учет зависимых отказов элементов сети. Зависимые отказы, как правило, значительно усложняют математическую модель системы и методы ее расчета. Способы учета этого фактора могут быть различными и определяются в основном методом расчета данной модели. Из

анализа отказов объектов электрической сети следует, что основными зависимыми отказами являются:

отказы вида 3 выключателей, приводящие к погашению смежных узлов i и j , частота которых $\omega_{i-j} = \omega_{(3)}$, а средняя длительность времени оперативных переключений $\bar{t}_{в i-j} = \bar{t}_y$;

отказы выключателей в размыкании цепи, в результате чего, как правило, погашение одного узла (i) приводит к погашению смежного узла (j) с частотой $\omega_{i-j} = \rho_{откл ij(i)} \omega_i + \rho_{откл ij(j)} \omega_j$ и средней длительностью оперативных переключений $\bar{t}_{i-j} = \bar{t}_y$;

отказы многоцепных линий, сопровождающиеся повреждением нескольких цепей, моделируемых, например, узлами j, k, l , частоты которых равны ω_{j-k-l} , а средняя длительность восстановления $\bar{t}_{в j-k-l}$. Рассмотрим один из возможных способов учета таких отказов в случае, если для расчета используется логико-вероятностный метод с логическими функциями неработоспособности сети $\bar{Z}$. Введем вместо логических аргументов $\bar{x}_i, \bar{x}_j, \bar{x}_k$, характеризующих состояния соответствующих узлов, величины

$$\bar{x}_i = \bar{x}'_i + \bar{x}_{i-j-k}; \quad \bar{x}_j = \bar{x}'_j + \bar{x}_{i-j-k}; \quad \bar{x}_k = \bar{x}'_k + \bar{x}_{i-j-k}. \quad (5.9)$$

В (5.9) логическая величина $\bar{x}_{i-j-k}$ отражает зависимое состояние в виде некоторого фиктивного элемента с частотой отказов ω_{i-j-k} и вероятностью простоя

$$P(\bar{x}_{i-j-k} = 1) \approx \omega_{i-j-k} \bar{t}_{в i-j-k},$$

а $\bar{x}'_i, \bar{x}'_j, \bar{x}'_k$ — независимые состояния соответствующих элементов. Далее показатели надежности сети вычисляются известным способом по логической функции неработоспособности сети с учетом замены (5.9).

Пример 5.2. Дополнительно к расчетам примера 5.1 требуется учесть отказы вида 3 выключателей и отказы в отключении ими повреждений в защищаемых элементах сети для схемы, представленной на рис. 4.2, а, б.

Решение. Показатели надежности для совместных отказов узлов определим с учетом расчетов примера 4.1:

$$\begin{aligned} \omega_{1-2} = \omega_{1-4} &= \rho_{y1^{*2}(2,6)} (\omega_{y2} + \omega_{y6}) + \rho_{n1^{*2}(2,6)} (\omega_{n2} + \omega_{n6}) = \\ &= 6,25 \cdot 10^{-2}; \end{aligned}$$

$$q_{1-2} = q_{1-4} \approx \omega_{1-2} \bar{t}_y = 6,25 \cdot 10^{-2} \cdot 0,03 \cdot 10^{-3} = 1,9 \cdot 10^{-6};$$

$$\begin{aligned} \omega_{2-4} &= \rho_{y24(2,4,5,6)} (\omega_{y2} + \omega_{y4} + \omega_{y5} + \omega_{y6}) + \rho_{24(2,4)} (\omega_{n2} + \omega_{n4}) = \\ &= 12,5 \cdot 10^{-2}; \end{aligned}$$

$$[q_{2-4} \approx \omega_{2-4} \bar{f}_y = 12,5 \cdot 10^{-2} \cdot 0,03 \cdot 10^{-3} = 3,7 \cdot 10^{-6};$$

$$\omega_{2-4-5-6} = 0,45 \cdot 10^{-2}; \quad q_{2-4-5-6} = 0,45 \cdot 10^{-2} \cdot 0,03 \cdot 10^{-3} = 0,14 \cdot 10^{-6};$$

$$\omega_{4-5} = \omega_{2-6} = 0,02; \quad q_{4-5} = q_{2-6} = 0,02 \cdot 0,03 \cdot 10^{-3} = 0,6 \cdot 10^{-6}.$$

Составим новую логическую функцию неработоспособности $\bar{Z}$ путем подстановки:

$$\bar{x}_2 = \bar{x}'_2 + \bar{x}_{1-2} + \bar{x}_{2-4} + \bar{x}_{2-6} + \bar{x}_{2-4-5-6};$$

$$\bar{x}_4 = \bar{x}'_4 + \bar{x}_{4-2} + \bar{x}_{4-1} + \bar{x}_{4-5} + \bar{x}_{2-4-5-6};$$

$$\bar{x}_5 = \bar{x}'_5 + \bar{x}_{4-5} + \bar{x}_{2-4-5-6}; \quad \bar{x}_6 = \bar{x}'_6 + \bar{x}_{2-6} + \bar{x}_{2-4-5-6}.$$

После подстановки и преобразования функции получаем

$$\bar{Z} = \bar{Z}' + \Delta Z,$$

где

$$\begin{aligned} \Delta Z = & \bar{x}_{2-4} + (\bar{x}_{12} + \bar{x}'_2) \bar{x}_{4-1} + \bar{x}_{2-4-5-6} + (\bar{x}_{14} + \bar{x}'_4) \bar{x}_{1-2} + \\ & + (\bar{x}_{45} + \bar{x}'_5) \bar{x}_{1-2} + (\bar{x}_{26} + \bar{x}'_6) \bar{x}_{4-1} + (\bar{x}'_4 + \bar{x}_{14} + \bar{x}'_5 + \bar{x}_{45}) \bar{x}_{2-6} + \\ & + (\bar{x}_{12} + \bar{x}'_2 + \bar{x}_{26} + \bar{x}'_6) \bar{x}_{4-5} + \bar{x}_{2-6} \bar{x}_{1-4} + \bar{x}_{4-5} \bar{x}_{1-2} + \bar{x}_{4-5} \bar{x}_{2-6}, \end{aligned}$$

а $\bar{Z}'$ — логическая функция неработоспособности, не учитывающая зависимые отказы (использованная для расчета показателей в предыдущем примере).

Определим показатели надежности для отдельных плановых состояний сети.

1. Первое плановое состояние. Логическую функцию неработоспособности найдем, приняв $\bar{x}'_4 = \bar{x}_{14} = 1$, а все логические величины, характеризующие совместное состояние узла 4 с другими узлами, примут нулевое значение ($\bar{x}_{2-4} = \bar{x}_{4-1} = \bar{x}_{2-4-5-6} = \bar{x}_{4-5} = 0$). Тогда

$$\Delta \bar{Z}_{(1)} = \bar{x}_{1-2} + \bar{x}_{2-6}.$$

Вероятность неработоспособного состояния сети

$$\begin{aligned} q_{(1)} = P(\bar{Z}_{(1)} = 1) &= P(\bar{Z}'_{(1)} + \Delta \bar{Z}_{(1)} = 1) = P(\bar{Z}'_{(1)} = 1) + \\ &+ P(\Delta \bar{Z}_{(1)} = 1) - P(\bar{Z}'_{(1)} \Delta \bar{Z}_{(1)} = 1). \end{aligned}$$

Если пренебречь последним членом, представляющим собой малую величину более высокого порядка по сравнению с первыми слагаемыми, то

$$\begin{aligned} \Delta q_{(1)} &= P(\Delta \bar{Z}_{(1)} = 1) = P(\bar{x}_{1-2} = 1) + P(\bar{x}_{2-6} = 1) - \\ &- P(\bar{x}_{1-2} \bar{x}_{2-6} = 1) = q_{1-2} + q_{2-6} - q_{1-2} q_{2-6} = 2,5 \cdot 10^{-6}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \omega_{(1)} &= \frac{1}{1 - q_{(1)}} \sum_k \frac{\partial \Delta q_{(1)}}{\partial q_k} k_{rk} \omega_k \approx \omega_{1-2} + \omega_{2-6} - \dots = \\ &= 8,25 \cdot 10^{-2}; \end{aligned}$$

$$\Delta q_{(1)}/q_{(1)} = 2,5 \cdot 10^{-3} : 1,3 \cdot 10^{-3} = 0,2\%; \Delta \omega_{(1)}/\omega_{(1)} = 8,25 \cdot 10^{-3} : 1,43 = 6\%.$$

2. Изменение показателей для второго и четвертого плановых состояний аналогично изменениям показателей для первого и третьего состояний соответственно.

3. Третье плановое состояние ($\bar{x}'_5 = \bar{x}_{45} = 1, \bar{x}_{2-4-5-6} = \bar{x}_{4-5} = 0$):

$$\Delta \bar{Z}_{(3)} = \bar{x}_{2-4} + \bar{x}_{1-4} (\bar{x}_{12} + \bar{x}'_2 + \bar{x}_{26} + \bar{x}'_6) + \bar{x}_{1-2} + \bar{x}_{2-6};$$

$$\Delta q_{(3)} = P(\Delta \bar{Z}_{(3)} = 1) = q_{2-4} + q_{1-4} (q_{12} + q_2 + q_{26} + q_6) + q_{1-2} + q_{2-6} - \dots = 6,2 \cdot 10^{-6};$$

$$\Delta \omega_{(3)} \approx \omega_{2-4} + \omega_{1-2} + \omega_{2-6} + q_{1-4} (\omega_{12} + \omega_2 + \omega_{26} + \omega_6) + (q_{12} + q_2 + q_{26} + q_6) \omega_{1-4} = 0,21;$$

$$\Delta q_{(3)}/q_{(3)} = 6,2 \cdot 10^{-6} : 1,3 \cdot 10^{-3} = 0,5\%;$$

$$\Delta \omega_{(3)}/\omega_{(3)} = 0,21 : 1,41 = 15\%.$$

4. Пятое плановое состояние ($\bar{x}_{24} = 1, \bar{x}_{2-4} = \bar{x}_{2-4-5-6} = 0$):

$$\Delta \bar{Z}_{(5)} = (\bar{x}_{1-2} + \bar{x}_{2-6}) (\bar{x}_{14} + \bar{x}'_4 + \bar{x}_{45} + \bar{x}'_5) + (\bar{x}_{1-4} + \bar{x}_{4-5}) \times (\bar{x}_{12} + \bar{x}'_2 + \bar{x}_{26} + \bar{x}'_6) + \bar{x}_{2-6} \bar{x}_{1-4} + \bar{x}_{4-5} \bar{x}_{1-2} + \bar{x}_{4-5} \bar{x}_{2-6};$$

$$\Delta q_{(5)} = P(\Delta \bar{Z}_{(5)} = 1) = 2(q_{1-2} - q_{2-6})(q_{14} + q_4 + q_{45} + q_5) + q_{2-6} q_{1-4} + q_{4-5} q_{1-2} + q_{4-5} q_{2-6} - \dots = 7,1 \cdot 10^{-6};$$

$$\Delta \omega_{(5)} = 2(\omega_{1-2} + \omega_{2-6})(q_{14} + q_4 + q_{45} + q_5) + 2(\omega_{14} + \omega_4 + \omega_{45} + \omega_5)(q_{1-2} + q_{2-6}) + q_{4-5} \omega_{1-2} q_{2-6} \omega_{1-4} + q_{1-2} \omega_{4-5} q_{1-4} \omega_{2-6} + q_{4-5} \omega_{2-6} + q_{2-6} \omega_{4-5} = 0,24 \cdot 10^{-3};$$

$$\Delta q_{(5)}/q_{(5)} = 7,1 \cdot 10^{-6} : 1,69 \cdot 10^{-6} = 0,4\%;$$

$$\Delta \omega_{(5)}/\omega_{(5)} = 0,24 \cdot 10^{-3} : 3,73 \cdot 10^{-3} = 6,5\%$$

5. Нормальное состояние сети (без плановых ремонтов):

$$\Delta q_{(0)} = P(\Delta \bar{Z} = 1) = q_{2-4} + (q_{1-2} + q_{2-6})(q_{14} + q_4 + q_{45} + q_5) + (q_{1-4} + q_{4-5})(q_{12} + q_2 + q_{26} + q_6) + q_{2-4-5-6} + q_{2-6} q_{1-4} + q_{4-5} q_{1-2} + q_{4-5} q_{2-6} - \dots = 3,84 \cdot 10^{-6};$$

$$\Delta \omega_{(0)} \approx \omega_{2-4} + 2(q_{1-2} + q_{2-6})(\omega_{14} + \omega_4 + \omega_{45} + \omega_5) + 2(q_{14} + q_4 + q_{45} + q_5)(\omega_{1-2} + \omega_{2-6}) + \omega_{2-4-5-6} + 2q_{1-4} \omega_{2-6} + 2q_{2-6} \omega_{1-4} + 2q_{4-5} \omega_{2-6} + \dots = 0,13;$$

$$\Delta q_{(0)}/q_{(0)} = 3,84 \cdot 10^{-6} : 0,67 \cdot 10^{-6} = 5,7 \text{ раза.}$$

$$\Delta \omega_{(0)}/\omega_{(0)} = 0,13 : 1,336 \cdot 10^{-3} = 100 \text{ раз.}$$

Определим полную вероятность неработоспособного состояния по отношению к узлу 3 и частоту отказов, пользуясь выражениями (5.2) или (5.7) и (5.8).

Однако прежде проанализируем результаты проведенных расчетов. Из них следует, что ненадежность выключателей (зависимых отказов) приводит к незначительному (менее 1 %) увеличению вероятности неработоспособного состояния сети во всех плановых режимах сети, за исключением нормального. Однако поскольку влияние этой вероятности в нормальном режиме на полную вероятность мало (см. пример 5.1), то общее влияние учета ненадежности выключателей на вероятность неработоспособного состояния невелико и им можно пренебречь. Влияние же этих факторов на частоту отказов уже более заметно, особенно в нормальной схеме. Полная частота отказов составит

$$\begin{aligned}\omega' &= \tau_0^c(\omega_{(0)} + \Delta\omega_{(0)}) + 2\tau_1^c(\omega_{(1)} + \Delta\omega_{(1)}) + 2\tau_3^c(\omega_{(3)} + \Delta\omega_{(3)}) + \\ &\quad + \tau_5^c(\omega_{(5)} + \Delta\omega_{(5)}) = 0,17; \\ \omega'/\omega &= 0,17:0,042 = 4 \text{ раза.}\end{aligned}$$

Проведенные расчеты позволяют сделать еще один вывод, который подтверждается и другими расчетами сетей: *чем менее надежна сеть, тем меньшее влияние на показатели надежности оказывает ненадежность выключателей, и наоборот, чем более надежна сеть, тем сильнее сказывается на ее показателях ненадежность выключателей.* Эти же расчеты показывают, что в нерезервированной сети ненадежностью выключателей в практических расчетах можно пренебречь. Если сеть имеет резервирование, то учет ненадежности выключателей необходим при оценке частоты отказов. При многократном резервировании сети (более двукратного), например, в схемах распределительных устройств показатели надежности сети в основном определяются показателями выключателей.

При расчетах относительно небольших схем сети табличным методом зависимые отказы могут быть достаточно просто учтены специально подобранной формой таблицы состояний и отказов.

Учет ограниченных пропускных способностей элементов сети. Этот фактор вносит в модель надежности сети и методы ее расчета ряд новых принципиальных положений:

— помимо разделения всего множества состояний сети на подмножества работоспособных и неработоспособных (по принципу наличия или отсутствия связи рассматриваемых узлов сети с источниками) требуется выделение из первого подмножества еще подмножеств состояний сети, в которых она не обеспечивает передачу необходимой мощности к узлам сети по условию перегрузки ее элементов;

— необходимо распределение возникающего дефицита в пропускной способности сети в указанных состояниях (и приводящего к необходимости ее разгрузки за счет отключения потребителей) между нагрузочными узлами.

Учет первого положения требует в общем случае совмещения расчетов надежности с расчетами режимов загрузки и пропускной способности сети в различных ее состояниях. Полный перебор всех состояний сети с расчетом для каждого из них загрузки по всем элементам (или хотя бы по тем, которые имеют ограниченную пропускную способность) для всего диапазона изменения нагрузок узлов теоретически возможен, но практически трудно реализуем и нерационален. Здесь требуется разработка приемов, которые по наиболее существенным факторам сразу же могли бы выявить искомые состояния сети. В ряде организаций нашей страны разработаны модели сети, в которых предложены различные способы учета ограниченной пропускной способности ее элементов. Как правило, все эти способы предусматривают расчеты модели на ЭВМ.

Не останавливаясь подробно на этих способах, можно отметить лишь некоторые идеи и приемы, использованные при решении данной задачи. Наиболее удобно учитывать ограничения, когда они не связаны с теми или иными режимами сети и ее состояниями. Во многих случаях для рассмотренных сетей это условие выполняется, поскольку распространенной причиной ограниченной пропускной способности элементов является ограниченная токовая нагрузка по условию допустимого нагревания (провода линии, трансформатора, контактов выключателя, разъединителей и т. д.). Однако могут быть ограничения, которые связаны с состояниями сети и режимами ее загрузки. Например, ограничения по допустимому снижению напряжения, устойчивости нагрузки и прочему зависят от загрузки сети и состояния ее элементов (включены, отключены). Вместе с тем и здесь часто на основе предварительных изучений режимов работы сети удается сформулировать ограничения, не связывая их с конкретными состояниями и режимами загрузки сети. Выявление состояний сети, приводящих к перегрузке отдельных ее элементов, и определение значений перегрузки возможно упрощенным методом расчета потокораспределения в сложной сети по коэффициентам распределения. В частности, перегрузка ветви ij сети

$$\Delta W_{ij} = -W_{ij\text{доп}} + \sum_l k_{ij-l} W_l, \quad (5.10)$$

где $W_{ij\text{доп}}$ — допустимая мощность по элементу сети, входящему в ветвь ij ; k_{ij-l} — коэффициент распределения

(доля нагрузки l -го узла, протекающего по ветви ij); который определяется геометрией сети и электрическими параметрами ее элементов; W_l — нагрузка l -го узла.

Если разгрузку перегруженных ветвей не удастся осуществить изменением схемы (размыканием колец, включением резервных ветвей, включением или отключением междушинных выключателей и т. п.), то при выделении состояний сети, ограничивающих передачу мощности ($\Delta W_{ij} > 0$), следует решить, для каких нагрузок (в пределах их возможного диапазона изменения) эти ограничения наступают. В некоторых моделях проверка по критерию $\Delta W_{ij} > 0$ осуществляется для расчетной нагрузки каждого часа суток. При решении проектных задач с учетом погрешности графика перспективных нагрузок часто достаточна оценка состояний по критерию $\Delta W_{ij} > 0$ только для максимальных нагрузок сети с последующей приближенной оценкой недоотпуска энергии по характеристикам графика нагрузки.

Учет второго положения (распределение возникающего дефицита между нагрузками узла) связан, во-первых, с выявлением степени разгрузки перегруженных элементов сети из-за ограничения нагрузки тех или иных узлов; во-вторых, с моделированием принципа очередности отключений нагрузки и средств управления, осуществляющих эту разгрузку.

Степень разгрузки достаточно просто можно определить, если использовать для расчета сети метод коэффициентов распределения. Значения коэффициентов потокораспределения уже дают решение, показывая, нагрузки каких узлов в первую очередь следует ограничивать при прочих равных условиях, чтобы отключенная нагрузка была минимальна. Однако этого бывает недостаточно, так как нагрузки разных узлов могут иметь различные ценности. Если ценности нагрузок заданы характеристиками ущербов, то ранжировка ограничиваемых узлов и значения отключаемых в них нагрузок определяются из минимума общего ущерба. Общий ущерб является функцией не только узлов и отключаемых в них нагрузок, но и коэффициентов потокораспределения. При этом необходимо учитывать также наличие технических средств, осуществляющих отключение нагрузок, и их стоимость.

После того как выявлено множество состояний с ограничениями по пропускной способности сети и отключаемые в этих состояниях размеры нагрузок, определяют

ся вероятностные показатели (q, ω) этих состояний рассмотренными выше методами.

Изложенные последовательность и способы учета пропускных способностей элементов для сетей сложной конфигурации достаточно трудоемки, что требует их формализации, алгоритмизации и перевода на ЭВМ. Для сетей простой конфигурации обычно не представляет большого труда простым перебором выявить все состояния и их последствия для узлов нагрузок.

§ 5.2. Учет надежности при выборе конфигурации и параметров сети и ее элементов

В соответствии с критерием, рассмотренным в гл. 4, учет надежности при проектировании сети сводится к оценке ущерба из-за ненадежности каждого варианта сети и включению этого ущерба в общие приведенные затраты соответствующих вариантов. В том случае, когда имеются дополнительно ограничения на какие-то показатели надежности сети, то до экономического сравнения вариантов необходимо определение этих показателей надежности и исключение вариантов, не удовлетворяющих этим ограничениям. В соответствии с выражением (1.51) экономический ущерб по сети за период T определяется как

$$\left. \begin{aligned} Y_T &= \sum_{i=1}^n Y_{Ti}; \\ Y_{Ti} &= y_{\text{вн}i} T \sum_{k=1}^K \bar{D}_{i(k)} \omega_{i(k)}^c + y_{\text{ол}i} \sum_{k=1}^K \Delta \mathcal{E}_{Ti(k)}, \end{aligned} \right\} \quad (5.11)$$

где i, n — номер узла сети и количество узлов соответственно; k, K — номер вида отказа узла (полное и частичное отключение) и количество отказов; $\bar{D}_{i(k)}, \Delta \mathcal{E}_{i(k)}$ — средний дефицит мощности (отключаемая мощность) и ограничиваемая энергия потребителей i -го узла при отказе k -го вида.

Если характеристики ущербов узлов $y_{\text{вн}i}$ и $y_{\text{ол}i}$ зависят еще и от глубины дефицита мощности, то необходимо дополнительное подразделение отключаемой мощности D_{ik} на ступени, в пределах которых можно полагать характеристики ущербов неизменными и рассчитывать ущерб каждого узла по выражению (1.52).

Величины $\bar{D}_{ik}$ и ω_{ik}^c определяются из расчета модели надежности сети. Для вычисления же величины

$\Delta \bar{\varepsilon}_{Ti(k)}$ по выражению (1.47) — (1.49) требуется еще дополнительная информация по графикам нагрузки. При решении проектных задач оценку среднего дефицита мощности [см. (1.48)]

$$\bar{D}_{Ti(k)} = \frac{1}{T} \int_0^T [W_{ni(k)}(t) - W_{Ri(k)}] dt = \frac{1}{T} \int_0^T D_{i(k)}(t) dt$$

удобно выполнить с использованием графика по продолжительности нагрузки за период T (рис. 5.3). Искомый

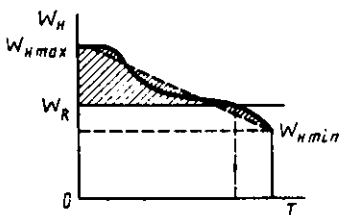


Рис. 5.3

интеграл на этом графике представляет собой заштрихованную площадку, ограниченную сверху графиком по продолжительности нагрузки, а снизу прямой, соответствующей $W_{Ri(k)} = W_{H \max i(k)} - D_{i(k) \max}$. В большинстве практических случаев конфигурация будущих графиков нагрузки известна ориентировочно. Обычно более определенная информация

имеется лишь о таких параметрах графика, как максимальная $\bar{W}_{H \max}$, минимальная $W_{H \min}$ (или коэффициент минимальной нагрузки $\beta_{\min} = W_{H \min} / W_{H \max}$) и средняя $\bar{W}_H$ нагрузка (или плотность графика нагрузки $\beta = \bar{W}_H / W_{H \max}$). Заменяя приблизительно реальный график одним из упрощенных, показанных на рис. 5.4, а, б (в зависимости от конфигурации графика), можно получить

$$\bar{D}_{i(k)} = D_{i(k) \max} \theta_{i(k)},$$

где θ зависит от параметров графика нагрузки и глубины дефицита $d = D_{\max} / W_{H \max}$ следующим образом. Если $d \geq 1 - \beta_{\min}$, то

$$\theta = (d + \beta - 1) d, \quad (5.12)$$

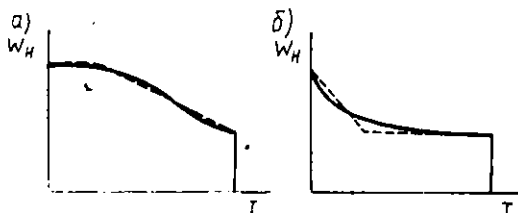


Рис. 5.4

Если $1 - \beta_{\min} > d > 0$, то при $1 - \beta \geq \beta - \beta_{\min}$ и $1 - \beta \leq \beta - \beta_{\min}$ соответственно

$$\theta = \frac{\beta(1 - \beta_{\min} - d) - (1 - \beta - d) - \beta_{\min}(\beta - \beta_{\min})}{(1 - \beta_{\min})^2} + \frac{\sigma_{\text{нер}}^{*2}(1 - \beta)}{(1 - \beta_{\min})^2 d}; \quad (5.13)$$

$$\theta = [(\beta - \beta_{\min}) / (1 - \beta_{\min})^2] (d + \sigma_{\text{нер}}^{*2} / d). \quad (5.14)$$

Вторые слагаемые в выражениях (5.13) и (5.14) отражают нерегулярные отклонения нагрузки от средних значений (см. § 3.3).

При известной величине θ недоотпуск энергии найдем как

$$\Delta \mathcal{E}_{Tl(k)} = D_{i(k)\max} \theta_{i(k)} q_{i(k)}^c T. \quad (5.15)$$

Конфигурация электрической сети и основные направления в ее развитии, как уже отмечалось, разрабатываются в специальных проектах, «Схемах развития электрических сетей районов». Рекомендации этих «Схем» являются обоснованием для начала проектирования отдельных сетевых объектов. В проектах же конкретных объектов уже более точно обосновывается проектируемый объект и определяются все его параметры. Поскольку обоснование любого объекта возможно только с учетом его роли в системе, то и по фактору надежности необходимо оценить влияние этого объекта на надежность всей сети. Таким образом, задачу можно сформулировать так: в заданной схеме сети определить изменение ее показателей надежности, вызываемое появлением нового элемента. В общем случае решение данной задачи требует двух расчетов показателей надежности для каждого узла сети: без нового элемента и с новым элементом. Однако если абсолютная оценка надежности не представляет интереса, а требуется определить лишь изменение, например, ущерба, то можно существенно упростить расчеты.

Пусть требуется выявить изменение показателей надежности сети при изменении показателей надежности какого-то элемента α . В общем случае это изменение может возникнуть как из-за появления нового элемента, так и из-за применения различных мероприятий, модернизации существующего элемента, приводящих к изменению его показателей надежности.

Предположим, что функционально-структурные связи сети представлены по отношению к i -му узлу логической функцией неработоспособности

$$\bar{Z}_i = \bigvee_{k=1}^{m_i} S_k, \quad (5.16)$$

где $S_k = \bigwedge_{j \in M_{S_k}} \bar{x}_j$ — минимальное сечение; m_i — количество таких сечений по отношению к i -му узлу сети; M_{S_k} — множество элементов сети, входящих в сечение S_k .

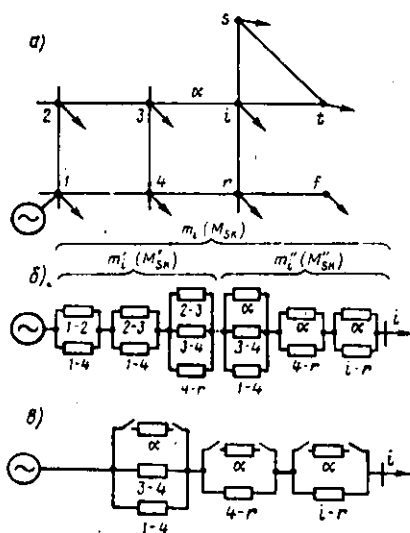


Рис. 5.5

ниченной пропускной способностью. При этом годовой ущерб по сети можно представить как

$$Y = \sum_{i=1}^n [y_{внi} \omega_i^c + y_{отi} q_i^c \cdot 8760] \bar{W}_{нi}, \quad (5.17)$$

поскольку у каждого узла будет только один вид отказа — полный.

Будем искать функциональную зависимость Y от показателей надежности α -го элемента q_α , ω_α . Разделим логическую функцию (5.16) на два слагаемых ($\bar{Z}_i'$ и $\bar{Z}_i''$) так, чтобы в $\bar{Z}_i'$ не входила величина x_α . Во втором слагаемом вынесем за знак суммы $\bar{x}_\alpha$:

$$\bar{Z}_i = \bar{Z}'_i + \bar{Z}''_i = \bar{Z}'_i + \bar{x}_\alpha \bigvee_k^{m_i} \left(\bigwedge_{\substack{l \in M''_{S_k} \\ l \neq \alpha}} x_l \right). \quad (5.18)$$

Показатель надежности сети

$$q_i^c = P(\bar{Z}_i = 1) = P(\bar{Z}'_i = 1) + P(\bar{Z}''_i = 1) - P(\bar{Z}'_i \bar{Z}''_i = 1).$$

Пренебрегая последним членом, как величиной более высокого порядка малости, чем предыдущие, представим

$$q_i^c \approx P(\bar{Z}'_i = 1) + P(\bar{x}_\alpha = 1) P(\bigvee_k S_k^\alpha = 1) = a_i + q_\alpha q_{i(\alpha)}^c, \quad (5.19)$$

где a_i — слагаемое, не зависящее от показателей надежности α -го элемента; $q_{i(\alpha)}^c$ — вероятность неработоспособного состояния сети (по отношению к i -му узлу), в которой исключены (шунтированы) все сечения, не имеющие α -го элемента, а в остальных сечениях S_k^α этот элемент разомкнут (рис. 5.5, в), что следует из анализа второй составляющей логической функции неработоспособности (5.18).

В практических расчетах можно полагать

$$q_{i(\alpha)}^c \approx \sum_k^{m_j} \left(\prod_{\substack{l \in M''_{S_k} \\ l \neq \alpha}} q_l \right). \quad (5.20)$$

Используя связь между q^c и ω^c [см. (2.53)], можно получить выражение

$$\omega_i^c \approx b_i + \omega_\alpha q_{i(\alpha)}^c + q_\alpha \omega_{i(\alpha)}^c, \quad (5.21)$$

где b_i — слагаемое, не зависящее от показателей надежности α -го элемента; $\omega_{i(\alpha)}^c$ — частота отказов сети, в которой исключены (шунтированы) все сечения, не имеющие α -го элемента, а в остальных сечениях S_k^α этот элемент разомкнут (то же, что и при определении $q_{i(\alpha)}^c$).

В практических расчетах можно полагать

$$\omega_{i(\alpha)}^c = \sum_l \frac{\partial q_{i(\alpha)}^c}{\partial q_l} k_{li} \omega_l = \sum_k \sum_{\substack{l \in M''_{S_k} \\ l \neq \alpha}}^{m_l} \omega_l \prod_{\substack{l \in M''_{S_k} \\ l \neq \alpha, l \neq i}} q_l. \quad (5.22)$$

Выражения (5.19) и (5.21) получены без учета плано-

вых ремонтов элементов сети. Однако можно показать, что учет их принципиально ничего не меняет.

Если показатели надежности α -го элемента изменяются и получают приращения

$$q_{\alpha} = q_{\alpha 0} + \Delta q_{\alpha}; \quad \omega_{\alpha} = \omega_{\alpha 0} + \Delta \omega_{\alpha}, \quad (5.23)$$

то показатели надежности сети также получают приращения [см. (5.19) и (5.21)]:

$$\Delta q_i^c = \Delta q_{\alpha} q_{i(\alpha)}^c; \quad \Delta \omega_i^c = \Delta \omega_{\alpha} q_{i(\alpha)}^c + \Delta q_{\alpha} \omega_{i(\alpha)}^c. \quad (5.24)$$

Таким образом, расчет изменения показателей надежности сети в связи с изменением показателей надежности какого-то элемента сводится к одноразовому расчету показателей сети значительно более простой, чем исходная сеть.

Выражение (5.24) является общим. Если же рассматривается более частная задача — эффективность появления нового элемента с показателями q_{α} и ω_{α} , то в этом случае

$$q_{\alpha 0} = 1; \quad \Delta q_{\alpha} = q_{\alpha} - 1; \quad \omega_{\alpha 0} = 0; \quad \Delta \omega_{\alpha} = \omega_{\alpha};$$

$$\Delta q_i^c = -(1 - q_{\alpha}) q_{i(\alpha)}^c; \quad \Delta \omega_i^c = \omega_{\alpha} q_{i(\alpha)}^c - (1 - q_{\alpha}) \omega_{i(\alpha)}^c. \quad (5.25)$$

Обычно $q_{\alpha} \ll 1$, тогда

$$\Delta q_i^c \approx -q_{i(\alpha)}^c; \quad \Delta \omega_i^c \approx -\omega_{i(\alpha)}^c + \omega_{\alpha} q_{i(\alpha)}^c. \quad (5.26)$$

Изменение ущерба в сети вследствие линейной зависимости ее от показателей надежности (5.17) определяется как

$$\Delta U = \sum_{i=1}^n \Delta U_i = \sum_{i=1}^n (y_{\text{вн}i} \beta \Delta \omega_i^c + y_{\text{ол}i} \beta_i 8760 \Delta q_i^c) W_{\text{н}i \text{ max}}. \quad (5.27)$$

В случае, когда сеть имеет ограниченную пропускную способность элементов и, в частности, ограниченную пропускную способность данного элемента, способ решения задачи принципиально не отличается от рассмотренного выше. Более того, здесь решение может еще более упроститься за счет сокращения числа узлов сети, для которых необходимо вычислять показатели надежности. Для дальнейшего рассмотрения остаются только те нагрузочные узлы сети, которые могут резервироваться вновь вводимым α -м элементом с учетом его пропускной способности.

Пример 5.3. Оценить эффективность повышения надежности сети 110 кВ, схема которой представлена на рис. 5.5, а, за счет соору-

$$q_{i,s,t,r,f}^c(\alpha) \approx q_{4-r}; \quad q_{i,s,t}^c(\alpha) \approx q_{4-r} + q_{t-r};$$

$$\omega_{i,s,t,r,f}^c(\alpha) \approx \omega_{4-r}; \quad \omega_{i,s,t}^c(\alpha) \approx \omega_{4-r} + \omega_{t-r}.$$

Пусть $q_{4-r} = 0,4 \cdot 10^{-3}$; $\omega_{4-r} = 0,8$; $q_{t-r} = 0,3 \cdot 10^{-3}$; $\omega_{t-r} = 0,6$, тогда

$$q_{i,s,t,r,f}^c(\alpha) = 0,4 \cdot 10^{-3}; \quad q_{i,s,t}^c(\alpha) = 0,7 \cdot 10^{-3};$$

$$\omega_{i,s,t,r,f}^c(\alpha) = 0,8; \quad \omega_{i,s,t}^c(\alpha) = 1,4.$$

Используя выражения (5.26), получаем изменение показателей надежности рассматриваемых узлов сети

$$\Delta q_{i,s,t,r,f}^c = -0,4 \cdot 10^{-3}; \quad \Delta q_{i,s,t}^c = -0,7 \cdot 10^{-3};$$

$$\Delta \omega_{i,s,t,r,f}^c = -0,8 + 0,7 \cdot 0,4 \cdot 10^{-3} = -0,8;$$

$$\Delta \omega_{i,s,t}^c = -1,4 + 0,7 \cdot 10^{-3} = -1,4.$$

Снижение годового ($T=1$ год=8760 ч) ущерба при отключении узлов i, s, t (полное резервирование $\theta = \beta$)

$$\Delta Y_{i,s,t} = (y_{\text{вн},i,s,t} \Delta \omega_{i,s,t}^c + y_{o,i,s,t} \Delta q_{i,s,t}^c) \beta_{i,s,t} W_{i,s,t \max} =$$

$$= 775 \text{ тыс. руб.}$$

Снижение годового ущерба при отключении узлов r и f совместно с узлами i, s, t при 50%-ном резервировании найдем по выражению

$$\Delta Y_{r,f} = (y_{\text{вн},r,f} \Delta \omega_{i,s,t,r,f}^c + y_{o,r,f} \Delta q_{i,s,t,r,f}^c) \theta_{r,f} D_{r,f \max},$$

которое при $D_{r,f \max} = 60 \cdot 0,5 = 30$ МВт; $d_{r,f} = D_{r,f \max} / W_{r,f \max} = 30/60 = 0,5$; $\beta_{\min} = W_{r,f \min} / W_{r,f \max} = 40/60 = 0,67$; $d_{r,f} > 1 \rightarrow \beta_{\min, r,f} = 1 - 0,67 = 0,33$; $\theta_{r,f} = (d + \beta - 1)/d = (0,5 + 0,8 - 1)/0,5 = 0,6$ дает

$$\Delta Y_{r,f} = 30 \cdot 10^3 \cdot 0,6 (0,1 \cdot 0,8 + 0,4 \cdot 8760 \cdot 0,4 \cdot 10^{-3}) =$$

$$= 26,7 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарное снижение ущерба превышает 800 тыс. руб. (775+26,7), что значительно больше затрат в линию (70 тыс. руб.), следовательно, сооружение линии для повышения надежности целесообразно.

Второй вариант — организация на рассматриваемой линии неполнофазных режимов с автоматическим переходом к ним при однофазных повреждениях. При этом

$$\Delta \omega_{\alpha} = 0,5 - 0,7 = -0,2; \quad \Delta q_{\alpha} = \Delta \omega_{\alpha} \bar{t}_{\alpha} =$$

$$= -0,2 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = -10^{-4}.$$

Годовой ущерб будет снижаться только за счет узлов j, s и t и определится по (5.27) и (5.26) как

$$\Delta q_{i,s,t}^c = \Delta q_{\alpha} q_{j,s,t}^c(\alpha) = -10^{-7};$$

$$\Delta \omega_{i,s,t}^c = \Delta \omega_{\alpha} q_{j,s,t}^c(\alpha) + \Delta q_{\alpha} \omega_{j,s,t}^c(\alpha) = -0,34 \cdot 10^{-3};$$

$$\Delta Y_{i,s,t} = 80 \cdot 10^{-3} \cdot 0,9 (0,8 \cdot 0,34 \cdot 10^{-3} + 1,1 \cdot 8760 \cdot 10^{-7}) \approx 90 \text{ руб.}$$

Как видно, организация неполнофазных режимов на рассматриваемой линии в данной сети нецелесообразна, так как эффект в 90 руб/год вряд ли оправдывает необходимые затраты на автоматизацию этого процесса и установку выключателей с пофазным управлением.

Учет надежности при выборе параметров подстанции связан с решением большего круга вопросов, так как этот объект является более сложным, чем, например, линия, и состоит из многих взаимосвязанных элементов (коммутационных аппаратов, трансформаторов, шин, разрядников и т. д.). Обычно при проектировании подстанции возникает две относительно независимые задачи: определение количества и мощности трансформаторов и выбор схемы распределительного устройства (РУ). Первая из них практически ничем не отличается от рассмотренной задачи оценки эффекта от изменения параметров отдельных элементов сети. Вторая задача имеет специфические особенности, одна из которых состоит в том, что можно составить ряд существенно различных схем РУ, которые позволяют скоммутировать одно и то же количество цепей.

В связи с этим при выборе схем РУ возникает задача оценки их показателей надежности. Здесь требуется уточнить, что будем понимать под показателями надежности РУ. Строго говоря, РУ — часть сети, поэтому понятие надежности его не очень конкретное. В общем случае РУ многофункционально, т. е. может связывать цепи нагрузочных трансформаторов данной подстанции с различными источниками сети, обеспечивать связь между отдельными частями сети и т. п. Поэтому, говоря о надежности РУ, сначала следует указать, надежность каких функций РУ рассматривается. Затем условимся, что под показателями надежности заданных функций РУ будем понимать то изменение показателей надежности сети по отношению к заданным функциям ее, которое вызвано РУ. Другими словами, *под показателями надежности РУ* понимается разница двух значений показателей надежности рассматриваемых функций сети: первые получены для сети с данным РУ, вторые — для той же сети, но с абсолютно надежным оборудованием этого же РУ.

Это не означает, что на практике необходим двойной расчет показателей надежности сети. Обычно достаточно учесть только ту часть прилегающей к данному РУ сети, которая существенно влияет на его надежность, и исключить из расчета ненадежность элементов прилега-

ющей сети. Естественно, что в общем случае надежность РУ зависит от той сети, в которой оно функционирует. Наиболее удобным методом расчета показателей надежности РУ, широко используемых в распределительной сети, является табличный метод, громоздкий лишь для высоконадежных сложных РУ, отказы которых определяются в основном цепочечными отказами выключателей.

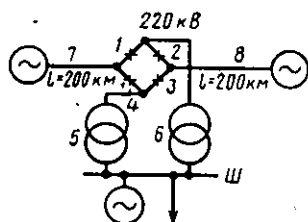


Рис. 5.7

Пример 5.4. Определить табличным методом показатели надежности РУ (схема четырехугольника, рис. 5.7) по отношению к шинам низкого напряжения (Ш) подстанции. Показатели надежности элементов принять по данным приложения 1, учитывая выключатель второй моделью (см. § 4.2), т. е. двумя видами отказов (отказы видов 3 и 5). Ненадежностью элементов низкого напряжения можно пренебречь. Пропускные способности элементов сети никаких ограничений не накладывают.

Показатели надежности элементов:

линий $\omega_{y7} = \omega_{y8} = \omega_{y,л} = 1 \cdot 10^{-2} \cdot 200 = 2$; $\omega_{n7} = \omega_{n8} = \omega_{n,л} = 2,4 \times 10^{-2} \cdot 200 = 4,8$;

выключателей $\omega_1 = \omega_2 = \omega_3 = \omega_4 = \omega_n = 1,5 \cdot 10^{-2}$; $\rho_1 = \rho_2 = \rho_3 = \rho_4 = \rho = 0,02$; $\bar{t}_{n1} = \bar{t}_{n2} = \bar{t}_{n3} = \bar{t}_{n4} = \bar{t}_{n,n} = 5 \cdot 10^{-3}$; $\tau_1 = \tau_2 = \tau_3 = \tau_4 = 20 \cdot 10^{-3}$;

трансформаторов $\omega_5 = \omega_6 = \omega_7 = 0,02$; $\bar{t}_{n5} = \bar{t}_{n6} = \bar{t}_{n,7} = 80 \cdot 10^{-3}$; $q_3 = q_6 = q_7 = 0,02 \cdot 80 \cdot 10^{-3} = 1,6 \cdot 10^{-3}$; $\tau_5 = \tau_6 = 8,5 \cdot 10^{-3}$.

Решение. Составим таблицу условных вероятностей отключения шин, где номера (r) столбцов указывают ремонтные состояния сети, а номера (j) строк — отказы элементов (табл. 5.1). В клетках таблицы приведем вероятности погашения шин при возникновении соответствующих ситуаций. В тех случаях, когда отказ какого-то элемента не приводит к отказу шин подстанции ($\delta_{r,j} \neq 1$), в клетках приведем вероятности отказов этих же шин, вызванные дальнейшим цепочечным развитием аварии из-за отказов соответствующих выключателей. Как видно из схемы сети, большинство отказов шин может быть ликвидировано в результате оперативных переключений в РУ (отключения кратковременные, длительностью $\bar{t}_r$) и только два отключения, связанные с ремонтами трансформаторов, будут длительными (в дальнейшем обозначаемые индексами «кр» и «дл» соответственно).

$$\tau_0 = 1 - \sum_{r=1}^6 \tau_r = 1 - (4\tau_1 + 2\tau_5) = 0,903.$$

Показатели надежности РУ определим как

$$\omega_{ш} = \omega_{ш,кр} + \omega_{ш,дл}; \quad q_{ш} = q_{ш,кр} + q_{ш,дл};$$

$$\omega_{ш,кр} = \sum_{r=0}^6 \tau_r \omega_{ш,кр}(r); \quad q_{ш,кр} = \sum_{r=0}^6 \tau_r q_{ш,кр}(r);$$

Таблица 5.1

Отказы элементов	Условные вероятности отключения шин при различных ремонтных состояниях r						
	0	1	2	3	4	5	6
	Нормальная схема	$B1$	$B2$	$B3$	$B4$	$T1$	$T2$
1— $B1$	$\rho_1 + \rho_4 \rho_3$	—	ρ_4	1	ρ_3	1	$\rho_4 + \rho_3$
2— $B2$	$\rho_1 + \rho_3 \rho_4$	ρ_3	—	ρ_1	1	1	$\rho_1 + \rho_3$
3— $B3$	$\rho_4 + \rho_2 \rho_1$	1	ρ_4	—	ρ_2	$\rho_3 + \rho_4$	1
4— $B4$	$\rho_3 + \rho_1 \rho_2$	ρ_3	1	ρ_1	—	$\rho_3 + \rho_1$	1
5— $T1$	$\rho_4 \rho_1 + \rho_3 \rho_2 + \rho_4 \rho_3$	ρ_3	ρ_4	$\rho_4 \rho_1$	$\rho_3 \rho_2$	—	1
6— $T2$	$\rho_1 \rho_4 + \rho_2 \rho_1 + \rho_3 \rho_2$	$\rho_2 \rho_3$	$\rho_1 \rho_4$	ρ_1	ρ_2	1	—
7— $L1$	$\rho_3 \rho_4 + \rho_1 \rho_2 + \rho_1 \rho_4$	$\rho_4 \rho_3$	ρ_4	ρ_1	$\rho_1 \rho_2$	ρ_1	ρ_4
8— $L2$	$\rho_3 \rho_4 + \rho_3 \rho_2 + \rho_2 \rho_1$	ρ_3	$\rho_3 \rho_4$	$\rho_2 \rho_1$	ρ_2	ρ_2	ρ_3

$$\omega_{ш.дл} = \sum_{r=0}^6 \tau_r \omega_{ш.дл}(r); \quad q_{ш.дл} = \sum_{r=0}^6 \tau_r \kappa_r q_{ш.дл}(r);$$

$$\omega_{ш.кр}(r) = \sum_{j=1}^6 \delta_{rj} \omega_j; \quad q_{ш.кр}(r) \approx \omega_{ш.кр}(r) \bar{t}_y;$$

$$\omega_{ш.дл}(r) = \sum_{j=1}^6 \delta_{rj} \omega_j; \quad q_{ш.дл}(r) \approx \sum_{j=1}^6 \delta_{rj} q_j.$$

Определим $\omega_{ш}(r)$ и $q_{ш}(r)$. При $r=0$

$$\omega_{ш.дл} = 0; \quad q_{ш.дл} = 0;$$

$$\omega_{ш.кр} = 4(\rho + \rho^2) \omega_{\text{в}} + 6\rho^2 \omega_{\text{т}} + 6\rho^2 [(1 + k_{\text{АПВ}}) \omega_{\text{у.л}} + \omega_{\text{н.л}}] = 0,83 \cdot 10^{-2}.$$

$$q_{ш.кр} = \omega_{ш.кр} \bar{t}_y = 0,83 \cdot 10^{-2} \cdot 0,03 \cdot 10^{-3} = 0,25 \cdot 10^{-6}.$$

При $r=1; 2; 3; 4$

$$\omega_{ш.дл} = 0; \quad q_{ш.дл} = 0;$$

$$\omega_{ш.кр} = (1 + 2\rho) \omega_{\text{в}} + (\rho + \rho^2) \omega_{\text{т}} + (\rho + \rho^2) \times \\ \times [\omega_{\text{у.л}} (1 + k_{\text{АПВ}}) + \omega_{\text{н.л}}] = 19,2 \cdot 10^{-2};$$

$$q_{ш.кр} = 19,2 \cdot 10^{-2} \cdot 0,03 \cdot 10^{-3} = 5,76 \cdot 10^{-6}.$$

При $r=5; 6$

$$\omega_{ш.дл} = \omega_T = 2 \cdot 10^{-2}; \quad q_{ш.дл} = q_L = 1,6 \cdot 10^{-3};$$

$$\omega_{ш.кр} = 2(1+2\rho) \omega_B + 2\rho [\omega_{y.л} (1+k_{АПВ}) + \omega_{н.л}] = 38,3 \cdot 10^{-2};$$

$$q_{ш.кр} = 38,3 \cdot 10^{-2} \cdot 0,03 \cdot 10^{-3} = 11,5 \cdot 10^{-6}.$$

Найдем полную частоту

$$\omega_{ш.кр} = 0,903 \cdot 0,83 \cdot 10^{-2} + 4 \cdot 20 \cdot 10^{-3} \cdot 19,2 \cdot 10^{-2} + \\ + 2 \cdot 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 38,3 \cdot 10^{-2} = 2,93 \cdot 10^{-2};$$

$$\omega_{ш.дл} = 2 \cdot 8,5 \cdot 10^{-3} \cdot 2 \cdot 10^{-2} = 0,034 \cdot 10^{-2};$$

$$\omega_{ш} = (2,93 + 0,034) \cdot 10^{-2} = 2,964 \cdot 10^{-2}.$$

Определим коэффициенты κ и относительные длительности отключений

$$\kappa_{1кр} = \kappa_{2кр} = \kappa_{3кр} = \kappa_{4кр} = \kappa_{5кр} = \kappa_{6кр} = \\ = \frac{20 \cdot 10^{-3}}{1,7 \cdot 0,03 \cdot 10^{-3} + 20 \cdot 10^{-3}} \approx 1;$$

$$\kappa_{6дл} = \kappa_{дл} = \frac{8,5 \cdot 10^{-3}}{1,7 \cdot 80 \cdot 10^{-3} + 8,5 \cdot 10^{-3}} = 0,059;$$

$$q_{ш.кр} \approx \omega_{ш.кр} \bar{t}_y = 2,964 \cdot 10^{-2} \cdot 0,03 \cdot 10^{-3} = 0,885 \cdot 10^{-6};$$

$$q_{ш.дл} = 2,85 \cdot 10^{-3} \cdot 0,059 \cdot 1,6 \cdot 10^{-3} = 1,6 \cdot 10^{-6};$$

$$q_{ш} = 2,485 \cdot 10^{-6}.$$

Средняя длительность одного отключения

$$\bar{t}_B = 2,485 \cdot 10^{-6} / (2,964 \cdot 10^{-2}) = 0,83 \cdot 10^{-4} \text{ год} \approx 0,73 \text{ ч.}$$

При абсолютно надежных элементах РУ

$$\omega_{ш} = 0,034 \cdot 10^{-2}; \quad q_{ш} = 1,6 \cdot 10^{-6}.$$

Изменение показателей надежности системы из-за появления РУ

$$\Delta \omega_{ш} = (2,964 - 2,930) \cdot 10^{-2} = 0,034 \cdot 10^{-2};$$

$$\Delta q_{ш} = 2,485 \cdot 10^{-6} - 1,6 \cdot 10^{-6} = 0,885 \cdot 10^{-6}.$$

Как видно, надежность РУ определяется только кратковременными отказами (ликвидируемыми оперативными переключениями).

С усложнением сети и РУ, увеличением количества коммутационной аппаратуры возрастает вероятность появления цепочечных отказов. Простой перебор возможных цепочек и их анализ для сложной сети и РУ, во-первых, становится громоздким, во-вторых, таит опасность пропуска этих цепочек. В связи с этим рассмотрим формализованный метод расчета показателей надежности, учитывающий цепочечные отказы, основанный на использовании логической функции неработоспособности сети. В отличие от использованной ранее логической функции специфика решаемой задачи требует добавления к двум возможным состояниям ветвей двух событий: производство коммутационным устройством правильной коммутации при возникновении такой потребности (например, при коротком замыкании в защищаемой сети) и отказ его в тех же условиях. Обо-

значим эти события переменной величиной e_{ij} , принимающей значения $e=1$, если коммутационный аппарат отказывает при возникновении требования, и значение $e=0$, если не отказывает. Следовательно,

$$\rho_{ij} = P(e_{ij} = 1). \quad (5.28)$$

Первый индекс у рассматриваемых величин обозначает номер узла, на который распространяется повреждение из-за отказа данного коммутационного устройства, второй — номер узла, с которого переходит повреждение. Логическая функция неработоспособности сети при этом будет функцией и переменных e_{ij} , т. е. $\bar{Z} = \bar{Z}(\bar{x}_i, \bar{x}_{ij}, e_{ij})$.

Способ получения этой функции удобно пояснить, рассмотрев простейшую схему системы, состоящей из двух узлов и одной ветви (рис. 5.8, а). Погашение или отключение i -го узла этой системы возможно при выполнении хотя бы одного из следующих условий:

повреждение самого i -го узла (погашение i -го узла);

разрыв ветви ij (отключение i -го узла) при отсутствии i -го источника;

повреждение смежного j -го узла (отключение i -го узла ветвью ij) при отсутствии i -го источника;

отказ коммутационного устройства в ветви ij при повреждении j -го узла (погашение i -го узла).

Логически все эти условия можно представить как

$$\bar{Z}_i = \bar{x}_i + (\bar{x}_{ij} + \bar{x}_j) Z_{ni} + e_{ij} \bar{x}_j$$

(здесь действия сложения и умножения — логические), где $\bar{Z}_{ni}$ — состояние источника, который в общем случае может быть подключен к i -му узлу.

Если рассмотренную схему несколько усложнить, полагая, что за j -м узлом находится еще часть системы (рис. 5.8, б), то в последнем выражении следует заменить величину, отражающую состояние j -го узла x_j как элемента сети на величину, отражающую состояние этого узла с учетом влияния на его состояние всей системы (за исключением i -го узла), т. е. на $\bar{Z}_{j/i}$. Тогда

$$\bar{Z}_i = \bar{x}_i + (\bar{x}_{ij} + \bar{Z}_{j/i}) \bar{Z}_{ni} + e_{ij} \bar{Z}_{j/i}.$$

В схеме любой сложности (рис. 5.8, в) для состояния отказа i -го узла дополнительно появляются условия погашения (аналогичные рассмотренным) от других ветвей, а условия отключения за-

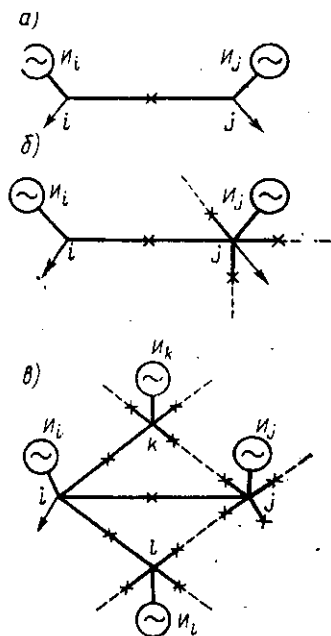


Рис. 5.8

меняются условиями совместного отключения рассматриваемого узла от всех отходящих от него ветвей при отсутствии i -го источника. Логически это можно представить как

$$\bar{Z}_i = \bar{x}_i + \bar{Z}_{ni} \bigwedge_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (\bar{x}_{ij} + \bar{Z}_{j/i}) + \bigvee_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n e_{ij} \bar{Z}_{j/i}, \quad i = \overline{1, n}, \quad (5.29)$$

где n — число узлов в системе; $\bigwedge$ и $\bigvee$ — знаки логического произведения и суммирования соответственно.

Выражение (5.29) представляет собой систему n уравнений, связывающих между собой n неизвестных функций $\bar{Z}$ для каждого узла сети. При этом

$$\bar{Z}_{j/i} = \bar{Z}_j \text{ при } \bar{x}_i = 1, \quad e_{ki} = 0, \text{ где } k = \overline{1, n}, \quad k \neq i, \quad k \neq j.$$

Решение системы уравнений (5.29) даст выражения функции $\bar{Z}$ для всех узлов системы. Наиболее просто решение осуществляется итеративно. В качестве нулевого приближения можно принять

$$\bar{Z}_i = \bar{x}_i + \bar{Z}_{ni} \bigwedge_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n (\bar{x}_{ij} + \bar{x}_j) + \bigvee_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n e_{ij} \bar{x}_j.$$

Первое приближение примет вид

$$\begin{aligned} \bar{Z}_i &= \bar{x}_i + \bar{Z}_{ni} \bigwedge_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n [\bar{x}_{ij} + \bar{Z}_{j/i}] + \bigvee_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n e_{ij} \bar{Z}_{j/i} = \\ &= \bar{x}_i + \bar{Z}_{ni} \bigwedge_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \left[\bar{x}_{ij} + \bar{x}_j + \bar{Z}_{nj} \bigwedge_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n (\bar{x}_{jk} + \bar{x}_k) + \bigvee_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n e_{jk} \bar{x}_k \right] + \\ &+ \bigvee_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n e_{ij} [\bar{x}_j + \bar{Z}_{nj} \bigwedge_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n (\bar{x}_{jk} + \bar{x}_k) + \bigvee_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^n e_{jk} \bar{x}_k]. \end{aligned} \quad (5.30)$$

Аналогично находятся второе и последующие приближения. Расчет прекращается, когда результат на предыдущей итерации совпадает с результатом на последующей итерации.

Анализ функции $\bar{Z}$ показывает, что ее можно представить в виде слагаемых

$$\bar{Z} = \bar{Z}_c \{ \bigwedge \bar{x} \} + \bar{Z}_c \{ \bigvee (e) \bar{x} \}. \quad (5.31)$$

Составляющая $\bar{Z}_c$ включает члены, представляющие собой произведения переменных $\bar{x}$. Составляющая $\bar{Z}_c$ состоит из суммы одиночных переменных $\bar{x}$ с некоторыми коэффициентами из функции переменных e . По существу же функция $\bar{Z}_{ic}$ дает условия неработоспособности i -го узла из-за совпадения отказов и простоев различных узлов и ветвей, в результате чего прерывается связь между источниками и данным i -м узлом. Функция $\bar{Z}_{ic}$ отражает погашения i -го узла системы из-за цепочечного развития аварии, возникшей при повреждении какого-либо одного узла и отказов коммутационных устройств. Определение ее путем решения системы (5.29) и

выделения соответствующих составляющих представляет немалые трудности. Задача может быть значительно упрощена, если учесть, что функция $\bar{Z}_{i\alpha}$ не должна зависеть от $\bar{x}_{ij}$, а должна зависеть только от $\bar{x}_i$ (состояний узлов), причем линейно. Линейность позволяет применить метод суперпозиции следующим образом.

Определим условие погашения каждого узла за счет аварии, возникшей в любом узле и по любой цепочке, дошедшей до рассматриваемого узла, независимо от места нахождения источников питания системы.

Для этого случая выражение (5.29) преобразуется

$$\bar{Z}'_{i\alpha} = \bar{x}_i + \sum_{j=1}^n e_{ij} \bar{Z}'_{j\alpha} \quad (5.32)$$

Решение системы (5.32) целесообразно также получить итеративно. В качестве нулевого приближения можно принять

$$\bar{Z}'_{i\alpha(0)} = \bar{x}_i + \sum_{j=1}^n e_{ij} \bar{x}_j$$

Первое приближение представится как

$$\begin{aligned} \bar{Z}'_{i\alpha(1)} &= \bar{x}_i + \sum_{j=1}^n e_{ij} \bar{Z}_{j\alpha(0)} = \bar{x}_i + \sum_{j=1}^n e_{ij} \left(\bar{x}_j + \sum_{k=1}^n e_{jk} \bar{x}_k \right) = \\ &= \bar{x}_i + \sum_{j=1}^n e_{ij} \bar{x}_j + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n e_{ij} e_{jk} \bar{x}_k \end{aligned}$$

Аналогично находится второе приближение, в результате которого получаются уже тройные суммы и т. д. Счет прекращается, когда результат предыдущей итерации совпадает с результатом последующей итерации. По существу же каждое приближение представляет собой учет различной глубины развития аварий. Так, нулевая итерация собирает расчетные события с рассматриваемого узла и примыкающих к нему смежных узлов; первая итерация — дополнительно еще с узлов, находящихся во втором ряду от рассматриваемого, т. е. за двумя ветвями, и т. д. Счет закончится, когда будут охвачены все ветви и узлы и в результате получится выражение

$$\begin{aligned} \bar{Z}'_{i\alpha} &= \bar{x}_i + \sum_{j=1}^n e_{ij} \bar{x}_j + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n e_{ij} e_{jk} \bar{x}_k + \dots + \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n \dots \\ &\dots \sum_{l=1}^n \sum_{m=1}^n e_{ij} e_{jk} \dots e_{rm} \bar{x}_m \end{aligned} \quad (5.33)$$

Выражение (5.33) представляет собой условие погашения i -го узла из-за цепочечного развития аварий, когда развитие отказа доходит до этого узла. Однако часть цепочек или их длина может оказаться излишней, поскольку по пути к i -му узлу они могут погасить узлы, через которые питается рассматриваемый. Поэтому

необходимое и достаточное условие можно найти из условия погашения узлов, образующих минимальные сечения на пути от источников питания до рассматриваемого:

$$\bar{z}_{i\alpha} = \bigvee_{k=1}^{m_i} \left(\bigwedge_{j \in M_k} \bar{z}_{j\alpha} \right) \text{ при } \begin{cases} x_j x_g = 0, & g \neq j; \\ x_j x_g x_l = 0, & g \neq l \neq j; \\ x_j x_g x_l \dots = 0, & j \neq l \neq g \neq \dots, \end{cases} \quad (5.34)$$

где m_i — количество минимальных сечений, образуемых узлами на пути от источников питания до i -го узла; M_k — множество номеров узлов, входящих в k -е сечение.

Совокупности узлов, образующих минимальные сечения по отношению к i -му узлу, можно получить из выражения (5.29), полагая в нем

$$\bar{x}_{jk} = e_{jk} = 0 \quad (j = \overline{1, n}; \quad k = \overline{1, n}; \quad j \neq k).$$

При решении задач с цепочечным развитием аварий характерным является определение показателей надежности не одного узла сети, а некоторой их совокупности, например i, j, k, l . Логическая функция неработоспособности для такой совокупности узлов представится произведением

$$\bar{z}_{i,j,k,l} = \bar{z}_i \bar{z}_j \bar{z}_k \bar{z}_l. \quad (5.35)$$

После определения логической функции неработоспособности показатели надежности можно найти известным способом (см. § 2.3). Здесь определим лишь составляющую $\omega_{i\alpha}^c$. Если составляющая функции неработоспособности $\bar{z}_{i\alpha}$ имеет вид, аналогичный (5.33),

$$\begin{aligned} \text{то } \omega_{i\alpha}^c = & \omega_i + \sum_{j=1}^n P(e_{ij} = 1) \omega_j + \sum_{k=1}^n P\left(\bigvee_{j=1}^n e_{ij} e_{jk} = 1\right) \omega_k + \dots \\ & \dots + \sum_{m=1}^n P\left(\bigvee_{j=1}^n \bigvee_{k=1}^n \dots \bigvee_{l=1}^n e_{ij} e_{jk} \dots e_{lm} = 1\right) \omega_m. \end{aligned}$$

Обычно вероятности $P(e=1) = p \ll 1$, поэтому в практических расчетах вероятность логической суммы событий с большой точностью можно заменить суммой вероятностей, пренебрегая малыми величинами более высокого порядка. Тогда, например,

$$\begin{aligned} P\left(\bigvee_{j=1}^n \bigvee_{k=1}^n \dots \bigvee_{l=1}^n e_{ij} e_{jk} \dots e_{lm} = 1\right) = & \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^n \dots \\ & \dots \sum_{l=1}^n P(e_{ij} e_{jk} \dots e_{lm} = 1). \end{aligned} \quad (5.36)$$

Если при тех же условиях в отдельных ветвях в качестве коммутационных устройств приняты разъединители, для которых $P(e=1) = p = 1$, то можно пользоваться выражением (5.36); однако только при суммировании членов, среди которых имеются единицы, эта сумма принимается равной единице.

Поскольку для всех ветвей $\omega_{ij} = q_{ij} = 0$, то, следовательно, они всегда находятся во включенном состоянии, или $\bar{x}_{ij} = 0$. Выражение для логической функции упрощается

$$\bar{Z}_i = \bar{x}_i + \bigwedge_{j=1}^n \bar{Z}_{ij}.$$

Четвертое и пятое приближения дадут одинаковый результат

$$\begin{aligned} \bar{Z}_1 &= \bar{x}_1, \text{ так как } \bar{Z}_{11} \neq 1; \\ \bar{Z}_2 &= \bar{x}_2 + \bar{x}_1 \bar{x}_6 \bar{Z}_{12} + \bar{x}_1 \bar{x}_4 \bar{Z}_{12} + \bar{x}_1 \bar{x}_3 \bar{Z}_{12} \bar{Z}_{14} + \bar{x}_1 \bar{Z}_{12} \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14}; \\ \bar{Z}_3 &= \bar{x}_3 + \bar{x}_4 \bar{x}_5 \bar{Z}_{13} + \bar{x}_5 \bar{x}_6 \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14} + \bar{x}_2 \bar{x}_5 \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14} + \\ &+ \bar{x}_1 \bar{x}_4 \bar{Z}_{13} + \bar{x}_1 \bar{x}_6 \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14} + \bar{x}_1 \bar{x}_2 \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14} + \bar{x}_1 \bar{Z}_{12} \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14}; \\ \bar{Z}_4 &= \bar{x}_4 + \bar{x}_3 \bar{x}_6 \bar{Z}_{14} + \bar{x}_2 \bar{x}_3 \bar{Z}_{14} + \bar{x}_1 \bar{x}_3 \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14} + \\ &+ \bar{x}_5 \bar{x}_6 \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14} + \bar{x}_5 \bar{x}_2 \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14} + \bar{x}_1 \bar{x}_6 \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14} + \\ &+ \bar{x}_1 \bar{x}_2 \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14} + \bar{x}_1 \bar{Z}_{12} \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14}; \\ \bar{Z}_5 &= \bar{x}_5 + \bar{x}_1 \bar{x}_3 + \bar{x}_1 \bar{x}_4 \bar{Z}_{13} + \bar{x}_1 \bar{x}_2 \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14} + \\ &+ \bar{x}_1 \bar{x}_6 \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14} + \bar{x}_1 \bar{Z}_{12} \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14}; \\ \bar{Z}_6 &= \bar{x}_6 + \bar{x}_2 \bar{x}_4 + \bar{x}_2 \bar{x}_3 \bar{Z}_{14} + \bar{x}_2 \bar{x}_5 \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14} + \\ &+ \bar{x}_1 \bar{x}_2 \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14} + \bar{x}_1 \bar{x}_4 \bar{Z}_{12} + \bar{x}_1 \bar{x}_3 \bar{Z}_{12} \bar{Z}_{14} + \bar{x}_1 \bar{Z}_{12} \bar{Z}_{13} \bar{Z}_{14}. \end{aligned} \quad (5.38)$$

1. Определим показатели надежности без учета цепочечного развития отказов.

1. Вариант с одним источником (источники, присоединенные к узлам 2, 3 и 4, отключены, т. е. $\bar{Z}_{12} = \bar{Z}_{13} = \bar{Z}_{14} = 1$). Логические функции для узлов 5 и 6 примут вид:

$$\left. \begin{aligned} \bar{Z}_5 &= \bar{x}_5 + \bar{x}_1 \bar{x}_3 + \bar{x}_1 \bar{x}_4 + \bar{x}_1 \bar{x}_2 + \bar{x}_1 \bar{x}_6 + \bar{x}_1 = \bar{x}_1 + \bar{x}_5; \\ \bar{Z}_6 &= \bar{x}_1 + \bar{x}_6 + \bar{x}_2 \bar{x}_4 + \bar{x}_2 \bar{x}_3 + \bar{x}_2 \bar{x}_5; \\ \bar{Z}_{5,6} &= \bar{Z}_5 \bar{Z}_6 = \bar{x}_1 + \bar{x}_2 \bar{x}_5 + \bar{x}_5 \bar{x}_6. \end{aligned} \right\} \quad (5.39)$$

Частота отказов (при $1 - q \approx 1$)

$$\begin{aligned} \omega_{5c}^c &= (1 - q_1) \omega_1 + (1 - q_5) \omega_5 \approx \omega_{\text{л}} + \omega_{\text{ш}} = 3,05; \\ \omega_{5,6c}^c &= (1 - q_1) \omega_1 + (1 - q_2) q_5 \omega_2 + (1 - q_5) q_2 \omega_5 + \\ &+ (1 - q_5) q_5 \omega_5 + (1 - q_6) q_5 \omega_6 \approx (1 + q_{\text{ш}}) \omega_{\text{л}} + (q_{\text{л}} + 2q_{\text{ш}}) \omega_{\text{ш}} = \\ &= 3,00043. \end{aligned}$$

2. Вариант с двумя источниками ($\bar{Z}_{n3} = \bar{Z}_{n4} = 1$, $Z_{n2} = 0$). Логические функции представятся как

$$\left. \begin{aligned} \bar{Z}_5 &= \bar{x}_5 + \bar{x}_1 \bar{x}_3 + \bar{x}_1 \bar{x}_4 + \bar{x}_1 \bar{x}_2 + \bar{x}_1 \bar{x}_6; \\ \bar{Z}_6 &= \bar{x}_6 + \bar{x}_2 \bar{x}_4 + \bar{x}_2 \bar{x}_3 + \bar{x}_2 \bar{x}_5 + \bar{x}_1 \bar{x}_2; \\ \bar{Z}_{5,6} &= \bar{Z}_5 \bar{Z}_6 = \bar{x}_1 \bar{x}_2 + \bar{x}_1 \bar{x}_6 + \bar{x}_2 \bar{x}_5 + \bar{x}_5 \bar{x}_6. \end{aligned} \right\} \quad (5.40)$$

Параметр потока отказов ($1 - q \approx 1$)

$$\omega_{5c}^c \approx \omega_{ш} + 6q_{л} \omega_{л} + q_{ш} \omega_{л} + q_{л} \omega_{ш} = 0,14;$$

$$\omega_{5,6c}^c \approx 2(q_{л} + q_{ш})(\omega_{л} + \omega_{ш}) = 0,0305.$$

3. Вариант с четырьмя источниками ($\bar{Z}_{n2} = \bar{Z}_{n3} = \bar{Z}_{n4} = 0$). Логические функции и частота отказов

$$\left. \begin{aligned} \bar{Z}_5 &= \bar{x}_5 + \bar{x}_1 \bar{x}_3; \quad \bar{Z}_6 = \bar{x}_6 + \bar{x}_2 \bar{x}_4; \\ \bar{Z}_{5,6} &= \bar{Z}_5 \bar{Z}_6 = \bar{x}_2 \bar{x}_6 + \bar{x}_2 \bar{x}_4 \bar{x}_5 + \bar{x}_1 \bar{x}_3 \bar{x}_6 + \bar{x}_1 \bar{x}_2 \bar{x}_3 \bar{x}_4; \\ \omega_{5c}^c &\approx \omega_{ш} + 2q_{л} \omega_{л} = 0,11; \\ \omega_{5,6c}^c &\approx 2q_{ш} \omega_{ш} + 4q_{л} q_{ш} \omega_{л} + 2q_{л}^2 \omega_{ш} + 4q_{л}^3 \omega_{л} = 8,8 \cdot 10^{-6}. \end{aligned} \right\} \quad (5.41)$$

Определим далее частоту отказов из-за цепочечного развития аварий. Составляющую $\bar{Z}'_{1ц}$ найдем по формуле (5.33)

$$\begin{aligned} \bar{Z}'_{1ц} &= \bar{x}_1 + |e_{12} \bar{x}_2 + e_{15} \bar{x}_5| + |e_{12} (e_{26} \bar{x}_6) + e_{15} e_{53} \bar{x}_3| + \\ &+ |e_{12} [e_{26} (e_{64} \bar{x}_4)] + e_{15} [e_{53} (e_{34} \bar{x}_4)]| + |e_{12} \{e_{26} [e_{64} (e_{43} \bar{x}_3)]\}| + \\ &+ e_{15} \{e_{53} [e_{34} (e_{46} \bar{x}_6)]\}| + |e_{12} (e_{26} \{e_{64} (e_{43} (e_{35} \bar{x}_5))\})| + \\ &+ e_{15} (e_{53} \{e_{34} [e_{46} (e_{62} \bar{x}_2)]\})| = \bar{x}_1 + (e_{12} + e_{15} e_{53} e_{34} e_{46} e_{62}) \bar{x}_2 + \\ &+ (e_{15} e_{53} + e_{12} e_{26} e_{64} e_{43}) \bar{x}_3 + (e_{12} e_{26} e_{64} + e_{15} e_{53} e_{34}) \bar{x}_4 + \\ &+ (e_{15} + e_{12} e_{26} e_{64} e_{43} e_{35}) \bar{x}_5 + (e_{12} e_{26} + e_{15} e_{53} e_{34} e_{46}) \bar{x}_6. \end{aligned}$$

Здесь вертикальными линиями отделены члены, соответствующие в выражении (5.33) разным суммам сумм. Аналогично находят логические функции $\bar{Z}'_{1ц}$ и для других узлов:

$$\left. \begin{aligned} \bar{Z}'_{2ц} &= \bar{x}_2 + (e_{21} + e_{26} e_{64} e_{43} e_{35} e_{51}) \bar{x}_1 + (e_{21} e_{15} e_{53} + \\ &+ e_{26} e_{64} e_{43}) \bar{x}_3 + (e_{21} e_{15} e_{53} e_{34} + e_{26} e_{64}) \bar{x}_4 + (e_{21} e_{15} + \\ &+ e_{26} e_{64} e_{43} e_{35}) \bar{x}_5 + (e_{21} e_{15} e_{53} e_{34} e_{46} + e_{26}) \bar{x}_6; \\ \bar{Z}'_{3ц} &= (e_{35} e_{51} + e_{34} e_{46} e_{62} e_{21}) \bar{x}_1 + (e_{35} e_{51} e_{12} + \\ &+ e_{34} e_{46} e_{62}) \bar{x}_2 + \bar{x}_3 + (e_{35} e_{51} e_{12} e_{26} e_{64} + e_{34}) \bar{x}_4 + \\ &+ (e_{35} + e_{34} e_{46} e_{62} e_{21} e_{15}) \bar{x}_5 + (e_{35} e_{51} e_{12} e_{26} + e_{34} e_{46}) \bar{x}_6; \end{aligned} \right\}$$

$$\begin{aligned}
\bar{Z}'_{4\text{ц}} &= (e_{43} e_{35} e_{51} + e_{46} e_{62} e_{21}) \bar{x}_1 + (e_{43} e_{35} e_{51} e_{12} + \\
&+ e_{46} e_{62}) \bar{x}_2 + (e_{43} e_{46} + e_{51} e_{21} e_{15} e_{53}) \bar{x}_3 + x_4 + \\
&+ (e_{43} e_{35} + e_{46} e_{62} e_{21} e_{15}) \bar{x}_5 + (e_{43} e_{35} e_{51} e_{12} e_{26} + e_{46}) \bar{x}_6; \\
\bar{Z}'_{5\text{ц}} &= (e_{51} + e_{53} e_{34} e_{46} e_{62} e_{21}) \bar{x}_1 + (e_{51} e_{12} + \\
&+ e_{53} e_{34} e_{46} e_{62}) \bar{x}_2 + (e_{51} e_{12} e_{26} e_{64} e_{43} + e_{53}) \bar{x}_3 + \\
&+ (e_{51} e_{12} e_{26} e_{64} + e_{53} e_{34}) \bar{x}_4 + \\
&+ \bar{x}_5 + (e_{51} e_{12} e_{26} + e_{53} e_{34} e_{46}) \bar{x}_6; \\
\bar{Z}'_{6\text{ц}} &= (e_{62} e_{21} + e_{64} e_{43} e_{35} e_{51}) \bar{x}_1 + (e_{62} + e_{64} e_{43} e_{35} e_{51} \times \\
&\times e_{12}) \bar{x}_2 + (e_{62} e_{21} e_{15} e_{53} + e_{64} e_{43}) \bar{x}_3 + (e_{62} e_{21} e_{15} e_{53} e_{34} + \\
&+ e_{64}) \bar{x}_4 + (e_{62} e_{21} e_{15} + e_{64} e_{43} e_{35}) \bar{x}_5 + \bar{x}_6.
\end{aligned} \tag{5.42}$$

II. Определим составляющую показателей надежности, обусловленную цепочечными отказами.

1. Вариант с одним источником.

Узел 5. Состав узлов, образующих минимальные сечения между источниками и узлом 5 системы, находим из выражения (5.39). В соответствии с (5.34) после сложения коэффициентов при одинаковых $\bar{x}$ и простых логических преобразований логическая функция $\bar{Z}_{5\text{ц}}$ и частота отказов

$$\begin{aligned}
\bar{Z}_{5\text{ц}} &= \bar{Z}'_{1\text{ц}} + \bar{Z}'_{5\text{ц}} = \bar{x}_1 + (e_{12} + e_{53} e_{34} e_{46} e_{62}) \bar{x}_2 + (e_{12} e_{26} e_{64} e_{43} + e_{53}) \bar{x}_3 + \\
&+ (e_{12} e_{26} e_{64} + e_{53} e_{34}) \bar{x}_4 + \bar{x}_5 + (e_{12} e_{26} + e_{53} e_{34} e_{46}) \bar{x}_6;
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\omega_{5\text{ц}}^c &= (\rho_1 + \rho_1 \rho_2) \omega_2 + (\rho_1 \rho_2 + \rho_1) \omega_3 + (\rho_1 \rho_2 + \rho_1 \rho_2) \omega_4 + \\
&+ (\rho_1 \rho_2 + \rho_1 \rho_2) \omega_6 = 2\rho_1 (1 + 2\rho_2) \omega_1 + 2\rho_1 \rho_2 \omega_5 = 0,28.
\end{aligned}$$

(в том числе 0,04, или 14 %, за счет цепочек из двух и более элементов).

Узел 6. Состав узлов, образующих минимальные сечения, находим из (5.39). Логическая функция

$$\bar{Z}_{6\text{ц}} = \bar{Z}'_{1\text{ц}} + \bar{Z}'_{6\text{ц}} + \bar{Z}'_{2\text{ц}} \bar{Z}'_{3\text{ц}} + \bar{Z}'_{2\text{ц}} \bar{Z}'_{4\text{ц}} + \bar{Z}'_{2\text{ц}} \bar{Z}'_{5\text{ц}}.$$

Узлы 5 и 6 совместно. Состав узлов, образующих минимальные сечения, находим из (5.39). Логическая функция

$$\bar{Z}_{5,6\text{ц}} = \bar{Z}_{5\text{ц}} \bar{Z}_{6\text{ц}} = \bar{Z}'_{1\text{ц}} + \bar{Z}'_{2\text{ц}} \bar{Z}'_{5\text{ц}} + \bar{Z}'_{5\text{ц}} \bar{Z}'_{6\text{ц}}.$$

Подставляя (5.39) и проводя небольшие преобразования, получаем

$$\begin{aligned}
\bar{Z}_{5,6\text{ц}} &= \bar{x}_1 + (e_{12} + e_{53} e_{34} e_{46} e_{62}) \bar{x}_2 + (e_{15} e_{53} + e_{64} e_{43} e_{53} + \\
&+ e_{12} e_{26} e_{64} e_{43}) \bar{x}_3 + (e_{12} e_{26} e_{64} + e_{15} e_{53} e_{34} + e_{55} e_{53} e_{34}) \bar{x}_4 + \\
&+ (e_{15} + e_{64} e_{43} e_{35}) \bar{x}_5 + (e_{12} e_{26} + e_{53} e_{34} e_{46}) \bar{x}_6;
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\omega_{5,6\text{ц}}^c &= (\rho_1 + \rho_1 \rho_2) \omega_2 + (\rho_1 \rho_2 + \rho_1^2 \rho_2 + \rho_1 \rho_2) \omega_3 + (\rho_1 \rho_2 + \\
&+ \rho_1 \rho_2 + \rho_1^2 \rho_2) \omega_4 + (\rho_1 + \rho_1 \rho_2) \omega_5 + (\rho_1 \rho_2 + \rho_1 \rho_2) \omega_6 = 0,17
\end{aligned}$$

(в том числе 0,05, или 30 %, за счет цепочек из двух элементов и более).

Расчеты, выполненные аналогично для вариантов с двумя и четырьмя источниками питания, дали следующие результаты.

2. Вариант с двумя источниками: $\omega_{5ц}^c = 0,293$, $\omega_{5,6ц}^c = 0,145$.

3. Вариант с четырьмя источниками: $\omega_{5ц}^c = 0,307$ (в том числе 0,067, или 21 %, за счет цепочек из двух элементов и более); $\omega_{5,6ц}^c = 0,081$ (все 100 % за счет цепочек из двух элементов и более).

Результаты проведенных расчетов показывают:

для сетей без резервирования доля отказов из-за цепочечного развития аварий составляет небольшую величину, по сравнению с количеством отказов, полученных без их учета ($\sim 10\%$);

по мере повышения степени резервирования цепочечные отказы становятся определяющими надежностью (доля их быстро стремится к 100 %), так как число отказов системы из-за случайного наложения отказов элементов резко сокращается, а число цепочечных отказов растет из-за появления новых элементов и их повреждений;

по мере повышения степени резервирования растет доля цепочечных аварий, определяемая цепочками с двумя звеньями и более, особенно для отказов, охватывающих одновременно большое количество узлов;

показатели надежности отказов сети, охватывающих большое количество узлов одновременно, для хорошо зарезервированных узлов не могут быть выявлены без учета цепочечных аварий.

Хотя рассмотренная схема выбрана простейшей с целью проверки получаемых логических функций простым анализом и перебором, вместе с тем она является характерной для отдельных узлов сетей 500 кВ, а принятые показатели надежности — близкими к реальным для этих сетей, что придает полученным результатам расчета определенную общность.

§ 5.3. Учет надежности при разработке системы управления и ремонтно-эксплуатационного обслуживания

Методы и средства оперативно-диспетчерского управления существенно влияют на надежность сети. Поэтому заблаговременное совершенствование этой системы управления в соответствии с развитием электрической сети — один из необходимых этапов общего проектирования системы. Рассмотренная выше математическая модель надежности электрической сети и ее оборудования, опыт решения задач надежности с помощью этой модели позволяют выделить наиболее существенные факторы, влияющие на надежность сети и связанные с системой управления. Влияние и анализ этих факторов удобно выполнить при решении задач, которые возлагаются на систему управления. Это — прогноз нагрузки, планирование ремонтов; выбор схемы коммутации и состава обо-

рудования; определение загрузки оборудования, предельно допустимых перетоков мощности по элементам сети, допустимых пределов изменения напряжения (или регулирование напряжения); настройка (или корректировка) систем автоматики и релейной защиты; обнаружение, выявление отказов оборудования и их локализация; аварийное ограничение отобранных потребителей и т.п. Рассмотрим связь каждой из перечисленных задач с надежностью.

Точность прогноза нагрузки сказывается на планируемых режимах сети и, следовательно, на возможных ограничениях нагрузки при отказах в сети, на ущербе. Повышение достоверности, точности прогноза нагрузки может обеспечить снижение возможного ущерба.

Планирование ремонтов, определение политики их проведения, выбор схемы коммутации и состава оборудования, как было показано выше, существенно влияют на все показатели надежности сети и электроснабжения потребителей. Кроме того, политика ремонтов существенно отражается на сохранности оборудования, его долговечности, безотказности и ремонтпригодности, что прямо связано с показателями надежности электроснабжения. Повышение надежности возможно также за счет разработки более совершенных методов планирования ремонтов, учитывающих большее количество факторов, использования ЭВМ.

Загрузка оборудования, предельно допустимые перетоки мощности по элементам сети, допустимые уровни напряжения непосредственно отражаются на возможных ограничениях потребителей, ущербе, а также на долговечности, безотказности и ремонтпригодности оборудования, что в итоге влияет на показатели надежности электрической сети и ущерб потребителей. Повышение обоснованности при определении загрузки оборудования, предельных потоков мощности, допустимых уровней напряжения будет способствовать повышению надежности.

Настройка (или корректировка) систем автоматики и релейной защиты позволяет улучшить избирательность, селективность работы системы и тем самым снизить частоту излишних отказов, а также повысить точность дозировки управляющих воздействий (например, размера отключаемой нагрузки). Естественно, что все это непосредственно связано с повышением надежности сети.

Быстрое обнаружение отказов в сети, их локализация, ликвидация последствий и восстановление нормальных режимов уменьшают время аварийных перерывов и ущерб, а также повышают сохранность оборудования, его долговечность, безотказность.

Отбор потребителей и их ограничение при авариях позволяет повысить точность дозировки отключаемой нагрузки и уменьшить ущерб за счет избирательного отключения потребителей.

Таким образом, повышение надежности за счет системы управления связано с разработкой и внедрением более совершенных методов, алгоритмов, программ и увеличения используемой информации. Все это требует затрат на научно-исследовательские и конструкторские работы, создание средств сбора, передачи и обработки информации, совершенствования средств релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Качественным шагом на этом пути является более широкое внедрение в электрических сетях управляющих ЭВМ, с помощью которых могут:

- осуществляться функции сбора, обработки, отображения и документирования оперативной информации;

- фиксироваться срабатывание устройств релейной защиты и технологической автоматики, появление и исчезновение предупреждающих сигналов, сигналов отключения и включения выключателей;

- предусматриваться запись параметров режима, характеризующих протекание процессов до и после аварий;

- осуществляться контроль за отклонением текущих параметров режима за предельно допустимые значения, за технологическими параметрами основного оборудования (давлением воздуха в выключателях, температурой масла трансформаторов и т. п.);

- проводиться контроль соответствия установок и правильной работы автономных устройств защиты и автоматики путем сопоставления алгоритмов действия или характеристики настройки каждого устройства, заложенных в памяти ЭВМ, с фактическим его действием в реальных условиях, что повышает надежность устройств РЗ и ПА;

- осуществляться автоматический контроль и управление каналами связи (переход на резервные каналы и аппаратуру), разгрузка трансформаторов в аварийном режиме путем отключения отдельных фидеров в соответствии с установленным приоритетом и их реальной загруз-

кой, производство переключений в последовательности, заданной оператором, автоматическое повторное включение с учетом хода развития аварии, автоматическое регулирование напряжения на шинах подстанции по заданной программе или по параметру с воздействием на разные устройства регулирования, формирование состава потребителей, отключаемых действием АЧР, и др.

Новые возможности в повышении надежности сети за счет управления открываются в связи с внедрением микроЭВМ.

Развитие электрических сетей, увеличение объемов оперативной информации, необходимой диспетчеру для ведения режима и ликвидации аварийных ситуаций, требует разгрузки диспетчера от избыточной информации, ее концентрации, упрощения диспетчерских щитов. Использование ЭВМ позволит решить и эту задачу, обеспечив гибкое управление элементами щита, отображением оперативной информации в темпе процесса, в цифровом виде, на электроннолучевых трубках и т. п.

Внедрение перечисленных средств в сочетании с широким использованием каналов высокочастотной связи по ЛЭП на базе помехоустойчивого оборудования, кабельных, радиорелейных линий позволит существенно повысить надежность электрической сети, обеспечивая профилактическое предупреждение многих отказов.

Учет надежности при разработке системы управления сводится к определению рационального объема автоматизации процессов управления, внедрения вычислительной техники, средств автоматики и релейной защиты с учетом надежности этих средств и каналов связи, телеуправления. В общем случае критерий рационального объема автоматизации управления представится в виде

$$Z = Z_{\text{сy}} + Y \rightarrow \min, \quad (5.43)$$

где $Z_{\text{сy}}$ — суммарные затраты в систему управления

$$Z_{\text{сy}} = Z_{\text{пю}} + Z_{\text{инф}} + Z_{\text{выч}} + Z_{\text{пер}} + Z_{\text{проч}}. \quad (5.44)$$

Здесь $Z_{\text{пю}}$ — затраты на пусковые и измерительные органы; $Z_{\text{инф}}$ — затраты на информационные органы, фиксирующие состояние и режим работы сети; $Z_{\text{выч}}$ — затраты на вычислительную технику; $Z_{\text{пер}}$ — затраты на каналы передачи информации; $Z_{\text{проч}}$ — прочие затраты.

К сожалению, пока еще нет достаточно разработанных и апробированных методов и моделей, позволяющих оценить влияние на надежность сети факторов, из-

меняемых средствами управления. Поэтому большинство задач решается экспертными методами.

Надежность электрической сети в значительной степени определяется условиями эксплуатации оборудования (количеством ремонтно-эксплуатационного персонала, формами его организации, оснащенностью ремонтными механизмами, машинами, средствами связи и т. д.). Совершенствование условий эксплуатации повлечет и изменение показателей надежности оборудования. Как правило, улучшение условий эксплуатации сопряжено с определенными затратами. Поэтому правомочна постановка обратной задачи: каков общесетевой эффект в изменении надежности (ущерба) при изменении показателей надежности оборудования, вызванного изменениями ремонтно-эксплуатационного обслуживания? Оценка этого эффекта необходима для выбора рациональной формы организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания. Вычисление общесетевого эффекта не вызывает принципиальных затруднений. Для этого достаточно воспользоваться математической моделью, рассмотренной в § 5.1 и гл. 4. Более сложна задача установления связи между формами ремонтно-эксплуатационного обслуживания (или затратами на него) с показателями надежности оборудования. Разработка моделей для установления этих связей находится в начальной стадии.

Контрольные вопросы

1. Какие задачи возникают при проектировании распределительных электрических сетей?
2. Какие основные системные факторы влияют на надежность сети?
3. Какими способами можно учесть основные влияющие на надежность факторы в модели сети?
4. Какими возможностями обладает система управления для обеспечения надежности сети?

ПРОЕКТНЫЕ ЗАДАЧИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМООБРАЗУЮЩЕЙ ЧАСТИ ЭЭС И ИХ РЕШЕНИЕ

Надежность системообразующей части ЭЭС определяется надежностью генерирующего оборудования и элементов электрических сетей, структурой генерирующих мощностей, резервами и их размещением по подсистемам, пропускными способностями межсистемных связей, их схемами, параметрами и режимами работы, а также параметрами системы управления ЭЭС. Влияния требований надежности на все эти параметры различны. Поэтому задачи надежности целесообразно подразделить в соответствии с подразделением общих проектных задач:

- учет надежности при выборе генерирующих мощностей ЭЭС;

- выбор резервов генерирующих мощностей, их размещение между подсистемами, пропускных способностей межсистемных связей;

- определение схем и параметров отдельных межсистемных связей, а также связей отдельных станций с системой;

- учет надежности при выборе единичных мощностей агрегатов и схем их коммутации;

- выявление требований к системе автоматического управления ЭЭС и определение ее параметров.

Последовательность приведенных задач в значительной степени отражает и временную иерархию решения общей задачи. Кроме того, поскольку надежность электроснабжения определяется и показателями надежности элементов ЭЭС, то здесь, так же как и при рассмотрении задач надежности распределительной сети, должны выявляться системные требования к надежности вновь разрабатываемого оборудования и к системе ремонтно-эксплуатационного обслуживания.

Далее рассматриваются все перечисленные задачи, за исключением первой, поскольку выбор генерирующих мощностей и их структуры производится при оптимизации топливно-энергетического баланса страны в соответствии с прогнозируемыми уровнями и режимом электропотребления, технического прогресса в энергетике, развития добычи энергоресурсов. Среди этих факторов надежность ЭЭС не является определяющим фактором. Поэтому в математических моделях по выбору генериру-

ющих мощностей надежность учитывается упрощенно: некоторым аварийным резервом генерирующей мощности в подсистемах, представленного в простой функциональной зависимости от наиболее существенных факторов (например, пропорционально суммарной мощности станций узла и т. п.). Заблаговременность решения этой задачи обычно составляет 15 лет и более, выполняется она в составе «Технико-экономических докладов по развитию энергетики страны и по решению отдельных принципиальных вопросов развития отрасли» (ТЭД). В результате ее решения выявляется рациональная структура (или несколько вариантов) генерирующих мощностей ЭЭС. Однако если влияние надежности ЭЭС на выбор генерирующих мощностей и их структуру несущественно, то влияние размеров мощностей, их структуры на средства обеспечения надежности (размеры и размещение резервов, пропускные способности межсистемных связей, параметры системы управления) является существенным. Тем не менее после решения этой задачи в отдельных случаях может потребоваться итеративная проверка правильности принятых упрощенных зависимостей резервов по узлам.

Для решения всех перечисленных выше задач необходима разработка математической модели системы.

§ 6.1. Математическая модель системы

Структура полной математической модели, как известно, включает в себя критериальный функционал, уравнения или неравенства, отражающие существенные связи и ограничения, накладываемые на параметры системы, а также в общем случае уравнения управления и адаптации. Рассмотрим лишь информационные модели, включающие уравнения связей системы. Дополнение их другими группами уравнений, в том числе критериальным функционалом, будем производить при решении конкретных задач, поскольку вид этого функционала определяется прежде всего искомыми параметрами.

В связи с этим основной целью рассматриваемого информационного моделирования является установление связей между показателями надежности системы и всеми существенно влияющими на них параметрами, хотя это не исключает возможности ответа модели и на другие вопросы. Под *показателями надежности* системы будем понимать такие интегральные показатели, как не-

доотпуск энергии потребителям или ущерб за определенный период (в общем случае в зависимости от глубины возникающих дефицитов мощности), вероятностные характеристики возникающих дефицитов.

При составлении математических моделей ЭЭС, особенно сложных систем, необходимо тщательно отбирать влияющие факторы, учитывая целесообразность включения их в модель. Если рассматривать модели для решения задач, перечисленных в начале гл. 6, то при выборе способов и глубины отображения влияющих факторов в качестве некоторого ориентира может служить следующее положение. Рассматриваемые средства обеспечения надежности — резервы генерирующих мощностей и пропускные способности межсистемных связей — являются капиталоемкими, дорогими средствами и оправдываются только при относительно длительном их использовании в процессе работы ЭЭС. Например, последний, еще оправдывающийся киловатт резервной мощности в концентрированной системе, как будет показано далее, должен использоваться с вероятностью не меньшей, чем $1 - F_{\text{опп}}^d(D) = z/(y_0 T)$. При характерных соотношениях удельных приведенных затрат в резерв мощности z и удельного ущерба y_0 для современных систем величина $z/(y_0 T) \approx 0,005$. Последнее показывает, что минимально оправданное время работы резервного генератора должно быть не менее $0,005 \cdot 8760 = 44$ ч в году. Видимо, такого же порядка будет минимальное время использования и резервных ЛЭП. Все это вызывает необходимость учета в модели для обоснования резервов прежде всего длительных простоев оборудования. С этих позиций ненадежность коммутационного оборудования (строгий учет которой достаточно сложен) может здесь не учитываться вообще или учитываться крайне упрощенно, во-первых, из-за кратковременности перерывов (ликвидируются переключениями в РУ), во-вторых, из-за совпадения в большинстве случаев отказов выключателей с отказами линий. Это положение подтверждается рядом конкретных расчетов, например в [7].

С этих же позиций следует подойти и к учету в модели САУ. Видимо, допустимо предположить, что в ЭЭС функционирует идеальная САУ, которая всегда обеспечивает необходимую разгрузку системы и межсистемных линий связи. Реальные системы управления вследствие технического несовершенства и ненадежности элементов не всегда это будут обеспечивать и будут приво-

доть к разрыву и простою отдельных связей и даже их совокупности. Однако относительная длительность таких состояний должна быть невелика и значительно меньше отмеченных минимально необходимых времен, что предопределяет малое влияние САУ на резервы генерирующих мощностей и пропускные способности линий связи. Последнее, конечно, не исключает возможности итеративной проверки принятого упрощения соответствующим увеличением, например, вероятности полного разрыва отдельных межсистемных ЛЭП.

При разработке же моделей для решения задач выбора и обоснования систем управления, в первую очередь — систем противоаварийного управления, отображение кратковременных и сильно возмущающих систему отказов становится необходимым.

Методически изучение моделей системы целесообразно начать с так называемых концентрированных систем, а затем перейти к моделям более сложных систем. Рассмотрение же моделей концентрированных систем, в свою очередь, удобно начать с наиболее простейших из них, таких, как однородные, переходя постепенно к более сложным.

Модель однородной концентрированной системы. Под *однородной концентрированной системой* понимается система, состоящая из одинаковых по всем параметрам генерирующих агрегатов, работающих на одну общую нагрузку. Пусть дана система, состоящая из множества $N = \{1, n\}$ одинаковых генераторов (рис. 6.1). Показатели надежности каждого из них $q_i = q$ и $\omega_i = \omega$, а мощность $\omega_i = \omega$. Если исключить из рассмотрения состояния плановых ремонтов, то общее количество возможных состояний системы составит 2^n . Однако если безразлично, из-за отказа каких именно генераторов система находится в том или ином состоянии, а важно лишь, на сколько снизилась мощность станций системы, то количество состояний снижается до $n+1$, при этом нулевое состояние — все генераторы находятся в работе, первое состояние — один (любой) генератор находится в неработоспособном состоянии, второе состояние — два (любых)

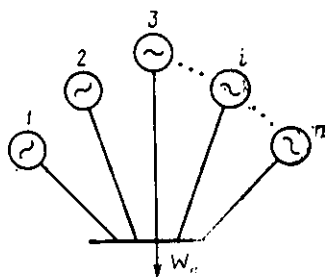


Рис. 6.1

генератора находятся в неработоспособном состоянии и т. д. Попадание системы в одно из этих состояний соответствует схеме Бернулли, поэтому вероятность снижения генерирующей мощности системы на мощность k генераторов определяется *биномиальным распределением*

$$q_k^c = C_n^k q^k (1-q)^{n-k}, \quad (6.1)$$

где $C_n^k = n! / k!(n-k)!$.

На рис. 6.2, а показаны характерные распределения вероятностей снижения мощности системы, а на рис. 6.2, б — интегральные законы распределения

$$F_k^c = q_0^c + q_1^c + \dots + q_k^c.$$

Пример 6.1. Определить вероятности и закон распределения снижения генерирующей мощности системы, имеющей семь генераторных блоков мощностью по 100 МВт с относительной длительностью аварийного простоя $q = 0,015$.

Решение. Воспользуемся выражением (6.1):

$$(\Delta W_0 = 0), \quad q_0 = \frac{7!}{0! 7!} \times 0,015^0 \cdot 0,985^7 = 0,89960861;$$

$$(\Delta W_1 = 100), \quad q_1 = \frac{7!}{1! 6!} \times 0,015^1 \cdot 0,985^6 = 0,09589736;$$

$$(\Delta W_2 = 200), \quad q_2 = \frac{7!}{2! 5!} 0,015^2 \cdot 0,985^5 = 0,00438110;$$

$$(\Delta W_3 = 300), \quad q_3 = \frac{7!}{3! 4!} 0,015^3 \cdot 0,985^4 = 0,00011120;$$

$$(\Delta W_4 = 400), \quad q_4 = \frac{7!}{4! 3!} 0,015^4 \cdot 0,985^3 = 0,00000111;$$

$$(\Delta W_5 = 500), \quad q_5 = \frac{7!}{5! 2!} 0,015^5 \cdot 0,985^2 = 0,00000002;$$

$$(\Delta W_6 = 600), \quad q_6 = \frac{7!}{6! 1!} 0,015^6 \cdot 0,985^1 = 7,853 \cdot 10^{-11};$$

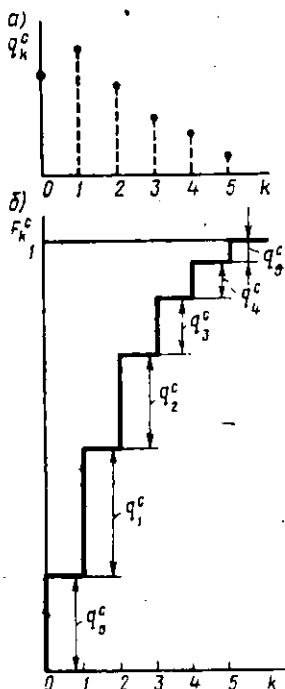


Рис. 6.2

$$(\Delta W_7 = 700), \quad q_7 = \frac{71}{7101} 0,0157 \cdot 0,985^0 = 0,017 \cdot 10^{-11};$$

$$\text{Итого: } \sum_{i=0}^7 q_i = 1,000$$

Определяя второй показатель — частоту попадания системы в k -е состояние, заметим, что в него она может войти двумя путями, а следовательно,

$$\omega_k^c = \omega_k'^c + \omega_k''^c. \quad (6.2)$$

Первый путь, путь «сверху», — это переход системы в k -е состояние из $(k-1)$ -го. Второй — переход из состояния $(k+1)$ -го. Система может войти в k -е состояние «сверху» лишь в том случае, если в данный момент любые $(k-1)$ генераторов уже находятся в неработоспособном состоянии, а k -й генератор отказывает. Вероятность того, что любые $(k-1)$ генераторов из всех генераторов, за исключением k -го, т. е. из $(n-1)$ генераторов, одновременно простаивают, определяется в соответствии с (6.1) величиной $C_{n-1}^{k-1} q^{k-1} (1-q)^{n-k}$. Средняя наработка k -го генератора в данном состоянии за время t

$$t_n = t(1-q) [C_{n-1}^{k-1} q^{k-1} (1-q)^{n-k}] = t C_{n-1}^{k-1} q^{k-1} (1-q)^{n-k+1}.$$

Количество отказов k -го генератора за время t_n в $(k-1)$ -м состоянии системы

$$\Omega_k(t) = \omega t_n = \omega C_{n-1}^{k-1} q^{k-1} (1-q)^{n-k+1}.$$

Частота переходов системы в k -е состояние из $(k-1)$ -го из-за отказа k -го генератора

$$\omega_{k(k)}'^c = d\Omega_k(t)/dt = \omega C_{n-1}^{k-1} q^{k-1} (1-q)^{n-k+1} \quad (6.3)$$

Частота рассматриваемых событий, обусловленная отказом любого из n генераторов, определится как

$$\omega_k^c = n \omega_{k(k)}'^c = n \omega C_{n-1}^{k-1} q^{k-1} (1-q)^{n-k+1}. \quad (6.4)$$

Вторую составляющую (6.2) определим, исходя из следующего рассуждения. Из k -го состояния система может перейти в $(k+1)$ -е за счет отказа любого из $(n-k)$ оставшихся в работоспособном состоянии генераторов. Однако если система остается в k -м состоянии, то это может быть только в том случае, когда за это же время система столько же раз перешла из $(k+1)$ -го в k -е состояние за счет окончания восстановительных ремонтов любого из k генераторов. Следовательно,

$$\omega_k^c = (n-k) \omega C_n^k q^k (1-q)^{n-k}. \quad (6.5)$$

После несложных преобразований можно получить

$$\omega_k^c = C_n^k q^k (1-q)^{n-k} \left(n + \frac{1-2q}{q} k \right) \omega = q_k^c [k_\mu + (n-k) \omega], \quad (6.6)$$

где

$$\mu = 1/\bar{t}_B = (1-q) \omega / q.$$

Снижение генерирующей мощности на k генераторов еще не означает, что в системе будет дефицит мощности в k единиц. Мощность системы может снижаться в те периоды, когда нагрузка системы тоже снижена. Для

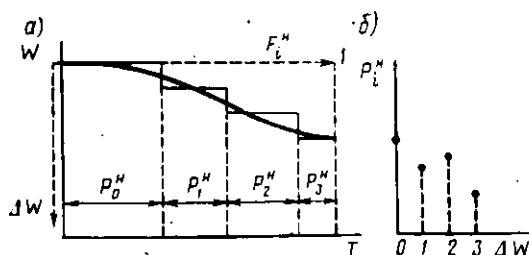


Рис. 6.3

учета этого воспользуемся информацией о нагрузке в виде графика по продолжительности, представленного на рис. 6.3, а. Заменяя этот график ступенчатой ломаной со ступенькой размером w , можно получить распределение вероятностей (относительных длительностей) P_i^H снижения нагрузки относительно максимальной на i единиц мощности, как это представлено на рис. 6.3, б, и в виде интегрального закона распределения на рис. 6.3, а (штриховыми осями). Количество ступеней

$$m = (W_{H \max} - W_{H \min}) / w. \quad (6.7)$$

Дефицит глубиной в d ступенек при i -й нагрузке системы может наступить в том случае, если мощность генераторов системы уменьшится на $(i+d)$ ступенек, когда максимальная мощность нагрузки равна суммарной мощности всех генераторов, и на $(i+d+r)$ ступенек, когда в системе имеется r резервных генераторов. Все m состояний нагрузки образуют полную группу несовместных событий, поэтому, воспользовавшись формулой

полной вероятности, вероятность дефицита системы глубиной в d ступенек найдем как

$$P_d^A = \sum_{i=0}^m P_i^H q_{i+d+r}^C \quad (6.8)$$

Графики распределения вероятностей дефицитов мощности представлены на рис. 6.4, а, а интегральных законов распределения — на рис. 6.4, б.

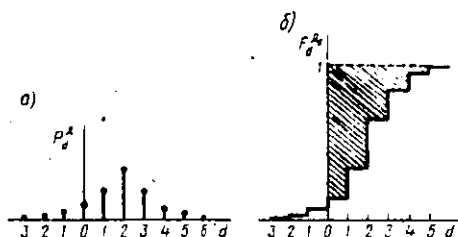


Рис. 6.4

Пример 6.2. Определить вероятностные характеристики дефицита мощности в системе, рассмотренной в примере 6.1, если максимум нагрузки узла $W_{H \max} = 700$ МВт, минимум $W_{H \min} = 550$ МВт, а график по продолжительности представлен на рис. 6.3, а.

Решение. Заменим фактический график нагрузки ступенчатой ломаной, как это показано на рис. 6.3, а. Выберем размер ступеньки $w = 50$ МВт. Тогда

$$P_0^H = 0,34; \quad P_1^H = 0,23; \quad P_2^H = 0,29; \quad P_3^H = 0,14.$$

Вероятность дефицитов определим по (6.8), где $r=0$ и $m = (700 - 550)/50 = 3$. При этом

$$q_1^C = q_3^C = q_5^C = q_7^C = q_9^C = q_{11}^C = q_{13}^C = 0;$$

$$\begin{aligned} P_{-3}^A &= \sum_{i=0}^3 P_i^H q_{i-3}^C = P_0^H q_{-3}^C + P_1^H q_{-2}^C + P_2^H q_{-1}^C + P_3^H q_0^C = P_3^H q_0^C = \\ &= 0,1259452; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{-2}^A &= \sum_{i=0}^3 P_i^H q_{i-2}^C = P_0^H q_{-2}^C + P_1^H q_{-1}^C + P_2^H q_0^C + P_3^H q_1^C = P_2^H q_0^C = \\ &= 0,2608864; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_{-1}^A &= \sum_{i=0}^3 P_i^H q_{i-1}^C = P_0^H q_{-1}^C + P_1^H q_0^C + P_2^H q_1^C + P_3^H q_2^C = \\ &= P_1^H q_0^C + P_3^H q_1^C = 0,2203354; \end{aligned}$$

$$P_0^A = P_0^H q_0^C + P_1^H q_1^C + P_2^H q_2^C + P_3^H q_3^C = P_0^H q_0^C + P_2^H q_2^C = 0,3336992.$$

$$P_1^A = P_1^H q_2^C + P_3^H q_4^C = 0,00226696;$$

$$P_2^A = P_0^H q_2^C + P_2^H q_4^C = 0,0338755;$$

$$P_3^A = P_1^H q_4^C + P_3^H q_6^C = 0,0010231;$$

$$P_4^A = P_0^H q_4^C + P_2^H q_6^C = 0,0015217;$$

$$P_5^A = P_1^H q_6^C + P_3^H q_8^C = 0,0000257.$$

Интегральные вероятности дефицитов определяются следующим образом:

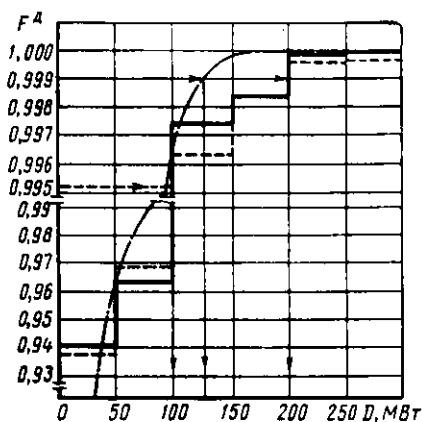


Рис. 6.5

$$F_{-3}^A = P_{-3}^A = 0,1259452;$$

$$F_{-2}^A = F_{-3}^A + P_{-2}^A = 0,3868316;$$

$$F_{-1}^A = F_{-2}^A + P_{-1}^A = 0,6071670; F_0^A = F_{-1}^A + P_0^A = 0,9408662;$$

$$F_1^A = F_0^A + P_1^A = 0,9635358;$$

$$F_2^A = F_1^A + P_2^A = 0,9974113;$$

$$F_3^A = F_2^A + P_3^A = 0,9984344;$$

$$F_4^A = F_3^A + P_4^A = 0,9999561;$$

$$F_5^A = F_4^A + P_5^A = 0,9999818 \text{ и т. д.}$$

Результаты расчетов представлены на рис. 6.5 сплошной линией.

Для определения частоты возникновения дефицитов обозначим через ω_i^H ($i=0, m$) частоты появления нагрузок, сниженных на i ступенек (которые могут быть определены по календарным графикам нагрузки). Тогда частота дефицита глубиной в d ступенек

$$\omega_d^A = \sum_{i=0}^m P_i^H \omega_{i+d+r}^C + \sum_{i=0}^m q_{i+d+r}^C \omega_i^H. \quad (6.9)$$

Первая сумма в (6.9) отражает частоты дефицитов, возникающих из-за отказов генераторов, вторая сумма — из-за изменений нагрузок.

Недоотпуск энергии потребителям за период T при глубине дефицита d определится из (1.47) как

$$\Delta \mathcal{E}_d = P_d^A T dw. \quad (6.10)$$

Ущерб, исходя из (1.51), соответственно составит

$$y_d = y_{вн d} T dw \sum_{i=0}^m P_i \omega'_{i+d+r} + y_{од} \Delta \mathcal{E}_d. \quad (6.11)$$

Полный недоотпуск энергии

$$\Delta \mathcal{E} = \sum_{d=1}^{n-r} \Delta \mathcal{E}_d = wT \sum_{d=1}^{n-r} d P_d^A. \quad (6.12)$$

Если воспользоваться интегральной функцией распределения дефицитов

$$F_d^A = P_{-m}^A + P_{-m+1}^A + \dots + P_{-1}^A + P_0^A + P_1^A + P_2^A + \dots + P_d^A, \quad (6.13)$$

то

$$\Delta \mathcal{E} = wT \sum_{d=0}^{n-r} (1 - F_d^A). \quad (6.14)$$

Выражение (6.14) показывает, что недоотпуск энергии пропорционален заштрихованной на рис. 6.4, б площади.

Полный ущерб

$$y = \sum_{d=1}^{n-r} y_d = wT \left[\sum_{d=1}^{n-r} \sum_{i=1}^m y_{вн d} \omega'_{i+d+r} P_d^A + \sum_{d=1}^{n-r} y_{од} d (F_d^A - F_{d-1}^A) \right]. \quad (6.15)$$

Если удельный ущерб для всех дефицитов постоянен $y_{од} = y_0$, а $y_{вн} = 0$, то

$$y = wT y_0 \sum_{d=0}^{n-r} (1 - F_d^A) = y_0 \Delta \mathcal{E}. \quad (6.15a)$$

Пример 6.3. Определить аварийный недоотпуск энергии и ущерб за один год в системе, рассмотренной в примерах 6.1 и 6.2, при условии отсутствия в ней аварийного резерва и характеристиках ущерба потребителей: $y_0 = 0,6$ руб/(кВт·ч), $y_{вн} = 0$.

Решение. Воспользуемся выражениями (6.14), (6.15a), а также результатами расчета F_d^A из предыдущего примера. Тогда

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E} &= w_0 T \sum_{d=0}^{n-r} (1 - F_{dw}^A) = 50 \cdot 10^3 \cdot 8760 \sum_{d=0}^{14} (1 - F_{dw}^A) = \\ &= 437 \cdot 10^6 [(1 - 0,9408662) + (1 - 0,9635358) + \\ &+ (1 - 0,9974113) + (1 - 0,9984344) + \dots] = 43,6 \cdot 10^6 \text{ кВт·ч}; \\ y &= y_0 \Delta \mathcal{E} = 0,6 \cdot 43,6 \cdot 10^6 = 26,17 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

Сделанное допущение об изменении нагрузки ступенями не является обязательным. Если нагрузка изменяется непрерывно, то вероятностную характеристику снижения ее относительно максимальной можно характеризовать непрерывной функцией распределения $F^H(\Delta W)$, которая достаточно просто получается из графика по продолжительности (рис. 6.3, а). Элемент вероятности снижения нагрузки на величину ΔW в пределах $d\Delta W$

$$dF^H(\Delta W) = [dF^H(\Delta W)/d\Delta W] d\Delta W.$$

Вероятность снижения генерирующей мощности системы на k ступеней в общем случае запишем как $q_{\Delta W}^c$, где ΔW — снижение мощности станций. При этом очевидно, что если $\Delta W \neq kw$ (не равно целому числу генераторов), то $q_{\Delta W}^c = 0$, а в остальных случаях она определяется выражением (6.1). С учетом изложенного для P_d^A можно получить выражение, аналогичное (6.8), но для элемента вероятности дефицита

$$dF^A(D, \Delta W) = q_{D+\Delta W+R}^c dF^A(\Delta W), \quad (6.8a)$$

откуда интегральная вероятность дефицита и полный недоотпуск энергии соответственно

$$F^A(D) = \int_0^{W_{H \max}} dF^A(D, \Delta W); \quad (6.16)$$

$$\Delta \mathcal{E} = T \int_0^{W_{H \max}} D dF^A(D). \quad (6.14a)$$

В выражении (6.8a) R — резерв.

Модель неоднородной концентрированной системы. В общем случае расчет такой системы принципиально не отличается от расчета однородной системы, усложняется лишь набор состояний генерирующего оборудования из-за неравенства мощностей отдельных генераторов. Поскольку строгие расчеты всех состояний в практике почти не используются, рассмотрим лишь принцип решения задачи для определения вероятностей состояний, дефицитов и недоотпуска энергии.

Пусть имеем систему, состоящую в общем случае из n разных генераторов с показателями q_i , ω_i , w_i . Первый этап расчета состоит в определении всех V множеств состояний генераторов $x_v \{x_{v1}, x_{v2}, x_{v3}, \dots, x_{vn}\}$, $v = \overline{1, V}$, приводящих к снижению генерирующей мощности системы на ΔW_c , где $x_{v1}, x_{v2}, \dots, x_{vn}$ могут принимать лишь два

значения — ноль (неработоспособное) или единицу (работоспособное). Математически это означает, что требуется найти целые отрицательные корни линейного неопределенного уравнения вида

$$x_1 w_1 + x_2 w_2 + \dots + x_n w_n = \Delta W_c, \quad (6.17)$$

которое имеет V решений.

Часто эта задача решается обратным ходом. Сначала составляется таблица всевозможных состояний генерирующего оборудования системы, для каждого состояния определяется соответствующее снижение располагаемой мощности системы, а затем группируются состояния в множества x_v , характеризующиеся одинаковым снижением мощности ΔW_c .

На втором этапе определяются все элементы x_{vi} множества x_v и количество множеств V . Тогда вероятность состояния генерирующего оборудования со сниженной мощностью ΔW_c можно представить как

$$q_{\Delta W}^c = \sum_{i=1}^n \prod_{i=1}^n q_{i=1}^{(1-x_{vi})} (1-q_i)^{x_{vi}}. \quad (6.18)$$

Все остальные показатели определяются по выражениям (6.8а), (6.16) и (6.14а).

Пример 6.4. Определить вероятности и закон распределения вероятностей снижения генерирующей мощности энергоузла системы. Располагаемая мощность узла состоит из мощности собственной станции (300 МВт) и мощности, получаемой из энергообъединения (400 МВт). Станция энергоузла состоит из двух генераторов по 50 МВт и двух блоков по 100 МВт, относительная длительность аварийного простоя которых составляет 0,02 для машин 50 МВт и 0,04 для блоков 100 МВт. Связь энергоузла с другими системами энергообъединения осуществляется по двум линиям 220 кВ (см. рис. 5.9). По балансу мощности каждая из соседних систем обеспечивает передачу в рассматриваемый энергоузел по 200 МВт.

Решение. Не будем учитывать ненадежность РУ по сравнению с ненадежностью линий связи 220 кВ этого узла с системами и будем рассматривать каждую из линий по отношению к данному энергоузлу, как некоторый эквивалентный генератор. Мощность эквивалентного генератора равна 200 МВт, а относительная длительность аварийного простоя определяется ненадежностью линии, т. е. $q \sim \omega_{\text{л}}^y \bar{t}_{\text{л}} = 2 \cdot 0,7 \cdot 10^3$ (см. пример 5.5). В итоге генерирующая мощность энергоузла состоит из шести единиц ($2 \times 50 + 2 \times 100 + 2 \times 200$) общей мощностью 700 МВт. Возможное снижение мощности — от 0 до 700 МВт ступенями по 50 МВт. Все расчеты сведены в табл. 6.1.

Пример 6.5. Определить вероятностные характеристики дефицита мощности в энергоузле, рассмотренном в примере 6.4, если максимум нагрузки узла $W_{\text{н max}} = 700$ МВт, минимум — $W_{\text{н min}} = 550$ МВт, а график по продолжительности представлен на рис. 6.3, а.

Таблица 6.1

ΔW_C (k)	i_k	x_{ikl}						$\prod_{i=1}^n q_i^{(1-x_{ikl})} (1-q)^{x_{ikl}}$	$q_{\Delta W_C}^C$ ($\frac{C}{q_k}$)	$F^C(\Delta W_C)$ (F_k^C)
		x_{ikl}								
		$l1$	2	3	4	5	6			
		W50	50	100	100	200	200			
0	1	0	0	0	0	0	0	0,98 ³ ·0,96 ² ·0,9986 ²	0,8826278	
50	1	0	1	1	1	1	1	0,2·0,98·0,96 ³ ·0,9986 ²	0,036026	0,918653
(1)	2	1	0	1	1	1	1			
100	1	0	0	1	1	1	1	0,2 ² ·0,96 ³ ·0,9986 ²	0,0739198	0,9925732
(2)	2	1	1	0	1	1	1	0,04·0,98 ³ ·0,96·0,9986 ²		
	3	1	1	1	0	1	1			
	1	0	1	0	1	1	1	0,02·0,04·0,98·0,96·0,9986 ²	0,0029936	0,9955668
150	2	0	1	1	0	1	1			
(3)	3	1	0	0	1	1	1	0,02 ³ ·0,04·0,96·0,9986 ²	0,0040377	0,0996045
	4	1	0	1	0	1	1			
	1	0	0	0	1	1	1	0,04 ³ ·0,98 ³ ·0,9986 ²	0,0040377	0,0996045
200	2	0	0	1	0	1	1			
(4)	3	1	1	0	0	1	1	0,0014·0,98 ³ ·0,96 ³ ·0,9986	0,0001634	0,9997679
	4	1	1	1	1	0	1			
	5	1	1	1	1	1	0	0,02·0,04 ³ ·0,98·0,9986 ²	0,0001634	0,9997679
	1	0	1	0	0	1	1			
	2	1	0	0	0	1	1	0,02·0,0014·0,98·0,96 ³ ·0,9986 ²	0,0001634	0,9997679
250	3	0	1	1	1	0	1			
(5)	4	0	1	1	1	1	0	0,02·0,0014·0,98·0,96 ³ ·0,9986 ²	0,0001634	0,9997679
	5	1	0	1	1	0	1			
	6	1	0	1	1	1	0			

Решение. Заменяем фактический график нагрузки ступенчатой ломаной так же, как это было сделано в примере 6.2.

Вероятности дефицитов определим по (6.8), где $r=0$, $m=3$:

$$P_{-3}^A = \sum_{i=0}^3 P_i^H q_{i-3}^C = P_3^H q_0^C = 0,1235678;$$

$$P_{-2}^A = \sum_{i=0}^3 P_i^H q_{i-2}^C = P_2^H q_0^C + P_3^H q_1^C = 0,2610055;$$

$$P_{-1}^A = \sum_{i=0}^3 P_i^H q_{i-1}^C = P_1^H q_0^C + P_2^H q_1^C + P_3^H q_2^C = 0,2238874;$$

$$P_0^A = \sum_{i=0}^3 P_i^H q_i^C = P_0^H q_0^C + P_1^H q_1^C + P_2^H q_2^C + P_3^H q_3^C = 0,3302350;$$

$$P_1^A = \sum_{i=0}^3 P_i^H q_{i+1}^C = P_0^H q_1^C + P_1^H q_2^C + P_2^H q_3^C + P_3^H q_4^C = 0,0306835;$$

$$P_2^A = \sum_{i=0}^3 P_i^H q_{i+2}^C = P_0^H q_2^C + P_1^H q_3^C + P_2^H q_4^C + P_3^H q_5^C = 0,0270149;$$

$$P_3^A = \sum_{i=0}^3 P_i^H q_{i+3}^C = P_0^H q_3^C + P_1^H q_4^C + P_2^H q_5^C + P_3^H q_6^C = 0,0019931;$$

$$P_4^A = \sum_{i=0}^3 P_i^H q_{i+4}^C = P_0^H q_4^C + P_1^H q_5^C + P_2^H q_6^C + P_3^H q_7^C = 0,0012084;$$

$$P_5^A = \sum_{i=0}^3 P_i^H q_{i+5}^C = P_0^H q_5^C + P_1^H q_6^C + P_2^H q_7^C + P_3^H q_8^C = 0,0000480 \text{ и т. д.}$$

Результаты расчетов представлены на рис. 6.5 в виде интегрального закона распределения дефицитов (штриховой линией).

Пример 6.6. Определить аварийный недоотпуск энергии и ущерб за один год в энергоузле, рассмотренном в примерах 6.4 и 6.5, при условии отсутствия в нем аварийного резерва и $y_0 = 0,6$ руб/(кВт·ч), $y_{\text{ав}} = 0$.

Решение. Воспользуемся выражениями (6.14) и (6.15а), а также результатами расчета F_D^A предыдущего примера:

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E} &= 50 \cdot 10^3 \cdot 8760 \sum_{d=1}^{14} (1 - F_{dw}^A) = 437 \cdot 10^6 [(1 - 0,9386957) + \\ &+ (1 - 0,9693792) + (1 - 0,9963941) + (1 - 0,9983872) + \\ &+ (1 - 0,9995956) + (1 - 0,9996429) + \dots] = 42,8 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \\ U &= 0,6 \cdot 42,8 \cdot 10^6 = 25,67 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

Частота снижения генерируемой мощности на величину ΔW_0 по аналогии с (6.6) может быть определена как

$$\omega_{\Delta W}^c = \sum_{v=1}^V \omega_{\Delta W v}^c. \quad (6.19)$$

$$\omega_{\Delta W v}^c = \left\{ \sum_{i=1}^n [(1-x_{vi}) \mu_i + x_{vi} \omega_i] \right\} \prod_{i=1}^n q_i^{(1-x_{vi})} (1-q_i)^{x_{vi}}, \quad (6.20)$$

а частота внезапных дефицитов как

$$d\omega_D^n = \omega_{D+\Delta W_{H+R}}^c dF^n(\Delta W), \quad (6.21)$$

где

$$\omega_{D+\Delta W_{H+R}}^c = \sum_{v=1}^{V_{D+W_{H+R}+R}} \left[\sum_i (1-x_{vi}) \mu_i \right] \prod_{i=1}^n q_i^{(1-x_{vi})} (1-q_i)^{x_{vi}}. \quad (6.22)$$

В практических расчетах систем, содержащих большое количество разных генераторов, обычно заменяют неоднородные системы эквивалентными однородными. Критерии эквивалентности в общем случае должны выбираться, исходя из конечной решаемой задачи. Если конечные задачи экономические (выбор оптимального резерва, распределение резерва между его частями оптимальным образом и т. п.), то в качестве критерия эквивалентности должно быть, очевидно, принято равенство ущербов в исходной неоднородной и эквивалентной однородной системах. Однако определение параметров эквивалентной системы из этого условия сопряжено с достаточно сложными расчетами. Поэтому обычно эквивалентные параметры находят из уравнивания первых моментов вероятностных распределений снижений генерирующих мощностей в исходной и эквивалентной системах. В большинстве практических случаев это допустимо. Так, если принять число генераторов в исходной n и эквивалентной $n_{\text{эк}}$ системами одинаковым, то, исходя из равенства суммарной мощности в обеих системах и равенства первого момента

$$\sum_{i=1}^n \omega_i = n_{\text{эк}} \omega_{\text{эк}}; \quad \sum_{i=1}^n q_i \omega_i = n_{\text{эк}} q_{\text{эк}} \omega_{\text{эк}}, \quad (6.23)$$

получаем

$$\omega_{\text{эк}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \omega_i; \quad q_{\text{эк}} = \frac{\sum_{i=1}^n \omega_i q_i}{\sum_{i=1}^n \omega_i}. \quad (6.24)$$

Если же использовать еще равенство вторых моментов (дисперсий)

$$\sum_{i=1}^n w_i^2 q_i (1 - q_i) = n_{\text{ЭК}} q_{\text{ЭК}} (1 - q_{\text{ЭК}}) w_{\text{ЭК}}^2, \quad (6.25)$$

то число генераторов в эквивалентной схеме не может задаваться произвольно и все три параметра $n_{\text{ЭК}}$, $q_{\text{ЭК}}$, $w_{\text{ЭК}}$ определяются из трех равенств [см. (6.23) и (6.25)] следующим образом:

$$\left. \begin{aligned} q_{\text{ЭК}} &= \sum_{i=1}^n q_i w_i / \sum_{i=1}^n w_i; \\ w_{\text{ЭК}} &= \frac{\sum_{i=1}^n q_i (1 - q_i) w_i^2}{(1 - q_i) \sum_{i=1}^n q_i w_i} = \frac{\sum_{i=1}^n q_i w_i^2}{\sum_{i=1}^n q_i w_i}; \\ n_{\text{ЭК}} &= \sum_{i=1}^n w_i / w_{\text{ЭК}}. \end{aligned} \right\} \quad (6.26)$$

Пример 6.7. Определить количество одинаковых генераторных единиц и их параметры, эквивалентные [см. (6.23) и (6.25)] генераторным единицам энергоузла, рассмотренного в примерах 6.4—6.6.

Решение. Воспользуемся выражениями (6.26)

$$q_{\text{ЭК}} = \sum_{i=1}^6 q_i w_i / \sum_{i=1}^6 w_i = \frac{1}{700} (2 \cdot 0,02 \cdot 50 + 2 \cdot 0,04 \cdot 100 + \\ + 2 \cdot 0,0014 \cdot 200) = 10,56/700 = 0,015;$$

$$w_{\text{ЭК}} = \sum_{i=1}^n q_i w_i^2 / \sum_{i=1}^6 q_i w_i = \frac{1}{10,56} (2 \cdot 0,02 \cdot 50^2 + \\ + 2 \cdot 0,04 \cdot 100^2 + 2 \cdot 0,0014 \cdot 200^2) = 95 \approx 100 \text{ МВт};$$

$$n_{\text{ЭК}} = \sum_{i=1}^n w_i / w_{\text{ЭК}} = 700/100 = 7.$$

Полученные эквивалентные параметры соответствуют параметрам генерирующего оборудования системы, рассмотренной в примерах 6.1—6.3.

Из сопоставления рассчитанных характеристик дефицитов и ущербов для двух систем видно, что значения их достаточно близкие.

При большом количестве генераторов в системе часто допустима и весьма эффективна замена ступенчатого ряда вероятностей снижения генерирующих мощностей специально подобранной непрерывной функцией распределения. Располагаемая мощность при этом рассматри-

вается как непрерывная случайная величина, среднее значение которой

$$\bar{w}_c = \sum_{i=1}^n w_i = \sum_{i=1}^n q_i w_i, \quad (6.27)$$

а дисперсия

$$\sigma_c^2 = \sum_{i=1}^n q_i (1 - q_i) w_i^2 \approx \sum_{i=1}^n q_i w_i^2. \quad (6.28)$$

Соответственно могут быть найдены и моменты более высокого порядка.

Если число генераторов в системе достаточно велико, то вследствие предельной теоремы Ляпунова закон распределения располагаемой мощности системы приближается к нормальному с плотностью распределения

$$f(w_c) = \frac{1}{\sigma_c \sqrt{2\pi}} e^{-(w_c - \bar{w}_c)^2 / (2\sigma_c^2)}, \quad (6.29)$$

которая определяет любые вероятностные характеристики генерирующих мощностей.

Оценивая показатели дефицитов мощности и энергии, заметим, что нагрузка является непрерывной величиной и может тоже характеризоваться функцией распределения с параметрами средней величины и дисперсии

$$\bar{w}_n = w_{n \max} \beta; \quad (6.30)$$

$$\sigma_n^2 = w_{n \max}^2 (\beta_{\text{кв}} - \beta^2), \quad (6.31)$$

где β — плотность графика нагрузки (см. § 3.3); $\beta_{\text{кв}}$ — плотность квадратичного графика нагрузки.

Обычно эти два параметра нагрузки хорошо известны; первый из них пропорционален числу часов использования максимума нагрузки, второй — числу часов максимальных потерь.

Если нагрузки представлены графиками, как это показано на рис. 5.4, то

$$\sigma_n^2 = (1 - \beta) (3\beta - 2\beta_{\min} - 1) w_{n \max}^2 / 3. \quad (6.31a)$$

Поскольку дисперсия в большой степени зависит от конфигурации графика нагрузки, то из-за его неопределенности обычно

$$\sigma_n = (0,35 \div 0,5)(1 - \beta) w_{n \max}. \quad (6.32)$$

Выражение (6.32) отражает дисперсию только регулярной составляющей графика нагрузки. Если же учесть и нерегулярную составляющую нагрузки [см. (3.4)], то

$$\sigma_{\Sigma}^2 = \sigma_{\text{н}}^2 + \sigma_{\text{нер}}^2. \quad (6.33)$$

Закон интегрального распределения нагрузки (графика по продолжительности) обычно близок к нормальному, что позволяет эквивалентировать закон распределения дефицитов также нормальным

$$f(D) = \frac{1}{\sigma_D \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(D - \bar{D})^2}{2\sigma_D^2}}, \quad (6.34)$$

где

$$\bar{D} = \bar{W}_{\text{н}} - \bar{W}_{\text{с}}; \quad \sigma_D^2 = \sigma_{\text{н}}^2 + \sigma_{\text{с}}^2. \quad (6.35)$$

При этом предполагается, что дефицит в общем случае может принимать как положительные, так и отрицательные значения. Недоотпуск энергии потребителям системы определится как

$$\Delta \mathcal{E} = T \int_0^{\infty} D f(D) dD. \quad (6.36)$$

Если подставить в последний интеграл функцию (6.34), то после небольших преобразований можно получить

$$\Delta \mathcal{E} = T \sigma_D \left[f\left(\frac{\bar{W}_{\text{н}} - \bar{W}_{\text{с}}}{\sigma_D}\right) + \left(\frac{\bar{W}_{\text{н}} - \bar{W}_{\text{с}}}{\sigma_D}\right) \Phi\left(\frac{\bar{W}_{\text{н}} - \bar{W}_{\text{с}}}{\sigma_D}\right) \right], \quad (6.37)$$

где

$$\Phi(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-t^2/2} dt = \int_{-\infty}^x f(x) dx$$

— функция нормального распределения Лапласа.

Как $f(x)$, так и $\Phi(x)$ протабулированы и приведены в математических учебниках и справочниках (см. приложение 3). Аналогично могут быть найдены выражения и для ущерба.

При замене реальных законов распределения генерирующей мощности, нагрузки и дефицитов нормальными законами следует учитывать определенную условность, связанную с диапазоном изменения случайных величин. Интервалы изменения реальных величин строго ограничены, при замене же законов эквивалентными нормальными случайные величины могут теоретически прини-

мать неограниченные значения. Поэтому при использовании нормального закона пределы изменения переменных могут отличаться от реальных их значений, как, например, в (6.36), где максимальное значение дефицита условно устремляется к бесконечности.

Более правильным было бы использование усеченных нормальных распределений, что, однако, усложнило бы и модель, и расчеты.

Пример 6.8. Определить характеристику дефицита энергоузла, рассмотренного в примерах 6.4—6.6, путем эквивалентирования ее нормальным законом, а также аварийный недоотпуск энергии и ущерб.

Решение. При нормальном законе распределения дефицитов

$$F_D^A = \Phi \left(\frac{D - \bar{D}}{\sigma_D} \right); \quad \bar{D} = \bar{W}_H - \bar{W}_C = \sum_{i=1}^6 \omega_i q_i - (1 - \beta) W_{H \max}.$$

Промежуточные параметры

$$\beta = \frac{700 - 50 \cdot 0,23 - 100 \cdot 0,29 + 150 \cdot 0,14}{700} = 0,912;$$

$$\beta_{\min} = \frac{550}{700} = 0,787;$$

$$\bar{D} = 10,56 - 61,5 = -51;$$

$$\begin{aligned} \sigma_D^2 &= \sigma_C^2 + \sigma_H^2 = \sum_{i=1}^6 q_i \omega_i^2 + \frac{(1 - \beta)(3\beta - 2\beta_{\min} - 1)}{3} W_{H \max}^2 = \\ &= 1000 + 2300 = 3300; \quad \sigma_D = 57,2. \end{aligned}$$

Подставляя значения промежуточных параметров, получаем

$$F_0^A = \Phi(0,895) = 0,8146; \quad F_{50}^A = \Phi(1,77) = 0,9616;$$

$$F_{100}^A = \Phi(2,69) = 0,9964; \quad F_{150}^A = \Phi(3,52) = 0,9998 \text{ и т. д.}$$

Результаты расчета представлены графически на рис. 6.5 штрих-пунктирной линией.

Недоотпуск энергии найдем, исходя из (6.37):

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E} &= 57,2 \cdot 10^3 \cdot 8760 [f(-0,895) - \Phi(-0,895) 0,895] = \\ &= 50,6 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \end{aligned}$$

$$\mathcal{U} = 0,6 \cdot 50,6 = 30,36 \text{ млн. руб.}$$

Из сопоставления результатов расчетов данного примера с расчетами примеров 6.5—6.6 следует, что даже при небольшом числе генераторных единиц получается достаточно хорошее совпадение результатов.

При составлении математической модели генерирующей части концентрированной системы предполагалось, что все генерирующие агрегаты работают на общую нагрузку согласно схеме, приведенной на рис. 6.1. В тех случаях, когда часть агрегатов имеет поперечные связи до нагрузки (паровые коллекторы у котлов, распределительные устройства на станциях и т. п.), их проще всего учитывать соответствующей корректировкой эквивалентных параметров в (6.24) — (6.27). Здесь необходимо при вычислении величин, характеризующих средние значения $\Sigma q_i w_i$ и дисперсии $\Sigma q_i w_i^2$ генерирующего оборудования, под w_k и q_k понимать мощности и длительности простоя частей тех агрегатов, которые представлены определенным образом связанными составляющими. Например, если два генераторных блока w_1 и w_2 объединены одним трансформатором в укрупненный блок, то суммы $\Sigma q_k w_k$ и $\Sigma q_k w_k^2$ должны учитывать данные два генератора тремя членами: w_1 с q_1 , w_2 с q_2 и $(w_1 + w_2)$ с q_T (относительная длительность аварийного простоя трансформаторов).

Модель сложной системы. Под *сложной системой* здесь понимается система, в которой вся нагрузка не может быть сведена к одному узлу, а использование генерирующей мощности в различных узлах системы ограничено пропускной способностью системообразующей сети. Структурно такая ЭЭС может быть представлена совокупностью концентрированных узлов и межузловыми линиями связи (см. § 4.3).

В СССР и за рубежом разработан ряд математических моделей для сложных систем [5, 7, 24—27], которые позволяют определять показатели надежности ЭЭС (вероятности перерыва электроснабжения, недоотпуск энергии, ущерб, различные индексы надежности) при заданной структуре системы, резервах, пропускных способностях межсистемных связей и т. п. Однако использование этих информационных моделей при решении проектных задач для формирования оптимизационных моделей ЭЭС (с переменными структурой, резервами, пропускными способностями межсистемных связей и т. п.) вызывает большие вычислительные трудности. Поэтому в последнее время ведутся работы по созданию моделей, более приспособленных к решению проектных оптимизационных задач. В нашей стране проходят опытную апробацию модели и программы, разработанные в

$$R_i^p = R_i + \sum_{j=1, j \neq i}^n R_{ji} \quad (6.38)$$

при ограничении

$$W_{ji} + R_{ji} \leq L_{ji}. \quad (6.39)$$

Таким образом, для каждого узла сложной системы может быть применена одна из рассмотренных моделей концентрированной системы.

Специфика этого применения состоит в определении закона распределения дефицитов, который формируется не только надежностью генерирующего оборудования, характеристиками нагрузки рассматриваемого узла, но и законом распределения вероятностей потока взаимопомощи $\tilde{R}_{ij}$. Для выявления последнего предположим, что имеется связь только между i -м и j -м узлами. Закон распределения дефицитов j -го узла представлен на рис. 6.7. На этом

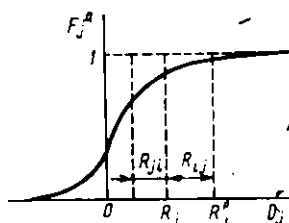


Рис. 6.7

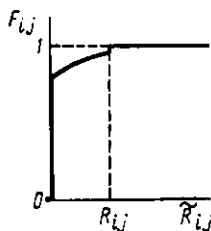


Рис. 6.8

же рисунке показано, что часть дефицита j -го узла снимается собственным резервом R_j , а часть (после того как будет исчерпан весь собственный резерв) — потоком взаимопомощи R_{ij} . Следовательно, закон распределения $\tilde{R}_{ij}$ определяется «хвостом» распределения $F_j^A(D_j)$ и имеет вид, представленный на рис. 6.8.

Располагая законом распределения собственного дефицита i -го узла (полученного одним из рассмотренных способов моделирования концентрированных узлов) $F_i^A(D_i)$ и законом $F_{ij}(R_{ij})$, расчетный закон распределения дефицитов i -го узла определим как композицию двух данных

$$F_i^A(D_i^p) = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{D_i^p - \tilde{R}_{ij}} \frac{dF_i^A(D_i - \tilde{R}_{ij})}{dD_i} dF_{ij}(\tilde{R}_{ij}) dD_i. \quad (6.40)$$

Если же j -й узел, в свою очередь, оказывает помощь i -му узлу (имеется $\tilde{R}_{ji}$), то увеличение собственного дефицита i -го узла будет определяться уже не участком (R_j, R_j^p) распределения дефицита j -го узла, а участком $(R_j - R_{ji}, R_j^p)$, как это показано на рис. 6.7.

Действительно, в балансе i -го узла учитывается мощность R_{ji} , расположенная в j -м узле. Однако эта мощность не имеет стопроцентную готовность. В тех случаях, когда дефицит j -го узла начнет превышать величину $R_j - R_{ji}$, эта мощность будет использоваться в собственном узле. Таким образом, распределение полного дефицита i -го узла определяется выражением (6.40), в котором вместо R_{ji} подставляется переменная $\tilde{R}_{ji}$, изменяющаяся от нуля до

$$R_{ji} = R_{ij} + R_{ji} \quad (6.41)$$

по закону распределения дефицита j -го узла на участке от $(R_j - R_{ji})$ до R_j^p (рис. 6.7).

В более общем случае, когда каждый узел системы имеет не одну связь с другими узлами, закон распределения дефицита узла определяется композицией закона собственного дефицита и законов потоков взаимопомощи со всеми смежными узлами. При этом возникает еще одна задача: как распределить полный дефицит, например, j -го узла $\tilde{R}_{\Sigma j}$ между всеми смежными узлами. Правило этого распределения может быть самым различным, но должно быть заранее заданным. При отсутствии каких-либо конкретных указаний наиболее логично правило распределения, исходящее из принципа обеспечения минимума ущерба. Строгое решение этой задачи хотя и возможно, но громоздко. В большинстве практических задач этот принцип выдерживается, если распределение текущих потоков взаимопомощи осуществлять пропорционально их максимальным величинам

$$\tilde{R}_{ij} = \left(R_{ij} / \sum_i R_{ij} \right) \tilde{R}_{\Sigma j} = (R_{ij} / R_{\Sigma j}) \tilde{R}_{\Sigma j}, \quad (6.42)$$

где

$$R_{\Sigma j} = \sum_i R_{ij}. \quad (6.43)$$

Частный случай, имеющий большую практическую ценность, — распределение дефицитов узлов системы при представлении эквивалентными нормальными законами, характеризующимися соответственно параметрами $\bar{D}_i$ и σ_i . Если положить, что расчетный закон распределения дефицитов D_i^p также остается близким к нормальному, то его характеристики определяются как

$$\bar{D}_i^p = \bar{D}_i + \sum_j \Delta \bar{D}_{ij}, \quad (6.44)$$

$$\sigma_i^p = \sqrt{\sigma_i^2 + \sum_j \Delta \sigma_{ij}^2 + 2 \sum_j k_{ij} \sigma_i \Delta \sigma_{ij} + 2 \sum_j \sum_l k_{jl} \Delta \sigma_{ij} \Delta \sigma_{il}}, \quad (6.45)$$

где k_{ij} — коэффициенты корреляции дефицитов мощности соответствующих узлов.

Взаимная зависимость дефицитов узлов, обусловливаемая корреляционной зависимостью нагрузок узлов, значительно ослабевает за счет независимых аварийных простоев генерирующего оборудования. Поэтому в ряде случаев можно допустить $k_{ij} \approx 0$, особен-

но если дисперсии дефицитов узлов в значительной степени определяются дисперсией генерирующей мощности.

Для двухузловой системы параметры $\Delta \bar{D}_{ij}$ и $\Delta \sigma_{ij}^2$, входящие в (6.44) и (6.45), определяются, как уже отмечалось, «хвостом» распределения дефицита мощности j -го узла (рис. 6.9). Можно показать (используя интеграл Римана—Стилтьеса), что

$$\Delta \bar{D}_{ij} = \int_0^{R_{iji}} R_{iji} dF_{iji} + R_{iji} F_{iji}(R_{iji});$$

$$\Delta \sigma_{ij}^2 = \int_0^{R_{iji}} R_{iji}^2 dF_{iji} + R_{iji}^2 F_{iji}(R_{iji}) - \Delta \bar{D}_{ij}^2. \quad (6.46)$$

После подстановки в последние выражения на соответствующем участке функции нормального распределения ($F \rightarrow \Phi$) и преобразований получаем

$$\Delta \bar{D}_{ij} = \sigma_j^p e_{Dj}; \quad \Delta \sigma_{ij}^2 = \sigma_j^{p^2} e_{\sigma j}, \quad (6.47)$$

где

$$e_{Dj} = e_1(x_j) - e_1(-\gamma_j);$$

$$e_{\sigma j} = e_2(x_j) -$$

$$- e_2(-\gamma_j) + 2x_j e_{Dj} - e_{Dj}^2; \quad (6.48)$$

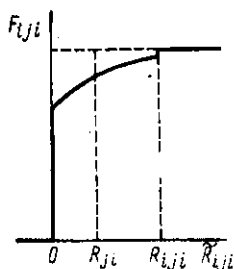


Рис. 6.9

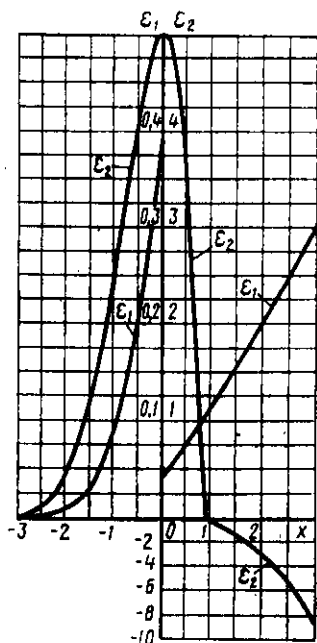


Рис. 6.10

$$x_j = [\bar{D}_j^p - (R_j - R_{ji})] / \sigma_j^p; \quad \gamma_j = (R_j^p - \bar{D}_j^p) / \sigma_j^p. \quad (6.49)$$

Функции e_1 и e_2 являются унифицированными и не зависят от параметров того или иного узла:

$$e_1(x) = f(x) + x\Phi(x); \quad e_2(x) = (1 - x^2)\Phi(x) - xf(x) =$$

$$= \Phi(x) - xe_1(x). \quad (6.50)$$

На рис. 6.10 представлена зависимость e_1 и e_2 от x .

При многоузловой системе, когда возникающий в j -м узле дефицит мощности может покрываться не только i -м узлом, но и другими смежными узлами, в соответствии с правилом распределения дефицита (6.42) можно принять:

$$\Delta \bar{D}_{ij} = (R_{ij}/R_{\Sigma j}) \Delta \bar{D}_j; \quad \Delta \sigma_{ij}^2 = (R_{ij}/R_{\Sigma j})^2 \Delta \sigma_j^2, \quad (6.51)$$

где величины $\Delta \bar{D}_j$ и $\Delta \sigma_j^2$ определяются по выражениям (6.47) и (6.48) при

$$x_j = [\bar{D}_j^p - (R_j - \sum_i R_{ji})]/\sigma_j^p; \quad \gamma_j = (R_j^p - \bar{D}_j^p)/\sigma_j^p. \quad (6.49a)$$

Пример 6.9. Энергосистема состоит из двух одинаковых энергоузлов, параметры которых аналогичны параметрам узла, рассмотренного в примерах 6.4—6.8 ($\bar{D} = -51$, $\sigma = 57,2$). Узлы объединены ЛЭП с пропускной способностью 100 МВт. Учитывая, что линия может полностью использоваться для взаимопомощи в обоих направлениях, определить расчетные характеристики дефицитов мощности и аварийный недоотпуск энергии по узлам.

Решение. Предположим, что законы распределения собственных и расчетных дефицитов можно считать нормальными и независимыми. Воспользуемся в этом случае выражениями (6.44), (6.45) при $k_{ij} = 0$ и (6.47)—(6.49). Поскольку в последние выражения входят D^p и σ^p , в первом приближении определим x , γ , ΔD и $\Delta \sigma^2$ при $D^p = D$ и $\sigma^p = \sigma$. По условию резервы в системах отсутствуют, $R_j = 0$, а $R_{ij} = R_{ji} = 100$. При этом

$$x_j = [D_j - (R_j - R_{ji})]/\sigma_j = (-51 + 100)/57,2 = 0,855 = x_i;$$

$$\gamma_j = (R_j - D_j)/\sigma_j = [0 - (-51)]/57,2 = 0,895 = \gamma_i.$$

Используя графики, приведенные на рис. 6.10, и выражения (6.48), найдем

$$e_{Dj} = e_{Di} = 0,74, \quad e_{\sigma j} = e_{\sigma i} = 0,447,$$

а затем, подставив полученные значения в (6.47), определяем

$$\Delta \bar{D}_{ij} = \Delta \bar{D}_{ji} = 57,2 \cdot 0,74 = 42,5; \quad \Delta \sigma_{ij}^2 = \Delta \sigma_{ji}^2 = 57,2^2 \cdot 0,447 = 1460.$$

Расчетные параметры дефицитов узла определим по (6.44) и (6.45):

$$\bar{D}_i^p = \bar{D}_j^p = -51 + 42,5 = -8,5; \quad \sigma_i^p = \sigma_j^p = \sqrt{57,2^2 + 1460} = 69.$$

Последующие итеративные уточнения дают следующие значения для $\bar{D}_i^p = \bar{D}_j^p = \bar{D}^p = 20$, $\sigma_i^p = \sigma_j^p = \sigma^p = 66$.

Аварийный недоотпуск в узлах определим по выражению (6.37), где $\bar{W}_n - \bar{W}_0 = \bar{D}^p - R_{ij} = 20 - 100 = -80$, $\sigma_D = \sigma^p = 66$:

$$\Delta \Sigma = \sigma_D T e_1 (-80/66) = 66 \cdot 10^3 \cdot 8760 \cdot e_1 (-1,21) = 33 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Полученный недоотпуск энергии по сравнению с недоотпуском того же узла, работающего изолированно, уменьшился в 1,5 раза. Таким образом, даже объединения системы, в которых полностью отсутствуют резервы мощности, можно существенно повысить надежность электроснабжения. Последнее объясняется неплотным графиком нагрузки и возможностью использования в связи с этим вре-

менных избытков мощности в одной системе для другой системы, когда в ней возникают аварийные снижения генерирующей мощности.

§ 6.2. Выбор резервов генерирующих мощностей

На этапе проектирования ЭЭС определяются народнохозяйственный, ремонтный, аварийный и нагрузочный резервы, а также выявляются требования к структуре резервов в отношении их энергетической обеспеченности (резерв энергии, резерв мощности). Вопросы подразделения резервов на включенный и невключенный решаются в основном на этапе эксплуатации ЭЭС. Однако структура резервов по условию мобильности их использования должна также рассматриваться на этапе проектирования.

Народнохозяйственный резерв. Принципиально значение его должно определяться из сопоставления затрат на создание резерва мощности (обеспеченного энергией) и ущерба от возможного неудовлетворения потребности в электроэнергии народного хозяйства из-за превышения фактической потребности над плановой. Строгое решение этой задачи требует информации о вероятностях указанного превышения и его размерах и др. В настоящее время пока такая информация отсутствует, поэтому экспертно на основе ретроспективного опыта рекомендуется величину народнохозяйственного резерва принимать в размере

$$R_{\text{нх}} = (0,01 \div 0,02) W_{\text{н max}}. \quad (6.52)$$

Первая величина относится к большим системам, вторая — к малым.

Ремонтный резерв. Как уже отмечалось, назначение этого вида резерва — выполнение планово-предупредительных ремонтов, подразделяющихся на капитальные, расширенные текущие и текущие с установленной периодичностью и в регламентируемых объемах. Невыполнение этих ремонтов может привести к «лавинообразному» нарастанию аварийности в ЭЭС и к резкому снижению надежности энергоснабжения.

Ремонтный резерв зависит, с одной стороны, от относительной длительности простоя агрегатов в планово-предупредительных ремонтах, определяемой типом оборудования, его единичной мощностью, параметрами первичной энергии, отдельными конструктивными особенностями, технической оснащенностью ремонтного персо-

нала и уровнем организации работ, а с другой — от конфигурации графика нагрузки ЭЭС, характеризуемого суточными, недельными, месячными и годовыми снижениями потребляемой электрической мощности. Как показал опыт проведения плановых ремонтов, для организации их можно использовать все виды неравномерностей графика нагрузок (недельную, месячную, годовую), кроме суточной.

Требуемый ремонтный резерв в период прохождения максимума нагрузки определяется как

$$R_p = R_{p,k} + R_{p,t}, \quad (6.53)$$

где $R_{p,k}$ — часть ремонтного резерва, необходимая для проведения капитальных ремонтов; $R_{p,t}$ — текущих ремонтов. В свою очередь,

$$R_{p,k} = \frac{1}{365} \left[\sum_{i=1}^n \omega_i \frac{\bar{t}_{пик}}{T_{ик}} - \mathcal{E}_{при} k_{пр} \right]; \quad (6.54)$$

$$R_{p,t} = h_1 W_{y,bl} + h_2 W_{y,nc}, \quad (6.55)$$

где ω_i — мощность i -го агрегата; $\bar{t}_{пик}$ — среднее время простоя i -го агрегата в капитальном ремонте, дн; $T_{ик}$ —

периодичность проведения капитального ремонта i -го агрегата, год;

$\mathcal{E}_{при}$ — площадь провала графика месячных максимумов нагрузки ЭЭС, вы-

числяемая как площадь между условной распола-

гаемой мощностью ЭЭС и ее максимальной нагруз-

кой в каждый месяц года, МВт·сут (рис. 6.11);

$k_{пр}$ — коэффициент использования площади провала графика (обычно $k_{пр} =$

$= 0,9 \div 0,95$); h_1 и h_2 — нормативные показатели, зависящие в основном от длительности проведения ремонтов; $W_{y,bl}$, $W_{y,nc}$ — установленные мощности ТЭС на начало года (первая величина относится к блочным КЭС, вторая — к ТЭС и КЭС с поперечными связями), МВт.

Специального резерва для проведения текущего ремонта на ГЭС, ГТУ и КЭС с поперечными связями, имеющих резервные котлы, обычно не требуется. Если в формуле (6.54) получается отрицательная величина, то специального резерва для проведения капитальных ре-

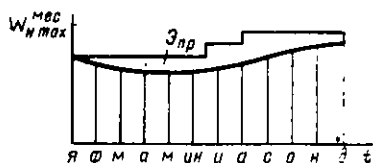


Рис. 6.11

монтов не требуется. Естественно, что мощность ремонтного резерва должна полностью быть обеспечена энергией, исходя из всего календарного времени.

Аварийный резерв. Рациональное значение аварийного резерва зависит от многих факторов. Поэтому методически целесообразно начать изучение с простейшей системы — концентрированной, для которой количество влияющих факторов и связей существенно меньше.

Концентрированная система. Оптимальное значение аварийного резерва прежде всего зависит от таких факторов, как состав и структура генерирующего оборудования, его показатели надежности, график нагрузки, затраты на создание и содержание резервной мощности и характеристики ущерба потребителей или нормируемый уровень надежности. В практических расчетах обычно принимается условие постоянства состава генерирующего оборудования в течение расчетного периода (года). Это обосновывается, с одной стороны, относительно небольшим его колебанием, в основном из-за проведения плановых ремонтов. С другой стороны, даже имеющиеся колебания состава (отключение агрегатов в ремонтной кампании) приближенно учитываются искусственным увеличением нагрузки на соответствующую ремонтную мощность. Другими словами, при расчете аварийного резерва состав генерирующего оборудования принимается постоянным, а в нагрузке в основном учитывается только суточная неравномерность электропотребления. Как показали специальные расчетные исследования, это допущение практически не дает погрешности. При таких предпосылках оптимальное значение аварийного резерва определим из общего критерия (3.1), который примет вид

$$Z = Z_{\text{ст}}(R_a) + Y(R_a) \rightarrow \min, \quad (6.56)$$

где $Z_{\text{ст}}(R_a)$ — приведенные затраты в электрические станции на создание резерва R_a .

Приравнявая производную (6.56) по R_a нулю, получаем основное соотношение

$$-dY(R_a)/dR_a = dZ_{\text{ст}}(R_a)/dR_a = z, \quad (6.57)$$

где z — удельные приведенные затраты на резервную мощность.

Рассмотрим однородную систему, для которой рассчитан дискретный ряд дефицитов F_a^2 при условии отсутствия в ней резерва. Предположим, что устанавливается

первый резервный агрегат, мощностью равный мощности единичного агрегата системы ω . Вероятность того, что он не будет использоваться, очевидно, равна F_0^A , а вероятность его использования равна $1 - F_0^A$. Следовательно, в течение периода T он проработает $(1 - F_0^A)T$ времени и выработает энергию, равную $(1 - F_0^A)T\omega$. Эта энергия будет компенсировать частично ту, которую аварийно недодали другие генераторы системы, т. е. энергию, которую не получили бы потребители без этого резервного агрегата. Если удельный ущерб составляет y_0 , то установка первого резервного агрегата снизит ущерб потребителей на величину $y_0\omega(1 - F_0^A)T$. Аналогично установка k -го резервного агрегата снизит ущерб на величину $y_0\omega(1 - F_{k-1}^A)T$.

Как видно, каждый последующий резервный генератор оказывается все менее эффективным, так как уменьшается время его использования ($1 - F_k^A < 1 - F_{k-1}^A$). Очевидно, что установка k -го резервного агрегата будет эффективна в том случае, если снижаемый им ущерб будет больше затрат, связанных с его установкой и эксплуатацией. Если удельные приведенные затраты за период T на резервную мощность составляют z (руб/кВт), то последнее условие можно записать как

$$y_0\omega(1 - F_{k-1}^A)T \geq z\omega.$$

В то же время число резервных генераторов k будет оптимальным, если установка последующего $(k+1)$ окажется нецелесообразной, т. е.

$$y_0\omega(1 - F_k^A)T < z\omega.$$

Объединяя два последних условия в одно, после некоторых преобразований получаем критерий того, что k резервных агрегатов являются оптимальными:

$$F_{k-1}^A < 1 - \frac{z}{y_0T} < F_k^A. \quad (6.58)$$

Найдем выражение оптимального аварийного резерва в более общем случае, в частности, когда система неоднородна, а закон распределения дефицитов является непрерывной функцией $F^A(D)$. Пусть ущерб оценивается по (6.15а).

Если же воспользоваться выражением (6.14а) для определения недоотпуска энергии, то при введении резерва генерирующей мощности R_a функция распределе-

ния дефицитов сместится влево по оси D на R_a , а недоотпуск энергии составит

$$\begin{aligned}\Delta \mathcal{E}_{\Sigma}(R_a) &= T \int_{R_a}^{W_{\text{н max}}} (D - R_a) dF^A(D) = \\ &= T \int_{R_a}^{W_{\text{н max}}} D dF^A(D) - TR_a \int_{R_a}^{W_{\text{н max}}} dF^A(D) = T \int_{R_a}^{W_{\text{н max}}} D dF^A(D) - \\ &\quad - TR_a [1 - F^A(R_a)].\end{aligned}\quad (6.59)$$

Подставляя (6.59) в (6.57) [производная первого члена (6.59) берется по правилу дифференцирования интеграла с переменным нижним пределом], получаем

$$y_0 TR_a \frac{dF^A(R_a)}{dR_a} + y_0 T [1 - F^A(R_a)] - y_0 TR_a \frac{dF^A(R_a)}{dR_a} = \varepsilon,$$

откуда

$$F^A(R_{a.\text{опт}}) = 1 - \varepsilon / (y_0 T); \quad (6.58a)$$

$$R_{a.\text{опт}} = F^{A(-1)} [1 - \varepsilon / (y_0 T)], \quad (6.60)$$

где $F^{A(-1)}$ — функция, обратная F^A .

Графически решение уравнений (6.58) и (6.60) поясняется на рис. 6.12. Величина $[1 - \varepsilon / (y_0 T)]$ показывает целесообразную вероятность отсутствия дефицита в системе (целесообразный уровень надежности), которую должен обеспечить аварийный резерв.

Обычно значение дроби $\varepsilon / (y_0 T)$ ($T = 8760$ ч) равно 0,01—0,001 и целесообразный уровень надежности генерирующей части системы составляет 0,99—0,999.

В отдельных случаях уровень надежности может задаваться нормативно. В частности, в существующих руководящих указаниях по проектированию энергосистем устанавливается, что уровень надежности генерирующей части системы, оцениваемый вероятностью отсутствия дефицита F_0^A , должен быть не менее $F_{\text{доп}}^A = 0,999$.

Для систем, содержащих большое количество генераторов и допускающих эквивалентирование функции распределения дефицитов нормальным законом,

$$F^A(D) = \Phi [(D - \bar{D}) / \sigma_D], \quad (6.61)$$

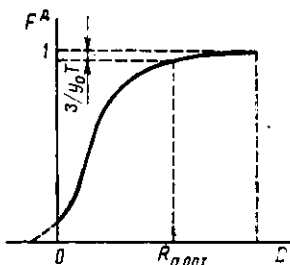


Рис. 6.12

и выражение (6.58) принимает вид

$$1 - \Phi[(R_{a.опт} - \bar{D})/\sigma_D] = z/(y_0 T), \quad (6.586)$$

откуда

$$R_{a.опт} = \bar{D} + \sigma_D \Phi^{(-1)}[1 - z/(y_0 T)].$$

Обозначая значение обратной функции $\Phi^{(-1)}$ через

$$\gamma = \Phi^{(-1)}[1 - z/(y_0 T)], \quad (6.62)$$

можно записать

$$R_{a.опт} = \bar{D} + \gamma \sigma_D, \quad (6.63)$$

где, учитывая (6.34), (6.30), (6.27) и условие $W_{н.мах} = \sum_k w_k$,

$$\bar{D} = \bar{W}_н - \bar{W}_с = \sum_k q_k w_k - (1 - \beta) W_{н.мах}. \quad (6.34a)$$

При значениях $F_0^A = 0,99 \div 0,999$ параметр γ принимает соответственно значения $\gamma = 2,3 \div 3,1$.

Пример 6.10. Определить оптимальный аварийный резерв для систем, рассмотренных в примерах 6.1—6.2 и 6.4—6.5, различными способами при условии, что $y_0 = 0,6$ руб/(кВт·ч), а затраты на резерв вариантно $z = 5,3$ руб/кВт и 25 руб/кВт.

Решение. Определим оптимальный уровень надежности

$$F_{0.опт}^A = 1 - \frac{z}{y_0 T} = 1 - \frac{5,3 \cdot 25}{0,6 \cdot 8760} = 0,999 \div 0,9952.$$

В соответствии с законами распределения дефицитов на рис. 6.5 находим, что оптимальный резерв для системы, состоящей из семи одинаковых агрегатов,

$$R_{a.опт} = 200 \text{ МВт при } F_{0.опт}^A = 0,999 \text{ и } R_{a.опт} = 100 \text{ МВт}$$

$$\text{при } F_{0.опт}^A = 0,9952;$$

для энергоузла с неоднородными генераторами

$$R_{a.опт} = 200 \text{ МВт при } F_{0.опт}^A = 0,999 \text{ и } R_{a.опт} = 100 \text{ МВт}$$

$$\text{при } F_{0.опт}^A = 0,9952;$$

для эквивалентной системы (по нормальному закону)

$$R_{a.опт} = \bar{D} + \gamma \sigma_D,$$

где $\bar{D} = -51$, $\sigma_D = 57,2$ (из примера 6.8) $\gamma = \Phi^{-1}(0,999) = 3,1$; $\gamma = \Phi^{-1}(0,9952) = 2,6$ (см. приложение 3).

При этом

$$R_{a.опт} = -51 + 3,1 \cdot 57,2 = 127 \text{ МВт при } F_{0.опт}^A = 0,999;$$

$$R_{a.опт} = -51 + 2,6 \cdot 57,2 = 100 \text{ МВт при } F_{0.опт}^A = 0,9952.$$

Сопоставление полученных результатов показывает, что замена неоднородной системы эквивалентной однородной в соответствии с

(6.26) дает совпадающие результаты при определении аварийного резерва. Дальнейшее упрощение (по нормальному закону) уже сопряжено частично с ошибкой. Вместе с тем отличие резервов при $F_{\text{опт}}^A = 0,999$ в значительной степени обуславливается и дискретностью закона распределения в первых двух случаях. Так, если бы вместо $F_{\text{опт}}^A = 0,999$ была близкая ей величина $F_{\text{опт}}^A = 0,9983$ (отличие 0,07 %), то оптимальный резерв составил бы уже 150 МВт вместо 200 МВт.

Однако для такой небольшой системы и не следовало ожидать большой точности при эквивалентировании дефицитов нормальным законом. Здесь более точные результаты можно было бы получить при замене реального закона усеченным нормальным.

Выражение (6.63) также показывает необходимую структуру аварийного резерва по энергетической обеспеченности. Если $\bar{D} > 0$, то это означает, что часть резерва в размере, близком к D , должна быть обеспечена полностью энергией, т. е. размещена на базовых станциях (резерв энергии), а оставшая часть $\gamma \sigma_D$ — на пиковых станциях (резерв мощности).

При определении аварийного резерва обычно следует учитывать только неравномерность суточного графика ($\beta = \beta_{\text{сут}}$), так как другие неравномерности (недельная, годовая) используются для проведения текущих и капитальных ремонтов.

В полученных выражениях для вычисления аварийного резерва не учитывалась ненадежность самих резервных агрегатов. Если в качестве резервных устанавливаются специальные агрегаты с заданными показателями надежности, то после оценки резерва $R'_{\text{а.опт}}$ без учета этих показателей следует повторить расчет и определить $R_{\text{а.опт}}$, включая в состав системы уже и резервные агрегаты с соответствующими показателями надежности. Если же резерв в системе будет размещаться на обычных станциях (или заранее неизвестно, на каких именно), то с большой точностью можно считать, что

$$R'_{\text{а.опт}} = (1 + R_{\text{а.опт}}/W_{\text{н макс}}) R_{\text{а.опт}}. \quad (6.64)$$

В практике проектных расчетов широко применяется способ определения аварийного резерва номографическим так называемым методом *удельных резервов*. Суть его состоит в том, что с достаточной для практики точностью величина резерва может быть представлена как

$$R_{\text{а.опт}} = \sum_{k=1}^n r_k w_k, \quad (6.65)$$

где r_k — удельный резерв для k -го генератора.

При фиксированных уровнях надежности $F_{\text{доп}}^A$ и конфигурации графика нагрузки величина r_k является в основном функцией показателя надежности q_k и той доли, которую мощность k -го генератора составляет в общей мощности системы

$$\omega_k^* = \omega_k / W_{\text{н max}}. \quad (6.66)$$

На рис. 6.13 представлены номографические зависимости r_k от q_k и ω_k^* при $F_{\text{доп}}^A = 0,999$ и усредненных графиках нагрузок.

Пример 6.11. Определить оптимальное значение аварийного резерва для систем, рассмотренных в примерах 6.1, 6.2, 6.4 и 6.5 при условиях примера 6.9, используя метод удельных резервов.

Решение. Так как номограммы способа удельных резервов приведены только при $F_{\text{доп}}^A = 0,999$, то решение задачи возможно лишь для условий $y_0 = 0,6$ руб/(кВт·ч) и $z = 5,3$ руб/кВт.

Для однородной системы мощность одного генератора составляет долю $\omega_k^* = 100 \cdot 100 / 700 = 14,3\%$. По характеристикам, приведенным на рис. 6.13, этой величине при $q = 0,015$ соответствует $r_k = 0,33$. Следовательно,

$$R_{\text{а.опт}} = 7 \cdot 0,38 \cdot 100 = 242 \text{ МВт.}$$

Для неоднородной системы

$$\omega_1^* = \omega_2^* = (50/700) 100 = 7,15\%;$$

$$\omega_3^* = \omega_4^* = (100/700) 100 = 14,3\%;$$

$$\omega_5^* = \omega_6^* = (200/700) 100 = 28,6\%.$$

Удельные резервы соответственно $r_1 = r_2 = 0,205$; $r_3 = r_4 = 0,46$; $r_5 = r_6 = 0,35$ (оценка экстраполяцией)

$$R_{\text{а.опт}} = 2 \cdot 0,205 \cdot 50 + 2 \cdot 0,46 \cdot 100 + 2 \cdot 0,35 \cdot 200 = 252 \text{ МВт.}$$

В примере 6.9 величина резерва при данных условиях оценена в 200 МВт. Если же учесть дополнительно аварийность резерва по (6.50), то

$$R_{\text{а.опт}} = 200 (1 + 200/700) = 257 \text{ МВт.}$$

Как видно, решение всеми способами дает примерно совпадающие результаты.

Пример 6.12. Определить значение аварийного резерва мощности в системе, основные параметры которой приведены в табл. 6.2 (столбцы 2, 4, 6). Максимум суммарной нагрузки составляет 40 000 МВт, плотность графика нагрузки — 0,92, удельный ущерб — 0,4 руб/(кВт·ч), удельные затраты на резервную мощность — 20 руб/кВт.

Решение. Оптимальный уровень надежности составляет

$$F_{\text{доп}}^A = 1 - 20 / 0,4 \cdot 8760 = 0,9943.$$

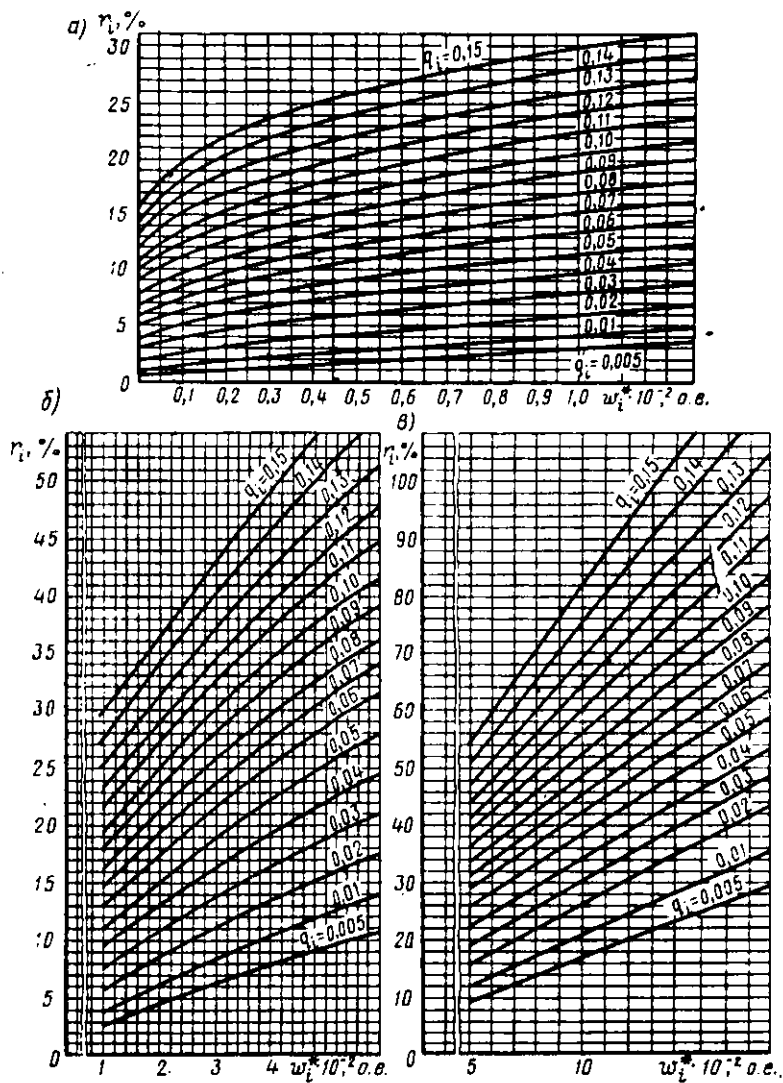


Рис. 6.13

Таблица 6.2

Номер групп	w_k	$\% w_k$	n_k	$n_k w_k$	q_k	r_k	$n_k r_k w_k$	$n_k q_k w_k$	$n_k q_k w_k^2$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	12	0,03	21	252	0,02	0,020	5	5	60
2	30	0,075	45	1350	0,02	0,025	34	27	810
3	60	0,15	90	5400	0,02	0,030	162	108	6500
4	100	0,25	10	1000	0,02	0,035	35	20	2000
5	100	0,25	5	500	0,045	0,070	35	22	2200
6	135	0,34	62	8370	0,02	0,040	334	167	22550
7	160	0,40	8	1280	0,02	0,042	54	25	4000
8	180	0,45	11	1980	0,02	0,045	89	40	7200
9	200	0,50	10	2000	0,045	0,080	160	90	18000
10	250	0,60	34	8500	0,03	0,065	550	255	63750
11	500	1,25	8	4000	0,03	0,080	320	120	60000
12	500	1,25	1	500	0,055	0,130	65	27	13500
13	640	1,60	8	5120	0,03	0,100	512	152	97200
Итого				40252			2355	1060	297770

Как видно, данный уровень надежности не позволяет воспользоваться методом удельных резервов, номограммы которого построены для $F_{\text{доп}}^A = 0,999$. Для этого воспользуемся выражениями, полученными с использованием нормального закона [см. (6.63), (6.34a) и (6.316)]:

$$\bar{D} = \sum_k q_k w_k - (1 - \beta) W_{\text{н max}} = 1060 - 3200 = -2140$$

(расчет первого слагаемого приведен в табл. 6.2, столбец 9);

$$\sigma_{\text{н}} = (0,35 \div 0,5)(1 - \beta) W_{\text{н max}} = 1120 \div 1600;$$

$$\sigma = \sqrt{\sigma_{\text{с}}^2 + \sigma_{\text{н}}^2} = \sqrt{297770 + (1120 \div 1600)^2} = 1240 \div 1680$$

(расчет $\sigma_{\text{с}}^2$ приведен также в табл. 6.2, столбец 10);

$$R = \bar{D} + \gamma\sigma = -2140 + 2,55(1240 \div 1680) = 1000 \div 2100,$$

где $\gamma = \Phi^{(-1)}(0,9943) = 2,55$.

Поскольку значение резерва неопределенно, уточним его с помощью удельных резервов. Если бы был оптимальный уровень надежности $F_{\text{доп}}^A = 0,999$, то по удельным резервам значение резерва составило бы 2355 МВт (расчет приведен в табл. 6.2 в столбцах 7 и 8). Но при $F_{\text{доп}}^A = 0,999$

$$\gamma = 3,1; R_{\text{а.опт}} = \bar{D} + \gamma\sigma = -2140 + 3,1\sigma.$$

Приравнявая последнее выражение с учетом (6.64) величине $R_{a.ух} = 2350$, можно найти

$$\sigma = \frac{R_{a.уд} - \bar{D} - \bar{D}R_{a.уд}/W_{нmax}}{3,1(1 - R_{a.уд}/W_{нmax})} = \\ = \frac{2350 + 2140 - 2140 \cdot 2350/40\,000}{3,1(1 + 2350/40\,000)} = 1410 \text{ МВт.} \quad (6.67)$$

При $F_{0opt}^A = 0,9943$

$$R_{a.opt} = -2140 + 2,55 \cdot 1410 = 1440.$$

С учетом (6.50) окончательно получаем

$$R'_{a.opt} = 1440(1 + 1440/40\,000) = 1500 \text{ МВт.}$$

Сложная система. Здесь необходимо определить не только значение аварийного резерва, но и подразделение его по отдельным узлам. Эта задача может решаться только в увязке с пропускной способностью основной электрической сети, через которую реализуется взаимопомощь при аварийных состояниях генерирующего оборудования. В проектной постановке в общем случае это означает, что одновременно должна решаться и задача выбора рациональной пропускной способности основной электрической сети.

Для решения этой комплексной задачи воспользуемся моделью системы, рассмотренной в § 6.1. Для характеристики дополнительной информации введем следующие обозначения:

1) приведенные стоимости резервов генерирующих мощностей по узлам системы $Z_i(R_{ai})$ или относительные приросты этих затрат $z_i = dZ_i(R_{ai})/dR_{ai}$, руб/кВт (удельные приведенные затраты);

2) удельные ущербы от недоотпуска энергии по узлам y_{ij} , руб/(кВт·ч);

3) приведенные затраты во все m межсистемные линии связи $Z_{ij}(L_{ij})$ в функции от пропускных способностей их (L_{ij}) или относительные приросты этих затрат $z_{ij} = dZ_{ij}/dL_{ij}$, руб/кВт (удельные приведенные затраты). В общем случае $L_{ij} \neq L_{ji}$.

Пусть $L_{ij} = \alpha_{ji}L_{ji}$, а затраты в линию выражаются в функции либо L_{ij} , либо L_{ji} . Общий критерий оптимальности в данном случае примет вид

$$Z = \sum_{i=1}^n Z_i(R_{ai}) + \sum_{i,j}^m Z_{ij}(L_{ij}) + \sum_{i=1}^n y_i(R_{ai}, L_{ij}) \rightarrow \min. \quad (6.68)$$

Введем дополнительно две переменные — R_{ij} и R_{ji} , связанные с переменной L условием

$$L_{ij} = \max \{(R_{ij} + W_{ij6}); \alpha_{ji}(R_{ji} + W_{ji6})\}. \quad (6.69)$$

При этом одна из величин балансового перетока W_{ij6} , W_{ji6} равна нулю. Минимум функционала (6.68) достигается при условиях

$$\left. \begin{aligned} \partial Z / \partial R_i &= 0, \quad i = \overline{1, n}; \\ \partial Z / \partial L_{ij} &= 0, \quad i, j = \overline{1, n}, \quad i \neq j. \end{aligned} \right\} \quad (6.70)$$

Запишем подробно первую группу уравнений (6.70):

$$\frac{\partial Z}{\partial R_i} = \frac{\partial Z_i(R_i)}{\partial R_i} + \frac{\partial Y_i}{\partial R_i} + \sum_{k \neq i}^n \frac{\partial Y_k}{\partial R_i}, \quad i = \overline{1, n}.$$

С учетом (6.38) можно записать

$$-\partial Y_i / \partial R_i^p = z_{i0}, \quad i = \overline{1, n}, \quad (6.71)$$

где

$$z_{i0} = z_i + \sum_{k \neq i}^n \frac{\partial Y_k}{\partial R_i}, \quad i = \overline{1, n}. \quad (6.72)$$

Выражение (6.71) представляет собой условие определения оптимального аварийного резерва в концентрированной системе $R_{i\text{опт}}^p$ [см. (6.57)]. Частная производная указывает на то, что $R_{i\text{опт}}^p$ находится при неизменных потоках взаимопомощи R_{ji} , варьируется только собственный резерв.

Методы определения R_i^p для концентрированной системы рассмотрены выше. Будем полагать, что $R_{i\text{опт}}^p$ известно в виде функции от всех влияющих и учитываемых параметров ($w_{(A)i}$, $q_{(A)i}$, β_i , y_{0i} , z_i и т. д.), а также от потоков взаимопомощи R_{ij} , R_{ji} . Поскольку первая группа параметров задана и постоянна, то далее учитываем явно только функциональную зависимость

$$R_i^p = R_i^p(R_{ij}, R_{ji}), \quad j = \overline{1, n}, \quad j \neq i, \quad (6.73)$$

аналитический вид которой установим после отбора одного из методов определения $R_{i\text{опт}}^p$.

Рассмотрим вторую группу уравнений (6.70), из которых требуется найти оптимальные значения L_{ij} . Дадим величине L_{ij} (соответственно R_{ij} и R_{ji}) малое приращение ∂L_{ij} (∂R_{ij} и ∂R_{ji}), которое прежде всего отразится на характеристиках дефицита i -го и j -го узлов, а следовательно, на величинах R_i^p , R_j^p . Изменение же характеристик дефицитов данных узлов вызовет изменение их оптимальных расчетных резервов $\partial R_{i\text{опт}}^p$, а также повлияет на характеристики распределения дефицитов в других узлах. Будем полагать, что величины $\partial R_{i\text{опт}}^p$, $\partial R_{j\text{опт}}^p$, ∂R_j^p — промежуточные переменные, отражающие влияние изменения ∂R_{ij} и ∂R_{ji} . Подставляя (6.68) во второе уравнение (6.70), получаем

$$\begin{aligned} \frac{\partial Z}{\partial L_{ij}} &= \frac{\partial Z_{ij}}{\partial L_{ij}} + \sum_{k=1}^n \frac{\partial Y_k}{\partial R_{ij}} \frac{\partial R_{ij}}{\partial L_{ij}} + \sum_{k=1}^n \frac{\partial Y_k}{\partial R_{ji}} \frac{\partial R_{ji}}{\partial L_{ij}} = \\ &= z_{ij} - A_{ij} \frac{\partial R_{ij}}{\partial L_{ij}} - A_{ji} \frac{\partial R_{ji}}{\partial L_{ij}} = 0. \end{aligned}$$

Выделим два узла (i и j) и перепишем последнее равенство в следующем виде

$$-A_{ij} = \frac{\partial Y_i}{\partial R_{i\text{опт}}^p} \frac{\partial R_{i\text{опт}}^p}{\partial R_{ij}} + \frac{\partial Y_i}{\partial R_{j\text{опт}}^p} \frac{\partial R_{j\text{опт}}^p}{\partial R_{ij}} + \frac{\partial Y_i}{\partial R_j^p} \frac{\partial R_j^p}{\partial R_{ij}} +$$

$$+ \frac{\partial Y_j}{\partial R_{ij}^p} \frac{\partial R_{ij}^p}{\partial R_{ij}} + \frac{\partial Y_i}{\partial R_{ij}^p} \frac{\partial R_{ij}^p}{\partial R_{ij}} + \frac{\partial Y_j}{\partial R_j^p} \frac{\partial R_j^p}{\partial R_{ij}} +$$

$$+ \sum_{\substack{k+l \\ k \neq j}}^n \left[\frac{\partial Y_k}{\partial R_{ij}^p} \frac{\partial R_{ij}^p}{\partial R_{ij}} + \frac{\partial Y_k}{\partial R_j^p} \frac{\partial R_j^p}{\partial R_{ij}} + \frac{\partial Y_k}{\partial R_j^p} \frac{\partial R_j^p}{\partial R_{ij}} \right].$$

Полагая, что вблизи оптимума

$$\partial Y_i / \partial R_{ij}^p = z_{i0}; \quad \partial Y_j / \partial R_{ij}^p = z_{j0}, \quad (6.74)$$

и группируя члены с учетом (6.71), имеем

$$-A_{ij} = \left[z_{i0} + \sum_{k+l}^n \frac{\partial Y_k}{\partial R_{ij}^p} \right] \frac{\partial R_{ij}^p}{\partial R_{ij}} +$$

$$+ \left[z_{j0} + \sum_{k+l}^n \frac{\partial Y_k}{\partial R_j^p} \right] \frac{\partial R_j^p}{\partial R_{ij}} + \left[-z_{j0} + \sum \frac{\partial Y_k}{\partial R_j^p} \right].$$

Вблизи оптимума можно также эквивалентировать увеличение ∂R_{ij}^p равным снижением собственного резерва ∂R_i (эквивалентным по изменению величины ущерба), т. е.

$$\partial R_{ij}^p = -\partial R_i. \quad (6.75)$$

Отмеченное с учетом выражения (6.72) позволяет рассматриваемое уравнение записать как

$$A_{ij} \frac{\partial R_{ij}}{\partial L_{ij}} + A_{ji} \frac{\partial R_{ji}}{\partial L_{ij}} = z_{ij}, \quad (6.76)$$

где

$$A_{ij} = z_j - z_i \frac{\partial R_{ij}^p}{\partial R_{ij}} - z_j \frac{\partial R_j^p}{\partial R_{ij}}. \quad (6.77)$$

Уравнение (6.77) имеет наглядную трактовку. Первый член в левой части обозначает эффект, получаемый в j -м узле при увеличении потока взаимопомощи в этот узел на единицу мощности. Однако увеличение потока R_{ij} вызывает и увеличение необходимых оптимальных резервов как в i -м, так и в j -м узлах. Производные этих резервов по R_{ij} показывают, на сколько должны измениться оптимальные резервы в них. Будучи помноженными на удельные затраты в резервы, последние величины показывают снижение общего эффекта от увеличения потока взаимопомощи R_{ij} . Суммарные эффекты при оптимальных потоках взаимопомощи должны оправдывать затраты на увеличение пропускной способности связи (z_{ij}). Для завершения модели целесообразно еще раскрыть выражение (6.72) относительно z_{i0} . Выделим мысленно из системы i -й узел в совокупности со всеми смежными узлами j , общее количество которых равно n_i . Все остальные узлы системы будем обозначать индексом k . В соответствии с данной индексацией перепишем (6.72)

$$z_{i0} = z_i + \sum_{\substack{j+l \\ j \neq k}}^{n_i} \frac{\partial Y_j}{\partial R_i} + \sum_{\substack{k+l \\ k \neq j}}^{n-n_i-1} \frac{\partial Y_k}{\partial R_i}.$$

При увеличении собственного резерва R_i в i -м узле изменяется закон распределения вероятностей дефицита мощности, который покрывается потоками мощностей смежных узлов j (при сохранении максимального значения потоков взаимопомощи $R_{ij} + R_{ji}$, уменьшается плотность распределения случайного значения этого потока, см. рис. 6.7—6.9). Следовательно, меняются и законы распределения дефицитов смежных узлов j , что, в свою очередь, приводит к изменению (снижению) оптимальных размеров резервов $R_{j\text{опт}}^p$. Полагая, как и раньше, эти величины промежуточными переменными, имеем

$$s_{i0} = s_i + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n_i} \frac{\partial y_j}{\partial R_{j\text{опт}}^p} \frac{\partial R_{j\text{опт}}^p}{\partial R_i} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n_i} \sum_{\substack{k=1 \\ k \neq j}}^{n-n_i-1} \frac{\partial y_k}{\partial R_{j\text{опт}}^p} \frac{\partial R_{j\text{опт}}^p}{\partial R_i}.$$

После несложных преобразований с учетом (6.74) и (6.75) получим

$$s_{i0} = \frac{s_i + \sum_{j=1}^{n_i} \left[s_j - \sum_{\substack{l=1 \\ l \neq j}}^{n_i-1} s_{l0} \frac{\partial R_{l\text{опт}}^p}{\partial R_i} \frac{\partial R_{l\text{опт}}^p}{\partial R_j} \right] \frac{\partial R_{j\text{опт}}^p}{\partial R_i}}{1 - \sum_{j=1}^{n_i} \frac{\partial R_{j\text{опт}}^p}{\partial R_j} \frac{\partial R_{j\text{опт}}^p}{\partial R_i}}. \quad (6.78)$$

Таким образом, выражения (6.71), (6.76) и (6.78) позволяют определить оптимальные размеры резервов по узлам системы и пропускные способности связей между узлами. Расчет пропускных способностей связей выполняется поочередно для каждой пары узлов с итеративной увязкой результатов. Расчеты каждой пары узлов можно выполнять также итеративно с постепенным увеличением пропускной способности до тех пор, пока это будет эффективно в соответствии с критерием (6.76).

Практический интерес представляет развитие предложенной модели для случая, когда законы распределения вероятностей дефицитов узлов можно заменить эквивалентными нормальными законами (см. § 6.1). Здесь удастся все входящие в выражения (6.76) и (6.78) производные представить аналитически, а оптимальное значение расчетного резерва получает прямое аналитическое выражение. По аналогии с (6.63)

$$R_{i\text{опт}}^p \approx \bar{D}_i^p + \gamma_{i0} \sigma_i^p, \quad (6.79)$$

где $\bar{D}_i^p$ и σ_i^p определяются по (6.44), (6.45), (6.47) — (6.50), а

$$\gamma_{i0} = \Phi^{-1}[1 - s_{i0}/(y_i T)]. \quad (6.62a)$$

Частные производные, входящие в (6.76) и (6.78), можно определять по (6.79). Они имеют следующие выражения (при коэффициенте корреляции $k_{ij} = 0$):

$$\frac{\partial R_{i\text{опт}}^p}{\partial R_{ij}} = \left(1 - \frac{R_{ij}}{R_{j\Sigma}}\right) \frac{\sigma_j^p}{R_{j\Sigma}} e_{Dj} + \frac{R_{ij}}{R_{j\Sigma}} \Phi(-\gamma_{j0}) +$$

$$+ \theta_i \left\{ \left(1 - \frac{R_{ijl}}{R_{j\sigma}} \right) \frac{\sigma_j^p}{R_{j\sigma}} \varepsilon_{\sigma j} + \frac{R_{ijl}}{R_{j\sigma}} \left(\frac{R_{j\sigma}}{\sigma_j^p} - \varepsilon_{Dj} \right) \Phi(-\gamma_{j\sigma}) \right\} \times \\ \times \frac{R_{ijl}}{R_{j\sigma}} \frac{\sigma_j^p}{\sigma_i^p} \quad (6.80)$$

$$\frac{\partial R_{ij}^p}{\partial R_{ij}} = \left(1 - \frac{R_{ijl}}{R_{j\sigma}} \right) \frac{\sigma_j^p}{R_{j\sigma}} \varepsilon_{Dj} + \frac{R_{ijl}}{R_{j\sigma}} \Phi(x_i) + \\ + \theta_j \left\{ \left(1 - \frac{R_{ijl}}{R_{j\sigma}} \right) \frac{\sigma_j^p}{R_{j\sigma}} \varepsilon_{\sigma j} + \frac{R_{ijl}}{R_{j\sigma}} [1 - \Phi(x_i)] \varepsilon_{Dj} \right\} \frac{R_{ijl}}{R_{j\sigma}} \frac{\sigma_j^p}{\sigma_i^p}; \quad (6.81)$$

$$\frac{\partial R_{k\sigma}^p}{\partial R_i} = - \frac{R_{kik}}{R_{i\sigma}} [\Phi(x_i) - \Phi(-\gamma_{i\sigma})] - \theta_i \frac{R_{kik}^2}{R_{i\sigma}^2} \frac{\sigma_i^p}{\sigma_k^p} \left\{ [1 - \Phi(x_i) - \right. \\ \left. - \Phi(-\gamma_{i\sigma})] \varepsilon_{Di} + \frac{R_{i\sigma}}{\sigma_i^p} \Phi(-\gamma_{i\sigma}) \right\}, \quad (6.82)$$

где все обозначения были введены выше и в § 6.1, а зависимость

$$\theta_i = f(\gamma_{i\sigma}) / \Phi(-\gamma_{i\sigma}) \quad (6.83)$$

представлена на рис. 6.14.

Пример 6.13. Система состоит из двух идентичных узлов, параметры которых рассмотрены в примере 6.9. Определить оптимальные аварийные резервы генерирующих мощностей в узлах и оптимальную пропускную способность линии связи между ними, если $y_1 = y_2 = 0,6$ руб/(кВт·ч), $z_1 = z_2 = 25$ руб/кВт, $z_{12} = 10$ руб/кВт.

Решение. Зададимся несколькими величинами $(R_{12} + R_{21}) / \sigma^p$ и в качестве начального приближения примем $\gamma_3 = \gamma = 2,6$ (см. пример 6.10). Так как система полностью симметрична, то $R_{12} = R_{21}$, $\gamma_{1\sigma} = \gamma_{2\sigma} = \gamma_3$, $\sigma_1^p = \sigma_2^p = \sigma^p$, $x_1 = x_2 = x$. Пусть $(R_{12} + R_{21}) / \sigma^p = 1,7$. Тогда из (6.49)

$$x_1 = \frac{D_1^p - [R_1 - R_{12} + (R_{21} - R_{21})]}{\sigma_1^p} = \frac{\bar{D}_1^p - [(R_1 + R_{21}) - (R_{12} + R_{21})]}{\sigma_1^p}.$$

Однако при $R_1 + R_{21} = R_{10\text{опт}}$

$$x_1 = \frac{D_1^p - R_{10\text{опт}}^p}{\sigma_1^p} + \frac{R_{12} + R_{21}}{\sigma_1^p} = \frac{R_{212}}{\sigma_1^p} - \gamma_{1\sigma}.$$

При $\gamma_3 = 2,6$ значение $\theta = 2,9$ и $x_1 = x_2 = 1,7 - 2,6 = -0,9$.

На основании приложения 3 $\Phi(x) = \Phi(-0,9) = 0,1841$, $\Phi(-\gamma_3) = \Phi(-2,9) = 0,0019$. По выражениям (6.48) или исходя из рис. 6.10 $e_1(x) = 0,1004$, $e_1(-\gamma_3) = 0,0005$, $e_2(x) = 0,2744$, $e_2(-\gamma_3) = 0,0033$.

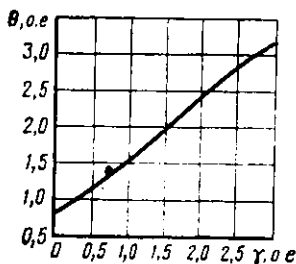


Рис. 6.14

Используя выражение (6.50), находим $\varepsilon_D = 0,1000$, $\varepsilon_\sigma = 0,0811$.

Рассчитаем сначала ε_γ . Для этого воспользуемся (6.82), в котором $R_{\lambda i k}/R_{i \Sigma} = 1$, $\sigma_i^P = \sigma_j^P = \sigma^P$, $R_{i \Sigma}/\sigma^P = 1,7$.

$$\frac{\partial R_{\Sigma}^P}{\partial R_1} = -[\Phi(x) - \Phi(-\gamma_\sigma)] - \theta \left\{ [1 - \Phi(x) - \Phi(-\gamma_\sigma)] \varepsilon_D + \frac{R_\Sigma}{\sigma^P} \Phi(-\gamma_\sigma) \right\} = -0,424;$$

$$z_\sigma = \frac{25 + (25 - 0,424)}{1 - 0,424 \cdot 0,424} = 17,6 \text{ руб/кВт};$$

$$\gamma_\sigma = \Phi^{-1} \left(\frac{17,6}{0,6 \cdot 8760} \right) = 2,7; \quad \theta = 3.$$

Чтобы не пересчитывать заново все показатели (x , ε , ...) из-за уточнения γ_σ , будем полагать, что x не изменился, а $R_{212}/\sigma^P = 1,8$ вместо 1,7.

Определим эффект (6.76), используя (6.80) и (6.81), которые применительно к данной задаче примут вид

$$\partial R_{\Sigma}^P / \partial R_{12} = \Phi(-\gamma) + \theta (R_{2\Sigma}/\sigma^P - \varepsilon_D) \Phi(-\gamma) = 0,0133;$$

$$\partial R_{\Sigma}^P / \partial R_{12} = \Phi(x) + \theta [1 - \Phi(x)] \varepsilon_D = 0,428.$$

$$\text{Критерий (6.76)} \quad 2(25 - 25 \cdot 0,0133 - 25 \cdot 0,428) = 22 > 10.$$

Как видно, эффект от увеличения пропускной способности линии связи на единицу мощности (22 руб/кВт) выше затрат в линию ($z_{ij} = 10$ руб/кВт). Поэтому увеличим еще потоки взаимопомощи. Пусть $R_{121}/\sigma^P = R_{212}/\sigma^P = (R_{12} + R_{21})/\sigma^P = 2,7$. Полагая $\gamma_\sigma = 2,7$, получаем $x = 2,7 - 2,7 = 0$. Исходя из приложения 3 $\Phi(x) = 0,5$; $\Phi(-\gamma_\sigma) = 0,0014$. Расчеты дают: $\varepsilon_1(x) = 0,3989$; $\varepsilon_1(-\gamma_\sigma) = 0,0004$; $\varepsilon_2(x) = 0,5$; $\varepsilon_2(-\gamma_\sigma) = 0,0026$; $\varepsilon_D = 0,3985$; $\varepsilon_\sigma = 0,339$; $\partial R_{\Sigma}^P / \partial R_{12} = -1,104$; $z_\sigma = 12,3$; $\gamma_\sigma = \Phi^{-1} [12,3 / (0,6 \cdot 8760)] = 2,85$; $\theta = 3,1$; $\partial R_{\Sigma}^P / \partial R_{12} = 0,0165$; $\partial R_{\Sigma}^P / \partial R_{12} = 1,1$.

Эффект от увеличения пропускной способности на единицу мощности составит $2(25 - 25 \cdot 0,0165 - 25 \cdot 1,1) = -6 < 10$.

Как видно, он становится даже отрицательным, т. е. величина

$$(R_{21} + R_{12})/\sigma^P = \theta + x = 2,85 \text{ и } R_{12} = R_{21} = 1,42 \sigma^P,$$

где $\sigma^P = \sqrt{\sigma^2 + (\sigma^P)^2 \varepsilon_\sigma}$ и $R_{12} = 100$, слишком велика.

Оптимальное значение R_{12} находится между первым решением (60 МВт) и вторым (100 МВт). Последующий расчет при $R_{12} = R_{21} = 85$ МВт показал, что этот поток взаимопомощи дает эффект, близкий к оптимальному.

Размер резервов, устанавливаемых в каждом узле,

$$R = R_{\Sigma}^P - R_{12 \text{ опт}} = \bar{D}^P + \gamma_\sigma \sigma^P - R_{12 \text{ опт}} = D + \sigma^P \varepsilon_D + \gamma_\sigma \sigma^P - R_{12 \text{ опт}} = -51 + 64 \cdot 0,3985 + 2,85 \cdot 64 - 85 = 70 \text{ МВт}.$$

При изолированной работе узлов требовался резерв 100 МВт (см. пример 6.10).

Общий экономический эффект от объединения узлов составит

$$\Delta Z = 2z_R R_{\text{конц}} - 2z_R R - z_{12} R_{12} = 2 \cdot 25 \cdot 100 - 2 \cdot 25 \cdot 70 - \\ - 10 \cdot 85 = 65 \text{ тыс. руб/год.}$$

Если бы не было ограничений по пропускной способности ($z_{12} = 0$), то систему можно было бы рассматривать как концентрированную, и значение необходимого резерва составило бы

$$R_{\Sigma \text{конц}} = 2\bar{D} + \gamma \sqrt{2\sigma_1^2} = -2.51 + 2.6 \sqrt{2.57,2} = 110 \text{ МВт.}$$

В заключение следует заметить, что все выражения получены из модели системы, в которой не учитывались постепенные отказы. Наличие их должно уменьшать вероятности дефицитных ситуаций. Однако используемая модель не учитывает время пуска и набора мощности резервными агрегатами. Оба эти фактора в значительной степени компенсируют друг друга.

Нагрузочный резерв должен определяться рациональной степенью компенсации нерегулярных отклонений нагрузки от среднего прогнозируемого значения. Практикой выработана рекомендация: обеспечивать нагрузочный резерв в размере $2\sigma_{\text{пер}}$ (см. § 3.1). С учетом (3.4)

$$R_n = 0,01 W_{n \text{ max}} + 1,26 \sqrt{W_{n \text{ max}}}, \quad (6.84)$$

где все мощности выражены в МВт.

Более строго нагрузочный резерв должен определяться вместе с аварийным резервом, соответствующим учету нерегулярных отклонений в вероятностных характеристиках нагрузки, что никаких принципиальных методических трудностей не вызывает. Наиболее просто этот учет осуществляется при моделировании функции распределения дефицита мощности нормальным законом, где σ_D определяется по (6.35) с учетом (6.32). После подстановки значения σ_D , учитывающего и нерегулярные отклонения нагрузки в (6.63), получим оперативный резерв (аварийный вместе с нагрузочным).

Естественно, что нагрузочный резерв по физическому смыслу не требует резерва энергии и может размещаться на пиковых станциях.

§ 6.3. Учет надежности при выборе единичной мощности агрегатов и схемы их коммутации

На размер единичной мощности агрегатов, предполагаемых к установке в системе, влияет много факторов: от разницы удельных капиталовложений и экономично-

сти работы до степени повышения производительности труда строителей, монтажников, эксплуатационников, а также окружающая среда. Среди этих факторов надежность может играть существенную роль. Влияние ее заключается в том, что более крупные агрегаты при прочих равных условиях снижают надежность системы, увеличивая размеры аварийного недоотпуска энергии, ущерба. Аналогичное положение складывается и при выборе схемы коммутации агрегатов, например, решении вопроса о количестве агрегатов, подключаемых к одному трансформатору.

Строгий учет этого фактора требует расчета оптимального аварийного резерва и ущерба системы для каждого рассматриваемого варианта единичной мощности агрегата, варианта схемы коммутации. Однако такой подход помимо большого объема вычислений вызывает большие погрешности. Действительно, если сравниваются варианты различных блоков на одной станции в крупной системе, то разница в резервах и ущербах по вариантам несоизмеримо меньше самих абсолютных значений ущербов и резервов системы. В то же время известно, что погрешность разницы двух больших близких величин больше погрешности самих величин. В связи с этим большую точность и значительное упрощение дает следующий подход. Полагая, что изменение параметров оборудования по вариантам приводит к малым изменениям суммарного аварийного резерва и суммарного ущерба в системе, с достаточной точностью можно учитывать только линейную часть этого изменения около оптимального значения. При изменении каких-либо параметров (факторов Φ_k) в системе должен получить приращение и оптимальный резерв, который определится как

$$\Delta R_{a.опт} = \sum_k \frac{\partial R_{a.опт}}{\partial \Phi_k} \Delta \Phi_k. \quad (6.85)$$

Поскольку вблизи оптимума

$$\Delta Z_{ст}(R_a) \approx \Delta Y, \quad (6.86)$$

то изменение ущерба в системе

$$\Delta Y = \sum_k \frac{\partial R_{a.опт}}{\partial \Phi_k} \Delta \Phi_k. \quad (6.87)$$

Для решения поставленной задачи (оценки влияния мощности агрегатов и схемы их коммутации) удобно

в качестве изменяющихся параметров выбрать показатель надежности q . Соответствующей вариацией этого показателя можно учесть изменение многих факторов. Например, если сравниваются два варианта генераторных блоков разной мощности, то можно предположить, что оба варианта системы в исходном состоянии имеют блоки обоих видов, но с нулевыми показателями надежности q . Затем в первом варианте получают приращение показателя q одни блоки, во втором варианте — другие блоки. Если воспользоваться выражением (6.63), то

$$\Delta Y = z \sum_k \frac{\partial R_{a, \text{опт}}}{\partial q_k} \Delta q_k = z \sum_k \left(1 + \gamma \frac{w_k}{2\sigma_D} \right) w_k \Delta q_k. \quad (6.88)$$

Часто удельная стоимость резерва дифференцируется в зависимости от того, обеспечен ли резерв энергией или нет. Если обозначить первую стоимость через $z_{\text{эн}}$, а вторую — через z_W (стоимость резерва мощности, не обеспеченной энергией), то (6.88) можно представить как

$$\Delta Y = z_{\text{эн}} \sum_k \Delta q_k w_k + z_W \frac{\gamma}{2\sigma_D} \sum_k \Delta q_k w_k^2. \quad (6.89)$$

Выражение (6.89) позволяет учесть изменения ущерба или стоимости резерва в системе при сравнении мощности единичных блоков, схем их коммутации и решении ряда других задач.

Пример 6.14. Оценить стоимость повышения затрат на аварийный резерв в системе, рассмотренной в примере 6.12, при двух вариантах установки новой мощности: восьми блоков 500 МВт с $q=0,055$, пяти блоков 800 МВт с $q=0,07$. Стоимость резерва мощности, обеспеченной энергией, — 35 руб/кВт, мощности, не обеспеченной энергией, — 7 руб/кВт.

Решение. Воспользуемся методом удельных резервов. Удельная мощность блоков 500 МВт — $w_{500} = 500/40\,000 = 1,25\%$, блоков 800 МВт — $w_{800} = 800/40\,000 = 2\%$. Удельные размеры резервов соответственно (по рис. 6.13): $r_{500} = 0,13$, $r_{800} = 0,19$. Следовательно, $\Delta R_{a500} = 8 \cdot 0,13 \cdot 500 = 520$ МВт, $\Delta R_{a800} = 5 \cdot 0,19 \cdot 800 = 760$ МВт.

Часть резервов, обеспеченных энергией, оценим как

$$\Delta R_{a500} = 8q_{500} \cdot 500 = 8 \cdot 0,055 \cdot 500 = 220 \text{ МВт};$$

$$\Delta R_{a800} = 5 \cdot 0,07 \cdot 800 = 280 \text{ МВт}.$$

Разница затрат по вариантам

$$\begin{aligned} \Delta Z &= 35(280 - 220) 10^3 + 7(480 - 300) 10^3 = 2,1 + 1,25 = \\ &= 3,35 \text{ млн. руб./год.} \end{aligned}$$

Пример 6.15. Оценить эффективность объединения двух генераторов по 640 МВт в один укрупненный блок через один трансформатор по сравнению с вариантом установки для каждого генератора

собственного трансформатора в системе, рассмотренной в примере 6.12. Расчетная стоимость трехфазного трансформатора для одного генератора $k_{т1}=800$ тыс. руб. (капитальные затраты), расчетная стоимость общего трансформатора $k_{т2}=1200$ тыс. руб. Стоимости резервов в системе такие же, как принятые в примере 6.15.

Решение. Оценим эффект по выражению (6.89). В первом варианте установка индивидуального трансформатора к генератору будет приводить к снижению генерирующей мощности системы на 640 МВт с относительной длительностью $\Delta q=q_{т}=\omega t_{т}=0,1 \cdot 300 \times 10^{-3}=0,03$ (см. приложение 1). Во втором варианте отказ объединяющего трансформатора будет снижать генерирующую мощность системы на 1280 МВт с $\Delta q=q_{т}$. Используя рассчитанные в примере 6.12 величины $\sigma_D=1410$ МВт и $\gamma=2,55$, получаем

$$\Delta Y_1 = 35 (2 \cdot 640 \cdot 10^3 \cdot 0,03) + 7 \frac{2,55}{2 \cdot 1410 \cdot 10^3} (2 \cdot 0,03 \cdot 640^2 \cdot 10^6) = \\ = 2,9 \text{ млн. руб.}$$

$$\Delta Y_2 = 35 (1280 \cdot 10^3 \cdot 0,03) + 7 \frac{2,55}{2 \cdot 1410 \cdot 10^3} (0,03 \cdot 1280^2 \cdot 10^6) = \\ = 4,45 \text{ млн. руб.}$$

Как видно, удешевление станции за счет трансформаторов, а также выключателей ОРУ (уменьшается количество присоединений), оцениваемое в размере

$$\Delta Z = (E_{н} + \alpha_{а} + \alpha_{эк}) [2K_{т1} + (1 \div 2) K_{в} - K_{т2}] = \\ = (0,12 + 0,058 + 0,02) [2 \cdot 800 + (1 \div 2) 300 - 1200] \approx \\ \approx 140 \div 200 \text{ тыс. руб.}$$

(данные по амортизационным отчислениям $\alpha_{а}$, эксплуатации $\alpha_{эк}$ и стоимости выключателей см. в [23]), значительно меньше увеличения ущерба в системе $\Delta \Delta Y=1,55$ млн. руб. Однако если в ОРУ станции установить резервную фазу трансформатора, которая снизит длительность простоя трансформатора примерно в 10—15 раз, то это в соответствии с (6.89) уменьшит во столько же раз и ущерб. При этом условии укрупнение становится целесообразным.

§ 6.4. Системные требования к надежности оборудования и управлению

Под управлением здесь будем понимать как ремонтно-эксплуатационное обслуживание, так и управление нормальными и аварийными режимами работы ЭЭС.

Надежность оборудования и ремонтно-эксплуатационное обслуживание. Вполне очевидной является связь между необходимым резервом генерирующей мощности в ЭЭС и надежностью оборудования, прежде всего его ремонтпригодностью и безотказностью. Повышение надежности оборудования ведет к снижению оптимальной величины резерва, к снижению затрат в ЭЭС на созда-

ние резервов. Однако повышение надежности оборудования, очевидно, также связано с дополнительными затратами. Таким образом, требуется установление оптимальных пропорций между надежностью оборудования и величиной резервов генерирующей мощности в ЭЭС.

Надежность оборудования обеспечивается, с одной стороны, при его разработке и изготовлении, а с другой стороны — организацией его ремонтно-эксплуатационного обслуживания.

Основные направления повышения надежности при разработке и изготовлении генерирующего оборудования состоят в следующем:

- повышение запасов прочности конструкции, запасов в изоляции, тепловых пределов и т. п., т. е. повышение ресурса;

- улучшение ремонтных характеристик, в основном по пути снижения трудозатрат и времени производства ремонтов (например, модульная замена целых частей агрегатов и их заводской ремонт).

Первое направление приводит к снижению частоты отказов и удлинению межремонтного периода, второе — к сокращению времени ремонтов.

Основные направления повышения надежности при ремонтно-эксплуатационном обслуживании состоят в следующем:

- снижение времени ремонтов за счет более интенсивного ведения работ;

- удлинение межремонтных периодов и снижение частоты отказов за счет более качественного проведения ремонтов;

- снижение частоты отказов за счет более качественной эксплуатации (условий содержания, ведения режимов, профилактики и т. д.).

При этом предполагается, что сам межремонтный период выбран оптимально. Принцип этого выбора иллюстрируется рис. 6.15. При межремонтном периоде T_1 среднегодовое время нахождения агрегатов в плановом ремонте больше, чем при периоде T_2 (если длительности самих ремонтов одинаковы). Однако частота отказов при межремонтном периоде T_2 будет больше, так как агрегат работает часть времени с более высокой интенсивностью

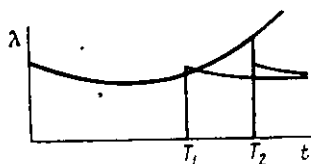


Рис. 6.15

отказов. Очевидно, между двумя этими факторами есть оптимальное соотношение.

Перейдем к оценке системных эффектов повышения надежности оборудования. Как следует из изложенного выше, за счет определенных затрат при разработке, изготовлении и ремонтно-эксплуатационном обслуживании генерирующего оборудования можно получить эффект в виде сокращения средней частоты отказов $\Delta\omega_i$, среднего времени проведения капитальных, текущих и аварийных ремонтов $\Delta\bar{t}_{п.к}$, $\Delta\bar{t}_{п.т}$, $\Delta\bar{t}_a$, увеличения периодичности капитальных и текущих ремонтов ΔT_k и ΔT_r i -х агрегатов системы ($i=1, 2, \dots, m$).

Сокращение $\Delta\bar{t}_{п.к}$ может привести к системному эффекту только тогда, когда для проведения капитальных ремонтов в системе устанавливается специальный резерв (площадь провала графика нагрузки меньше необходимой ремонтной площади). В этом случае, исходя из (6.54), эффект снижения резервной мощности

$$\Delta R_{p.к} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta t_{пк}^* + \Delta T_{ик}^*}{1 + \Delta T_{ик}^*} \omega_i. \quad (6.90)$$

Эффект от снижения резервной мощности для текущих ремонтов, исходя из (6.55),

$$\Delta R_{p.т} = \sum_{i=1}^m \frac{\Delta t_{тк}^* + \Delta T_{ик}^*}{1 + \Delta T_{ик}^*} \omega_i, \quad (6.91)$$

где Δt^* , ΔT^* — относительные изменения соответствующих величин.

Для оценки системного эффекта от снижения аварийного резерва из-за повышения надежности оборудования можно воспользоваться выражением (6.89), исходя из того, что

$$q_k \approx \omega_k \bar{t}_{вк}.$$

Снижение $\Delta\bar{t}_{вк}$ и $\Delta\omega_k$ приводит к изменению q_k на

$$\begin{aligned} \Delta q &\approx \bar{t}_{вк} \Delta\omega_k + \omega_k \Delta\bar{t}_{вк} - \Delta\omega_k \Delta\bar{t}_{вк} = \\ &= q_k (\Delta\omega_k^* + \Delta\bar{t}_{вк}^* - \Delta\omega_k^* \Delta\bar{t}_{вк}^*), \end{aligned} \quad (6.92)$$

где $\Delta\bar{t}_{вк}^*$ и $\Delta\omega_k^*$ — относительные величины.

Таким образом, если известны, с одной стороны, удельные стоимости различных видов (v) резерва мощности $z_v(R)$, а с другой стороны, затраты $Z(\Delta\Phi)$ на повышение надежности оборудования по параметрам Φ

(на их изменение $\Delta\Phi$), то можно найти оптимальную надежность по параметру $\Phi_{\text{опт}} = \Phi_0 + \Delta\Phi_{\text{опт}}$ из выражения

$$Z = \sum_{\sigma} z_{\sigma} \Delta R_{\sigma}(\Delta\Phi) + Z(\Delta\Phi) \rightarrow \min \quad (6.93)$$

и сформулировать требования к надежности вновь разрабатываемого оборудования и организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания.

Управление режимами. Требования надежности генерирующей части концентрированной системы к системе ее управления сводятся в основном к двум задачам: обеспечение мобильности в реализации резервов; восстановление баланса мощности при возникновении дефицита отключением в соответствующих размерах нагрузки.

Решение первой задачи выполняется различными средствами. Это — поддержание определенной части оперативного резерва во включенном состоянии (необходимая доля определяется на этапе эксплуатации ЭЭС), разработка и внедрение автоматического пуска генераторов (прежде всего гидрогенераторов) при возникновении дефицитов (частотный пуск и т. п.), автоматический перевод генераторов из режима синхронного компенсатора в генераторный режим. В отдельных случаях системой управления может быть поставлено встречное требование к структуре системы: установка в системе специальных резервных быстрозапускаемых агрегатов.

Основные требования к системе управления при решении второй задачи заключаются в том, чтобы при возникновении дефицитов мощности: а) отключать потребителей в необходимом объеме; б) отключать потребителей в определенной очередности по степени их важности. Невыполнение или нечеткое выполнение этих требований приводит к дополнительным ущербам и снижению надежности.

Обычно решение этих задач осуществляется системами АЧР и ЧАПВ, в которых изменение частоты выбрано в качестве сигнала возникающего небаланса мощности в ЭЭС. Аппаратная реализация такой системы управления наиболее проста и надежна, хотя и связана с временным ухудшением общих параметров системы, определяющих качество электроэнергетики.

Основными параметрами АЧР являются ее объем, т. е. мощность потребителей, подключаемых к автоматике отключения, количество ступеней отключения и скорость отключения и включения потребителей.

Объем АЧР определяется максимально возможными дефицитами в системе, имеющими практически осязаемую вероятность. Например, в системе, состоящей из 100 генераторов с показателями $q_i = 0,04$ и $\omega_i = 4$, вероятность аварийного простоя десяти генераторов равна $q \approx 0,8 \times 10^{-3}$ и частота таких простоев $\omega \approx 0,8$ раза в год. Вероятность же аварийного простоя 50 генераторов становится пренебрежимо малой (менее 10^{-40}) и такое снижение мощности практически может не рассматриваться.

Увеличение объема АЧР повышает, казалось бы, гарантию ликвидации любых дефицитов, однако связано с увеличением количества аппаратуры или мощностей отдельных ступеней. В первом случае помимо возрастания стоимости системы управления повышается вероятность ложных и излишних срабатываний; во втором случае — ухудшается качество регулирования, возможно перерегулирование и излишние отключения потребителей.

Количество ступеней отключения АЧР и распределение мощности по ним зависит от характера распределения вероятностей дефицитов. Если характер закона распределения дефицитов монотонно изменяющийся, то распределение нагрузки по очередям может быть равномерным. Если же в системе имеются выделяющиеся вероятности больших дефицитов (например, из-за наличия в системе крупного генератора, мощность которого составляет значительный удельный вес в суммарной мощности системы), то для повышения качества и надежности регулирования возникает целесообразность дополнительной разгрузки при возникновении таких дефицитов не по факту изменения частоты, а по другим (например, по факту отключения этого крупного генератора, скорости изменения частоты и т. п.).

Таким образом, вероятностные характеристики дефицитов мощности в ЭЭС определяют выбор структуры управляющей системы и ее параметры. Однако методы количественного учета этого фактора еще недостаточно разработаны. Практикой выработаны требования: нагрузка, подключаемая к АЧР, должна выбираться таким образом, чтобы исключалась возможность даже кратковременного снижения частоты ниже 45 Гц, время работы с частотой ниже 47 Гц не превышало 20 с и с частотой ниже 48,5 Гц — 60 с. При этом после срабатывания АЧР частота не должна повышаться более чем до 50 Гц. Проверка этих условий выполняется на основе расчетов

электромеханических переходных процессов изменения частоты в системе.

Для быстрого восстановления энергоснабжения потребителей, отключенных действием АЧР, как уже отмечалось, применяется ЧАПВ. Мощность нагрузки, подключаемой к ЧАПВ, должна определяться размерами мобилизуемого резерва мощности.

В сложных системах требования к системе управления режимами существенно возрастают. Помимо задач, рассмотренных для концентрированных систем, здесь добавляется задача поддержания перетоков мощности по межсистемным линиям в допустимых пределах как в стационарных, так и в аварийных режимах. Множество функциональных и вероятностных связей, создающихся в сложной системе, приводит к появлению вероятности перегрузки отдельных линий, а затем к каскадному распространению возмущений по всей системе.

Повышение способности системы противостоять развитию аварий за счет изменения структуры (увеличения резервов генерирующих мощностей, пропускных способностей линий связей) и режимов ЭЭС сопряжено, как правило, со значительными затратами. Поэтому обеспечение надежности, в основном, возлагается на систему управления и прежде всего систему противоаварийного управления.

Система противоаварийного управления, воздействуя на мощность турбин генераторов, отключая генераторы и нагрузку (специальной автоматикой отключения нагрузки — САОН) и т. п., должна обеспечивать быструю разгрузку перегрузившихся линий.

В сложных системах число вариантов возможного выполнения системы управления резко возрастает. Каждый вариант обеспечивает разную степень надежности. Поэтому возникает задача оценки надежности различных вариантов системы управления с учетом ненадежности элементов системы. Методические вопросы решения такой задачи находятся еще в стадии разработки.

Контрольные вопросы

1. Что понимается под концентрированной и сложной системами?
2. В чем состоит функциональное отличие системообразующих сетей от распределительных?
3. Чем вызвана необходимость совместного изучения генерирующих источников и системообразующих сетей в плане надежности?

4. Какие основные средства используются для обеспечения надежности системообразующей части ЭЭС?

5. Какие существуют виды резервов генерирующих мощностей и каково их назначение?

6. В чем отличие задач надежности системообразующей части ЭЭС от задач надежности генерирующих источников концентрированных систем?

7. Методы расчета оптимального аварийного резерва, их достоинства и недостатки.

8. Как влияет на надежность системы увеличение единичной мощности агрегата?

9. Какие основные задачи обеспечения надежности решаются системой управления?

10. Какое влияние на надежность оказывает ремонтно-эксплуатационное обслуживание генерирующего оборудования и как это влияние можно количественно оценить?

ГЛАВА 7

ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАДАЧИ НАДЕЖНОСТИ И ИХ РЕШЕНИЕ

В условиях эксплуатации структура системы, ее параметры и характеристики известны. Они либо неизменны, либо изменение их заранее определено вводом в работу в заданные сроки нового оборудования. Поэтому число степеней свободы по обеспечению надежности в условиях эксплуатации существенно уменьшено. Здесь в основном происходит реализация заложенных в проектах возможностей по обеспечению надежности электроснабжения. Однако этот этап — наиболее ответственный, поскольку на нем непосредственно расходуются ресурсы и создаются материальные ценности. Кроме того, и здесь имеются еще определенные степени свободы для дооптимизации решений по надежности работы системы, которые не были использованы на этапе проектирования ее из-за недостаточности информации. Снижение степеней свободы для управления надежностью при эксплуатации отражается и в критерии надежности [см. (3.1)], в котором теперь отсутствует слагаемое, определяемое капитальными затратами. В общем случае критерий надежности при решении эксплуатационных задач имеет вид

$$Z = H + Y \rightarrow \min; \quad J_i(H) \leq J_{i \text{ доп}}; \quad i = \overline{1, m}.$$

Укрупненно задачи надежности данного этапа сформулированы в гл. 3 (см. табл. 3.1). Каждая из этих задач может быть подразделена, в свою очередь, на подзадачи,

решаемые при оперативно-диспетчерском управлении, при техническом и ремонтном обслуживании системы и ее объектов. Кроме того, все задачи обычно еще подразделяются во временном аспекте на задачи долгосрочного планирования (месяц, квартал, год), краткосрочного планирования (до нескольких суток), оперативного управления (текущие сутки) и автоматического управления. Более подробное подразделение общих задач этапа эксплуатации системы по временным интервалам будет рассмотрено далее.

С позиций информационной обеспеченности для решения задач данного этапа наиболее приемлемы экспериментальные методы и расчеты надежности. Вместе с тем с позиций временных ресурсов часто оказывается единственно приемлемым метод прогнозирования надежности в такой его разновидности, как метод экспертной оценки, обычно используемый при оперативном управлении. По существу, экспертом здесь выступает диспетчер системы, который в соответствии с имеющимся опытом, интуицией и текущей обстановкой принимает и реализует безотлагательные решения.

§ 7.1. Генерирующая часть системы

Основными и наиболее специфичными задачами надежности генерирующей части системы являются управление резервами генерирующего оборудования; обеспечение надежности генерирующего оборудования и средств его управления.

Общую задачу управления резервами можно подразделить на выработку решений по распределению их на ремонтную и оперативную составляющие, затем оперативную — на включенную и невключенную составляющие, разработку соответствующего плана проведения всех ремонтов и реализацию этих планов. Организационно эта задача подразделяется на задачи оперативно-диспетчерского управления, задачи технического обслуживания и ремонтов, которые решаются на всех временных этапах. Аналогично подразделяется и задача обеспечения надежности оборудования, средств управления. Поэтому рассмотрим обе задачи в разрезе временных этапов.

Долгосрочное планирование. При решении первой задачи в процессе оперативно-диспетчерского управления на основе выполненного прогноза графика нагрузки,

прогноза располагаемой и рабочей мощности генерирующего оборудования, прогноза показателей надежности оборудования, определившегося объема ремонтов возникает необходимость распределения общего резерва между ремонтной и оперативной составляющими в разрезе года, ближайшего квартала и месяца и разработка плана капитальных ремонтов. Решение этой задачи для концентрированной энергосистемы можно выполнить следующим образом. Разобьем весь планируемый период T на m интервалов ΔT_t , в пределах которых можно считать максимумы нагрузок, располагаемые мощности и искомое распределение резервов постоянными. В общем случае задача состоит в минимизации функции ущерба

$$\sum_{t=1}^m Y_t(R_{0t}) \rightarrow \min, \quad (7.1)$$

при ограничениях

$$R_{0t} + R_{pt} = R_t = W_{ct} - W_{n \max t}; \quad (7.2)$$

$$\sum_{t=1}^m R_{pt} \Delta T_t = \mathcal{E}_{p, \text{треб}}; \quad (7.3)$$

$$R_{pt} \Delta T_t \leq \mathcal{E}_{pt \text{доп}}, \quad (7.4)$$

где W_{ct} , $W_{n \max t}$ — располагаемая мощность станций и максимальная нагрузка системы в t -м интервале; $\mathcal{E}_{p, \text{треб}}$ — требуемый объем ремонтов за период T ; $\mathcal{E}_{pt \text{доп}}$ — допустимый объем ремонтных работ на t -м интервале, определяемый мощностью ремонтных организаций.

Вычисление ущерба $Y_t(R_{0t})$ при заданном составе оборудования можно выполнять по выражениям, приведенным в § 6.1, в зависимости от принимаемой модели системы.

Выражения (7.2) — (7.4) формулируют основные ограничения. Реально может возникнуть еще ряд ограничений, например недопустимость ремонта на одной станции одновременно большого числа агрегатов по различным условиям (необходимости поддержания напряжения, размещения ремонтного персонала и т. п.), необходимость более строгого учета предыстории ремонтов оборудования (сроков их окончания в период, предшествующий рассматриваемому) и т. д. При необходимости все эти ограничения могут быть добавлены к основным. В противном случае они могут учитываться итеративно

путем соответствующего изменения основных ограничений.

Решение полученных формализованных уравнений возможно методами математического программирования и принципиальных затруднений не вызывает. Разделение общего резерва на ремонтную и оперативную составляющие в результате решения (7.1) — (7.4) позволяет далее составить конкретный план проведения ремонтов.

Для систем сложной конфигурации и с ограниченной пропускной способностью основной сети дополнительно появляется задача распределения резервов по отдельным узлам энергообъединения с учетом ограниченных пропускных способностей линий связи. Распределение резервов между ремонтной и оперативной составляющей и между узлами системы в общем случае выполняется при следующих условиях:

$$\sum_{i=1}^n \sum_{t=1}^T y_{it} \{R_{oit}(W_{ijt\text{доп}} - \Delta W_{ijt})\} \rightarrow \min; \quad (7.5)$$

$$R_{oit} + R_{pit} = R_{it} = W_{cit} - W_{\text{н max}it} - \sum_{j=1}^n W_{ijt}; \quad (7.6)$$

$$W_{ijt} < W_{ijt\text{доп}}; \quad (7.7)$$

$$\sum_t R_{pit} \Delta T_t = \mathcal{E}_{\text{pitреб}}, \quad (7.8)$$

$$R_{pit} \Delta T_t < \mathcal{E}_{\text{pitдоп}}, \quad (7.9)$$

где t — номер интервала времени, в пределах которого максимумы нагрузок, располагаемые мощности станций и искомое распределение резервов по узлам можно считать постоянными; T — количество таких интервалов в году; i, j — номера узлов; $W_{ijt\text{доп}}$ — пропускная способность линии связи между узлами ij (в сторону ij).

Неравенством (7.7) накладывается ограничение на переток мощности между узлами i и j по условию пропускной способности связи.

Выражениями (7.5) — (7.6) отображены только основные связи, которые должны быть раскрыты в соответствующих алгоритмах и программах. В настоящее время они еще слабо разработаны.

Распределение резерва между плановой и оперативной составляющими должно тесно увязываться с задачей определения необходимого объема ремонтных работ, решаемой при годовом планировании технического обслу-

живания и ремонтов. Последнее же определяется с учетом состояния генерирующего оборудования, наличия трудовых и материальных ресурсов.

В свою очередь, все эти задачи тесно связаны с задачей обеспечения надежности генерирующего оборудования, средств его управления. Генерирующее оборудование является более сложным и дорогим по сравнению, например, с сетевым оборудованием, поэтому требует повышенного внимания к обеспечению наиболее благоприятных режимов эксплуатации и условий содержания.

В обеспечении надежности генерирующего оборудования, особенно в различных аварийных ситуациях, особая роль отводится организации и обеспечению надежного питания собственных нужд станций. Последнее требует разработки на всех стадиях диспетчерского планирования специальных схем питания собственных нужд станций для различных тяжелых положений в системе, включая полное погашение отдельных станций и набора их мощности с нуля. Эти схемы должны обеспечить перевод на резервное питание собственных нужд работающего оборудования, пуск в работу резервного оборудования, останов с минимумом повреждений работающего оборудования и т. п.

Одной из задач эксплуатационного персонала является заблаговременная подготовка разработанных схем резервного питания собственных нужд. Другая задача долгосрочного планирования — проверка и уточнение параметров системы управления, прежде всего параметров АЧР, уточнение объема подключаемой к АЧР нагрузки, ее ранжировка по очередям, уточнение объема и состава нагрузок, подключаемых к ЧАПВ, и др., а также проверка и уточнение параметров системы управления генерирующего оборудования (регуляторов скорости и т. д.), системной автоматики.

Разработка и совершенствование организационных форм и технических средств ремонтного и технического обслуживания электрических станций часто являются решающими в обеспечении надежности оборудования за счет качества ремонтов (непосредственно связанного с повышением безотказности, долговечности), снижения времени плановых и аварийных ремонтов.

Краткосрочное планирование. Управление резервами генерирующего оборудования на этом этапе состоит в распределении оперативной мощности на включенную и невключенную составляющие на основе уточнения гра-

фиков нагрузки, располагаемой мощности с учетом фактической мощности, находящейся в плановом и аварийном ремонтах. Необходимость этого возникает в связи со следующим. Поддержание оперативного резерва в постоянной готовности (во включенном состоянии) требует дополнительных эксплуатационных расходов, в первую очередь — расхода топлива на холостой ход. Вместе с тем, значительная часть отказов генерирующего оборудования происходит постепенно, что позволяет при появлении признаков повреждения не сразу отключать генератор, а после ввода резервного генератора из невключенного состояния. Однако наличие в общем потоке отказов доли внезапных, а также нерегулярных отклонений нагрузки требует содержания в системе и включенного резерва, способного в течение секунд и минут ликвидировать возникающие дефициты (к включенному резерву относятся также отключенные гидрогенераторы с частотным пуском). Поэтому включенный резерв можно представить формулой

$$R_{\text{вкл}} = R_{\text{в.вкл}} + R_{\text{н.вкл}}, \quad (7.10)$$

где $R_{\text{в.вкл}}$ — составляющая, обуславливаемая внезапными аварийными отказами; $R_{\text{н.вкл}}$ — составляющая, обуславливаемая нерегулярными отклонениями нагрузки.

В общем случае оптимальное значение включенного резерва в концентрированной системе должно определяться из критерия

$$Z = \sum_{i=1}^k [Z_{\text{экспл}}(R_{\text{вкл}}) + Y_i(q_{\text{вн}i}, \omega_{\text{вн}i}, \sigma_{\text{нер}}, R_{\text{вкл}})] \rightarrow \min, \quad (7.11)$$

где первая составляющая представляет собой эксплуатационные расходы на содержание включенного резерва, а вторая — ущерб от внезапных отказов оборудования и нерегулярных отклонений нагрузки; k — количество интервалов, на которое разделен весь суточный период.

Практическое решение задачи по выражению (7.11) вызывает ряд трудностей. Помимо трудностей методического характера, связанных с учетом начального фактического состояния оборудования, трудностей вычислительного характера в условиях ограниченного времени имеется еще большая неопределенность в исходных данных. Так, например, расчет первой составляющей (7.11) затруднен тем фактором, что часть включенного резерва, имеющаяся в недогруженных агрегатах, обычно обо-

сновывается и экономичностью состава включенного оборудования. Все это привело к тому, что наиболее часто при оперативном планировании пользуются эмпирическими зависимостями $R_{вкл}$ от наиболее существенных факторов. Поэтому обычно

$$R_{вкл} = k_1 \omega_{\max} + k_2 W_{н \max}, \quad (7.12)$$

где $\omega_{\max}$ — мощность наибольшего агрегата в системе; $W_{н \max}$ — максимальная нагрузка в рассматриваемый отрезок времени.

В том случае, когда в ЭЭС нет генераторов, явно выделяющихся по мощности, первую составляющую лучше считать пропорциональной математическому ожиданию числа аварийных отключений в интервале ΔT_k .

$$R_{а.вкл} = k_3 (n \omega \Delta T_k) / T. \quad (7.13)$$

Коэффициенты k_1 , k_2 , k_3 могут определяться либо на основании опыта с использованием ретроспективных методов, либо из предварительных экспериментальных расчетов по критерию (7.11). Опытном эксплуатации выработана следующая практическая рекомендация: *мощность включенного резерва должна быть минимальной, но не менее мощности наиболее крупного включенного агрегата или 2 % от суммарной включенной мощности электростанций ЭЭС.*

Надежность оборудования при оперативно-диспетчерском управлении обеспечивается планированием по возможности наиболее благоприятных режимов его работы, контролем состояния резервных схем питания собственных нужд станций, систем управления режимами и систем противоаварийной автоматики. При техническом и ремонтном обслуживании она решается в основном за счет организации и проведения наиболее качественно плановых ремонтов конкретного оборудования в заданные сроки, организации контроля состояния работающего оборудования, его диагностирования, а в случае аварийного отказа — за счет проведения восстановительных работ в максимально сжатые сроки.

Оперативное управление. Обеспечение надежности на этом этапе осуществляется уточнением ограничений по надежности, накладываемых на состав работающего оборудования и режимы в соответствии с текущим состоянием системы; выводом в плановые ремонты и в резерв оборудования; вводом его в работу после ремонта; устранением возникших ненормальностей и восстановлением нормального режима; ликвидацией затянувшие-

гося аварийного режима путем соответствующих отключений и переключений в сети в случае отказа релейной защиты и автоматики, а в послеаварийных условиях — устранением опасных отклонений параметров режима, создающих угрозу аварийных нарушений; восстановлением питания потребителей, электроснабжение которых было нарушено в результате аварии; вводом при необходимости в работу оборудования, находившегося в резерве; вводом в работу неповрежденных отключившихся элементов; выводом поврежденного оборудования в ремонт и т. п.

Решение всех этих задач осуществляется на основе разработанных на предыдущих этапах планов и рекомендаций, правил эксплуатации и различного рода инструкций, отражающих опыт решения аналогичных задач в прошлом (экспериментальный метод в его ретроспективной модификации). В случае же если конкретно возникшая задача не имеет решения в отмеченных документах, то она решается экспертным методом из-за отсутствия достаточного времени на сбор и обработку необходимой информации и выполнение определенных расчетов. Вместе с тем по мере внедрения быстродействующих вычислительных средств, совершенствования средств сбора и обработки информации, при решении рассматриваемых задач могут использоваться быстродействующие упрощенные алгоритмы («экспресс-алгоритмы»), основанные на использовании статистических методов, матриц чувствительности, качественных оценок и т. д.

Велика роль и технического обслуживания, заключающегося в четком выполнении заданных диспетчером режимов работы оборудования, выполнении при необходимости быстрого пуска невключенного оборудования, находящегося в резерве, и набора на нем нагрузки, постоянном контроле за оборудованием и выявлении на ранних стадиях развития постепенных отказов, реализации в аварийных ситуациях резервных схем питания собственных нужд станций.

Автоматическое управление. Задачи надежности при автоматическом управлении заключаются в основном в обеспечении баланса мощности как по системе, так и по ее отдельным узлам с учетом пропускной способности электрической сети, связывающей узлы с системой. Решение этих задач обеспечивается системами управления нормальными и аварийными режимами: в нормальных

режимах — автоматикой регулирования частоты и мощности, в аварийных — противоаварийной автоматикой. Алгоритмы управления разрабатываются на стадии проектирования системы, а затем уточняются и корректируются на всех предыдущих этапах управления функционирующей системой.

В заключение следует отметить принципиальную особенность критериев принятия решений двух последних этапов (оперативного и автоматического управления) по сравнению с первыми двумя. Если решение задач надежности на этапах долго- и краткосрочного планирования основано на уравнивании противоположных эффектов надежности и экономичности, то на последних двух этапах комплексный критерий (3.1) практически вырождается в минимум ущерба. Локализация и ликвидация последствий аварий, восстановление нормального режима работы производится, как правило, без учета требований экономичности, так как практически эффект от любого возможного повышения экономичности работы сети на небольшом интервале времени протекания аварийных ситуаций несомненно мал по сравнению с возможными ущербами.

§ 7.2. Электрические сети

Наиболее специфичными и основными задачами рассматриваемой части системы являются: учет надежности при выборе схем коммутаций, режимов работы электрической сети и их реализации; обеспечение надежности объектов сети и средств управления. Решение этих задач осуществляется в процессе дальнейшего подразделения их в зависимости от заблаговременности.

Долгосрочное планирование. При решении первой задачи на данном этапе прежде всего возникает необходимость распределения потребного объема ремонта (капитального и текущего) электросетевого оборудования в разрезе года, квартала и месяца. Решение этой задачи выполняется оперативно-диспетчерскими службами. Общая схема расчета может быть следующей. Изучаемый интервал времени разбивается на отрезки, соответствующие разной загрузке сети (например, по сезонам) или по другим отличительным признакам, влияющим на надежность (например, по уровню повреждаемости сети в грозные периоды). Для каждого интервала определяется ущерб $Y_{\Delta i} = Y_{\Delta i}(t_{\text{вк}})$, включающий ущерб от ухудшения экономичности работы сети в виде

функции от длительностей плановых ремонтов тех или иных объектов $t_{пк}$. После этого распределение всего объема плановых ремонтов по интервалам находится из условий

$$\sum_{\Delta t}^T \mathcal{U}_{\Delta t}(t_{пк}) \rightarrow \min; \quad \sum_k t_{пк} \leq t_{п. доп}(\Delta t), \quad (7.14)$$

где второе условие отражает ограничения по мощности ремонтных организаций на интервале времени Δt .

Если имеются какие-либо другие существенные ограничения, например специальные требования по надежности отдельных потребителей и т. п., то они могут быть добавлены в (7.14). Расчет $\mathcal{U}_{\Delta t}$ принципиально возможен с использованием методов и математических моделей, рассмотренных выше. Возможно также применение и экспериментальных методов, прежде всего ретроспективных. Действительно, в условиях эксплуатации много параметров сети, особенно структурных остаются неизменными (или малоизменяющимися). В то же время факторы, влияющие на надежность и поддающиеся управлению в условиях эксплуатации, не всегда могут быть описаны и отображены в терминах и показателях надежности. В этих условиях сеть можно представить в виде «черного ящика», на вход которого подаются воздействия в виде управляемых и неуправляемых факторов в их естественном количественном описании. На выходе «ящика» получают интересующие нас показатели надежности сети, а его содержимое составляют пока неизвестные передаточные коэффициенты. На основе ретроспективных данных определяются передаточные коэффициенты и устанавливается связь показателей надежности сети с управляемыми факторами. В частности, в качестве выходного показателя надежности может быть недоотпуск энергии во всей сети; в качестве входного управляемого параметра — данные о простое установленной мощности трансформаторов и другого сетевого оборудования, время обнаружения повреждения электросилового оборудования, скорость движения транспорта к месту аварии и т. п. К сожалению, данные методы еще недостаточно разработаны.

Определенный по (7.14) план ремонтов оборудования накладывает одно из ограничений на выбор режимов и схему коммутации сети. Второе ограничение, накладываемое на схему коммутации сети, определяется надежностью работы коммутационной аппаратуры и

прежде всего выключателей. Основным требованием, обеспечивающим надежную работу выключателей, является выбор такой схемы коммутации сети, при которой возможные токи короткого замыкания не превышают их отключающую способность, а скорость восстанавливающегося напряжения на контактах не превышает допустимой величины. Третье ограничение, накладываемое на выбор режимов и схему коммутации сети, определяется надежностью работы сети с точки зрения обеспечения необходимых запасов устойчивости, как правило, прежде всего запасов статической устойчивости в нормальной схеме и в наиболее вероятных послеаварийных схемах сети. Это ограничение может наложить запрет на одновременное проведение ремонтов каких-либо элементов, секционирование сети для повышения экономичности ее работы и т. п.

Расчеты, выявляющие наличие двух последних ограничений, выполняются с использованием методов, изучаемых в курсах переходных процессов в электрических сетях и устойчивости энергосистем.

Рассмотренная задача, решаемая оперативно-диспетчерскими службами, должна тесно увязываться по объему ремонтных работ с задачами, решаемыми при планировании годовых работ по техническому обслуживанию и ремонтам. Годовые планы ремонтных работ определяются на основе составленных многолетних планов с учетом расчетных сроков службы электроустановок, данных о состоянии элементов сети, располагаемых трудовых и материальных ресурсов. Основой для планирования объема работ служат нормы по срокам службы и предельным состояниям элементов (нормам отбраковки), которые определяются, в свою очередь, на базе показателей надежности.

Вторая из основных задач — обеспечение надежности объектов сети и средств управления на этапе долгосрочного планирования также решается в процессе оперативно-диспетчерского управления, технического и ремонтного обслуживания. При оперативно-диспетчерском управлении осуществляется планирование и обеспечение наиболее благоприятных для сохранности оборудования (ресурса) режимов его использования, выбор уставок и параметров настройки устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, разработка инструктивных указаний по оперативному ведению режима и эксплуатации средств автоматики. При ремонтном и тех-

ническом обслуживании осуществляется прежде всего установление рациональных норм по срокам работ и отбраковки.

В настоящее время во Всесоюзном научно-исследовательском институте электроэнергетики (ВНИИЭ) разрабатываются методы, математические модели и программы на ЭВМ для определения оптимальных норм с имитацией показателей надежности различных элементов ЛЭП по их прочностным характеристикам, изменяющимся во времени, получаемым из результатов испытаний опор.

Система технического обслуживания и ремонтов сводится к плановым «низовым» осмотрам ЛЭП, аварийным и плановым предупредительным ремонтам (ППР). По существующим нормам «низовые» осмотры должны проводиться не реже одного раза в шесть месяцев, а ППР — не реже одного раза в шесть лет.

Немаловажным фактором в повышении надежности (повышении безотказности и долговечности, снижении времени плановых и особенно аварийных ремонтов) является совершенствование организационных форм ремонтного и технического обслуживания сети и своевременное обеспечение материалами, запасными частями и т. п. Подходы и методы расчета этих задач рассматриваются в курсах по организации и планированию производства.

Краткосрочное планирование. Сформулированные требования надежности к режимам коммутации сети при оперативно-диспетчерском управлении и определенные объемы ремонтных работ при техническом и ремонтном обслуживании на предыдущем этапе здесь подлежат уточнению (в связи с реально складывающейся обстановкой в сети) и дальнейшей конкретизации. В частности, наличие оборудования, находящегося в аварийном ремонте, может вызвать необходимость изменения срока начала планового ремонта того или иного оборудования сети и т. п. Масштабы аварийно-восстановительных работ, имеющие случайный характер, могут потребовать корректировки текущих объемов ремонтных работ.

Обеспечение надежности объектов сети и средств управления при оперативно-диспетчерском управлении осуществляется своевременной корректировкой параметров настройки устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, выполнением анализа аварий с

целью установления причины их возникновения и развития. Последнее необходимо для выявления скрытых дефектов оборудования перед включением его в процессе ликвидации последствий аварий и восстановления нормальных режимов, поскольку повторное включение такого оборудования под напряжение может снова привести к отказу системы и еще большему его повреждению.

При техническом обслуживании надежность обеспечивается созданием наиболее благоприятных условий для работы оборудования (например, режима охлаждения масла в трансформаторах, охлаждения синхронных компенсаторов и т. п.), систематическим диагностированием состояния оборудования с целью выявления на ранних стадиях постепенных отказов, проведением контрольно-профилактических работ средств релейной защиты и автоматики и т. д.

При ремонтном обслуживании надежность обеспечивается в основном качественным выполнением плановых и внеплановых ремонтов оборудования с максимально возможным восстановлением израсходованных ресурсов.

Оперативное управление. На этом этапе надежность обеспечивается на основе дальнейшего уточнения ограничений по условиям надежности, накладываемых на режим и схему коммутации сети (в соответствии с ее текущим состоянием), а также выполнения перечня мероприятий, аналогичных рассмотренным при оперативном управлении генерирующей частью системы. Подобно и решение этих задач. Здесь лишь следует отметить, что задачи оперативно-диспетчерского управления на данном этапе тесно переплетаются с функциями технического и ремонтного обслуживания сети и, как правило, выполняются одними и теми же людьми. Поэтому основные задачи технического обслуживания заключаются в четком выполнении указаний диспетчера по производству переключений на подстанциях сети, сведений к минимуму ошибочных действий и коммутаций. Решение этих задач осуществляется преимущественно на основе инструкций по производству переключений, отражающих богатый предшествующий опыт (экспериментальный метод). Развитие больших аварий в сети во многих случаях связано с неправильными коммутациями оборудования и действиями эксплуатационного персонала.

Основные задачи ремонтного обслуживания заклю-

чаются в максимальном сокращении времени ремонта отказавшего оборудования и в организации проведения плановых ремонтов так, чтобы имелась возможность в любой момент приостановить ремонт и при необходимости в кратчайшее время ввести объект в работу (с последующим окончанием ремонта в более благоприятных для сети условиях). Решение этих задач обеспечивается разработкой и внедрением комплекса соответствующих организационно-технических мероприятий.

Автоматическое управление. Задачи надежности при выборе режимов и схем коммутации возникают в аварийных и послеаварийных ситуациях и заключаются в производстве таких отключений и переключений, которые позволили бы быстро локализовать аварию и уменьшить ее отрицательные последствия на систему и оборудование. Решение этих задач обеспечивается с помощью устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, работающих с установками и по алгоритмам, разработанным и уточненным при проектировании сети на этапах долго- и краткосрочного планирования.

§ 7.3. Роль квалификации, дисциплины персонала и автоматизированной системы диспетчерского управления в обеспечении надежности

Выше отмечалось, что ЭЭС представляет собой большую искусственную человеко-машинную систему, в процесс функционирования которой вовлечены большие коллективы людей. Следовательно, от четкости, качества и «надежности» их работы зависит и надежность работы системы, что требует систематического повышения квалификации и дисциплины персонала во всех звеньях оперативного управления, ремонтного и технического обслуживания. Решение этой задачи в основном обеспечивается:

- научно обоснованной системой подбора, расстановки кадров, в особенности оперативного персонала;
- четким разграничением функций в деятельности каждого работника, в особенности оперативных работников;
- постоянным обобщением опыта эксплуатации, прежде всего выявления причин, хода развития и ликвидации аварий, разработкой инструктивных и других материалов и организацией изучения этих материалов персоналом;

— систематическим изучением персоналом правил техники безопасности и эксплуатации;

— проведением индивидуальных производственных инструктажей;

— выполнением всех переключений и операций с оборудованием строго по инструкции;

— организацией и проведением аварийных игр, тренировок;

— соблюдением строгой дисциплины и т. д.

Однако при возникновении аварий для ускорения их ликвидации местному персоналу должна предоставляться максимально возможная самостоятельность.

Выполнение перечисленных мероприятий в совокупности с многими другими, более частными, является залогом решения электроэнергетиками главной задачи — надежного снабжения народного хозяйства электроэнергией.

Вместе с тем, развитие систем, создание Единой энергетической системы (ЕЭС) страны повышает требования к управлению такими системами с целью обеспечения надежности. При этом на уровне ЕЭС и ОЭС надежность начинает проявляться во всех своих свойствах. Если на уровне электрических сетей и отдельных энергосистем на первом плане проявляются такие свойства, как безотказность и ремонтпригодность, то на уровне ЕЭС и ОЭС проявляются и такие свойства, как режимная управляемость, устойчивоспособность, живучесть. Для выполнения своих функций персоналу диспетчерских служб необходимо постоянно решать большой круг задач: прогнозировать уровни энергопотребления и нагрузок от суток и до года, прогнозировать надежность оборудования, планировать ремонты, прогнозировать располагаемые мощности и разрабатывать балансы мощности и энергии, распределять активные мощности между станциями, выбирать схемы коммутации и состав включенного оборудования, определять и регулировать загрузку оборудования, определять допустимые перетоки по ЛЭП по условиям устойчивости и регулировать перетоки, регулировать частоту, определять допустимые пределы изменения напряжения и обеспечивать их, настраивать и корректировать системы автоматики, релейной защиты и т. д.

Для успешного выполнения столь большого и емкого круга задач персонал диспетчерского управления должен получать и обрабатывать колоссальные объемы инфор-

мации, использовать ее для выработки соответствующих решений и реализовать эти решения. Поскольку решение всех задач происходит постоянно и с ограниченными ресурсами времени, к быстрдействию всех звеньев управления предъявляются весьма высокие требования. Эти требования усугубляются еще специфическими особенностями электроэнергетики: отсутствием складов готовой продукции и быстротечностью процессов в системах. В этих условиях принцип «лучше поздно...» не работает. Его место занимает принцип «либо во-время, либо никогда». Для обеспечения возможности решения столь сложных задач требуется максимально возможная автоматизация работы всех звеньев управления: от сбора и обработки информации, ее сжатия, агрегирования и до управления текущими режимами. Однако темпы усложнения системы, точнее роста сложности решаемых задач, по мере развития ЭЭС еще опережают темпы автоматизации управления. Поэтому человек, как элемент системы управления, остается основным ее звеном. Растет его ответственность и роль в системе управления, особенно роль диспетчера, от которого всецело зависит надежность текущего режима.

Успешное решение диспетчером своих задач возможно только на основе получения им необходимой информации в максимально концентрированной форме, возможности ее быстрой переработки и реализации решений. Получение необходимой информации обеспечивается различными техническими средствами — от создания мнемонических схем системы на диспетчерских щитах, отражающих текущее состояние системы, и до организации возможности вызова любой информации на экраны электроннолучевых трубок. Ускорение обработки информации осуществляется с помощью упрощенных экспресс-алгоритмов, основанных на статистических методах и использовании матриц чувствительности, качественных оценок. Используются также различные вычислительные устройства в качестве советчиков. Разрабатываются различные методы оценки риска аварии при текущем состоянии системы, позволяющие диспетчеру заблаговременно подготовиться и принять необходимые меры, если величина риска превысит допустимую. Например, в литературе [29]—[31] предлагаются методы оценки риска, позволяющие определить вероятность дефицита мощности в период одного из максимумов суточного графика при учете возможности отказов основного и резерв-

ного оборудования, а также неопределенности пика нагрузки. Вероятностные расчеты проводятся для отрезка времени, определяемого длительностью ввода в действие резервного оборудования. В работах [32]—[33] предлагается использовать функцию безопасности, представляющую собой вероятность (степень риска) любого из возможных отказов в заданный момент времени в системе с известной структурой и схемой. На практике предполагается в соответствии с текущими изменениями схемы и структуры системы получать график функции безопасности, чтобы оператор был постоянно снабжен необходимой информацией. В работе [34] для диспетчерского управления предлагается использовать в качестве количественной меры надежности функционирования системы показатель, представляющий математическое ожидание времен работы системы с дефицитом мощности, равным, например, 0, 100, 200... МВт. Однако все эти предложения сложно реализовать из-за вычислительных трудностей, поскольку модели системы должны учитывать время, т. е. должны отражать процессы. Такие модели являются, как было показано в гл. 2, весьма сложными и трудно решаемыми. С другой стороны, нет пока обоснований нормированного значения риска.

Тем не менее совершенствование этих методов и автоматизация расчетов по ним позволяет существенно повысить надежность функционирования системы, так как в дополнение к «хирургическим» средствам обеспечения надежности противоаварийной автоматикой, работающей после отказа, будет работать профилактическая служба, выявляющая на более ранних стадиях опасность аварий и позволяющая принять заблаговременно меры.

Контрольные вопросы

1. Отличие критериев надежности при эксплуатации и проектировании.
2. Какие основные средства обеспечения надежности используются при эксплуатации системы?
3. На какие временные этапы подразделяется решение задач при эксплуатации системы?
4. Основные задачи надежности при эксплуатации генерирующего оборудования системы.
5. Какие задачи надежности возникают при эксплуатации сетей?
6. Какие методы определения надежности используются при решении эксплуатационных задач?
7. Какие ограничения накладывают условия надежности на выбор схемы коммутации сети при планировании в эксплуатации?
8. Как обеспечивается «надежность» персонала — основного звена системы?

Приложение 1. Показатели надежности оборудования

Таблица П 1.1

Вид оборудования	Единица измерения	Характеристики отказов элементов электрических сетей при напряжении оборудования, кВ						
		1150	760	500	330	220	110	35
Воздушные линии электропередачи								
Устойчивые отказы — ω_7 :								
одноцепные	$\frac{\text{отказ}}{100 \text{ км/год}}$	0,4	0,45	0,5	0,8	1,0	1,4	1,5
двухцепные	»	—	—	—	—	—	—	—
отказ одной цепи	»	—	—	—	0,6	0,8	1,0	1,0
отказ двух цепей	»	—	—	—	0,2	0,2	0,4	0,5
Отказ двух цепей, проходящих по одной трассе	»	—	—	0,05	0,1	—	—	—
Неустойчивые отказы — ω_8	»	0,3	0,35	0,4	1,6	2,4	3,2	3,3
Автотрансформаторы и трансформаторы								
	$\frac{\text{отказ}}{\text{год}}$	0,3	0,2	0,1	0,05	0,02	0,01	0,01
Выключатели								

Упрощенная модель выключателя]	Воздушные	В цепях ВЛ:								
		разрыв цепи — ω_4	$\frac{\text{отказ}}{\text{год}}$	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,10
		отключение смежных элементов — ω_3	»	0,2	0,2	0,2	0,2	0,15	0,1	0,08
		В других цепях:								
		разрыв цепи — ω_4	»	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06	0,07	0,10
		отключение смежных элементов — ω_3	»	0,08	0,08	0,08	0,07	0,06	0,05	0,04

Упрощенная модель выключателя	Масляные									
	В цепях ВЛ:									
	разрыв цепи — ω_4	Отказ								
		год	—	—	—	—	0,01	0,01	0,01	
	отключение смежных элементов — ω_3	»	—	—	—	—	0,07	0,03	0,02	
	В других цепях:									
	разрыв — ω_4	»	—	—	—	—	0,01	0,01	0,01	
		»	—	—	—	—	0,01	0,01	0,01	
Полная модель выключателя										
		в статическом состоянии** —	10 ⁻² , от аз	1,4	1,0	0,7	0,5	0,5	0,4	1,2
		ω_3	год	5,6	4,2	3,3	2,7	2,3	2,2	6,2
		при оперативных переключениях* —	10 ⁻² , отказ	0,4	0,4	0,03	0,03	0,07	0,07	0,03
		$\rho_{откл}$	опер.	0,15	0,16	0,17	0,17	0,23	0,33	0,17
		при отключении сверхтоков (к. з.) —	»	6,0	6,0	6,0	3,0	2,0	1,5	1,5
		$\rho_{откл}^{свер}$								
		в статическом состоянии** —	10 ⁻² , отказ	—	—	—	—	0,14	0,3	0,15
		ω_3	год	—	—	—	—	0,5	0,9	0,68
		при оперативных переключениях* —	10 ⁻² , отказ	—	—	—	—	0,01	0,01	0,003
		$\rho_{откл}^{свер}$	опер.	—	—	—	—	0,05	0,03	0,01
		при отключении сверхтоков (к. з.) —	»	—	—	—	—	1,0	0,6	0,6
		$\rho_{откл}^{свер}$								

Отделители — ω	отказ год	—	—	—	—	0,04	0,02	0,01
Короткозамыка- тели — ω	»	—	—	—	—	0,03	0,01	0,005
Сборные шины (на присоедине- ние) — ω	»	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01

* Среднегодовое количество операций для линейных выключателей на-
пряжением 330—1150 кВ составляет 10, напряжением 35—220 кВ — 15, для
трансформаторных выключателей — 6.

** В числителе — частота отказов, приводящих к отключению смежных
элементов (развитие отказа); в знаменателе — частота отказов, приводящих
к разрыву цепи.

Таблица П 1.2

Вид оборудования*	Средние времена аварийного простоя основных элементов электрических сетей 35—1150 кВ, 10 ⁻³ год/отказ при напряжении оборудования, кВ						
	1150	750	500	330	220	110	35
Воздушные линии электропередачи:							
одноцепные	1,5	1,2	1,0	0,9	0,7	0,5	0,9
двухцепные							
— одной цепи	—	—	—	—	0,2	0,4	0,8
— двух цепей	—	—	—	—	4,0	3,0	2,5
Автотрансформато- ры и трансформато- ры**:							
в аварийном ремон- те	400	350	300	250	80	60	45
при замене пере- движным трансфор- матором	—	—	—	—	25	20	10
Выключатели	15	12	10	7,0	5,0	2,5	1,5
Короткозамыкатели и отделители	—	—	—	—	0,4	0,4	0,4
Сборные шины	0,9	0,8	0,7	0,6	0,4	0,2	0,2

* Длительность отключения поврежденного элемента от сети в схемах с
обходной системой шин составляет $0,06 \cdot 10^{-3}$ год/отказ; в мостиковых схемах —
0,03; в схемах РУ 35—220 кВ для шунтирования выключателя (отделителя) —
0,4; в любых схемах поврежденного короткозамыкателя — 0,03. Указанные
длительности даны для подстанций с постоянным дежурным персоналом и их
следует увеличить на $0,05 \cdot 10^{-3}$ при дежурстве на дому и на $0,2 \cdot 10^{-3}$ при об-
служивании выездными бригадами.

** Среднее время восстановления поврежденной фазы (однофазного транс-
форматора) при установленной на подстанции резервной фазе составляет
 $1,1 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ без перекатки и $9 \cdot 10^{-3}$ лет/отказ с перекаткой фазы.

Таблица П 1.3

Вид оборудования	Относительные длительности плановых ремонтов, %, основных элементов электрических сетей при напряжении оборудования, кВ						
	1150	750	500	330	220	110	35
Воздушные линии электропередачи	1,5	1,4	1,2	0,9	0,7	0,5	0,4
Автотрансформаторы и трансформаторы	1,2	1,1	1,0	0,95	0,85	0,75	0,6
Выключатели:							
воздушные	5,0	4,5	4,0	3,0	2,0	1,0	0,5
масляные	—	—	—	—	0,85	0,65	0,2
Отделители и короткозамыкатели	—	—	—	—	0,09	0,05	0,03
Сборные шины	0,09	0,08	0,07	0,06	0,04	0,02	0,02

Относительные длительности аварийных простоев (q), %, для различных типов станций приведены ниже:

ТЭС с поперечными связями	2,0
КЭС с блоками 150—200 МВт*	4,0—6,0
КЭС и ТЭЦ с блоками 250—300 МВт*	5,0—9,0
КЭС с блоками 500—800 МВт*	7,0—12,0
ГЭС**	2,0—3,0

* Большая из указанных величин относится к первым серийным агрегатам данного типа, меньшая — к агрегатам, выпущенным через пять лет и более после начала выпуска серии.

** Большая из величин относится к крупным гидрогенераторам.

Среднегодовые продолжительности простоев, дни, в капитальном ремонте ($\bar{t}_{п.к}/T_k$) для различных типов агрегатов приведены ниже:

Гидроагрегаты	15
Агрегаты ТЭС с поперечными связями	15
Энергоблоки мощностью, МВт:	
50—200	18
300	24
500—800	30
1200	36
Энергоблоки АЭС	45

Таблица П 1.4

Тип устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики	Ориентировочные показатели надежности устройства релейной защиты и противоаварийной автоматики при срабатывании			Вероятность отказа $P_{отказ}$, $\times 10^{-3}$
	ложных	излишних		
		частота ω , отказ/год $\times 10^{-3}$	вероятность на требование вне зоны* $P_{изл. о. с.} \times 10^{-3}$	
Дифференциально-высоко- частотная защита типа ДФЗ-2	1,0	0,2	1,9]	0,24
Фильтровая высоко- частотная направленная защита типов ПЗ-162, ПЗ-164, ПЗ-164А	4,0	0,2	1,8,	0,78
Дистанционные защи- ты типов: ПЗ-156, ПЗ-157, ПЗ-158 с высокочастотной бло- кировкой	0,68	0,3	2,70	0,59
ПЗ-156, ПЗ-157, ПЗ-158 без высокочастотной блокировки	0,77	0,1	0,73	0,57
ПЗ-151, ПЗ-152 и ПЗ-153	0,07	0,02	0,18	0,80
Дифференциальная защита шин 110 кВ и выше	0,42	0,1	1,10	2,90
Устройство резерви- рования при отказе вы- ключателя (УРОВ)	0,28	0,03	0,28	6,30
Дифференциальная защита трансформато- ров	0,14	0,03	0,56	2,20
Газовая защита тран- сформаторов с действи- ем на отключение	0,45	—	0,10	0,30
Продольная диффе- ренциальная защита ге- нераторов	0,05	0,1	0,07	0
Автоматы: повторного вклю- чения линий 110— 330 кВ	—	—	—	0,72
подстанций	0,70	—	—	12,0
частотной разгрузки	0,17	—	0,25	0,16
Автоматическое уст- ройство разгрузки при отключении участков электропередачи	—	—	—	0,03

* Ориентировочная оценка.

Приложение 2. Характеристики удельных ущербов предприятий

Таблица П 2.1

Наименование отрасли и предприятия	U_0 , руб/(кВт·ч) X_{α}	$U_{\text{вн}}$, руб/кВт, при продолжительности отключения, ч			α	$\% \text{ тех.}$	$U_0 \text{ max}$ (и при длительном дефиците электроэнергии), руб/(кВт·ч)	$U_0 \text{ min}$ (и при плановых отключениях), руб/(кВт·ч)
		0,5	1	3				
Топливная промышленность								
Добыча нефти	0,4	3,5	3,5	3,5	8	12	0,60	0,10
Нефтепереработка	0,6	1,5	1,5	1,5	1	90	1,00	0,15
Шахты	0,2	0,2	0,3	0,8	4	20	0,35	0,10
Гидрошахты	0,15							
Разрезы Кузбасса	0,30	0,15	0,15	0,15	1	5	0,4	0,25
Разрезы Хакассии	0,25							
Разрезы Восточной Сибири	0,15							
Добыча торфа	0,25	0	0	0	0	0	0,35	0,15
Черная металлургия								
Горно-обогатительные комбинаты (ГОК)	0,15	0,35	0,45	0,7	3,0	35	0,35	0,05
Металлургический завод полного цикла	0,4	2,9	4,0	8,0	2	33	0,60	0,20
Трубопрокатный завод	0,3	0,5	0,5	0,5	4	33	0,45	0,10
Завод ферросплавов	0,1	0,07	0,10	0,35	4	5	0,35	0,02
Металлургические производства высококачественных сталей	0,25	0,5	0,1	0,1	5	20	0,35	0,10

Цветная металлургия

Глиноземный завод (на базе нефелина)	0,15	10	11	12	2	10	0,35	0,10
Алюминиевый завод	0,10	0	0,05	0,35	16	5	0,35	0,02
Медеплавильный завод	0,40	0,30	0,50	1,6	20	5	0,55	0,25

Химическая промышленность

Серный карьер и рудники	1,5	0,15	0,15	0,15	1	5	2,00	0,90
Фосфорный карьер и обогащательная фабрика	0,25	0,15	0,15	0,15	1	5	0,40	0,15
Суперфосфатный завод	0,15	0,20	0,30	0,80	3	50	0,35	0,10
Содовый завод	0,60	25,0	30,0	42,0	5	35	0,90	0,35
Завод азотно-туковых удобрений	0,10	2,1	3,0	5,0	15	10	0,35	0,01
Завод вискозного шелка	0,70							
Завод вискозного штапельного волокна	0,40							
Завод вискозного корда	0,40							
Завод ацетатного шелка	0,90	9,7	9,7	9,7	3	10	1,50	0,15
Завод капронового волокна	0,60							
Завод волокна «лавсан»	0,60							
Завод волокна «нитрон»	0,50							
Лакокрасочный завод	0,30	6,3	6,3	6,3	22	10	0,50	0,05
Химформзавод	0,30	100,0	100,0	100,0	2	60	0,50	0,10
Электрохимкомбинат	0,20	0,3	0,5	0,5	2	50	0,45	0,10
Производство смол и пластмасс	0,80	0,3	2,0	2,0	2	30	1,20	0,20
Карбидный завод	0,10	0,10	0,15	0,26	2,0	30	0,60	0,10

Нефтехимическая промышленность

Нефтехимический комбинат по производству продуктов основного органического синтеза	1,00	4,8	12,5	27,5	2	60	2,00	0,35
--	------	-----	------	------	---	----	------	------

Наименование отрасли и предприятия	μ_0 руб/(кВт·ч)	$\mu_{\text{нп}}$ руб/(кВт, при продолжительности отключения, ч			α	Δ %	μ_0 ппх " (в при для- тельном дефи- ците электро- энергии), руб/(кВт·ч)	μ_0 min (в при плано- вых отключе- ниях), руб/(кВт·ч)
		0,5	1	3				
Шинный завод	0,60	6,5	6,5	6,5	3	50	1,20	0,15
Завод асбестовых технических изделий	0,20	0,15	0,20	0,20	3	50	0,35	0,10
Завод резинотехнических изделий	0,60	2,0	2,0	2,0	3	50	1,20	0,10
Машиностроение и металлообработка								
Завод металлорежущего оборудования при наличии заготовительных цехов	0,20	0,6	1,7	2,2	7	27	0,35	0,10
То же, без заготовительных цехов	0,40	0,60	1,70	2,20	7	27	0,80	0,20
Завод турбостроения	0,25	2,50	5,30	15,0	6	30	0,40	0,10
Завод подъемно-транспортного оборудования	0,6	2,5	5,3	15,0	6	30	1,00	0,20
Завод котлостроения	0,4						0,70	0,15
Завод химического оборудования	0,80						1,40	0,25
Завод по производству оборудования для цементной промышленности	0,40	0,7	1,5	1,5	3	35	—	—
							0,70	0,15
Завод автогрейдеров	0,50						0,80	0,15
Завод экскаваторов	1,20						2,00	0,40
Комбайновый завод	0,80						1,50	0,15
Завод сельскохозяйственного машиностроения	0,60	1,7	1,7	1,7	1	35	0,90	0,20

Продолжение табл. П 2.1

242

Завод крупных бетонных блоков на лег- ких бетонах	0,40					0,60	0,20
	0,40					0,60	0,35
Завод силикатных крупноразмерных де- талей из гладкой и ячеистой массы	0,40	0,6	0,7	0,8	20	5	
Завод силикатных изделий из плотных ячеистых масс	0,40						0,20
Бетонный завод	1,60						0,10
Керамико-плиточный завод	0,40	0,2	0,25	0,40	3	5	0,15
Легкая промышленность							
Хлопкозавод	3,00	—	—	—	—	5	0,30
Хлопчатобумажный комбинат	0,50						0,35
Камвольно-суконный комбинат	1,50	6,0	6,0	6,0	5	30	0,20
Комбинат шелковых тканей из штапель- ного волокна	0,25	4,0	4,1	4,3	7	30	0,10
Ситценабивная фабрика	0,90	8,0	10,0	20,0	7	30	0,70
Чулочно-носочная фабрика	2,00						0,65
Фабрика бельевого трикотажа	2,20	0,1	0,1	0,1	1	5	0,60
Фабрика верхнего трикотажа	5,00						0,65
Швейная фабрика	4,00	0,1	0,1	0,1	1	5	0,60
Кожевенный комбинат	0,70	0,4	0,4	0,4	5	5	0,10
Обувная фабрика	1,50	1,60	2,1	2,1	7	5	0,35

Наименование отрасли и предприятия	$\% \text{ от } X_q$ руб/(кВт·ч)	$\% \text{ от } X_q$ руб/(кВт·ч) при продолжительности отключения, ч			α	$\% \text{ от } X_q$	$\% \text{ от } X_q$ (и при длительном дефиците электроэнергии), руб/(кВт·ч)	$\% \text{ от } X_q$ (и при плановых отключениях), руб/(кВт·ч)
		0,5	1	3				
Пищевая промышленность								
Мелькомбинат	1,20	0,8	0,8	0,8	4	5	2,50	0,15
Хлебозавод	0,8	15,8	22,0	29,0	2	30	2,0	0,30
Завод овощных и фруктовых консервов	1,80	0,2	10,0	17,5	5	30	3,20	0,50
Прочие предприятия пищевой промышленности	1,00	2,5	6,0	9,0	5	30	3,00	0,70
Прочие отрасли промышленности								
Прочие отрасли промышленности	0,8	—	—	—	—	10	1,50	0,20
Строительство	1,00	0	0	0	0	10	1,50	0,80
Транспорт	—	—	—	—	—	—	—	—
Электрифицируемая железная дорога *	0,40	—	—	—	—	—	0,60	0,20
Газопроводы*								
Газопроводы*	0,30	0	0	0	0	0	0,50	0,15
Коммунально-бытовой сектор								
Коммунально-бытовой сектор	1,50	0	0	0	0	0	2,20	0,80
Сельское хозяйство	1,50	—	—	—	—	—	2,20	0,80

* Без учета простоев или снижения производительности на смежных участках.

Приложение 3. Значение функции $\Phi^*(x)$

$$\Phi^*(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^x e^{-t^2/2} dt$$

Таблица П 3.1

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0,0	0,00000	00 399	00 798	01 197	01 595	01 994	02 392	02 790	03 188	03 586
0,1	03 983	04 380	04 776	05 172	05 567	05 962	06 356	06 749	07 142	07 535
0,2	07 926	08 317	08 706	09 095	09 483	09 871	10 257	10 642	11 026	11 409
0,3	11 791	12 172	12 552	12 930	13 307	13 683	14 058	14 431	14 803	15 173
0,4	15 542	15 910	16 276	16 640	17 003	17 364	17 724	18 082	18 439	18 793
0,5	19 146	19 497	19 847	20 194	20 540	20 884	21 226	21 566	21 904	22 240
0,6	22 575	22 907	23 237	23 565	23 891	24 215	24 537	24 857	25 175	25 490
0,7	25 804	26 115	26 424	26 730	27 035	27 337	27 637	27 935	28 230	28 524
0,8	28 814	29 103	29 389	29 673	29 955	30 234	30 511	30 785	31 057	31 327
0,9	31 594	31 859	32 121	32 381	32 639	32 894	33 147	33 398	33 646	33 891
1,0	34 134	34 375	34 614	34 850	35 083	35 314	35 543	35 769	35 993	36 214
1,1	36 433	36 650	36 864	37 076	37 286	37 493	37 698	37 900	38 100	38 298

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
1,2	38 493	38 686	38 877	39 065	39 251	39 435	39 617	39 796	39 973	40 147
1,3	40 320	40 490	40 658	40 824	40 988	41 149	41 308	41 466	41 621	41 774
1,4	41 924	42 073	42 220	42 364	42 507	42 647	42 786	42 922	43 056	43 189
1,5	43 319	43 448	43 574	43 699	43 822	43 943	44 062	44 179	44 295	44 408
1,6	44 520	44 630	44 738	44 845	44 950	45 053	45 154	45 254	45 352	45 449
1,7	45 543	45 637	45 728	45 818	45 907	45 994	46 080	46 164	46 246	46 327
1,8	46 407	46 485	46 562	46 638	46 712	46 784	46 856	46 926	46 995	47 062
1,9	47 128	47 193	47 257	47 320	47 381	47 441	47 500	47 558	47 615	47 670
2,0	47 725	47 778	47 831	47 882	47 932	47 982	48 030	48 077	48 124	48 169
2,1	48 214	48 257	48 300	48 341	48 382	48 422	48 461	48 500	48 537	48 574
2,2	48 610	48 645	48 679	48 713	48 745	48 778	48 809	48 840	48 870	48 899
2,3	48 928	48 956	48 983	49 010	49 036	49 061	49 086	49 111	49 134	49 158
2,4	49 180	49 202	49 224	49 245	49 266	49 286	49 305	49 324	49 343	49 361
2,5	49 379	49 396	49 413	49 430	49 446	49 461	49 477	49 492	49 506	49 520
2,6	49 534	49 547	49 560	49 573	49 585	49 598	49 609	49 621	49 632	49 643
2,7	49 653	49 664	49 674	49 683	49 693	49 702	49 711	49 720	49 728	49 736
2,8	49 744	49 752	49 760	40 767	49 774	49 781	49 788	49 795	49 801	49 807
2,9	49 813	49 819	49 825	49 831	49 836	49 841	49 846	49 851	49 856	49 861
3	49 865	49 903	49 931	49 952	49 966					
3,5	4 997 674									
4,0	4 999 683									
4,5	4 999 966									
5,0	4 999 997 133									

$$\Phi(x) = 0,5 + \Phi^*(x); \quad \Phi(-x) = 0,5 - \Phi^*(x)$$

Приложение 4. Основные понятия, аксиомы и теоремы из теории вероятностей, математической статистики

Событие — всякий факт, который в результате опыта может произойти или не произойти.

Если в результате опыта непременно должно появиться хотя бы одно из нескольких данных событий, то эти события образуют *полную группу событий*.

Суммой нескольких событий $A_1, A_2, A_3, \dots, A_n$ называется событие B , состоящее в появлении хотя бы одного из этих событий:

$$B = A_1 + A_2 + A_3 + \dots + A_n. \quad (\text{П.1})$$

Произведением нескольких событий $A_1, A_2, A_3, \dots, A_n$ называется событие C , состоящее в совместном появлении всех событий:

$$C = A_1 \cdot A_2 \cdot A_3 \cdot \dots \cdot A_n. \quad (\text{П.2})$$

Каждому случайному событию A поставлено в соответствие неотрицательное число $P(A)$, называемое его *вероятностью*.

Вероятность события представляет собой численную меру степени объективной возможности (частоты) появления этого события.

В качестве единицы измерения принимают вероятность достоверного события. Все другие события — возможные, но не достоверные — будут характеризоваться вероятностями, меньшими единицы, составляющими какую-либо долю единицы.

Вероятность события A , вычисленная при условии, что имело место другое событие B , называется *условной вероятностью* события A и обозначается как

$$P_{\text{усл}}(A) = P(A/B) = P_B(A). \quad (\text{П.3})$$

Теорема сложения вероятностей: для произвольных событий A и B вероятность суммы этих событий выражается формулой

$$P(A + B) = P(A) + P(B) - P(A \cdot B). \quad (\text{П.4})$$

Теорема умножения вероятностей: вероятность произведения двух событий равна произведению вероятности одного из них на условную вероятность другого, вычисленную при условии, что первое имело место:

$$P(A \cdot B) = P(A) P(B/A) = P(B) P(A/B). \quad (\text{П.5})$$

Из этой теоремы вытекают два следствия:

— если событие A не зависит от события B , то событие B не зависит от события A ;

— вероятность произведения двух независимых событий равна произведению вероятностей этих событий.

Формула полной вероятности: если событие B может осуществляться с одним из n несовместимых событий $A_1, A_2, \dots, A_n$, образующих полную группу и обычно называемых гипотезами, то полная вероятность события B определяется формулой

$$P(B) = \sum_{i=1}^n P(A_i) P(B/A_i). \quad (\text{П.6})$$

Формула Бернулли: если произошло последовательно n независимых опытов, в каждом из которых событие A может про-

изойти с одной и той же вероятностью q , то вероятность того, что событие A произойдет ровно m раз, определяется по формуле Бернулли или по биномиальному распределению

$$P_n(m) = C_n^m q^m (1-q)^{n-m}, \quad (\text{П.7})$$

где

$$C_n^m = n! / m! (n-m)!. \quad (\text{П.8})$$

Случайной величиной X называется величина, которая в результате опыта может принять то или иное значение, причем неизвестно заранее, какое именно.

Дискретная случайная величина — величина, принимающая только отделенные друг от друга значения, которые можно заранее перечислить.

Непрерывная случайная величина — величина, возможные значения которой непрерывно заполняют некоторый промежуток.

Если дискретная случайная величина X принимает значения $x_1, x_2, x_3, \dots, x_m$ с заданными вероятностями $P_1, P_2, P_3, \dots, P_m$, то соотношение, устанавливающее связь между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями, называется *законом распределения*.

Непрерывная случайная величина имеет бесчисленное множество возможных значений, сплошь заполняющих некоторый промежуток. А так как сумма вероятностей отдельных значений случайной величины равна единице, то вероятность каждого значения должна стремиться к нулю. Поэтому вводится другая количественная характеристика — *функция распределения*, показывающая не вероятность события $X=x_1$, как закон распределения, а вероятность события $X < x$, где x — некоторая текущая переменная:

$$F(x) = P(X < x). \quad (\text{П.9})$$

Функция $F(x)$ существует как для прерывных, так и непрерывных случайных величин. Ее свойства:
является неубывающей, т. е.

$$-F(x_2) \geq F(x_1) \text{ при } x_2 > x_1; \quad (\text{П.10})$$

$$F(x) \rightarrow 0 \text{ при } x \rightarrow -\infty; \quad (\text{П.11})$$

$$F(x) \rightarrow 1 \text{ при } x \rightarrow +\infty; \quad (\text{П.12})$$

$$P(a < x < b) = F(b) - F(a). \quad (\text{П.13})$$

Плотность распределения

$$f(x) = dF(x)/dx. \quad (\text{П.14})$$

Элемент вероятности dP — вероятность того, что случайная величина X попадает на интервал dx около значения x :

$$dP = f(x) dx. \quad (\text{П.15})$$

Наибольшее применение в практических задачах надежности находят показательные (экспоненциальные) и нормальные теоретические функции распределения для непрерывных случайных величин и закон Пуассона для дискретных случайных величин.

Показательное (экспоненциальное) распределение имеет следующий вид:

$$F(x) = \begin{cases} 1 - e^{-\lambda x} & \text{при } x \geq 0, \lambda > 0; \\ 0 & \text{при } x < 0 \end{cases} \quad (\text{П.16})$$

$$f(x) = \begin{cases} \lambda e^{-\lambda x} & \text{при } x \geq 0, \lambda > 0; \\ 0 & \text{при } x < 0. \end{cases}$$

Нормальное распределение

$$\left. \begin{aligned} F(x) &= \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-(t-a)^2/2\sigma^2} dt; \\ f(x) &= \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-(x-a)^2/2\sigma^2}. \end{aligned} \right\} \quad (\text{П.17})$$

Значения интеграла вероятностей и выражение $\Phi(x) = F(x) \Big|_{\sigma=0}^{\sigma=1}$ приведены в ПЗ.1.

Закон Пуассона позволяет определить вероятность того, что случайная величина, значениями которой могут быть только целые, неотрицательные числа, примет определенное значение:

$$P_m = \frac{a^m}{m!} e^{-a}. \quad (\text{П.18})$$

Математическое ожидание (среднее значение) случайной величины X , принимающей дискретные значения $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$, с вероятностями $P_1, P_2, P_3, \dots, P_n$ определяется как

$$M[X] = \bar{X} = \sum_{i=1}^n P_i x_i. \quad (\text{П.19})$$

Для непрерывной случайной величины математическое ожидание определяется как

$$\bar{X} = \int_{-\infty}^{+\infty} x f(x) dx. \quad (\text{П.20})$$

Так, имеем:

для экспоненциального распределения

$$\bar{X} = \int_0^{\infty} x \lambda e^{-\lambda x} dx = \frac{1}{\lambda}; \quad (\text{П.21})$$

для нормального

$$\bar{X} = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{+\infty} x e^{-(x-a)^2/2\sigma^2} dx = a; \quad (\text{П.22})$$

для закона Пуассона

$$\bar{X} = a. \quad (\text{П.23})$$

Основные свойства математического ожидания:

математическое ожидание постоянной C равно этой же постоянной:

$$M[C] = C; \quad (\text{П.24})$$

постоянный множитель выносится за знак математического ожидания:

$$M[CX] = CM[X]; \quad (\text{П.25})$$

математическое ожидание суммы любых случайных величин (как угодно связанных) равно сумме их математических ожиданий:

$$M[X + Y] = M[X] + M[Y]; \quad (\text{П.26})$$

математическое ожидание произведения независимых случайных величин равно произведению их математических ожиданий:

$$M[XY] = M[X] M[Y]. \quad (\text{П.27})$$

Дисперсия определяется как математическое ожидание квадрата отклонения случайной величины от ее математического ожидания:

$$D[X] = D_x = M[(X - \bar{X})^2] = \int_{-\infty}^{+\infty} (x - \bar{X})^2 f(x) dx. \quad (\text{П.28})$$

Дисперсия экспоненциального распределения

$$D_x = 1/\lambda^2; \quad (\text{П.29})$$

— нормального распределения

$$D_x = \sigma^2; \quad (\text{П.30})$$

— закона Пуассона

$$D_x = a. \quad (\text{П.31})$$

Основные свойства дисперсии:

дисперсия постоянной C равна нулю:

$$D_C = 0; \quad (\text{П.32})$$

постоянный множитель выходит за знак дисперсии в квадрате:

$$D[CX] = C^2 D[X]; \quad (\text{П.33})$$

дисперсия суммы попарно независимых случайных величин равна сумме дисперсии слагаемых:

$$D\left[\sum_{k=1}^m X_k\right] = \sum_{k=1}^m D[X_k]. \quad (\text{П.34})$$

Среднеквадратичное отклонение случайной величины определяется как

$$\sigma = \sqrt{D_x}. \quad (\text{П.35})$$

Если произведена серия из n независимых опытов, в каждом из которых могло появиться или не появиться некоторое событие A , то отношение числа опытов m , в которых появилось событие A , к

общему числу произведенных опытов называется *частотой события A* или *статистической вероятностью события A*:

$$\hat{P}(A) = m/n. \quad (\text{П.36})$$

Оценку математического ожидания, удовлетворяющую условию состоятельности и несмещенности, можно произвести по формуле

$$\hat{X} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i. \quad (\text{П.37})$$

Дисперсия, удовлетворяющая этим же условиям, оценивается по формуле

$$\hat{D}_x = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{X})^2. \quad (\text{П.38})$$

Центральная предельная теорема позволяет определить закон распределения случайной величины, которая может быть представлена как сумма других величин. Согласно этой теореме, если исследуемая случайная величина может быть представлена в виде суммы достаточно большого числа независимых (или слабо зависимых) элементарных слагаемых, каждое из которых в отдельности сравнительно мало влияет на сумму, то закон распределения этой случайной величины приближается к нормальному при увеличении числа слагаемых.

Практически центральной предельной теоремой можно пользоваться и тогда, когда имеет место сумма сравнительно небольшого числа случайных величин. Опыт показывает, что когда число слагаемых порядка десяти (а часто и меньше), закон распределения суммы обычно может быть заменен нормальным.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 13377—75. Надежность в технике. Термины и определения — М., 1975.
2. Надежность систем энергетики. Терминология. Сборник рекомендуемых терминов. Вып. 95. — М.: Наука, 1980.
3. Гнеденко Б. В., Беляев Ю. К., Соловьев А. Д. Математические методы в теории надежности. — М.: Наука, 1965.
4. Рябинин И. А., Киреев Ю. Н. Надежность судовых электроэнергетических систем и судового электрооборудования. — Л.: Судостроение, 1974.
5. Руденко Ю. Н., Чельцов М. Б. Надежность и резервирование в электроэнергетических системах. Методы исследования. — Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1974.
6. Электрические системы. Кибернетика электрических систем / Под ред. В. А. Веникова — М.: Высшая школа, 1974.
7. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем. — М.: Энергия, 1974.
8. Гук Ю. Б. Основы надежности электроэнергетических установок. — Л.: Изд-во Ленинградского ун-та, 1976.
9. ГОСТ 13216—74. Приборы и средства автоматизации ГСП. Надежность. Общие технические требования и методы испытаний. М., 1975.
10. Смирнов Н. В., Дудин-Барковский И. В. Курс теории вероятностей и математической статистики. — М.: Наука, 1969.
11. Пустыльник Е. И. Статистические методы анализа и обработки наблюдений. — М.: Наука, 1968.
12. Шор Я. Б., Кузьмин Ф. И. Таблицы для анализа и контроля надежности. М., 1968.
13. Гусейнов Ф. Г., Халилов Ч. С., Сафарова Т. Х. Ретроспективный анализ надежности системы при изменении параметров ее элементов в некотором интервале. — В кн.: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 16. — Грозный, 1978, с. 120—128.
14. Фархадзаде Э. М., Мамед-Велиев В. К. Устойчивость решения задач теории надежности. — Электричество, 1980, № 5, с. 12—15.
15. Константинов Б. А., Лосев Э. А. Логико-аналитический метод. Расчет надежности восстанавливаемых систем электроснабжения. — Электричество, 1971, № 12, с. 37—43.
16. Мелentyев Л. А. Оптимизация развития и управления больших систем энергетики. — М.: Высшая школа, 1976.
17. Правила устройства электроустановок. — М.: Энергия, 1965.
18. Автоматизация управления энергообъединениями / Под ред. С. А. Савалова. — М.: Энергия, 1979.
19. Лялик Г. Н. Резерв мощности и методы его определения при перспективном проектировании. — В кн.: Вопросы обоснования и выбора параметров развивающихся энергосистем. Труды ин-та «Энергосетьпроект». Вып. 4. — Энергия, 1974, с. 3—15.
20. Народное хозяйство СССР в 1969 г. Статистический ежегодник. — М.: Статистика, 1970.
21. Народное хозяйство в 1974 г. Статистический ежегодник. — М.: Статистика, 1975.
22. Гусейнов Ф. Г., Сафарова Т. Х. Прогнозирование показателей надежности элементов электроэнергетических систем. — В кн.: Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. Вып. 8. — Иркутск, 1975, с. 235—242.

23. Справочник по проектированию электроэнергетических систем/Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. — М.: Энергия, 1977.

24. Оге Ж., Бергунью Ж., Дору Ж. К., Пуже Ж. Вероятностный анализ надежности энергетической системы (модель PERU). — В кн.: Режимы работы энергетических систем. Переводы докладов XXIII сессии СИГРЭ/Под ред. В. А. Веникова. — М.: Энергия, 1972, с. 95—104.

25. Doby Y. C. A probabilistic model for an overall study of power transmission network supply reliability — Proceeding of PSCC, 1972.

26. Billinton R., Singh C. Static generating capacity reliability evaluation — Proceedings of PSCC, 1972.

27. Hall J. D., Ringlee R. J., Wood A. J. Frequency and duration methods for power system reliability calculation — part 1 — generation, system model. — «IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems», vol. PAS—87. 1968. № 9, p. 1787—1796.

28. Иткин Е. А. Выбор величины и размещение резервов активной мощности в планируемой многоузловой электроэнергетической системе с учетом дискретности ввода генерирующих мощностей. — В кн.: Вопросы обоснования и выбора параметров развивающихся энергосистем. Тр. института «Энергосетьпроект». — М.: Энергия, 1974, вып. 4, с. 46—49.

29. John R. S. Probe operational reliability with probability techniques. — «Electrical World», vol. 170. 1970. № 10, p. 70—72.

30. Austine L. T., Burke R. E., Casey J. E., Application of pobality methods to determination of spinning reserve requirements for the Pennsylvania — New Jersey — Maryland interconnections. — «IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems», vol. PAS—82, October, 1963, p. 726—735.

31. Gawer L. L. Reserve planning using outage probabilities and load uncertainties. — I bid., vol. PAS—89. 1970, № 4, p. 514—521.

32. Patton A. D. Short—terne reliability calculations. — «IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems», vol. PAS.—89. 1970. № 4.

33. Patton A. D. Scurity assessment and control by probability methods, — Proceedings of PSCC, 1972.

34. Przyluski A., Peszczynska S. The method of availability assessment of power system generating capacity in short term planning — Proceedings of PSCC. 1972.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

- Безопасность 14
Безотказность 14, 19
- Вероятность безотказной работы 19, 57, 67
— восстановления работоспособности 26
— заставить объект в неработоспособном состоянии (коэффициент неготовности) 32, 57, 59, 66, 70, 128, 145, 170, 177
Время восстановления работоспособности среднее 27
- Долговечность 14, 25
- Живучесть 14
- Закон (логический) инверсий 47
— переместительный (коммутативный) 47
— распределительный (дистрибутивный) 47
— сочетательный (ассоциативный) 47
- Интенсивность восстановления 26, 68
— отказов 20, 58
— потока отказов 24
- Коэффициент готовности 29, 58, 66
— оперативной готовности 32
— технического использования 32
- Надежность 13, 18
Наработка 13
— на отказ 25
— до отказа, средняя 22, 32
Недоотпуск энергии, средний 33, 141, 143, 175, 183
- Обслуживание техническое 18
Объект 10
— восстанавливаемый 12
— невосстанавливаемый 12
Операция (логическая) отрицания 47
— конъюнкции 47
— дизъюнкции 47
— поглощения 47
— склеивания 48
- Параметр потока отказов 24
Показатели надежности единичные 18, 19, 99
— комплексные 18, 29, 99
Поток отказов без последствия 12
— — ординарный 12
— — простейший 13
— пуассоновский 13
— стационарный 13
Прогнозирование надежности 36
Путь успешного функционирования, кратчайший 49
- Расчет надежности 37
Резерв аварийный 103, 193
— включенный 104, 221
— мощности 104, 197
— нагрузочный 104, 207
— народнохозяйственный 103, 191
— невключенный 104
— оперативный 104
— ремонтный 104, 191
— технический 103
— эксплуатационный 104
— энергии 104, 197
Резервирование 17
Ремонт 18
Ремонтопригодность 14, 26
- Сечение отказов системы минимальное 53
Система 10
— концентрированная 80, 103, 169, 176, 193
Соединение элементов параллельное 43, 45, 58
— — последовательное 43, 44, 57
Состояние предельное 13
- Управляемость режимная 14, 29
Устойчивоспособность 14
Ущерб 34, 86, 141, 175
— удельный 34, 89, 98
- Частота отказов 24, 67, 73, 145, 171
- Элемент 10

ОГЛАВЛЕНИЕ

	Стр.
Предисловие	3
Введение	5
<i>Раздел первый. Основы теории надежности</i>	9
Глава 1. Основные понятия и характеристики надежности	9
§ 1.1. Основные понятия и определения	9
§ 1.2. Единичные показатели	19
§ 1.3. Комплексные показатели	29
Глава 2. Методы определения надежности	36
§ 2.1. Общая характеристика методов	36
§ 2.2. Методы представления функционально-структурных связей элементов системы	41
§ 2.3. Методы определения вероятностных характеристик (показателей надежности) системы	56
<i>Раздел второй. Задачи надежности электроэнергетических си- стем и их решение</i>	76
Глава 3. Общая постановка проблемы надежности электро- энергетических систем и стратегия ее решения	76
§ 3.1. Критерий надежности	77
§ 3.2. Задачи надежности	80
§ 3.3. Информационная обеспеченность	84
§ 3.4. Характер моделей надежности и требования, предъ- являемые к ним	101
Глава 4. Структура энергосистемы и ее моделирование	102
§ 4.1. Структура системы с позиций надежности и сред- ства ее обеспечения	103
§ 4.2. Модели надежности оборудования системы	107
§ 4.3. Модели надежности структуры системы	116
Глава 5. Проектные задачи надежности распределительных электрических сетей и их решение	124
§ 5.1. Математическая модель системы	125
§ 5.2. Учет надежности при выборе конфигурации и пара- метров сети и ее элементов	141
§ 5.3. Учет надежности при разработке системы управле- ния и ремонтно-эксплуатационного обслуживания	161
Глава 6. Проектные задачи надежности системообразую- щей части ЭЭС и их решение	166
§ 6.1. Математическая модель системы	167
§ 6.2. Выбор резервов генерирующих мощностей	191
§ 6.3. Учет надежности при выборе единичной мощности агрегатов и схемы их коммутации	207
§ 6.4. Системные требования к надежности оборудования и управлению	210
	255

	Стр.
Глава 7 Эксплуатационные задачи надежности и их решение	216
§ 7.1. Генерирующая часть системы	217
§ 7.2. Электрические сети	224
§ 7.3. Роль квалификации, дисциплины персонала и автоматизированной системы диспетчерского управления в обеспечении надежности	229
Приложение 1. Показатели надежности оборудования	233
Приложение 2. Характеристики удельных ущербов предприятий	238
Приложение 3. Значение функции $\Phi^*(x)$	245
Приложение 4. Основные понятия, аксиомы и теоремы из теорий вероятностей, математической статистики	247
Список литературы	252
Предметный указатель	254

Викентий Георгиевич Китушин

НАДЕЖНОСТЬ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Заведующая редакцией Н. И. Хрусталева. Редактор С. М. Оводова. Художник А. Е. Коленков. Художественный редактор В. И. Мешалкин. Технический редактор Э. М. Чижевский. Корректор В. В. Кожуткина

ИБ № 3395

Изд. № СТД-360. Сдано в набор 28.11.83. Подп. в печать 19.06.84. Т-15021. Формат 84×108^{1/2}. Бум. тип. № 3. Гарнитура литературная. Печать высокая. Объем 13,44 усл. печ. л. Усл. кр.-отт. 13,65. Уч.-изд. л. 14,18. Тираж 10 000 экз. Зак. № 656. Цена 45 коп.

Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14

Владимирская типография Союзполиграфпрома при Государственном комитете СССР по делам издательств, полиграфии и книжной торговли

600000, г. Владимир, Октябрьский проспект, д. 7