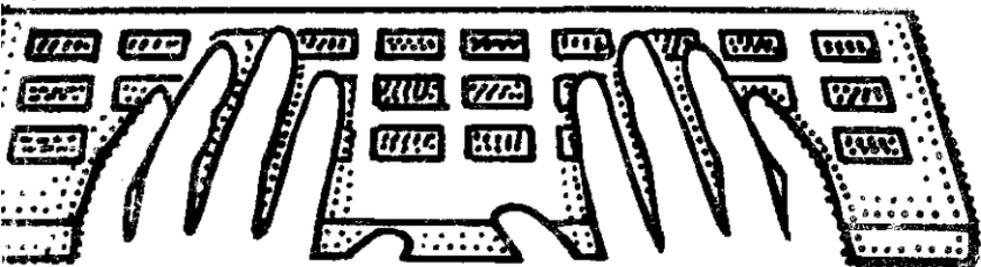
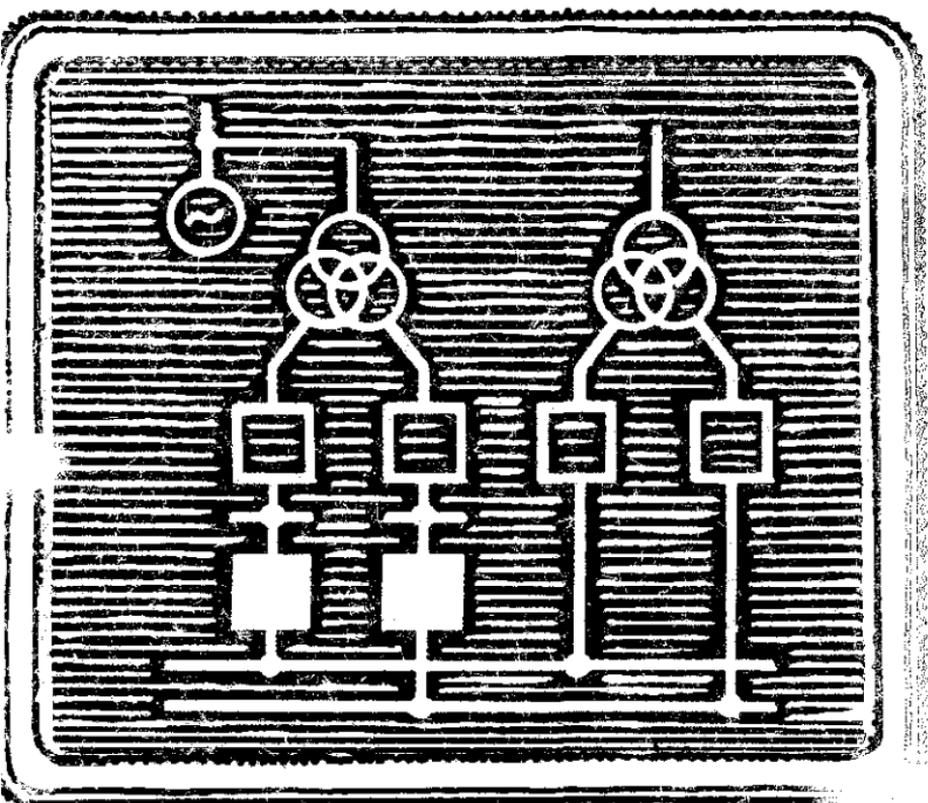


Ю. Б. ГУК

ТЕОРИЯ НАДЕЖНОСТИ В ЭЛЕКТРО- ЭНЕРГЕТИКЕ



ББК 31.27
Г93
УДК 621.31.019.3(075.8)

Рецензенты: кафедры «Электрические станции» Московского энергетического института (и. о. зав. кафедрой В. А. Старшинов) и Киевского политехнического института (зав. кафедрой В. Д. Лепорский)

Редактор С. С. Полигнотова

Гук Ю. Б.

Г93 Теория надежности в электроэнергетике: Учеб. пособие для вузов.— Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. — 208 с.: ил.
ISBN 5-283-04432-7

Изложены теоретические основы расчета надежности и выбора технических решений по ее обеспечению при проектировании и эксплуатации электрических станций, сетей и систем. Рассматриваются примеры решения практических задач с использованием стандартных и специальных методов прикладной теории надежности, теории экспертных оценок, теории исследования операций и оптимальных решений.

Для студентов электроэнергетических факультетов вузов.

Г 2202010000—126
051(01)—90 125—89

ББК 31.27

ISBN 5-283-04432-7

© Ю. Б. Гук, 1990

ВВЕДЕНИЕ

Проблема надежности электрических станций, подстанций, линий электропередачи, электрических сетей и систем — одна из первоочередных проблем энергетики. В отдельных энергетических системах число аварий в течение года достигает нескольких десятков, а годовой недоотпуск электроэнергии в результате аварий — нескольких миллиардов киловатт-часов. Суммарная мощность одновременно простаивающих в аварийном ремонте генераторов составляет десятки миллионов киловатт. При такой высокой аварийности в энергосистемах оценка надежности отдельных видов оборудования и установок, поиск путей повышения надежности как в ходе эксплуатации, так и при проектировании становятся первоочередными задачами.

С другой стороны, оценив ущерб, нанесенный потребителям перерывом электроснабжения, убытки, связанные с аварийным ремонтом, а также расходы на повышение надежности, можно ставить вопрос об оптимальном уровне надежности электроэнергетического оборудования, установок и систем.

Создание новых, уникальных машин, аппаратов, линий электропередачи, крупных энергетических объединений и комплексов требует применения таких методов анализа и расчета надежности, которые позволили бы при проектировании объективно учесть опыт эксплуатации, данные экспериментов, рассчитать надежность, проанализировать варианты по обеспечению надежности, обосновать ее повышение, прогнозировать надежность, исключить возможность катастрофического исхода аварий для людей и окружающей среды.

С освоением новой энергетической техники проблема надежности становится одной из самых главных. Известно, что во время пусконаладочных работ при вводе новых энергетических объектов, таких, как атомная электростанция или линия передачи сверхвысокого напряжения, выявляются и устраняются причины ненадежной работы оборудования и установок. Многие из этих причин объясняются недостатками проектно-конструкторских разработок, в которых не уделялось достаточного внимания анализу и оценке надежности.

Проблема надежности в технике вызвала к жизни такие новые научные направления, как теория надежности, физика отказов, статистическая теория прочности, техническая диагностика, инженерная психология, исследование операций, планирование экспериментов и др.

Теория надежности была разработана в течение трех последних десятилетий в трудах математиков и инженеров для нужд радиоэлектроники, связи, автоматического управления, вычислительной и военной техники. Математический аппарат теории надежности основан на таких разделах современной математики, как теория случайных процессов, теория массового обслуживания, математическая логика, теория графов, теория оптимизации, теория экспертных оценок, а также теория вероятностей и математическая статистика.

Теория надежности служит научной основой деятельности лабораторий, отделов, бюро и групп надежности на предприятиях, в проектных, научно-исследовательских и эксплуатирующих организациях.

С проблемой надежности в электроэнергетике связаны следующие практические задачи: статистическая оценка и анализ надежности действующего оборудования и установок, прогнозирование надежности оборудования и установок, нормирование уровня надежности, испытания на надежность, расчет и анализ надежности, обеспечение надежности, оптимизация технических решений по обеспечению надежности при проектировании, создании и эксплуатации электроэнергетического оборудования, установок и систем.

Решение этих задач основано на математических моделях и методах теории надежности. Однако и сама теория надежности в приложении к задачам

электроэнергетики продолжает развиваться. Одни и те же практические задачи получают решение на основе моделей и методов, все более совершенных в отношении достоверности и точности результатов, полноты учета специфических обстоятельств и трудоемкости расчета. Получают решение поставленные задачи, и появляются новые. К этим новым задачам должны быть привлечены новые исследователи из числа современных студентов и молодых специалистов. Будущим исследователям и адресовано настоящее учебное пособие. В нем изложены основные методы общей теории надежности в применении к решению конкретных задач надежности электроэнергетических установок. Кроме того, в пособии рассматриваются задачи анализа надежности электрических станций, сетей и систем при их проектировании и эксплуатации, примеры решения этих задач на основе разработок, выполненных в проектных и научно-исследовательских организациях, а также в Ленинградском политехническом институте.

В вузах страны читается ряд курсов и разделов курсов, посвященных надежности электрических станций, электрических сетей, энергетических систем и систем электроснабжения. Учебная литература по этим курсам — это в основном внутривузовские издания, исключение составляют учебные пособия [7, 8]. Однако к настоящему времени вся эта литература вследствие ограниченности тиражей уже недостаточна для учащихся. Изданная в последние годы научная и научно-производственная литература по проблеме надежности не рассчитана на использование студентами в процессе обучения. В связи с повышением роли самостоятельных занятий и для развития навыков решения практических задач необходима специальная учебная литература, содержащая помимо теории примеры ее применения и необходимые справочные материалы.

В настоящем учебном пособии в соответствии с рекомендациями рецензентов было увеличено число рассматриваемых примеров, составлены приложения, содержащие данные о надежности элементов энергосистем и предельных затратах на повышение надежности электроснабжения потребителей, таблицы функций распределения, применяемых в расчетных примерах, и распечатку программы (для персональной

ЭВМ), позволяющей выполнить анализ надежности схем электрических соединений в дисплейном классе как в ходе упражнений, так и при курсовом и дипломном проектировании.

Пособие написано в соответствии с программой курса «Теория надежности в электроэнергетике», читаемого автором в Ленинградском политехническом институте, но может быть использовано и при рассмотрении вопросов надежности в курсах «Электрические станции», «Электрические сети», «Энергетические системы» и «Системы электроснабжения».

Автор выражает благодарность В. Г. Агапову, Ю. П. Гусеву, В. С. Жданову, И. П. Крючкову, В. Д. Лепорскому, Б. Н. Неклепаеву, В. Я. Синельникову, В. А. Старшинову, В. А. Тремясову и В. И. Трубицыну за ценные предложения и замечания, большинство из которых было учтено при подготовке рукописи к печати.

Автор будет признателен и тем читателям, которые пришлют свои отзывы и пожелания в адрес издательства: 191065, Ленинград, Марсово поле, 1, Ленинградское отделение Энергоатомиздата.

1.1. Определение основных понятий

В ГОСТ 27.002—83 надежность определяется как «свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонтов, хранения и транспортировки».

Говоря об объектах, можно подразумевать и конкретный объект (например, линия № 205), и множество конкретных объектов (например, выключатели серии ВВБ-220 выпуска 1977 г.), и определенный класс объектов, реальных или проектируемых, отвечающих заданной структуре и составу элементов (например, упрощенные подстанции 110 кВ без выключателей на стороне высшего напряжения). Структура и взаимодействие элементов объекта определяют его модель надежности.

В моделях надежности широко используются понятия «элемент» и «система». Объект, надежность которого рассматривается независимо от надежности его частей, а только в зависимости от его функциональной роли и места в системе или установке, называют элементом. Совокупность взаимосвязанных элементов или объектов, предназначенных для выполнения определенного круга задач, имеющих единое управление функционированием и развитием, называют системой.

Оборудование электроэнергетических систем является, с одной стороны, элементом соответствующей системы или подсистемы, а с другой стороны, — изделием, т. е. объектом, надежность которого рассматривается независимо от его роли в системе, но в соответствии с техническими условиями и ГОСТ на

продукцию данного типа. Изделиями являются все машины, аппараты и другое оборудование, поставляемое заводами-изготовителями.

Согласно ГОСТ 27.002—83 надежность — комплексное свойство, которое включает в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость [2]. Надежность электроэнергетических систем — также комплексное свойство, включающее в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность, сохраняемость, устойчивоспособность, режимную управляемость, живучесть и безопасность [9].

Безотказность — свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или некоторой наработки. Работоспособное состояние (работоспособность) — состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской документации. Наработка — продолжительность или объем работы объекта.

Долговечность — свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта. Предельное состояние — такое состояние объекта, при котором его дальнейшее применение по назначению недопустимо или нецелесообразно, либо восстановление невозможно или нецелесообразно.

Ремонтпригодность — свойство объекта, заключающееся в приспособленности к предупреждению и обнаружению причин возникновения отказов, повреждений, к поддержанию и восстановлению работоспособности путем технического обслуживания и ремонтов.

Отказ работоспособности — событие, заключающееся в переходе объекта с одного уровня работоспособности на другой, более низкий. Отказ функционирования — событие, заключающееся в переходе объекта с одного относительного уровня функционирования на другой, более низкий. Под относительным уровнем функционирования понимается отношение фактического уровня к требуемому в данный момент времени. Отказы бывают полные и частичные. Частичный отказ работоспособности переводит объект

в состояние частичной работоспособности. Полные отказы приводят объект к неработоспособному состоянию.

Неработоспособное состояние — состояние объекта, при котором он не способен выполнять все заданные функции. Работоспособный объект может быть в рабочем и нерабочем состоянии. В рабочем состоянии он выполняет заданные функции, в нерабочем — не выполняет. Нерабочее состояние включает в себя состояния предупредительного ремонта, аварийного ремонта, аварийного простоя и зависимо простоя.

Рабочее состояние объекта включает в себя следующие режимы:

нормальный, когда обеспечиваются значения заданных параметров режима работы и резервирования в установленных пределах;

ремонтный, когда часть элементов объекта находится в состоянии предупредительного или аварийного ремонта;

аварийный — от момента возникновения отказа элемента до момента локализации отказа;

послеаварийный — от момента локализации отказа до установления заданного режима.

Сохраняемость — это свойство объекта сохранять значения показателей безотказности, долговечности и ремонтпригодности в течение и после хранения и (или) транспортировки.

Устойчивоспособность — свойство системы непрерывно сохранять устойчивость в течение некоторого интервала времени. Устойчивость — способность системы переходить от одного устойчивого режима к другому при различных возмущениях. Свойство системы обеспечивать включение, отключение и изменение режима работы элементов по заданному алгоритму — это режимная управляемость. Живучесть — свойство системы противостоять крупным возмущениям режима, не допуская их цепочечного развития и массового отключения потребителей, не предусмотренного алгоритмом работы противоаварийной автоматики. Безопасность определяется как свойство объекта не создавать опасности для людей и окружающей среды во всех возможных режимах работы и аварийных ситуациях.

Причинами отказов оборудования являются повреждения или неисправности. Под повреждениями

в энергетике обычно понимают разрушение оборудования, поломку деталей, нарушение целости электрических и магнитных цепей, порчу изоляции, под неисправностями — разрегулировку механизмов без разрушения и порчи и др. Повреждения и неисправности, в свою очередь, могут возникнуть из-за дефектов оборудования, т. е. из-за несоответствия его установленным требованиям при выпуске с завода-изготовителя (брак продукции), из-за аварийных (нерасчетных) воздействий окружающей среды, из-за неправильной транспортировки, монтажа, обслуживания и ремонта.

Отказ электроэнергетической установки в выполнении заданных функций (отказ функционирования) наступает в результате отказов оборудования, отказов смежных установок и отказов противоаварийной автоматики, а также при нерасчетных внешних воздействиях или при невозможности удовлетворения требований к количеству и качеству электроэнергии. При наличии в установке резервных элементов, при возможности замены отказавшего оборудования и ремонта без прекращения работы надежность установки будет определяться не только частотой отказов, но и скоростью восстановления основных и резервных элементов.

Уровень расстройств функционирования установок энергосистем при авариях и нарушениях в работе называют глубиной. На электростанциях глубина аварий характеризуется уровнем снижения располагаемой мощности и выработки электроэнергии, на подстанциях — количеством отключенных потребителей и недоотпуском энергии, на линиях электропередачи — числом отключенных цепей и уровнем снижения пропускной способности, в электрических сетях — объемом погашений потребительских и районных подстанций, в системах электроснабжения — уровнем аварийных ограничений потребителей, в энергосистемах и объединениях — уровнем дефицита мощности и энергии и уровнем снижения частоты [7, 13].

Глубина аварий зависит от длительности и способа восстановления функционирования установок. В некоторых установках, таких, как установки собственных нужд АЭС, даже кратковременное снижение напряжения при коротких замыканиях приводит к нарушению работы механизмов [11]. Отключение поврежденного участка сети действием релейной за-

щиты не восстанавливает работоспособности механизма даже при наличии источников питания, работающих в режиме постоянно включенного резерва. Для большинства же установок такое снижение напряжения не является отказом и глубина аварий при этом оценивается только для отключаемых потребителей.

Функционирование установок восстанавливается путем отключения поврежденных элементов действием релейной защиты, средствами противоаварийной автоматики (АПВ, АВР), путем оперативных переключений, выполняемых дежурным персоналом, диспетчером электрической сети или энергосистемы, а также проведением аварийно-восстановительных ремонтов.

Глубина аварий с нарушением питания потребителей определяется степенью резервирования оборудования и установок. На электростанциях имеется резерв генераторной мощности. Этот резерв заключен во вращающихся и остановленных турбо- и гидрогенераторах, в горячих и холодных котлоагрегатах, в активной зоне энергетических ядерных реакторов, в специальных газотурбинных установках. На подстанциях и в электросетях имеется явный и скрытый резерв пропускной способности, заключающийся в недогрузке рабочих и резервных линий и трансформаторов, в возможной аварийной перегрузке оставшихся в работе элементов.

Частота, длительность и глубина аварий в энергосистемах определяются в большой степени наличием плановых и внеплановых отключений и остановов оборудования, которые ослабляют степень резервирования установок. Плановые отключения осуществляются в соответствии с графиком текущих и капитальных ремонтов, который корректируется в зависимости от возникновения или отсутствия аварий накануне намеченного отключения. Внеплановые отключения производятся при необходимости плавки гололеда, устранения обнаруженных дефектов, опасных режимов или при наступлении предельных состояний.

Отказы срабатывания, неселективные и ложные срабатывания устройств релейной защиты, а также ошибки персонала увеличивают глубину аварий, способствуют развитию тяжелых цепочечных аварий, таких, как аварии 1965 и 1977 гг. на Северо-Востоке

США и Канады. Возникновение подобных аварий в энергосистемах большинства развитых стран свидетельствует о большой значимости проблемы надежности в энергетике на современном этапе ее развития. Особенно остро встает задача обеспечения живучести энергосистем, управляемости установок, безопасности оборудования и бесперебойности электроснабжения потребителей.

1.2. Формализация основных понятий

Исходя из определения надежности по ГОСТ 27.002—83 объект исследования может быть представлен следующими множествами: множеством параметров внутренних характеристик объекта $X = \{x\}$, множеством параметров условий применения $Z = \{z\}$, включая требуемые функции, множеством параметров, характеризующих результат функционирования объекта с параметрами $x \in X$ в условиях $z \in Z$, $Y = f(Z, X)$, $y \in Y$.

Пространство всех параметров такой модели $\Pi = Z \cup X \cup Y$. Кортеж векторов $K_i = (\bar{z}_i, \bar{x}_i, \bar{y}_i)$ характеризует фазу существования объекта. Область пространства параметров Π_j , отвечающая определенному периоду существования с известными областями значений параметров Z_j, X_j, Y_j , определяется как режим $j \in J$ и $\Pi_j = Z_j \times X_j \times Y_j = \{(Z_j, X_j, Y_j)\}$, где \times — знак прямого произведения множеств, J — множество режимов.

Процесс изменения параметров во времени $K(t)$ представляется как движение точки в многомерном пространстве из области одного режима в область другого. Фаза процесса $K(t)$, в которой значения параметров постоянны или находятся в известных пределах, называется состоянием. Изменение параметров или выход значения параметра за пределы в какой-либо момент называется событием. Состояния длятся конечный период времени, события происходят мгновенно. Если множество $K_i \in \Pi_j$, то считается, что объект находится в режиме j .

Множество режимов $J = \{j\}$ разбивается на подмножества $J = U \cup B$, $U = M \cup I \cup N \cup C \cup S$, $B = A \cup F \cup W \cup R \cup O$, где U — подмножество режимов использования (M — техническое обслуживание, I — пуск, N — нормальная работа, C — регулирование,

S — останов); B — подмножество режимов простоя (A — при аварийных, или нерасчетных, воздействиях, F — в неработоспособном состоянии, W — из-за послеаварийного восстановления, R — из-за плановых и внеплановых предупредительных ремонтов, O — в работоспособном состоянии).

Формирование множества событий V изменения состояний может описываться как прямое произведение подмножеств: $V = J \times D \times G \times P$, где D — подмножество возмущений, G — вынужденных действий

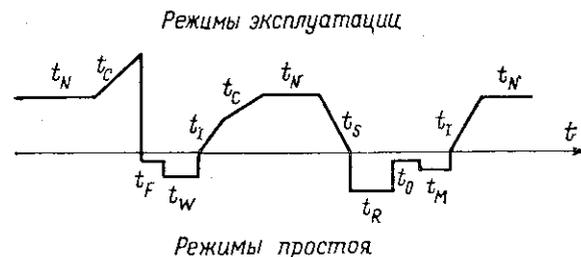


Рис. 1.1. Переходы объекта из режима в режим

систем оперативного и автоматического управления и регулирования, P — преднамеренных действий эксплуатационного и ремонтного персонала. В свою очередь, $D = A' \cup F'$, $G = C' \cup S' \cup I'$, $P = M' \cup R' \cup W'$, где символы со штрихами обозначают события начала или окончания режима.

Последовательное во времени появление однородных событий из множества V называется потоком событий [10]. События перехода объекта из режимов $j \in U$ в режимы $j \in F$ и $j \in A$ называются отказами, а из режимов $j \in W$ в режимы $j \in U$ и $j \in O$ — восстановлениями. Существуют, следовательно, потоки отказов и потоки восстановлений (рис. 1.1) как потоки событий перехода из режима в режим, разделенных периодами существования режимов t_j .

Обозначив суммарную длительность режима j -го вида в течение некоторого расчетного периода времени t_p

$$\sum_{i=1}^{n_j(t_p)} t_{ji} = J \text{ для } \forall j,$$

где $n_j(t_p)$ — число реализаций режима j за время t_p и \forall — квантор общности (для всех j), получим

оценку эффективности запланированного использования объекта в форме коэффициента планового применения (ГОСТ 27.002—83)

$$K_{п.п} = \frac{U + B - M - R - O}{U + B} = 1 - \frac{M + O + R}{U + B} = 1 - q_{п.п.}$$

где $q_{п.п.}$ — коэффициент планового простоя.

Для оценки степени использования объекта при возникновении неплановых режимов получим формулу коэффициента готовности (ГОСТ 27.002—83)

$$K_{г.} = \frac{U - M}{U + B - M - O - R} = \frac{I + N + C + S}{I + N + C + S + A + F + W}$$

Для комплексной оценки эффективности использования объекта применяется коэффициент технического использования (ГОСТ 27.002—83)

$$K_{т.и} = \frac{I + N + C + S}{U + B} = 1 - q_{п.п.} - q_{ав} = K_{г.} K_{п.п.}$$

где $q_{ав}$ — коэффициент аварийного простоя,

$$q_{ав} = (A + F + W)/(U + B).$$

Следовательно,

$$K_{г.} = 1 - q_{ав}/(1 - q_{п.п.}).$$

Коэффициенты $K_{п.п.}$, $K_{г.}$, $K_{т.и}$ дают относительные оценки степени использования объекта. Абсолютными показателями длительности режимов будут средние оценки

$$\bar{t}_J = [n_J(t_p)]^{-1} \sum_{i=1}^{n_J(t_p)} t_{Ji} \text{ для } \forall J,$$

в частности средняя наработка на отказ

$$\bar{t} = (I + N + C + S)/n_F(t_p);$$

средняя наработка до отказа (первого)

$$\bar{t}_o = (I + N + C + S)/n_{F1}(t_p);$$

среднее время восстановления работоспособности

$$\bar{t}_в = W/n_W(t_p);$$

среднее время восстановления функционирования после его прекращения из-за отказа

$$\tau = (F + W)/n_F(t_p);$$

среднее время планового отключения

$$\tau_{пл} = (M + O + R)/[n_M(t_p) + n_O(t_p) + n_R(t_p)].$$

События в потоке появляются с частотой $\Lambda_V = n_V(t_p)/t_p$; величина, обратная частоте, называется

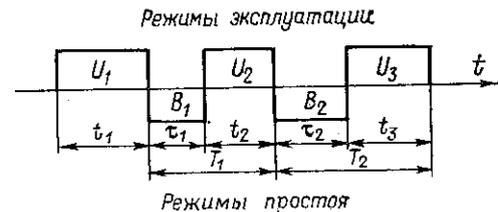


Рис. 1.2. К определению периодичности отказов

периодичностью событий;

$$T_V = 1/\Lambda_V = t_p/n_V(t_p) = (U + B)/n_V(t_p).$$

В частном случае, для потока отказов, периодичность отказов (рис. 1.2)

$$T = 1/\Lambda = t_p/n_F(t_p),$$

а частота отказов $\Lambda = n_F(t_p)/t_p$.

При мгновенном восстановлении ($B = 0$) $T = U/n_F = \bar{t}$, т. е. периодичность отказов равна средней наработке на отказ.

1.3. Меры, показатели и критерии надежности электроэнергетических установок и систем

В философском смысле мера есть связь качества и количества в момент перехода в новое качество. При таком понимании мерой надежности является всякий алгоритм вывода суждений о наличии необходимого уровня надежности или о степени уверенности в выполнении заданных функций некоторым объектом в прошедшем, настоящем и будущем времени. Для множества объектов какого-либо класса мерой надежности будут алгоритмы вывода суждений о более или менее высоком уровне надежности одного объекта по сравнению с другими и алгоритм определения объекта с оптимальным уровнем надежности. Мера надежности включает в себя показатели и критерии

(логические и аналитические выражения), связанные с алгоритмом вывода суждения о надежности.

В табл. 1.1 приведены критерии, используемые при анализе надежности электроэнергетического оборудования и установок. С их помощью устанавливается наличие (прямые критерии) или отсутствия (инверсные критерии) надежности в прошлом и в будущем. В них используются логические функции, выражающие условия выполнения заданных функций или возникновения отказа, и неравенства, связывающие оценки и нормативные значения показателей надежности.

В качестве показателей надежности используются наработка на отказ t_i и время восстановления τ_i , измеряемые в часах или долях года; средняя за время наблюдения наработка на отказ \bar{t} и среднее время восстановления $\bar{\tau}$ или τ ; средний ресурс, т. е. средняя наработка до предельного состояния, \bar{t}_R ; гамма-процентный ресурс $t_{R\gamma}$, т. е. наработка, в течение которой объект достигнет предельного состояния с заданной вероятностью γ ; средний срок службы t_K , или средняя календарная продолжительность эксплуатации до предельного состояния; среднее значение параметра потока отказов $\bar{\omega}$ и средняя интенсивность отказов $\bar{\lambda}$, час⁻¹ или год⁻¹; частота аварий или отказов k -го вида $\Lambda(k)$, год⁻¹; вероятность отказа $Q(t_p)$ и безотказной работы $P(t_p)$ за расчетное время t_p ; вероятность нахождения объекта в любой момент времени определенного периода в состоянии работоспособности (характеризуется коэффициентом готовности K_T) или в состоянии неработоспособности (характеризуется коэффициентом простоя q); условная вероятность $Q(s|i)$ отказов объекта s при возникновении каких-либо событий i , например требований срабатывания реле защиты или коммутационной аппаратуры.

В критериях надежности используются заданное (расчетное) время функционирования t_p , заданное время восстановления t_s и нормативные (с индексом «н») значения соответствующих показателей.

Вопросы статистической оценки показателей надежности оборудования электроэнергетических установок рассмотрены в гл. 3.

Интегральные показатели надежности электроэнергетической системы и установок [14]: условный

Таблица 1.1. Критерии надежности

Мера надежности	В будущем			
	В прошлом, для объекта	Прямой, для элемента	для элемента	Инверсный для системы
Логическая	$I_t \in U$ для $\forall t \in t_p$ $y = x \wedge z, x \in X,$ $z \in Z$	$I_t \in U$ для $\forall t \in t_p$ $y = x \wedge z, z \in Z$	$I_t \in B$ для $\forall t \in t_p$ $\bar{y} = \bar{x} \vee \bar{z}, \bar{z} = \bigcup_{j=1}^M z_j,$ $j \in J_i$	$\bar{Y} \in A'UF'$ для $\forall t \in t_p$ $\bar{Y} = \bigcap_{k=1}^N S_k, k \in F, k = j \wedge t,$ $k = j \wedge i \wedge s, S_k = \bigcap_{i \in \{k\}} \bar{y}_i \cap \bar{y}_i,$ $i \in \{k\}, j \in \{k\}$
Временная	$t_i \geq t_p$ $t_{vi} \leq t_s$ $\bar{t} \geq \bar{t}_n$ $\bar{t}_v \leq t_{v,n}$ $\bar{t}_R \geq t_{R,n}$ $\bar{t}_K \geq t_{K,n}$	$\bar{t} \geq \bar{t}_n$ $\bar{t}_v \leq t_{v,n}$ $\bar{t}_R \geq t_{R,n}$ $\bar{t}_K \geq t_{K,n}$	$\bar{t} < t_n$ $\bar{t}_v > t_{v,n}$ $\bar{t}_R < t_{R,n}$ $\bar{t}_K < t_{K,n}$	$\bar{t} < t_n$ $\tau > \tau_n$ $\bar{t}_R < t_{R,n}$ $\bar{t}_K < t_{K,n}$
Частотная	$\bar{\lambda} \leq \lambda_n$ $\bar{\omega} \leq \omega_n$	$\lambda \leq \lambda_n$ $\omega \leq \omega_n$	$\lambda > \lambda_n$ $\omega > \omega_n$	$\{\Lambda(k) > \Lambda_n(k)\}$ $\Lambda(\bar{Y}) > \Lambda_n(\bar{Y})$
Вероятностная	$\bar{P}(t_p) \geq P_n(t_p)$ $\bar{K}_T \geq K_{T,n}$ $\bar{P}(s i) \geq P_n(s i)$	$P(t_p) \geq P_n(t)$ $K_T \geq K_{T,n}$ $P(s i) \geq P_n(s i)$	$Q(t_p) > Q_n(t_p)$ $q > q_n$ $Q(s i) > Q_n(s i)$	$Q(\bar{Y}) > Q_n(\bar{Y})$ $\{q(k) > q_n(k)\}, k \in F$ $\{Q(s i) > Q_n(s i)\}$

недоотпуск энергии в течение года; относительное удовлетворение спроса на энергию; математическое ожидание народнохозяйственного (экономического) ущерба от нарушения функционирования из-за отказов и аварий в течение года.

При сравнении различных объектов (или вариантов) из множества возможных в данном классе критерии надежности записываются как условия максимума или минимума показателя надежности у лучшего объекта (варианта): $\bar{t} \rightarrow \max$, $\bar{t}_0 \rightarrow \min$, $\tau \rightarrow \min$, $K_r \rightarrow \max$, $q \rightarrow \min$, $Q(t_p) \rightarrow \min$, $P(t_p) \rightarrow \max$, $\Lambda(k) \rightarrow \min$, $Q(s|i) \rightarrow \min$ и т. д.

Аналитический критерий оптимальности решения с учетом надежности записывается как условие минимума приведенных затрат с учетом ущерба (см. § 4.1).

Показатели надежности установки как системы рассчитываются по показателям надежности ее элементов в соответствии с логическими условиями возникновения возможных отказов S_k одним из методов, рассматриваемых в гл. 3.

Логические условия выполнения и невыполнения заданных функций записываются в виде функций алгебры логики (ФАЛ) как условие работоспособности (ФР) или условие отказа (ФО) с помощью знаков конъюнкции \wedge и дизъюнкции \vee , связывающих условия работоспособности x , y и неработоспособности (\bar{x} , \bar{y} — отказ, \bar{y} — состояние) и условия функционирования (нормальные z и ненормальные \bar{z}) элементов.

1.4. Характеристики надежности

Вероятность безотказной работы $P(t)$ — это вероятность того, что в пределах заданной наработки t отказа не произойдет. Вероятность отказа как противоположного события

$$Q(t) = 1 - P(t).$$

Вероятность отказа определяется также как функция распределения случайной величины наработки на отказ (или до отказа):

$$Q(t) = F(t) = P(T < t).$$

Плотность распределения вероятностей

$$f(t) = \frac{d}{dt} F(t),$$

а интенсивность отказов

$$\lambda(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P(t < T \leq t + \Delta t | T > t)}{\Delta t} = \frac{\frac{d}{dt} F(t)}{1 - F(t)},$$

где $P(t < T \leq t + \Delta t | T > t)$ — вероятность отказа в интервале $(t, t + \Delta t)$ и безотказной работы до момента t .

Таблица 1.2. Связь между функциями $F(t)$, $f(t)$, $P(t)$ и $\lambda(t)$

Функция	$F(t)$	$f(t)$	$P(t)$	$\lambda(t)$
$F(t)$	—	$\int_0^t f(t) dt$	$1 - P(t)$	$1 - \exp \left[- \int_0^t \lambda(t) dt \right]$
$f(t)$	$\frac{d}{dt} F(t)$	—	$-\frac{d}{dt} P(t)$	$\lambda(t) \exp \left[- \int_0^t \lambda(t) dt \right]$
$P(t)$	$1 - F(t)$	$\int_t^\infty f(t) dt$	—	$\exp \left[- \int_0^t \lambda(t) dt \right]$
$\lambda(t)$	$\frac{\frac{d}{dt} F(t)}{1 - F(t)}$	$\frac{f(t)}{\int_t^\infty f(t) dt}$	$-\frac{d}{dt} \times \ln P(t)$	—

Связь между функциями $P(t)$, $Q(t)$, $f(t)$ и $\lambda(t)$ показана в табл. 1.2 и на рис. 1.3. Средняя наработка до отказа определяется по выражению (рис. 1.4)

$$\bar{t}_0 = \int_0^\infty t f(t) dt = \int_0^\infty P(t) dt$$

Параметр потока отказов $\omega(t)$ есть предел отношения вероятности отказа в интервале времени или наработки Δt непосредственно после данного момента t к продолжительности этого интервала при его неограниченном уменьшении:

$$\omega(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{Q(t, t + \Delta t)}{\Delta t},$$

где $Q(t, t + \Delta t)$ — безусловная вероятность отказа, не обязательно первого, в интервале $(t, t + \Delta t)$.

При мгновенном восстановлении (замене) элемента

$$\omega(t) = \sum_{k=1}^{\infty} f_k(t), \quad f_k(t) = \int_0^t f_{k-1}(\tau) f(t-\tau) d\tau.$$

Здесь $f_k(t)$ — функция распределения времени до k -го отказа [18].

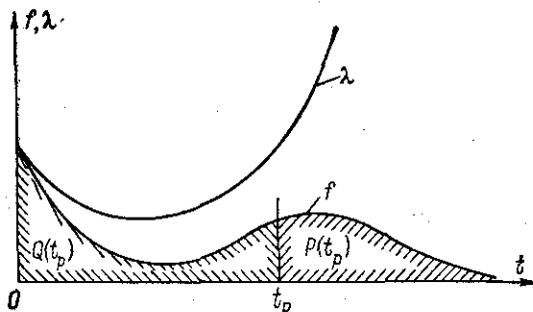


Рис. 1.3. Характеристики надежности невосстанавливаемого объекта

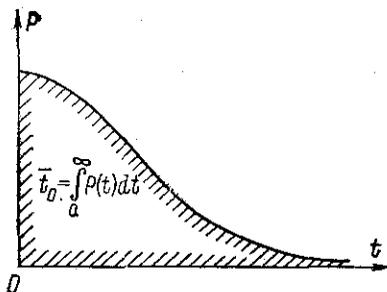


Рис. 1.4. К определению средней наработки до отказа

При экспоненциальном распределении времени безотказной работы

$$F(t) = 1 - \exp(-\lambda t); \quad f(t) = \lambda \exp(-\lambda t);$$

$$f_k(t) = \lambda^k t^{k-1} [(k-1)!]^{-1} \exp(-\lambda t);$$

$$\omega(t) = \lambda \exp(-\lambda t) \sum_{k=1}^{\infty} (\lambda t)^{k-1} [(k-1)!]^{-1} =$$

$$= \lambda \exp(-\lambda t) \exp(\lambda t) = \lambda = 1/\bar{t}.$$

При удалении от начального периода работы (рис. 1.5)

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \omega(t) = 1/\bar{t} = \lambda = \text{const}.$$

В том случае, если восстановление элемента происходит не мгновенно, а в течение времени τ , причем это время — случайная величина, отказы появляются

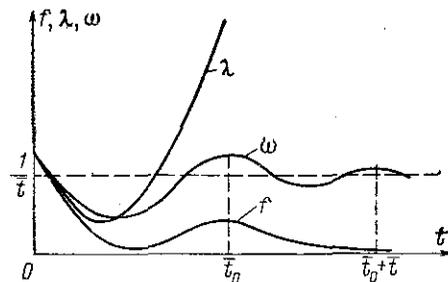


Рис. 1.5. Характеристики надежности восстанавливаемого объекта

через интервал $T = t + \tau$, который также является случайной величиной. Если случайные величины t и τ статистически независимы, то

$$\omega(t) = \int_0^t f(x) v(t-x) dx = \int_0^t f(t-x) v(x) dx,$$

где $v(t)$ — плотность распределения вероятности восстановления $V(t) = P(\tau < t)$.

Пределы интегрирования определяются свойствами функций $f(t)$ и $v(t)$: $f(x) \equiv 0$ при $x < 0$; $v(t-x) \equiv 0$ при $t < x$; кроме того, значение $\omega(t)$ можно вычислять по формуле

$$\begin{aligned} \omega(t) &= f(t) + \int_0^t \omega(x) f(t-x) dx = \\ &= f(t) + \int_0^t \omega(t-x) f(x) dx. \end{aligned}$$

Для всех неубывающих функций $\lambda(t)$

$$f(t) \leq \omega(t) \leq \lambda(t);$$

для всех невозрастающих функций $\lambda(t)$

$$f(t) \leq \lambda(t) \leq \omega(t),$$

что и показано на рис. 1.5.

С течением времени процесс восстановления становится стационарным и функция $\omega(t)$ перестает зависеть от времени t :

$$\lim_{\Delta t \rightarrow \infty} \omega(t) = 1/(\bar{t} + \tau).$$

Частота отказов, или средний параметр потока отказов, λ есть отношение математического ожидания числа отказов Ω за интервал времени к продолжительности этого интервала:

$$\lambda = \frac{M[\Omega(t, t + t_p)]}{t_p} = (1/t_p) \int_0^{t+t_p} \omega(x) dx.$$

Пример 1.1. Изменение числа отказов воздушной линии из-за производственной деятельности сторонних организаций по месяцам года представлено следующим рядом: I — 3, II — 3, III — 5, IV — 8, V — 10, VI — 12, VII — 15, VIII — 9, IX — 2, X — 2, XI — 3, XII — 3. Число отказов за год $\Omega = 75$, средний параметр потока отказов в расчете на один месяц $\lambda = \Omega/12 = 6,25$.

1.5. Номенклатура показателей надежности промышленных изделий

Номенклатура показателей надежности изделий промышленности выбирается согласно табл. 1.3. Определив для данного вида оборудования класс изделия, группу надежности, режим эксплуатации и ограничение длительности использования, следует по таблице установить перечень показателей надежности, значения которых должны указываться в ГОСТ, ТУ и ТЗ на этот вид изделий.

Классы изделий:

1 — невосстанавливаемые изделия общего назначения, являющиеся элементами сложных устройств (например, шарикоподшипники);

2 — невосстанавливаемые изделия специального назначения (например, измерительные приборы);

3 — восстанавливаемые изделия.

Группы надежности:

I — отказ изделия создает угрозу безопасности или приводит к значительному ущербу (например, самолет, защитная аппаратура, турбогенератор);

Таблица 1.3. Номенклатура показателей надежности промышленных изделий

Класс изделия	Режим эксплуатации			Ограничение длительности использования												
	непрерывный	циклический	оперативный	общий												
				вынужденное	назначенное	вынужденное										
группа надежности	назначенное	вынужденное	назначенное	назначенное	назначенное	вынужденное										
I, II, III	λ или λ _{РУ}	λ или λ _{РУ}	λ или λ _{РУ}	λ или λ _{РУ}	λ или λ _{РУ}	λ или λ _{РУ}	λ или λ _{РУ}									
								I, II	t_{RY}	\bar{t}_R	$P(t)$, или t_{RY} , или t_{KY}	\bar{t}_R или \bar{t}_K	$P(t)$, t_{KY}	\bar{t}_K	t_{RY} , t_{KY}	\bar{t}_R , \bar{t}_K
									III	—	\bar{t}_R	—	—	—	—	—
I	I, II	I, II, III	$t_{Y'}$, $t_{OY'}$, $t_{RY'}$, \bar{t}_B , \bar{W}	\bar{t}_Y , \bar{t}_O , t_R , \bar{t}_B , \bar{W}	$P(t)$ или $t_{Y'}$, t_{RY} или $t_{KY'}$, $F(t_B)$, \bar{t}_B , \bar{W}	\bar{t}_Y , \bar{t}_O , \bar{t}_R , \bar{t}_B , \bar{W}	\bar{t}_Y , \bar{t}_O , \bar{t}_R , \bar{t}_B , \bar{W}	$t_{Y'}$, $t_{OY'}$, $t_{RY'}$, $t_{KY'}$, \bar{t}_B , \bar{W}	\bar{t}_Y , \bar{t}_O , \bar{t}_R , \bar{t}_B , \bar{W}	$t_{Y'}$, $t_{OY'}$, $t_{RY'}$, $t_{KY'}$, \bar{t}_B , \bar{W}	\bar{t}_Y , \bar{t}_O , \bar{t}_R , \bar{t}_B , \bar{W}					
												II	—	$t_{Y'}$, t_{RY} или $t_{KY'}$, \bar{W}	\bar{t}_Y , \bar{t}_O , \bar{t}_R , \bar{W}	$P(t)$, $t_{KY'}$, \bar{W}
III	I, II, III	—	—	\bar{t}_Y , \bar{t}_O , \bar{t}_R , \bar{t}_B , \bar{W}	—	—	—	—	—	—	\bar{t}_Y , \bar{t}_O , \bar{t}_R , \bar{t}_B , \bar{W}					
I, II, III	К _{т.н}	К _{о.г} = К _{т.п}	К _{о.г} = К _{т.п}	К _{о.г} = К _{т.п}	К _{о.г} = К _{т.п}	К _{о.г} = К _{т.п}	К _{о.г} = К _{т.п}	К _{о.г} = К _{т.п}	К _{о.г} = К _{т.п}	К _{о.г} = К _{т.п}	К _{т.н}					

Примечание. К_{о.г} — коэффициент оперативной готовности.

II — отказ изделия приводит к материальному ущербу одного порядка со стоимостью изделия (например, станок, торговый автомат);

III — отказ изделия приводит к материальному ущербу, связанному с временной частичной или с полной утратой изделия (например, изделия бытовой техники).

Режимы эксплуатации:

непрерывный;

циклический (с определенной периодичностью);

оперативный (с неопределенным моментом включения);

общий (сочетание трех предыдущих).

Ограничение длительности использования:

назначенное, когда изделие выводят из работы в заранее оговоренные сроки или при достижении оговоренной наработки;

вынужденное, когда изделие выводят из работы из-за отказа или при достижении предельного состояния.

Пример 1.2. Определим номенклатуру показателей надежности для трансформатора генераторного блока электростанции. Класс — 3, группа надежности — I, режим — непрерывный, ограничение длительности использования — вынужденное. По табл. 1.3 получаем следующий перечень показателей: средняя наработка на отказ \bar{t} , средняя наработка до отказа t_0 , ресурс до капитального ремонта t_R , среднее время восстановления \bar{t}_B , средние трудозатраты на аварийное восстановление \bar{W} и коэффициент технического использования $K_{т. и.}$

В качестве упражнения рекомендуется читателю определить перечни необходимых показателей надежности для интересующего его оборудования и сравнить их с теми, что фигурируют в ТУ, ГОСТ и каталогах. Не менее интересно будет оценить их численные значения.

1.6. Условность и неопределенность численных оценок показателей надежности

Говоря о надежности конкретного объекта в конкретный момент времени в прошлом, по оперативной документации можно точно установить, обладал он или не обладал свойством выполнять заданные функции. При достаточно хорошей информационной технике можно установить наличие этого свойства в достаточно близкий к настоящему момент времени. Мерой надежности как свойства конкретного объекта выполнять заданные функции будет последовательность наработок на отказ $\{t_i\}$.

Усредняя оценку наработки на отказ по множеству реализаций (t_i) и оценивая рассеяние и тенденцию этой величины к изменению, можно говорить об уверенности в выполнении за-

данных функций данным объектом в ближайшем будущем. Мерой уверенности может служить вероятность безотказной работы или отказа в предстоящем интервале времени. Вероятности эти будут условными мерами уверенности: предполагается, что существенно не изменятся ни условия функционирования, ни само состояние объекта.

Определение вероятностей отказа или безотказной работы статистическим путем требует большого числа испытаний объекта в заданных условиях в течение требуемой наработки, но дает возможность объективной, хотя и условной оценки надежности. Усредняя оценку наработки на отказ по множеству реализаций на множестве объектов, можно говорить об уверенности в результатах функционирования множества объектов данного класса. Однако в отношении конкретного объекта вероятностные меры будут еще более условными, так как объединение результатов наблюдений подразумевает одинаковость условий и состояний у всех объектов, что, конечно, является условностью.

Для определения вероятностей отказа и безотказной работы расчетным путем выдвигаются гипотезы о законах распределения, проверяются на соответствие имеющимся данным наблюдений и оцениваются параметры этих законов при условии однородности статистических данных. Условность таких оценок еще более усугубляется как в отношении всего множества объектов, так и в отношении конкретного представителя этого множества.

Частотные меры свойства надежности для множества объектов: параметр потока отказов $\omega(t)$, интенсивность отказов $\lambda(t)$, средний параметр потока отказов (частота отказов) λ , определяемые статистически, являются условными мерами, так же как и параметры законов распределения случайной величины t_i . Доверительные границы для этих частотных мер, как и для временных мер, еще более условны, чем их выборочные средние оценки.

Условность частотных и вероятностных мер — причина неопределенности в оценках показателей надежности для элементов электроэнергетических установок. Интервал, в который попадают значения частот отказов, составляет от одного до двух порядков.

Рассматривая надежность такого класса объектов, как система, можно говорить об условиях ее функционирования при отказах отдельных элементов и изменении внешних воздействий и требований, т. е. о логической мере уверенности в выполнении или невыполнении всех или части ее функций. Переход от логической меры к вероятностной мере уверенности возможен при условии оценки вероятностей отказов элементов. Так как вероятностные меры надежности элементов условны, то и вероятностная мера надежности системы условна. Чем сложнее объект как система, тем менее определенной представляется в силу своей условности вероятностная мера уверенности в надежности его функционирования. Частотные и временные меры надежности сложного объекта более или менее достоверно можно определить лишь в ходе его испытаний, а также из опыта эксплуатации. Сравнительный анализ надежности сложных объектов на стадии проектирования заключается в сравнении вариантов систем, различающихся составом элементов и условиями функционирования. Такой анализ в первую очередь требует формулировки логических условий отказов функционирования и относительной оценки вероятностей возникновения этих условий для

различных вариантов системы. Эта первая задача может быть названа раскрытием неопределенности логических связей или условий возникновения отказов и аварий.

В зависимости о формы представления логических связей определяется вид математических моделей для получения численных оценок показателей надежности. Каждая математическая модель является условным отображением действительного объекта, и, следовательно, оценки вероятностных, частотных и временных показателей надежности имеют широкий интервал неопределенности, обусловленный неопределенностью оценок показателей надежности элементов и условностью самой модели.

Для расчета надежности электроэнергетической установки как системы можно рекомендовать следующие способы [4, 7, 9, 13, 19]: 1) применение основных теорем теории вероятностей; 2) составление и решение системы дифференциальных уравнений марковского процесса переходов установки из состояния в состояние; 3) эквивалентное преобразование расчетной схемы установки с использованием формул первого и второго способа; 4) топологический анализ электрической схемы на связность; 5) статистическое моделирование случайного процесса перехода установки из состояния в состояние (метод Монте-Карло, имитационное моделирование).

Среди электроэнергетических установок можно выделить установки высокой, средней и низкой надежности. Установки высокой надежности за счет хорошо развитого резервирования обеспечивают высокий уровень безотказности (например, схемы электроснабжения потребителей особой группы первой категории по ПУЭ). Для таких установок расчет надежности выполняется наиболее эффективно и с необходимой точностью логико-вероятностным методом с помощью дерева отказов (см. § 3.7).

Установки низкой надежности не имеют избыточных элементов (например, схемы электроснабжения потребителей третьей категории по ПУЭ). Для расчета их надежности используются модели старения и износа, модели сработки ресурса, марковские модели надежности с восстановлением и профилактикой (см. § 3.1, 3.2, 3.4, 3.5).

Установки средней надежности имеют невысокую кратность резервирования (схемы электроснабжения потребителей первой и второй категорий, главные схемы и схемы собственных нужд электрических станций и подстанций, распределительные сети). Безотказность и восстанавливаемость их обеспечивается средствами управления, защиты и автоматики, а также профилактикой. При простейших схемах с последовательным и параллельным включением элементов возможен расчет с использованием аналитических выражений общей теории надежности и поэтапное эквивалентирование цепей (см. § 3.6).

При рассмотрении главных схем электрических соединений и прилегающей сети используется таблично-логический метод (см. § 5.3) или метод топологического анализа схемы на ЭВМ (см. § 5.5).

Для расчета надежности схем электрических сетей используется метод анализа состояний системы и методы определения минимальных путей и минимальных сечений с помощью ЭВМ [18, 19]. В работе [13] приводятся результаты сравнения различных методов расчета надежности распределительных сетей по их точности и эффективности.

СТАТИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ,
АНАЛИЗА И КОНТРОЛЯ НАДЕЖНОСТИ

2.1. Сбор и обработка информации

Посредством сбора и обработки информации о надежности изделий промышленности решаются следующие задачи: определение причин отказов; выявление тех деталей, сборочных единиц и комплектующих, которые лимитируют надежность изделия; установление и корректировка нормируемых показателей надежности; оптимизация норм расхода запасных частей и системы планово-предупредительных ремонтов; выявление условий и режимов эксплуатации, влияющих на надежность; определение экономической эффективности повышения надежности.

Вопросами сбора и обработки информации о надежности изделий должны заниматься головные организации и службы надежности (качества) на предприятиях-изготовителях и предприятиях-потребителях. Информация о надежности изделий серийного производства должна собираться с начала их эксплуатации потребителем. Для оценки надежности изделий, имеющих большой срок службы и выпускаемых малыми сериями или уникальных, допускается начинать сбор информации с очередного капитального ремонта или профилактического осмотра.

Формы документов — носителей информации о надежности изделий должны быть общими для всех отраслей и соответствовать действующей нормативно-технической документации. Все формы подразделяются на первичные формы учета, формы-накопители и формы записи результатов количественного и качественного анализа. Например, основные первичные формы учета: паспорт оборудования; журнал учета наработок, повреждений и отказов изделий; журнал технического обслуживания и ремонта изделий; разовые документы по эксплуатации изделия предприятием-потребителем (путевой лист, карточка на ремонт, донесение об отказе изделия и т. д.). Все виды форм должны предусматривать возможность их обработки на ЭВМ.

В соответствии с ГОСТ 20307—81 устанавливается содержание, порядок заполнения и прохождения донесения об отказе изделия. В донесениях регистрируются отказы изделий, связанные с опасностью для жизни людей или приводящие к большим экономическим потерям, отказы опытных образцов новой техники или образцов зарубежной техники, а также отказы изделий средне-, мелкосерийного и единичного производства. Донесение об отказе заполняется в организации, эксплуатирующей данное изделие или ответственной за его эксплуатацию.

В донесении об отказе должны быть следующие данные об изделии: наименование, марка или тип, заводской номер, предприятие-изготовитель, ремонтное предприятие, эксплуатирующее предприятие, дата выпуска, дата ремонта, дата отказа, адресные данные отказавших узлов и деталей, наработка, внешнее проявление и характер отказа, причина, условия выявления, последствия отказа, условия эксплуатации и режимы работы, время восстановления работоспособности, фактическая трудоемкость восстановления, исполнители работ по восстановлению.

2.2. Испытания на надежность

Статистические данные об отказах оборудования (изделий) можно получить либо в результате наблюдений за изделиями в ходе нормальной или опытной (подконтрольной) эксплуатации, либо в результате стендовых испытаний.

Наблюдения при нормальной эксплуатации — самый доступный источник получения экспериментальных данных о надежности. Недостатки — запаздывание данных, ограниченные возможности активного эксперимента, влияние субъективных факторов на объем и содержание информации.

При опытной эксплуатации наблюдения за работоспособностью оборудования проводятся с участием представителей служб надежности, имеющих специальную подготовку и независимых от воздействия местных субъективных факторов. Однако ограничения по времени и числу сотрудников, а также по режиму использования оборудования не позволяют ставить широкие активные эксперименты.

Стендовые испытания являются централизованными и проводятся либо на заводах-изготовителях, либо в специальных испытательных центрах отрасли. Это весьма дорогостоящий вид испытаний, осуществляемый не в реальных, а в имитируемых условиях эксплуатации (например, синтетические испытания высоковольтных выключателей), отвлекающий значительное количество оборудования от использования по назначению.

Однако стендовые испытания дают возможность получить информацию о недостатках конструкции, технологии и использовать эти данные для повышения надежности изделий. Стендовые испытания позволяют проводить активные эксперименты с выявлением слабых мест и проверкой экстремальных воздействий, а следовательно, ускорить получение данных.

По назначению испытания на надежность бывают определительными и контрольными. С помощью определительных испытаний выясняется фактический уровень показателей надежности для созданного типа изделий, с помощью контрольных устанавливается соответствие испытываемой партии изделий заданным (нормируемым) требованиям. Контрольные испытания применяются для входного контроля комплектующих изделий и выходного контроля выпускаемой продукции.

По объему выборки различают испытания с полной и неполной (усеченной) выборкой. Испытания с полной выборкой проводятся до отказа всех испытываемых изделий. При неполной выборке испытания проводятся либо в течение заданного времени, либо до определенного числа отказов, либо до заданной наработки.

При планировании испытаний необходимо задать следующее:

- признаки отказов изделий;
- показатель надежности, который является определяющим для данного изделия;
- условия испытаний (электрические параметры, климатические условия, механические нагрузки, последовательность и длительность режимов);
- способ контроля работоспособности (обычный эксплуатационный или специальный испытательный, непрерывный или периодический);

способ замены отказавших изделий (отказавшие изделия не заменяются до конца испытаний — план типа U , заменяются немедленно после отказа — план типа R , восстанавливаются в ходе испытаний — план типа M);

число испытываемых изделий N ;

правило окончания испытаний (по истечении заданного времени T , после наступления r -го отказа, по истечении суммарного по всем объектам времени или наработки T_{Σ} , после отказа всех изделий).

Для обозначения планов испытаний в ГОСТ 27.002—83 применяется символика с тремя позициями: число испытываемых изделий, способ замены отказавших изделий, правило окончания испытаний. Возможны, например, следующие планы: $[NUN]$, $[NUT]$, $[NUR]$, $[NU(rT)]$, $[NRT]$, $[NRr]$, $[NR(rT)]$, $[NMT]$, $[NMT_{\Sigma}]$, $[NMr]$, $[NM(rT_{\Sigma})]$.

Согласно ГОСТ 27.502—83 методы определения минимального числа объектов наблюдений могут быть параметрическими (при известном виде закона распределения исследуемой случайной величины) и непараметрическими (вид закона распределения неизвестен).

Так, при экспоненциальном законе, когда функция плотности вероятности задана в виде

$$f(t) = \lambda \exp(-\lambda t) \text{ при } t \geq 0,$$

число N объектов наблюдения зависит от относительной ошибки δ определения среднего значения t_{cp} исследуемой случайной величины (t_0, t, t_R, t_K) с доверительной вероятностью β .

Относительную ошибку определяют как

$$\delta = (t^a - t_{cp})/t_{cp},$$

где t^a — верхняя односторонняя доверительная граница.

Рекомендуется использовать доверительные вероятности β , равные 0,80; 0,90; 0,95; 0,99.

Число N объектов наблюдений определяют по формуле

$$\delta + 1 = 2N/\chi^2(1 - \beta; 2N),$$

где $\chi^2(1 - \beta; 2N)$ — квантиль распределения хи-квадрат при числе степеней свободы $2N$.

Формулы и примеры расчета числа N приводятся в ГОСТ 27.502—83 также для закона распределения Вейбулла, нормального и логарифмически нормального закона.

При неизвестном виде закона распределения случайной величины минимальное число N для проверки требуемой вероятности $P(t)$ безотказной работы в течение некоторого времени t с доверительной вероятностью β задается из условия отсутствия отказов за время t :

$$N = \ln(1 - \beta) / \ln P(t).$$

Если при испытаниях N объектов за время t не будет отмечено ни одного отказа, результаты наблюдений считаются удовлетворительными. Если же произойдет хотя бы один отказ, то требуемое значение вероятности не подтверждается.

Пример 2.1. Определить объем испытаний дизель-генераторов аварийной электростанции для АЭС. Заданная вероятность безотказной работы $P(t_p) = 0,9$ в течение расчетного времени ликвидации аварии $t_p = 240$ ч. Доверительную вероятность того, что $P(t_p) \geq 0,9$, примем $\beta = 0,95$. Тогда, считая, что закон распределения наработки на отказ для данного типа оборудования еще неизвестен, получаем

$$N = \ln(1 - 0,95) / \ln(0,9) = 2,9957/0,1054 = 28,43.$$

Это означает, что на испытания в течение 240 ч необходимо поставить 30 дизель-генераторов. Если за это время не произойдет ни одного отказа, то $P(240) \geq 0,9$. В противном случае $P(240) < 0,9$. Точечную оценку $P(240)$ при нескольких отказах можно вычислить по формулам табл. 2.4. Предположим, что число отказов $m = 5$. Тогда $P(240) = (30 - 5)/30 = 0,833$.

2.3. Проверка гипотез

Для более точного определения показателей надежности и установления вида законов распределения случайных величин необходимо объединить статистические данные, собранные в различных энергетических системах, на различных установках. В связи с этим встает задача проверки однородности статистического материала.

Пусть помимо выборки x_1, x_2, \dots, x_n имеются также взаимно независимые случайные величины x'_1, x'_2, \dots, x'_m , распределенные одинаково и непрерывно, но принадлежащие другой выборке. Объединим эти совокупности, расположив в порядке возрастания значений: $x''_1, x''_2, \dots, x''_{m+n}$.

Обозначим символом $G_m(x)$ функцию эмпирического распределения, соответствующего выборке x'_1, x'_2, \dots, x'_m . Основная гипотеза H_0 , подлежащая проверке, заключается в предположении, что обе выборки извлечены из одной и той же совокупности, а значения функции распределения величин x и x' одинаковы. Эту гипотезу можно выразить тождеством

$$H_0: MF_n(x) \equiv MG_m(x),$$

где $F_n(x)$ — функция эмпирического распределения, построенного на выборке x_1, x_2, \dots, x_n .

Возможные конкурирующие гипотезы запишем в виде неравенств

$$H_1^+: \sup M[G_m(x) - F_n(x)] > 0, \quad |x| < \infty;$$

$$H_1^-: \inf M[G_m(x) - F_n(x)] < 0, \quad |x| < \infty;$$

$$H_1: \sup |M[G_m(x) - F_n(x)]| > 0, \quad |x| < \infty.$$

Методы проверки нулевой гипотезы без оценки вида распределения показателя однородности называются непараметрическими. Существуют следующие критерии однородности [1]: знаков, Вилкоксона, Пирсона, Ван-дер-Вардена, Смирнова. Первые четыре критерия проще в отношении затрат труда и машинного времени, но имеют меньшую мощность (чувствительность). Статистика критерия Смирнова выражается формулами

$$D_{mn}^+ = \sup [G_m(x) - F_n(x)], \quad |x| < \infty;$$

$$D_{mn}^- = - \inf [G_m(x) - F_n(x)], \quad |x| < \infty.$$

Если гипотеза H_0 верна, то случайные величины $D_{mn}^+, D_{mn}^-, D_{nm}^+, D_{nm}^-$ распределены одинаково. Поэтому рассматривается лишь D_{mn} , причем для определенности полагают $m \leq n$. Вычисления ведутся по формулам

$$D_{mn}^+ = \max_{1 \leq r \leq m} [r/m - F_n(x_r'')] = \max_{1 \leq s \leq n} [G_m(x_s'') - (s-1)/n];$$

$$D_{n.n}^- = \max_{1 \leq r \leq m} [F_n(x_r'') - (r-1)/m] =$$

$$= \max_{1 \leq s \leq n} [s/n - G_m(x_s'')];$$

$$D_{mn} = \max(D_{mn}^+, D_{mn}^-).$$

Если гипотеза H_0 верна и объем выборки неограниченно увеличивается, то

$$\lim P[\sqrt{mn/(m+n)} D_{mn} < y] = K(y), \quad y > 0,$$

где $K(y)$ — функция распределения Колмогорова,

$$K(y) = \sum_{k=-\infty}^{\infty} (-1)^k \exp(-2k^2 y^2).$$

Критические значения $D_{mn}(Q)$ для Q , равных 1, 2, 3, 5 и 10 %, $n = 1 \dots 20$, $m = 1 \dots n$, приведены в работе [1] и представляют собой решения неравенств

$$P[D_{mn} \geq D_{mn}(Q)] \leq 0,01Q;$$

$$P[D_{mn} < D_{mn}(Q)] > 1 - 0,01Q.$$

Сравнивая критическое значение $D_{mn}(Q)$ для заданных m, n и Q с полученным из статистики значением D_{mn} , можно с уровнем значимости Q принимать или отвергать гипотезу H_0 . При $D_{mn} > D_{mn}(Q)$ гипотеза отвергается, при $D_{mn} < D_{mn}(Q)$ гипотеза принимается.

Проверка гипотез о законе распределения случайных величин производится методами математической статистики с помощью так называемых критериев согласия. Гипотеза о виде закона распределения или гипотеза о постоянстве среднего значения какой-либо случайной величины выдвигается на основании каких-либо теоретических предположений или моделей (см. гл. 4).

Простейший способ проверки — графический. Для графического сравнения опытных данных с теоретическими строят гистограмму $F(x)$, т. е. диаграмму накопленных частостей для упорядоченного ряда результатов наблюдений случайной величины:

$$x_1 \leq x_2 \leq \dots \leq x_n,$$

и на нее наносят график теоретической функции $F(t)$. Пример такого построения приведен на рис. 2.1. Здесь значения функции, полученные на опыте, отмечены кружками, а сплошной линией показана теоретическая кривая распределения. Графический метод весьма нагляден, но не позволяет измерить степень соответствия, или согласия.

Количественная оценка согласия опытного распределения с теоретическими осуществляется согласно

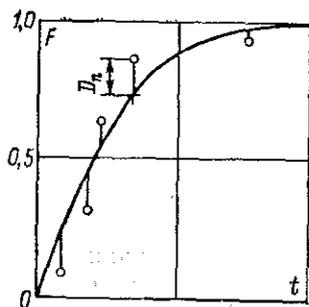


Рис. 2.1. Проверка согласия опытного и теоретического распределения вероятностей

ГОСТ 11006—74 с помощью критериев Колмогорова, χ^2 и ω^2 . Число наблюдений случайной величины для проверки согласия распределений должно быть больше 100, если используется

критерий Колмогорова или χ^2 , и больше 50, если критерий ω^2 . Погрешность измерения случайной величины не должна превышать 10 % предполагаемого среднеквадратического отклонения.

При использовании критерия Колмогорова необходимо иметь значения теоретической и опытной функции для некоторого числа n значений аргумента. Определяется максимальное расхождение между теоретическими и опытными данными

$$D_n = \max |\bar{F}(t) - F(t)|,$$

где $\bar{F}(t)$ и $F(t)$ — опытное и теоретическое значение интегральной функции распределения.

А. Н. Колмогоров доказал, что случайная величина $y = D_n \sqrt{n}$ имеет функцию распределения $K(y) = 1 - p(y)$ (табл. 2.1). Получив в результате

Таблица 2.1. Значения функции $p(y)$

y	$p(y)$	y	$p(y)$	y	$p(y)$
0,0	1,000	0,7	0,711	1,4	0,040
0,1	1,000	0,8	0,544	1,5	0,022
0,2	1,000	0,9	0,398	1,6	0,012
0,3	1,000	1,0	0,270	1,7	0,006
0,4	0,997	1,1	0,178	1,8	0,003
0,5	0,964	1,2	0,112	1,9	0,002
0,6	0,864	1,3	0,068	2,0	0,001

сравнения функций $\bar{F}(t)$ и $F(t)$ значение D_n и вычислив $y_n = D_n \sqrt{n}$, можно по таблице оценить вероятность $p(y)$ случайного получения подобного значения y . Если $p(y) > 0,3 \dots 0,4$, то считают, что опытная теоретическая функции хорошо согласуются между со

бой, если $p(y) < 0,05 \dots 0,10$, это означает, что наблюдаемое отклонение не случайно, т. е. теоретическая функция плохо согласуется с опытными данными.

Необходимо отметить, что критерий согласия Колмогорова предполагает вид распределения известным из каких-либо предпосылок теоретического характера. Кроме того, в случае определения параметров теоретической функции из опыта он дает завышенную оценку согласия.

Критерием χ^2 пользуются при большом объеме наблюдений и, в силу его универсальности, — при проверке многопараметрических распределений.

Критерий ω^2 , при котором расхождение между эмпирической и статистической функциями распределения измеряется максимумом абсолютного значения разности этих функций, а сам критерий вычисляется как сумма взвешенных квадратов разностей, используется при малом числе наблюдений в области верхних и нижних значений случайной величины.

В работе [4] приводятся результаты проверки гипотезы о пуассоновском характере распределения числа отказов элементов электроустановок и экспоненциальном характере распределения наработок на отказ. В качестве исходного материала использовались данные о срабатывании устройств релейной защиты в ряде энергосистем.

Пусть проведено n независимых опытов, в которых случайная величина X приняла определенное значение, и на основании наблюдений вычислены частоты $m_i/n = \bar{p}_i$, где m_i — число отмеченных значений случайной величины, попадающих в интервал i или принимающих i -е значение. Всего r интервалов или значений; в каждом интервале должно быть не менее 10 значений.

Из каких-либо соображений теоретического характера можно предположить вид закона распределения случайной величины, т. е. дать теоретическую оценку частотей $p_i = f(F(x))$. Как показал К. Пирсон, квантиль

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^r \frac{(m_i - np_i)^2}{np_i} = n \sum_{i=1}^r \frac{(\bar{p}_i - p_i)^2}{p_i}$$

распределена по закону хи-квадрат с числом степеней свободы k .

Число степеней свободы равно числу интервалов r или числу значений случайной величины (в зависимости от формы записи статистического закона распределения) минус число независимых условий (связей). Чаще всего таких условий два.

Первое условие — чтобы сумма частот была равна единице. Второе — чтобы совпадали теоретическое и статистическое среднее значение случайной величины. Можно потребовать совпадения дисперсий и других моментов, но выполнение каждого требования приводит к уменьшению числа степеней свободы.

Используя таблицу квантилей $\chi^2(\alpha, k)$ распределения хи-квадрат, можно оценить вероятность $P[\chi^2 < \chi^2(\alpha, k)] = \alpha$, и вероятность $(1 - \alpha)$ получения значения χ^2 , большего, чем наблюдаемое, или равного ему.

Пример 2.2. Для иллюстрации процедуры проверки гипотезы о законе распределения по критерию Колмогорова рассмотрим данные о наработке на отказ в условиях опытной эксплуатации преобразовательного агрегата (инвертора). Проверим гипотезу об экспоненциальности распределения наработки на отказ, исходя из этих малочисленных данных и забыв (в учебных целях)

Таблица 2.2. Проверка гипотезы об экспоненциальном законе распределения по критерию Колмогорова

i	t_i	m_i	$\bar{q}_i = m_i/n$	$\bar{F} = \sum_0^i \bar{q}_i$	t_i/\bar{i}	$F = 1 - \exp(-t_i/\bar{i})$	$D(t)$
1	0,091	1	0,143	0,143	0,310	0,265	0,122
2	0,143	1	0,143	0,286	0,488	0,385	0,099
3	0,167	1	0,143	0,429	0,570	0,435	0,006
4	0,200	2	0,286	0,715	0,682	0,495	0,220
5	0,250	1	0,143	0,858	0,853	0,575	0,283
6	1,000	1	0,143	1,000	3,413	0,965	0,035

$$n = \sum m_i = 7; \quad \bar{i} = \left(\sum_{i=1}^6 t_i m_i \right) / n = 0,293$$

об ограничениях на число наблюдений. Исходные данные и результаты расчета сведены в табл. 2.2.

Максимальному отклонению $D_n = 0,283$ при 7 наблюдениях соответствует $y = 0,283 \sqrt{7} = 0,75$. Для $y = 0,75$ имеем $p(y) = 0,65$ (см. табл. 2.1). Вероятность 0,65 достаточно велика, что позволяет считать отклонение случайным, а гипотезу об экспоненциальном законе распределения — не противоречащей полученным данным.

Пример 2.3. Проверим гипотезу о постоянстве вероятности правильных срабатываний опытного образца комплекта релеяной защиты на основании данных семи лет наблюдений. Используем критерий хи-квадрат. Исходные данные и результаты расчета сведены в табл. 2.3.

Среднее значение относительного числа правильных срабатываний $p_{пр} = n/N$, где n — полное число правильных срабатываний, N — полное число требуемых срабатываний. Согласно гипотезе $\hat{n}_i = p_{пр} m_i$, где m_i — число требований на срабатывание

Таблица 2.3. Проверка гипотезы о постоянстве вероятности правильных срабатываний по критерию хи-квадрат

i	\hat{n}_i	m_i	n_i	$\hat{n}_i - n_i$	$\frac{(\hat{n}_i - n_i)^2}{n_i}$
1	6	7	6,7	-0,7	0,073
2	15	15	14,37	0,63	0,028
3	9	9	8,63	0,37	0,016
4	8	8	7,67	0,33	0,014
5	8	9	8,63	-0,63	0,046

$$n = \sum \hat{n}_i = 46; \quad N = \sum m_i = 48; \quad \chi^2 = \sum \frac{(\hat{n}_i - n_i)^2}{\hat{n}_i} = 0,177$$

в i -м интервале. Число значений случайной величины $r = 5$, число степеней свободы $k = 5 - 2 = 3$. Число $\chi^2 = 0,1770$ получается суммированием чисел последнего столбца таблицы. Ближайшее значение квантили к полученному нами $\chi^2(\alpha, 3) = 0,352$ будет при $\alpha = 0,05$ (см. приложение 1); $1 - \alpha = 1 - 0,050 = 0,950$, т. е. вероятность получить такие значения χ^2 достаточно велика. Опытные данные, следовательно, не противоречат гипотезе о постоянстве вероятности правильного срабатывания.

2.4. Оценка показателей надежности

Под оценкой показателя надежности понимают числовое значение показателя, определяемое по результатам наблюдений за изделиями в условиях эксплуатации или испытаний. За числовое значение показателя принимают точечную оценку или доверительные границы интервала, в который с заданной доверительной вероятностью попадает истинное значение показателя. Согласно ГОСТ 27.503—81 определение показателей надежности при известном законе распределения включает в себя оценку параметров закона распределения, входящих в расчетную формулу определяемого показателя и оценку показателя

надежности по параметрам закона распределения, а при неизвестном законе распределения — непосредственную оценку показателя надежности.

В ГОСТ 27.503—81 приводятся формулы и примеры расчета точечных оценок и доверительных границ показателей надежности для различных планов и наблюдений при известном законе распределения (Вейбулла, нормальный, гамма-распределение) и при неизвестном законе распределения.

Для экспоненциального закона точечные оценки параметров вычисляются в соответствии с ГОСТ 11606—74. При полной выборке несмещенная оценка

$$\bar{t} = (1/n) \sum_{i=1}^n t_i;$$

при неполной выборке и любых планах испытаний смещенная и несмещенная оценка

$$\bar{t} = S/m,$$

где S — суммарная наработка всех объектов; t_i — наработка на отказ; m — число отказов всех испытываемых объектов.

При полной выборке

$$\bar{\lambda} = (n-1) / \sum_{i=1}^n t_i \text{ при } n > 1$$

— несмещенная оценка;

$$\bar{\lambda} = 1/t_i \text{ при } n = 1$$

— смещенная оценка.

При испытаниях по планам [NRT], [NMT], [NMT_Σ]

$$\bar{\lambda} = m/S$$

— несмещенная оценка, а по плану [NUT] — смещенная.

При испытаниях по планам [NRr], [Nur], [Nmr], [Nmr_Σ]

$$\bar{\lambda} = (m-1)/S \text{ при } m > 1$$

— несмещенная оценка;

$$\bar{\lambda} = 1/S \text{ при } m = 1$$

— смещенная оценка.

Для определения гамма-процентного ресурса используется формула

$$t_{R\gamma} = \bar{t}_R \left(-\ln \frac{\gamma}{100} \right).$$

При неизвестном законе распределения (непараметрический случай) точечные оценки единичных показателей надежности рассчитывают по формулам табл. 2.4, где $n(t_i)$ — число членов вариационного ряда, предшествующих значению t_i .

Таблица 2.4. Точечные оценки показателей надежности при неизвестном законе распределения

План наблюдений	\bar{t}	t_{γ}	$P(t)$	$\lambda(t)$
[NUN]	$\frac{1}{N} \sum_{i=1}^n t_i$	$\frac{\max t_i \text{ при } n(t_i) + 1}{N} \leq 1 - \frac{\gamma}{100}$	$\frac{N - n(t)}{N}$	$\frac{n(t + \Delta t) - n(t)}{\Delta t [N - n(t)]}$
[NUR], [NUT]	$\frac{\sum_{i=1}^m t_i + (N - m)t_m}{m}$	$\frac{\max t_i \text{ при } n(t_i) + 1}{N} \leq 1 - \frac{\gamma}{100}$	$\frac{N - n(t)}{N}$ при $t \leq t_m$	$\frac{n(t + \Delta t) - n(t)}{\Delta t [N - n(t)]}$ при $t + \Delta t \leq t_m$

Точечные оценки показателей надежности элементов энергосистем, по данным эксплуатационной статистики [17], приведены в приложении 2.

Доверительные границы для показателей надежности, являющиеся монотонной функцией одного параметра, находят путем подстановки значений верхней или нижней границы соответствующего параметра в выражение для показателей надежности. Формулы для определения доверительных границ при различных планах испытаний и законах распределения приведены в ГОСТ 27.503—81.

При экспоненциальном законе распределения случайной величины для определения доверительных границ параметров \bar{t} и λ пользуются тем фактом, что случайная величина

$$x = 2S/\bar{t} = 2S\lambda,$$

где S — суммарная наработка, распределена по закону хи-квадрат с числом степеней свободы $2n$ (n — число наблюдений наработки на отказ).

Возможное значение \bar{t} будет находиться между доверительными пределами t^a и t^b с доверительной вероятностью β . Приняв $P(\bar{t} \geq t^a) = \alpha_1$, $P(\bar{t} \leq t^b) = \alpha_2$, получим $\beta = \alpha_1 + \alpha_2 - 1$; при $\alpha_1 = \alpha_2 = \alpha$ получим $\beta = 2\alpha - 1$.

Из определения квантили получаем

$$P[2S/\bar{t} \geq \chi^2(1 - \alpha, 2n)] = \alpha,$$

откуда

$$t^b = 2S/\chi^2(1 - \alpha, 2n),$$

где $\chi^2(1 - \alpha, 2n)$ — квантиль распределения хи-квадрат с числом степеней свободы $k = 2n$.

Аналогично

$$P[\bar{t} \geq 2S/\chi^2(\alpha, 2n)] = \alpha,$$

откуда

$$t^a = 2S/\chi^2(\alpha, 2n).$$

По определению, S есть сумма наблюдаемых наработок. При полной выборке $S = \sum_{i=1}^n t_i$. При испытаниях в течение t_n , замене поврежденного оборудования новым и N мест на стенде $S = Nt_n$. При различном числе элементов в разные периоды испытаний

или наблюдений $S = \sum_{i=1}^n N_i t_i$.

Число наблюдаемых наработок n связано с числом наблюдаемых отказов m . Если отказов не было ($m = 0$), то число наработок $n = 1$. Если $m \neq 0$, то возможны два случая.

1. Регистрировались все наработки на отказ. В этом случае $m = n$.

2. Регистрировались только число отказов и полное время испытаний или наблюдений. Тогда максимальное число зарегистрированных наработок больше числа отказов на единицу. Минимальное число наработок равно числу отказов или максимальное число отказов равно числу наработок.

40

Из определения квантили получаем при $m = 0, n = 1$

$$P[2S\lambda \leq \chi^2(\alpha, 2)] = \alpha; \quad \lambda^b = \chi^2(\alpha, 2)/(2S);$$

$$P[2S\lambda > 0] = 1; \quad \lambda^a = 0;$$

при $m \neq 0, n = m$

$$P[2S\lambda \leq \chi^2(\alpha, 2n)] = \alpha; \quad \lambda^b = \chi^2(\alpha, 2m)/2S;$$

$$P[2S\lambda \geq \chi^2(1 - \alpha, 2n)] = \alpha; \quad \lambda^a = \chi^2(1 - \alpha, 2m)/2S;$$

при $m \neq 0$ в случае регистрации только числа отказов

$$P[2S\lambda \leq \chi^2(\alpha, 2m)] = \alpha.$$

Поскольку число наработок не больше, чем число отказов плюс один ($n \leq m + 1$), то

$$\chi^2(\alpha, 2n) \leq \chi^2(\alpha, 2m + 2);$$

$$P[2S\lambda \leq \chi^2(\alpha, 2m + 2)] = \alpha,$$

откуда

$$\lambda^b = \chi^2(\alpha, 2m + 2)/(2S),$$

Из определения квантили следует

$$P[2S\lambda > \chi^2(1 - \alpha, 2m)] = \alpha.$$

Поскольку число отказов не более, чем число наработок ($n \geq m$), то

$$\chi^2(1 - \alpha, 2n) > \chi^2(1 - \alpha, 2m);$$

$$P[2S\lambda > \chi^2(1 - \alpha, 2m)] = \alpha,$$

откуда

$$\lambda^a = \chi^2(1 - \alpha, 2m)/(2S).$$

Здесь $\chi^2(\cdot)$ — квантили распределения хи-квадрат с соответствующими степенями свободы k .

Пример 2.4. За 1986 год в системах Минэнерго зарегистрирован 21 случай отказов воздушных выключателей 330 кВ в отключении короткого замыкания (КЗ). Число выключателей в этот год составляло $S = 1750$. Оценим средний параметр потока отказов и его доверительные границы с вероятностью $\alpha = 0,95$. Примем гипотезу об экспоненциальности распределения для наработки на отказ, исходя из предположения, что благодаря профилактике (плановой и внеплановой) износные отказы аппаратов исключены (см. § 6.6).

Из приложения 1 при $m = 21, 2n = 42$ имеем

$$\chi^2(0,95; 44) = 60,5; \quad \lambda^b = 60,5/(2 \cdot 1750) = 1,72 \cdot 10^{-2} \text{ год}^{-1};$$

$$\chi^2(0,05; 42) = 28,1; \quad \lambda^a = 28,1/(2 \cdot 1750) = 0,80 \cdot 10^{-2} \text{ год}^{-1};$$

$$\bar{\lambda} = (21 - 1)/1750 = 1,14 \cdot 10^{-2} \text{ год}^{-1}.$$

Полученные результаты свидетельствуют о достаточно узком диапазоне оценок параметра потока отказов. С достоверностью 95 % его значение не превышает 1,72 при среднем 1,14 год⁻¹.

2.5. Анализ надежности

Рассмотрим статистические методы анализа, используемые при исследовании надежности.

Дисперсионный анализ — это методика определения влияния одной или нескольких переменных на какую-либо случайную величину. При этом оценивается вероятность действительного влияния этих переменных, называемых факторами. Методами дисперсионного анализа можно, например, определить влияние уровня эксплуатации на показатели надежности оборудования или влияние квалификации персонала на качество и эффективность профилактических проверок устройств релейной защиты и автоматики. Это задачи так называемого однофакторного анализа.

Однофакторный дисперсионный анализ является удобным средством объективной проверки поверхностных суждений и выводов, сделанных на основе средних оценок различных показателей по данным небольшого числа практических наблюдений. Познакомимся с элементами однофакторного дисперсионного анализа.

Пусть какая-либо случайная величина X наблюдалась в k различных группах опытов с числом наблюдений в i -й группе, равным n_i , и все значения x_{ij} в каждом из опытов зафиксированы (j — номер опыта).

Среднее значение величины X в каждой i -й группе опытов

$$\bar{x}_i = (1/n_i) \sum_{j=1}^{n_i} x_{ij},$$

а во всех группах —

$$\bar{x} = \left(\sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} x_{ij} \right) / \sum_{i=1}^k n_i.$$

Полное рассеяние случайной величины X

$$Q = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} (x_{ij} - \bar{x})^2,$$

рассеяние между группами, или рассеяние по фактору,

$$Q_1 = \sum_{i=1}^k n_i (\bar{x}_i - \bar{x})^2;$$

остаточное рассеяние

$$Q_2 = \sum_{i=1}^k \sum_{j=1}^{n_i} (x_{ij} - \bar{x}_i)^2.$$

При этом $Q = Q_1 + Q_2$.

Необходимо проверить, есть ли различие в условиях опыта. Иными словами, можно ли объяснить различие в результатах наблюдения по группам влиянием какого-то определенного фактора, а не просто случайностью. В качестве основной или нулевой выдвигают гипотезу об отсутствии такого влияния. Противоположная гипотеза — влияние существует. Для проверки гипотез используют тот факт, что случайная величина $\sigma_1^2 = Q_1/(k-1)$ имеет распределение хи-квадрат с $k_1 = k-1$ степенями свободы, а величина $\sigma_2^2 = Q_2/(n-k)$ — распределение хи-квадрат с $k_2 = n-k$ степенями свободы.

Отношение $F = \sigma_1^2/\sigma_2^2$ имеет F -распределение, 95 %-ная квантиль которого приведена в работе [2] в функции k_1 и k_2 . Полученное из опытов значение сравнивается со значением $F_{0,95}(k_1; k_2)$ при соответствующих степенях свободы k_1 и k_2 . Если $F \leq F_{0,95}$, принимается основная гипотеза, если $F > F_{0,95}$ — противоположная.

Пример 2.5. Рассмотрим весьма распространенную производственную ситуацию. Три мастера ($i = 1, 2, 3$) производили проверку однотипных устройств релейной защиты. Каждый из них проверил различное число комплектов и обнаружил различное число дефектов при каждой проверке (табл. 2.5). Анализируя их работу, начальник наладочного участка выдвинул предположение о различной квалификации мастеров. На первый взгляд, среднее число найденных дефектов при одной проверке у одного из мастеров заметно отличается от оценок двух других мастеров.

Если же выполнить расчеты рассеяния результатов, то $Q_1 = 36$, $Q_2 = 58$ и при $k_1 = k-1 = 3-1 = 2$, $k_2 = n-k = 12-3 = 9$ значение $F = 36 \cdot 9 / (2 \cdot 58) = 2,8$. Фрагмент таблицы квантилей $F_{0,95}(k_1; k_2)$ из работы [1] приведен в табл. 2.6, откуда следует, что $F_{0,95}(2; 9) = 4,2$, но $2,8 < 4,2$ и, значит, принимается нулевая гипотеза, т.е. обвинять второго мастера в отсутствии служебного рвения или в низкой квалификации нет оснований.

Таблица 2.5. Результаты работы мастеров

Проверка i	Мастер i			Всего
	1	2	3	
1	11	6	8	25
2	7	1	7	15
3	8	2	9	19
4	4	—	4	8
5	5	—	—	5
Всего i -м мастером обнаружено дефектов	35	9	28	72
выполнено проверок	5	3	4	12
Среднее число дефектов, найденных при одной проверке	7	3	7	6

Таблица 2.6. Квантили $F_{0,95}$

k_2	k_1				
	1	2	3	4	5
1	161,4	199,5	215,7	224,9	230,0
2	18,5	19,0	19,2	19,2	19,3
3	10,1	9,6	9,3	9,1	9,0
4	7,7	6,9	6,6	6,4	6,2
5	6,6	5,8	5,4	5,2	5,0
6	6,0	5,1	4,8	4,5	4,4
7	5,6	4,7	4,3	4,1	4,0
8	5,3	4,4	4,1	3,8	3,7
9	5,1	4,2	3,9	3,6	3,5
10	5,0	4,1	3,7	3,5	3,3

Если одновременно рассматривать влияние ряда факторов, таких, как климатические условия, технический уровень производства, режим эксплуатации, то задача станет многофакторной. Многофакторное исследование с инженерной точки зрения эффективнее осуществлять в форме регрессионного анализа.

Действия ряда факторов, определяющих надежность электроэнергетического оборудования, невозможно описать в форме известных законов. Такая си-

туация складывается при заблаговременном рассмотрении надежности объекта, который только еще проектируется. Аналогичные обстоятельства имеют место при обработке статистических данных не специальных испытаний, а прошедшей эксплуатации различных объектов одного класса с различными, но не фиксированными условиями функционирования.

В этих случаях некоторую помощь исследователю может оказать применение локально-интегральной полиномиальной модели изучаемого объекта. Объект исследования представляется в этом случае в виде «черного ящика». Исследователя интересуют только связи между выходными параметрами Y и множеством входных параметров X (независимых переменных). Природу явлений внутри объекта описать с помощью дифференциальных уравнений практически нельзя из-за сложности и неизученности связей. Исследователь может определить лишь коэффициенты некоего полинома. Эти коэффициенты можно интерпретировать как значения частных производных в точке, вокруг которой производится разложение в ряд Тейлора неизвестной функции, задающей решение дифференциальных уравнений внутренних связей с входом и выходом «черного ящика».

Пользуясь статистическими методами множественной регрессии, можно определить коэффициенты полинома как коэффициенты регрессии. Можно также оценить степень адекватности полиномиальной модели при наличии некоторых результатов, являющихся решениями дифференциальных уравнений процессов внутри объекта в известных точках пространства переменных. Каждая такая точка есть результат эксперимента, условия которого известны исследователю.

Экспериментальные точки можно выбирать из множества наблюдений объектов в ходе их эксплуатации (пассивный эксперимент). При возможности изменения независимых переменных их значения в ходе испытаний можно варьировать по специальному плану, что позволяет значительно сократить сроки эксперимента и получить максимум информации об объекте.

В работе [16] приводятся правила построения оптимальных планов для полных и дробных факторных экспериментов. Эти планы позволяют уменьшить среднеквадратическую ошибку оценок, получаемых с

помощью полинома регрессии, и сократить число экспериментов.

Полный факторный эксперимент при трех факторах имеет матрицу планирования в виде

k	x_0	x_1	x_2	x_3	x_1x_2	x_2x_3	x_1x_3	$x_1x_2x_3$
1	+1	-1	-1	-1	+1	+1	+1	-1
2	+1	+1	-1	-1	-1	-1	+1	+1
3	+1	-1	+1	-1	-1	+1	-1	+1
4	+1	+1	+1	-1	+1	-1	-1	-1
5	+1	-1	-1	+1	+1	-1	-1	+1
6	+1	+1	-1	+1	-1	+1	-1	-1
7	+1	-1	+1	+1	-1	-1	+1	-1
8	+1	+1	+1	+1	+1	+1	+1	+1

здесь k — номер строки или опыта; -1 означает верхний уровень воздействия факторов, а $+1$ — нижний), которая дает возможность оценки коэффициентов полинома

$$\hat{y} = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_{12}x_1x_2 + b_{13}x_1x_3 + b_{23}x_2x_3 + b_{123}x_1x_2x_3$$

по формулам

$$b_i = \frac{1}{8} \sum_{k=1}^8 x_i y_k; \quad b_{ij} = \frac{1}{8} \sum_{k=1}^8 x_i x_j y_k;$$

$$b_{ijs} = \frac{1}{8} \sum_{k=1}^8 x_i x_j x_s y_k$$

дисперсией коэффициентов

$$\sigma^2(b_i) = \frac{1}{8} \sigma^2(y);$$

$\sigma^2(y)$ — дисперсия оценки y в каждом из восьми опытов.

Факторный эксперимент дает возможность численной оценки степени влияния каждого фактора x на исследуемый выходной параметр y . Отбрасывая незначимые факторы по критерию Стьюдента и проверки адекватности уравнения регрессии по критерию Фишера, исследователь получает грубую модель объекта, но эта модель количественная, она обладает

известной достоверностью (доверительная вероятность критерия Фишера) и известной точностью, задаваемой при проверке значимости.

Пример 2.6. Рассмотрим прогнозирование параметра потока отказов для воздушного выключателя. Наиболее важные факторы, определяющие эксплуатационную надежность воздушных выключателей [4]:

1. Значение перенапряжений и электрическая прочность изоляции с учетом загрязнения. Верхнему уровню отвечает кратность перенапряжений, равная 2; нижнему — 1,3.

Таблица 2.7. Результаты факторного эксперимента

k	m	S , год	$\hat{\lambda}$, год ⁻¹	$\hat{\lambda}$, год ⁻¹
1	4	71	0,056	0,061
2	9	289	0,031	0,022
3	2	40	0,050	0,047
4	1	34	0,029	0,036
5	0	50	0,023	0,025
6	7	287	0,024	0,036
7	0	98	0,012	0,011
8	2	32	0,062	0,050

2. Отключаемый ток короткого замыкания. Верхнему уровню отвечает ток, составляющий 100 % предельного тока отключения; нижнему — менее 60 %.

3. Длительность воздействия максимальных (положительных) температур. Верхнему уровню отвечает температура $+40^\circ\text{C}$ в течение 30 дней и более в году; нижнему — температура $+40^\circ\text{C}$ в течение 10 дней и менее в году.

4. Длительность воздействия минимальных (отрицательных) температур. Верхнему уровню отвечает температура -40°C в течение 30 дней и более в году; нижнему — температура -40°C в течение 10 дней и менее в году.

5. Число отключений КЗ в течение года; верхний уровень — 10 КЗ и более; нижний — не более 1 КЗ.

6. Число оперативных переключений (с отключением и включением рабочего тока). Верхний уровень — 200 операций в год, нижний — 12 и менее операций в год.

Для выключателей серии ВВН удалось сгруппировать данные эксплуатационной статистики по плану дробного факторного эксперимента, предположив, что взаимосвязь перечисленных факторов не влияет на средний параметр потока отказов [4]. Результаты эксперимента приведены в табл. 2.7. Полином регрессии по этим результатам получается в виде

$$\hat{\lambda} = 0,0360 - 0,0056x_3 + 0,0068x_4 + 0,0123x_5.$$

В таблице приводятся также результаты оценки среднего параметра потока отказов по данным статистики и с помощью полинома. С 95 %-ной достоверностью (по критерию Фишера) полином $\hat{\lambda}$ дает адекватное описание влияния факторов.

С 90 %-ной уверенностью (уровень значимости критерия Стюдента) можно считать, что параметр потока отказов при эксплуатации выключателей серии ВВН определяется следующими факторами (в порядке убывания степени влияния): числом КЗ, отключаемых в течение года (x_3); длительностью воздействия отрицательных температур (x_4); длительностью воздействия положительных температур (x_5).

В наиболее благоприятных условиях ($x_3 = +1$; $x_4 = -1$; $x_5 = -1$) получаем $\lambda_{\min} = 0,0113$; в наиболее тяжелых условиях ($x_3 = -1$; $x_4 = +1$; $x_5 = +1$) — $\lambda_{\max} = 0,0607$.

При благоприятных климатических условиях ($x_3 = +1$; $x_4 = -1$) число отключаемых КЗ влияет на параметр потока отказов особенно заметно: $\lambda = 0,0339$ при $x_5 = +1$; $\lambda = 0,0113$ при $x_5 = -1$. При неблагоприятных климатических условиях ($x_3 = -1$; $x_4 = +1$) число отключаемых КЗ оказывает незначительное влияние на безотказность выключателей: $\lambda = +0,0607$ при $x_5 = +1$; $\lambda = 0,0484$ при $x_5 = -1$. Выявление фактора x_3 стимулировало введение в модель надежности главных схем электрических соединений (см. § 5.1) и схем собственных нужд (см. § 3.5) события отказа в отключении КЗ, а также разработку математической модели отказов выключателя для прогнозирования его надежности (см. § 6.6).

2.6. Контроль качества и надежности

При массовом производстве нет возможности для тщательной проверки каждого изделия. При мелкосерийном производстве (например, высоковольтной аппаратуры) такая проверка может быть экономически нецелесообразной, особенно если многие свойства изделия обеспечиваются при монтаже установки после длительной транспортировки и хранения. В этом случае проводится выборочный статистический контроль качества и надежности, когда в генеральных (присущих всей партии изделий) характеристиках судят на основании характеристик, определяемых по малой выборке из партии. Идея статистического контроля была высказана впервые еще в 1846 г. академиком М. В. Остроградским. В последние годы статистические методы контроля качества продукции получили широкое распространение во многих отраслях промышленности, особенно в связи с внедрением АСУП и АСУТП.

Статистический контроль качества и надежности может проводиться либо в процессе производства (так называемый текущий предупредительный контроль), либо по окончании производства (так называемый приемочный контроль). Приемочный контроль может осуществляться у изготовителя (выходной

контроль) и у потребителя изделий (входной контроль). Текущий предупредительный контроль является предметом забот производителей электроэнергетического оборудования и в книге не рассматривается, приемочный контроль представляет интерес для эксплуатационников как средство обеспечения высокого качества и надежности электроустановок. Существует три наиболее распространенных метода приемочного контроля: метод однократной выборки, метод двукратной выборки и метод последовательных испытаний.

Метод однократной выборки можно рекомендовать для испытаний опытных образцов, когда объем испытаний обычно задается заранее. Метод двукратной выборки рекомендуется в тех случаях, когда контроль серийной продукции по последовательному плану оказывается неудобным технически или в связи с ограничениями производственного и организационного порядка. Метод последовательных испытаний обеспечивает значительно меньший средний объем испытаний, чем метод однократной выборки, поэтому при испытаниях серийной продукции он оказывается предпочтительным.

При методе однократной выборки из контролируемой партии изделий отбирается случайным образом определенное их число (выборка). По характеристикам надежности или качества этой выборки принимается решение о том, принять ли данную партию изделий, забраковать ли ее (т. е. направить на сплошной контроль или на переделку).

При методе двукратной выборки из контролируемой партии изделий также случайным образом отбирается определенное число их. По характеристикам качества и надежности этой выборки принимается одно из трех решений: принять партию, забраковать партию, произвести еще одну выборку определенного объема из рассматриваемой партии. По характеристикам первой и второй выборки принимается одно из двух решений: принять или забраковать партию.

При методе последовательных испытаний объем испытаний заранее не задается. Из контролируемой партии последовательно, но случайным образом, берутся изделия (по одному или по нескольку) и определяются их характеристики качества и надежности. По этим характеристикам принимается одно из трех

решений: принять партию, забраковать партию, продолжить испытания. Испытания заканчиваются, когда принимается первое или второе решение.

Из-за случайности выборки возможны ошибки при оценке всей партии по выборочным характеристикам. Различаются ошибки первого и второго рода. Ошибка первого рода заключается в том, что испытуемая годная партия изделий оценивается по результатам выборки как негодная. Вероятность α браковки годной продукции называют риском поставщика. Ошибка второго рода заключается в том, что испытуемая негодная партия оценивается по результатам выборки как годная. Вероятность β пропуска брака при приеме продукции называют риском потребителя.

Очевидно, что рациональная организация статистического контроля должна обеспечивать достаточно малые значения α и β (обычно 0,05...0,10). Для уверенного различения годной и негодной продукции устанавливаются три категории: хорошая продукция, допустимая продукция, брак. Если оценка выборки, содержащей n изделий, производится по некоторому параметру x_n (например, по числу отказавших или дефектных изделий) и имеется некоторый генеральный параметр t_{cp} (например, средняя наработка на отказ), то партия изделий относится к первой категории при условии $t_{cp} \geq T_0$ и к третьей категории при условии $t_{cp} \leq T_1$, где T_0 и T_1 — установленные границы значений параметра.

При методе однократной выборки устанавливается два контрольных норматива: объем выборки n и оценочный норматив C . Партия изделий принимается при условии $x_n \leq C$ и бракуется при условии $x_n > C$. В этом случае вероятность ошибок первого и второго рода записывается так:

$$\alpha = P(x_n > C | t_{cp} = T_0); \quad \beta = P(x_n \leq C | t_{cp} = T_1).$$

Если заданы α , β , T_0 и T_1 , то можно однозначно определить контрольные нормативы.

При методе двукратной выборки устанавливается пять контрольных нормативов: объем выборок n_1 , n_2 и оценочные нормативы C_1 , C_2 , C_3 . Сначала делается выборка объема n_1 и определяется выборочный параметр x_{n1} . Если $x_{n1} \leq C_1$, то партия изделий принимается и повторная выборка не производится. Если $x_{n1} > C_2$, то партия изделий бракуется и повторная

выборка не производится. Если $C_1 < x_{n1} < C_2$, то производится повторная выборка объемом n_2 , по которой определяется выборочный параметр x_{n2} . Далее составляется некая оценочная функция $f(x_{n1}, x_{n2})$ и ее значение сравнивается с оценочным нормативом C_3 . Если $f(x_{n1}, x_{n2}) \leq C_3$, то партия изделий принимается. В противном случае партия бракуется.

Рассматривая метод последовательных испытаний, обозначим плотность распределения вероятностей случайной величины x_n при $t_{cp} = T_0$ как $f(x_n, T_0)$, а при $t_{cp} = T_1$ — как $f(x_n, T_1)$ и введем отношение

$$\gamma = f(x_n, T_1) / f(x_n, T_0),$$

называемое отношением правдоподобия.

Если при $t_{cp} = T_0$ на опыте получено значение x'_n , то вероятность попадания опытного значения x_n в интервал $(x'_n, x'_n + \Delta x_n)$ равна $f(x'_n, T_0) \Delta x_n$. Очевидно, что эта вероятность, как правило, больше, чем $f(x'_n, T_1) \Delta x_n$, так как опытное значение x'_n соответствует случаю $t_{cp} = T_0$, а не $t_{cp} = T_1$. Поэтому, как правило, при $t_{cp} = T_0$ будет наблюдаться $\gamma_n < 1$. Аналогично при $t_{cp} = T_1$ имеет место $\gamma_n > 1$.

На этом основании А. Вальд создал методику последовательного анализа [2, 3], при которой число n испытуемых объектов последовательно увеличивается на каждом шаге испытаний. На каждом шаге испытаний определяется γ_n . Если $\gamma_n \leq \beta / (1 - \alpha)$, то испытания прекращаются и партия изделий принимается. Если же выполняется неравенство $\gamma_n \geq (1 - \beta) / \alpha$, то испытания прекращаются и партия изделий бракуется. При выполнении условий $\beta / (1 - \alpha) < \gamma_n < (1 - \beta) / \alpha$ испытания продолжаются с увеличенным числом объектов до тех пор, пока не будет выполняться какое-либо из первых двух неравенств.

Пример 2.7. На рис. 2.2 представлен график последовательных испытаний для изделий с присмочным значением $T_0 = 1500$ ч при $\alpha = \beta = 0,1$ и браковочным $T_1 = 600$ ч, построенным в соответствии с ГОСТ 27410—83. По оси абсцисс на этом графике откладывается суммарная наработка, отнесенная к T_0 , а по оси ординат — число наблюдаемых отказов. Между ограничительными линиями окончания испытаний показана (ступеньками) регистрация результатов испытания до первых трех отказов. Минимальное число объектов для испытаний $n_{min} = \tau_{усеч} = 24$.
Электроэнергетическое оборудование: генераторы, трансформаторы (автотрансформаторы) на напряжения 220 кВ и выше.

высоковольтные выключатели на напряжения 220 кВ и выше — выпускается малыми сериями, и, следовательно, для него контрольные испытания должны осуществляться методом однократной выборки. При этом могут встретиться случаи с ограниченным объемом выборки из-за отсутствия мест на стенде или из-за

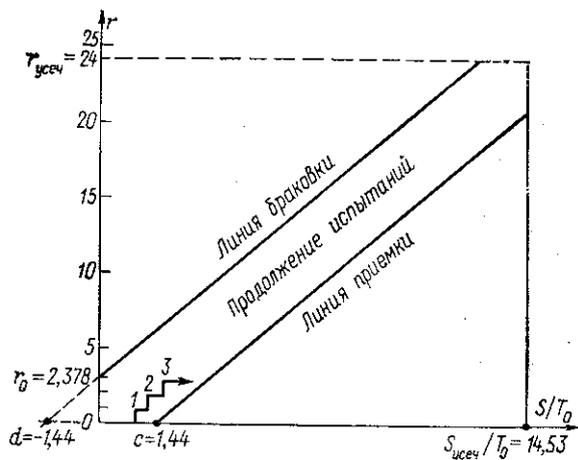


Рис. 2.2. План-график последовательных испытаний на надежность

отсутствия избыточного количества изделий, изготавливаемых индивидуально, и случаи с ограниченной продолжительностью испытаний, задаваемой сроками выпуска продукции. В действующих стандартах описывается решение задачи планирования испытаний: по заданным α , β , T_0 и T_1 определяется объем выборки n при ограниченном времени испытаний t_n или время испытаний t_n при ограниченном объеме выборки n .

Однако возможен и другой подход, когда объем выборки и время испытаний заданы и необходимо оценить либо α и β при заданных T_0 и T_1 , либо T_0 и T_1 при заданных α и β , либо только β при заданном T_0 , либо только α при заданном T_1 .

Таблица 2.8. Планы испытаний с ограниченным числом отказов

Код плана	α	β	T_0/T_1	$r_{\text{пред}}$	$S/(r_{\text{пред}}T_0)$	t_n , ср. ч
A-5	0,05	0,10	4,065	5	0,394	4500
A-4	0,05	0,20	4,032	4	0,342	4130
B-3	0,10	0,20	3,890	3	0,367	3770
B-3	0,20	0,05	4,098	3	0,512	3570
Г-2	0,30	0,05	4,329	2	0,549	2770
Г-1	0,30	0,20	4,525	1	0,356	1765

Пример 2.8. Рассмотрим планирование испытаний при $T_0 = 8000$ ч, $T_1 = 2000$ ч с ограничением выборки $n \leq 5$ и ограничением времени испытаний $t_n \leq 4000$ ч. В табл. 2.8 приведены стандартные планы испытаний, отвечающие условиям ограничения числа отказов объектов (каждый объект может отказать только один раз) $r = n \leq 5$, и имеющее соотношение $T_0/T_1 \approx 4$. Из этих планов и следует выбрать тот, который обеспечивает приемлемый риск.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

ВЕРОЯТНОСТНЫЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ

3.1. Модели отказов оборудования

Оборудование электроэнергетических установок с течением времени отказывает. Математическое описание процесса возникновения отказа называется моделью отказов. В большинстве случаев отказавшие элементы установок восстанавливаются. Включение в работу резервных элементов позволяет восстановить работоспособность оборудования без прекращения функционирования установки. Процесс восстановления и профилактики оборудования не исключает полностью возможности отказов установки, но в значительной степени снижает их вероятность, т. е. повышает надежность. Математическое описание этих процессов называется моделью надежности. Модели отказов и модели надежности используются для расчета показателей надежности.

На рис. 3.1 приведена кривая изменения интенсивности отказов в течение эксплуатации, типичная для многих элементов электротехнического и энергетического оборудования. Весь интервал времени работы можно разбить на три участка. На первом из них функция $\lambda(t)$ имеет повышенные значения. Это связано с тем, что всегда имеются изделия со скрытыми дефектами, которые

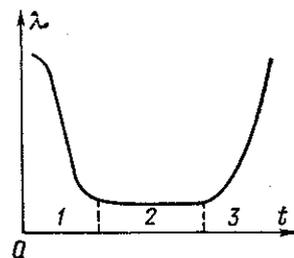


Рис. 3.1. Изменение интенсивности отказов в течение эксплуатации

выходят из строя вскоре после начала работы. По этой причине первый период называют периодом приработки или периодом «выжигания» дефектных изделий. Второй период называют периодом нормальной работы. Он характеризуется постоянным или приблизительно постоянным значением интенсивности отказов. Последний период — период старения. Необратимые физико-химические явления приводят к ухудшению качества материалов и деталей. В этот период интенсивность отказов возрастает.

Данная картина изменения интенсивности отказов является типичной. Однако есть оборудование, у которого контроль перед вводом в эксплуатацию отсеивает почти все дефектные элементы. Есть элементы, которые практически не стареют. У большинства элементов имеется длительный период, на котором интенсивность отказов практически постоянна. Период приработки можно не рассматривать как нормальную эксплуатацию. С другой стороны, можно выводить оборудование в профилактику раньше, чем начнется заметное старение его элементов. В таких случаях можно принять $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$. При этом условии вероятность безотказной работы

$$P(t) = \exp(-\lambda t), \quad (3.1)$$

вероятность отказа

$$Q(t) = 1 - \exp(-\lambda t), \quad (3.2)$$

среднее время безотказной работы (средняя наработка до отказа)

$$\bar{t}_0 = 1/\lambda, \quad (3.3)$$

дисперсия среднего времени безотказной работы

$$D[\bar{t}_0] = 1/\lambda^2. \quad (3.4)$$

Графики функций $Q(t)$ и $P(t)$ приведены на рис. 3.2.

Закон, выраженный формулой (3.2), называется экспоненциальным. Основное его свойство состоит в том, что вероятность безотказной работы не зависит от времени предшествующей работы, а зависит только от рассматриваемого интервала времени. Это значит, что будущее поведение объекта не зависит от прошлого, если в настоящий момент он работоспособен. Это свойство является характеристическим, т. е.

для объекта с таким свойством закон распределения времени безотказной работы — экспоненциальный, а поток отказов — простейший. Простейший поток определяется как ординарный стационарный поток без последствия.

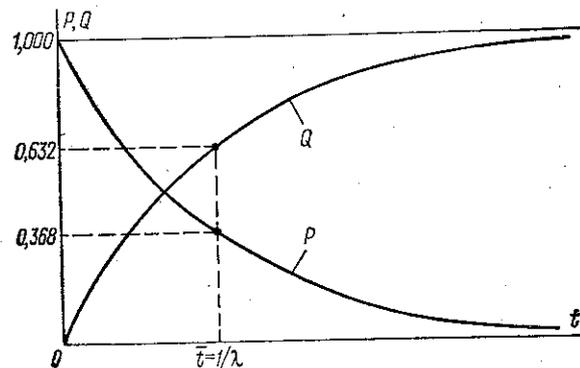


Рис. 3.2. Вероятность отказа и безотказной работы при экспоненциальном распределении наработки до отказа

Поток считается ординарным, если вероятность совпадения двух и более событий во времени бесконечно мала:

$$\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{\sum_{k=2}^{\infty} P_k(t, t + \Delta t)}{\Delta t} = 0.$$

В этом смысле поток отказов, а также поток восстановлений для одного какого-либо элемента установки является ординарным.

Поток событий является стационарным, если вероятность возникновения k отказов в интервале $(t, t + \Delta t)$ зависит только от Δt . Для стационарного потока $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$.

Поток отказов (или других событий) называется потоком без последствия, если для любых неперекрывающихся интервалов времени число событий, появляющихся в одном из них, не зависит от числа событий, появившихся в предшествующие интервалы. Ординарные потоки без последствия называются пуассоновскими. Стационарный пуассоновский поток считается простейшим.

Когда оборудование или установка состоит из большого числа элементов, причем каждый может отказаться лишь с малой вероятностью и эти отказы взаимонезависимы, то суммарный поток отказов может считаться близким к простейшему, если сумма вероятностей более чем одного отказа бесконечно мала. У хорошо спроектированной и правильно эксплуатируемой технической системы, подвергаемой профилактическому обслуживанию в установленные сроки, поток отказов простейший [10, 18].

Нестационарность потока отказов у отдельных элементов электроэнергетических установок вызывается наличием приработочного периода, старением изоляции, износом и разрегулировкой механических частей и т. д. Высоковольтное оборудование имеет также сезонную нестационарность потока отказов, связанную с воздействием гроз, гололеда, оползней, с миграцией птиц и животных [4, 7, 20].

Для нестационарного пуассоновского потока математическое ожидание числа событий в интервале (t_1, t_2)

$$a = \int_{t_1}^{t_2} \omega(t) dt, \quad (3.5)$$

для стационарного пуассоновского потока (простейшего) —

$$a = \omega t = \lambda t. \quad (3.6)$$

Закон Пуассона дает выражение для вероятности возникновения ровно m событий за время t :

$$P_m(t) = a^m (m!)^{-1} \exp(-a), \quad (3.7)$$

откуда вероятность безотказной ($m = 0$) работы

$$P(t) = \exp(-a). \quad (3.8)$$

Рассмотрим закон распределения

$$F(t) = 1 - \exp(-\lambda t^\alpha) = Q(t),$$

который носит название закона Вейбулла.

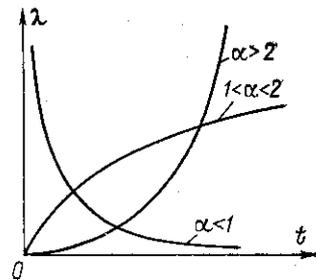
Вероятность безотказной работы в этом случае

$$P(t) = \exp(-\lambda t^\alpha);$$

интенсивность отказов

$$\lambda(t) = \alpha \lambda t^{\alpha-1}.$$

Рис. 3.3. Зависимость интенсивности отказов от времени при законе распределения Вейбулла



На рис. 3.3 приведена зависимость $\lambda(t)$ при законе Вейбулла. При $\alpha > 1$ интенсивность отказов монотонно возрастает, при $\alpha < 1$ — монотонно убывает. Экспоненциальный закон является частным случаем закона Вейбулла при $\alpha = 1$.

Соответствующим подбором параметра α можно с помощью закона Вейбулла описывать и надежность стареющих элементов, у которых функция

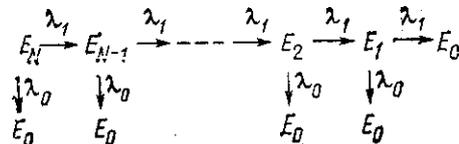


Рис. 3.4. Модель равномерного износа

$\lambda(t)$ возрастает, и надежность элементов, имеющих скрытые дефекты, у которых функция $\lambda(t)$ убывает с течением времени [18].

Перейдем к рассмотрению моделей отказов, более близких к физике износа и старения. Предположим, что элемент оборудования в момент t может находиться в любом из $N + 1$ состояний — от E_N до E_0 . Граф переходов из одного состояния в другое приведен на рис. 3.4, где E_0 — состояние отказа, λ_0 — интенсивность внезапных отказов, λ_1 — параметр потока переходов от состояния E_{k+1} к состоянию E_k ($k = 1, 2, \dots, N - 1$), определяемый как

$$\lambda_1 = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P_1(t, t + \Delta t)}{\Delta t}.$$

Здесь $P_1(t, t + \Delta t)$ — вероятность одного перехода из состояния в состояние в интервале $(t, t + \Delta t)$.

Предполагается, что за N этапов элемент окончательно изнашивается и наступает отказ. Мгновенный параметр потока воздействий, изнашивающих элемент на одну N -ю часть, принимается равным λ_1 .

Кроме износных наблюдаются также внезапные отказы с интенсивностью отказов λ_0 .

Вероятностный закон переходов сформулируем следующим образом. Если элемент в момент времени t находится в состоянии E_k ($2 \leq k \leq N$), то вероятность перехода за время Δt в состояние E_{k-1} равна $\lambda_1 \Delta t + 0(t)$, а в состояние $E_0 - \lambda_0 \Delta t + 0(t)$. При $k=1$ вероятность перехода в состояние E_0 за время Δt равна $(\lambda_0 + \lambda_1) \Delta t + 0(t)$. Вероятность двух и более переходов в интервале $(t, t + \Delta t)$ равна $0(t)$. Через $0(t)$ обозначены величины высшего порядка малости по сравнению с λ_0 и λ_1 .

Пусть $P_k(t)$ — вероятность нахождения элемента в состоянии E_k в момент t ($1 \leq k \leq N-1$). Эта вероятность складывается из следующих составляющих: 1) вероятности того, что в момент t элемент был в состоянии E_k и в интервале $(t, t + \Delta t)$ не произошло перехода в другое состояние, $P_k(t) [1 - \lambda_0 \Delta t - \lambda_1 \Delta t + 0(\Delta t)]$; 2) вероятности того, что в момент t элемент был в состоянии E_{k+1} и в интервале $(t, t + \Delta t)$ произошел один переход в состояние E_k , $P_{k+1}(t) [\lambda_1 \Delta t + 0(\Delta t)]$; 3) вероятности того, что в момент t элемент был в состоянии E_{k+r} , где $r > 1$, и за время от t до $t + \Delta t$ произошло r переходов, $P_{k+r}(t) \cdot 0(\Delta t)$.

Отсюда

$$P_k(t + \Delta t) = P_k(t) (1 - \lambda_0 \Delta t - \lambda_1 \Delta t) + P_{k+1}(t) \lambda_1 \Delta t + 0(\Delta t).$$

Совершая предельный переход, получаем

$$P'_k(t) = -(\lambda_0 + \lambda_1) P_k(t) + \lambda_1 P_{k+1}(t).$$

Очевидно, что

$$P'_N = -(\lambda_0 + \lambda_1) P_N(t).$$

Безотказную работу элемента можно определить как сумму событий нахождения его в любом из состояний E_k ($1 \leq k \leq N$). Вероятность безотказной работы определится при этом как вероятность суммы событий, что по теореме сложения вероятностей дает

$$\sum_{k=1}^N P_k(t) = P(t). \quad (3.9)$$

Производная суммы равна сумме производных:

$$P'(t) = \sum_{k=1}^N P'_k(t) = -\lambda_1 P_1(t) - \lambda_0 \sum_{k=1}^N P_k(t). \quad (3.10)$$

Подставив выражение (3.9) в (3.10), получим

$$P'(t) = -\lambda_1 P_1(t) - \lambda_0 P(t). \quad (3.11)$$

Решение уравнения (3.11) при начальных условиях $P_N(0) = 1$, $P_k(0) = 0$ и $P(0) = 1$ имеет вид

$$P(t) = \exp(-\lambda_0 t) \left[1 - \lambda_1 \int_0^t \exp(-\lambda_1 x) \times \right. \\ \left. \times (\lambda_1 x)^{N-1} / (N-1)! dx \right]. \quad (3.12)$$

Выразив $(N-1)!$ через гамма-функцию, получим

$$P(t) = \exp(-\lambda_0 t) \left[1 - \int_0^t \exp(-\lambda_1 x) \lambda_1^N x^{N-1} \Gamma^{-1}(N) dx \right]. \quad (3.13)$$

Подставив в выражение (3.13) $x = y/(2\lambda_1)$, $n = 2N$, получим формулу для вычисления вероятности:

$$P(t) = \exp(-\lambda_0 t) [1 - P_{\chi^2}(z, n)], \quad (3.14)$$

где $P_{\chi^2}(z, n)$ — интегральная функция распределения хи-квадрат переменных z и n , $z = 2\lambda_1 t$; $n = 2N$ (n — число степеней свободы).

Значения функции $P_{\chi^2}(z, n)$ для $z \leq 20$ и $n \leq 28$ приведены в приложении 3. Для $z > 20$ справедлива формула

$$P_{\chi^2}(z, n) = 0,5 - \Phi_0(\sqrt{2z} - \sqrt{2n-1}),$$

где $\Phi_0(x) = (1/\sqrt{2\pi}) \int_0^x \exp(-\frac{t^2}{2}) dt$.

Значения функции $\Phi_0(x)$ приведены в приложении 4.

Предельные частные случаи рассмотренной модели (3.13):

1) $\lambda_0 > 0$; $\lambda_1 = 0$; число N конечно; экспоненциальный закон; случайные отказы;

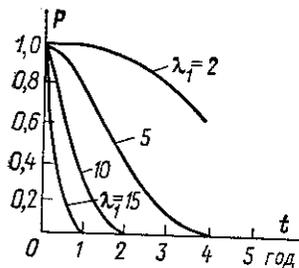


Рис. 3.5. Зависимость вероятности безотказной работы от времени при равномерном износе

2) $\lambda_0 = 0$; $\lambda_1 > 0$; число N конечно; гамма-распределение; поздние отказы;

3) $\lambda_0 > 0$; $\lambda_1 > 0$; $N \rightarrow \infty$; распределение стремится к экспоненциальному, так как начало старения смещается в бесконечность;

4) $\lambda_0 = 0$; $\lambda_1 = \beta N$, число N велико; нормальный закон распределения; равномерный износ; при этом

$$P(t) = 0,5 - \Phi_0[\beta \sqrt{N}(t - 1/\beta)]. \quad (3.15)$$

Пример 3.1. Рассмотрим применение полученного выражения (3.15) для оценки надежности привода высоковольтного выключателя, ресурс которого $N = 1000$ циклов включения — отключения, а параметр потока коммутаций $\lambda_1 = 100$ год⁻¹. Оценим вероятность безотказной работы привода в течение времени между профилактическими ремонтами $t = 1$ год.

Имеем $\beta = \lambda_1/N = 100/1000 = 0,1$; $1/\beta = 10$. Искомая вероятность при нормальном законе

$$P(t=1) = 0,5 - \Phi_0[0,1 \sqrt{1000}(1 - 10)] = 0,5 + \Phi_0(28,4) = 1,$$

т. е. привод работает практически без износовых отказов.

Пример 3.2. Известно, что современные высоковольтные выключатели выдерживают отключение 10 коротких замыканий ($N = 10$), а параметр потока коммутаций на различных присоединениях колеблется от 0,2 до 15 год⁻¹, но в грозовой сезон может быть от 2 до 10 мес⁻¹. На рис. 3.5 приведены зависимости, полученные по формуле (3.14) при $\lambda_0 = 0,01$. Анализируя эти кривые, можно сказать, что только от выключателей секционных и трансформаторных, у которых $\lambda_1 < 2$, следует ожидать высокой вероятности безотказной работы в течение года при наличии ресурса $N = 10$. Для выключателей воздушных линий этого ресурса не достаточно, чтобы обеспечить высокую вероятность безотказной работы. Для них пришлось, в целях повышения точности оценок, разработать специальную модель неравномерного износа (см. § 6.7).

3.2. Модели отказов установок

Простейшей системой с точки зрения теории надежности является такой комплект элементов, при котором отказ одного элемента вызывает отказ всей системы, но не изменяет надежность других элементов. Такую структуру в теории надежности называют

системой с последовательным соединением элементов. Вероятность безотказной работы системы с последовательным соединением элементов определяется как вероятность безотказной работы всех элементов в течение времени t :

$$P(t) = P(\Pi A_i) = \prod_{i=1}^n P_i(t), \quad (3.16)$$

где n — число элементов; A_i — событие; $P_i(t)$ — вероятность безотказной работы i -го элемента.

Выразив $P_i(t)$ через интенсивность отказов, получим

$$P(t) = \exp\left[-\int_0^t \lambda(x) dx\right] = \exp\left[-\sum_{i=1}^n \int_0^t \lambda_i(x) dx\right], \quad (3.17)$$

откуда

$$\lambda(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t). \quad (3.18)$$

При экспоненциальном законе, когда $\lambda_i(t) = \lambda_i = \text{const}$,

$$P(t) = \exp\left(-\sum_{i=1}^n \lambda_i t\right), \quad (3.19)$$

т. е. надежность системы последовательно соединенных элементов также подчиняется экспоненциальному закону.

Структурой из последовательно соединенных элементов можно моделировать надежность электрических цепей с последовательным соединением аппаратов, трансформаторов, проводов, кабелей и воздушных линий, а также схем, содержащих обмотки и контакты реле, резисторы, тиристоры, катушки индуктивности и электронные приборы.

Пример 3.3. На рис. 3.6 приведены схемы питания однотрансформаторных подстанций 110 кВ [11]. Отказ системы электроснабжения таких подстанций вызывается отказом любого из элементов системы. Частота отказов элементов [17]: $\lambda_1 = 0,02$; $\lambda_2 = 0,01$; $\lambda_3 = 1,0$; $\lambda_4 = 0,02$; $\lambda_5 = 0,01$; $\lambda_6 = 0,01$; $\lambda_7 = 0,01$ год⁻¹. В соответствии с формулой модели последователь-

ного соединения получим оценки частоты погашения подстанций для вариантов а—д:

$$а) \Lambda = \lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_7 = 1,06 \text{ год}^{-1};$$

$$б) \Lambda = \lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_7 = 1,08 \text{ год}^{-1};$$

$$в) \Lambda = \lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 = 1,08 \text{ год}^{-1};$$

$$г) \Lambda = \lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_6 + \lambda_7 = 1,07 \text{ год}^{-1};$$

$$д) \Lambda = 2\lambda_1 + 3\lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_7 = 1,08 \text{ год}^{-1}.$$

Эти результаты показывают, что доминирующее влияние на частоту погашения оказывает повреждаемость воздушных линий (λ_3).

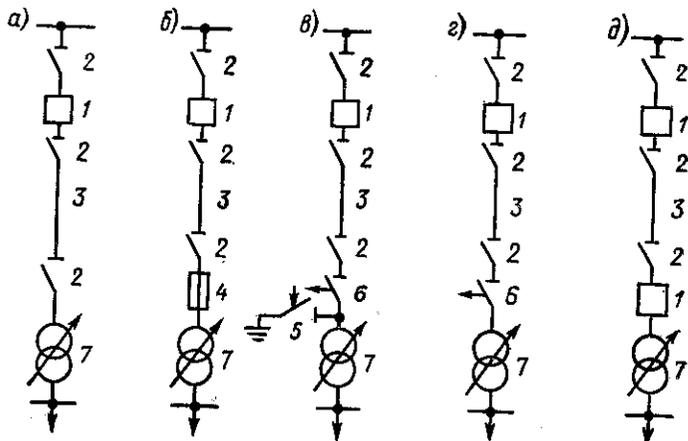


Рис. 3.6. Схемы питания однотрансформаторных подстанций 110 кВ

Структурой из последовательно соединенных элементов можно также моделировать надежность схем с параллельным соединением конденсаторов и батарей, если они не имеют индивидуальных предохранителей, а также схем с параллельным соединением разъединителей и выключателей цепей, отходящих от сборных шин.

Пример 3.4. Рассмотрим секцию РУ 6 кВ, от которой питается 21 отходящая линия (рис. 3.7). Частота отказов с коротким замыканием для выключателей 6 кВ оценивается как $\lambda_n = 0,003 \text{ год}^{-1}$, частота отказов с коротким замыканием для сборных шин — как $\lambda_{ш} = 0,03 \text{ год}^{-1}$. Частота кратковременных погашений секции 6 кВ из-за КЗ на шинах и на выключателях составит $\Lambda = 22\lambda_n + \lambda_{ш} = 22 \cdot 0,003 + 0,03 = 0,096 \text{ год}^{-1}$.

Таким образом, частота погашений секции 6 кВ определяется в основном числом присоединений и надежностью выключателей.

Параллельное соединение линий и других цепей, конденсаторов с индивидуальными предохранителями, а также параллельная работа нескольких агрегатов (генераторы, насосы, вентиляторы и др.) моделируются структурой с параллельным соединением

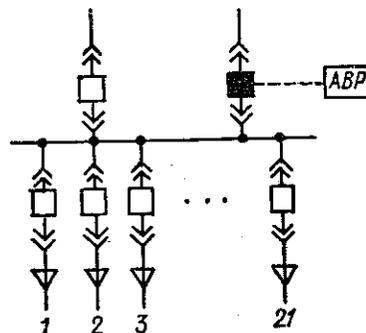


Рис. 3.7. Схема секции РУ 6 кВ

элементов. Таковой можно считать систему из n элементов или единиц оборудования, если для нормальной работы необходимо r элементов, а $n - r$ элементов являются резервными. Отказ системы наступает при условии выхода из строя m элементов, т. е. пока число резервных элементов превышает число отказавших, система не отказывает. Таким образом, условие отказа: $m - 1 = n - r$.

Следовательно, вероятность отказа системы определяется как вероятность совпадения отказов ($n - r + 1$) или m элементов в течение расчетного времени. Если отказы одного элемента независимы от отказов других элементов, то формулы для оценки вероятности безотказной работы или вероятности отказа системы можно получить, сформировав сумму произведений вероятностей $Q_i(t)$ и $P_i(t)$ на основе произведения n биномов $[P_i(t) + Q_i(t)] = 1$:

$$\prod_{i=1}^n [P_i(t) + Q_i(t)] = P_1(t) P_2(t) \dots P_n(t) + Q_1(t) P_2(t) \dots P_n(t) + \dots + Q_1(t) Q_2(t) \dots Q_n(t). \quad (3.20)$$

Выбрав из этой суммы члены со значением $Q_i(t) \geq m$, можно сформировать из них выражение для вероятности отказа. Выбрав же члены со значением $Q_i(t) < m$, можно сформировать из них выражение для вероятности безотказной работы системы с параллельным соединением элементов.

При условии равной надежности элементов получим

$$Q(t) = \sum_{k=m}^n C_n^k P^{n-k}(t) Q^k(t); \quad (3.21)$$

$$P(t) = \sum_{k=r}^n C_n^k P^k(t) Q^{n-k}(t), \quad (3.22)$$

где $C_n^k = n! / [(n-k)! k!]$.

Условие взаимонезависимости отказов элементов выполняется в том случае, если при изменении числа находящихся в работе элементов не наблюдается их значительной перегрузки.

Система с параллельным соединением элементов является резервированной системой, т. е. отказ одного или нескольких элементов не вызывает отказа системы. Резервирование называется постоянным, если в работе находятся все элементы и система не отказывает до выхода из строя определенного их числа. Резервирование замещением — это такое резервирование, при котором резервные элементы включаются только после автоматического отключения отказавших элементов. В энергетике резервирование замещением осуществляется многочисленными устройствами АВР, постоянное — вращающимися и скрытым резервом генераторов, трансформаторов и электродвигателей.

В табл. 3.1 и на рис. 3.8 приведены зависимости $P_k(t)$ при постоянном резервировании с кратностью

$$k = (n-r)/r = (m-1)/(n-m+1). \quad (3.23)$$

На рисунке видно, что резервирование с дробной кратностью ($k < 1$) повышает вероятность безотказной работы только при малых значениях λt ($\lambda t < 1$).

Вероятность безотказной работы системы с резервированием определяется надежностью не только самих элементов, но и автоматических выключателей, которые при постоянном резервировании должны отключать отказавший элемент, а при резервировании

Таблица 3.1. Влияние кратности резервирования на вероятность безотказной работы при $P = \exp(-\lambda t)$

k	P_k	λt				
		0,1	0,5	1	2	4
0/1	P	0,9048	0,6065	0,3679	0,1353	0,0183
1/3	$4P^3 - 3P^4$	0,9523	0,4862	0,1443	0,0090	0,0004
1/2	$3P^2 - 2P^3$	0,9735	0,6575	0,3063	0,0499	0,0008
1/1	$2P - P^2$	0,9909	0,8431	0,6005	0,2523	0,0363
2/2	$6P^2 + 3P^4 - 8P^3$	0,9947	0,8288	0,4683	0,0908	0,0019
2/1	$P^3 + 3P - 3P^2$	0,9999	0,9389	0,7476	0,3535	0,0540
3/1	$4P + 4P^3 - 6P^2 - P^4$	1,0000	0,9757	0,8407	0,4511	0,0716

замещением — еще и включать резервный. Если при отказе отключающей аппаратуры в отключении выво-

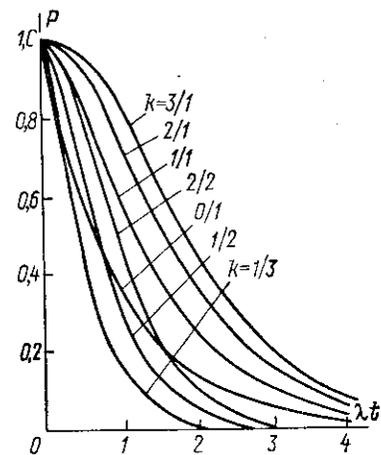


Рис. 3.8. Зависимость вероятности безотказной работы от времени при резервировании с различной кратностью

дится из строя вся система, то вероятность безотказной работы системы с постоянным резервированием

$$P_c = P_k P_{o.c.}, \quad (3.24)$$

где $P_{o.c.}$ — вероятность отсутствия отказов срабатывания при отключении отказавшего элемента; P_k — вероятность безотказной работы группы элементов с кратностью резервирования k .

При резервировании замещением вероятность отказа системы будет определяться по формуле полной вероятности:

$$Q_c = Q(S|A_1A_2)P(A_1)P(A_2) + Q(S|\bar{A}_1A_2)Q(A_1)P(A_2) + Q(S|A_1\bar{A}_2)P(A_1)Q(A_2) + Q(S|\bar{A}_1\bar{A}_2)Q(A_1)Q(A_2), \quad (3.25)$$

где $Q(S|A_1A_2)$ — условная вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры; $Q(S|\bar{A}_1A_2)$ — то же при отказе в отключении отказавшего элемента; $Q(S|A_1\bar{A}_2)$ — то же при отказе во включении резервного; $Q(S|\bar{A}_1\bar{A}_2)$ — то же при совпадении отказа в отключении с отказом во включении; $P(A_1)$, $Q(A_1)$ — вероятность отсутствия отказа и отказа в отключении; $P(A_2)$, $Q(A_2)$ — вероятность отсутствия отказа и отказа во включении.

Пример 3.5. Потребители собственных нужд питаются от двух независимых источников по схеме, приведенной на рис. 3.9.

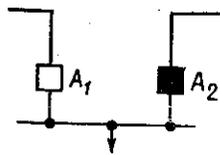


Рис. 3.9. Схема питания потребителей собственных нужд

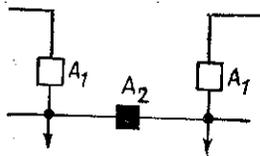


Рис. 3.10. Подключение потребителей к двум секциям

Один источник включен постоянно, другой включается действием АВР. Вероятность безотказной работы источника в течение времени между плановыми остановками блока равна 0,90. Вероятность заставить резервный источник в работоспособном состоянии в любой момент времени между плановыми остановками равна 0,99. Вероятность отказа в отключении равна 0,05 и во включении — 0,01. Определить вероятность безотказной работы системы электроснабжения в течение времени между плановыми остановками с учетом возможности использования резервного источника, считая, что вероятностью его отказа за время восстановления рабочего источника можно пренебречь.

В соответствии с условиями примера $Q(A_1) = 0,05$; $P(A_1) = 0,95$; $Q(A_2) = 0,01$; $P(A_2) = 0,99$; $Q(S|\bar{A}_1A_2) = 1$; $Q(S|A_1A_2) = 1$; $Q(S|A_1\bar{A}_2) = 1$. Вероятность отказа системы при отсутствии отказов аппаратуры определяется умножением вероятности отказа рабочего источника на вероятность аварийного простоя резервного: $Q(S|A_1A_2) = (1 - 0,9)(1 - 0,99) = 0,1 \cdot 0,01 = 0,001$. По формуле (3.25) получим $Q_c = 0,001 \cdot 0,99 \cdot 0,95 + 1 \cdot 0,05 \cdot 0,99 + 1 \cdot 0,95 \cdot 0,01 + 1 \cdot 0,05 \cdot 0,01 = 0,06044$.

Искомая вероятность $P_c = 1 - 0,06044 = 0,93956$.

Пример 3.6. Потребители собственных нужд могут быть подключены к двум различным секциям, как показано на рис. 3.10. Вероятности аварийного (простоя, отказа источников, а также отказа аппаратуры — те же, что и в предыдущем примере. Различные схем заключается в работе выключателей: секционный выключатель осуществляет АВР секции, оставшейся без питания, за счет соседней секции и ее источника. Определим вероятность бесперебойного электроснабжения любого из потребителей этой системы.

В соответствии с условиями примера $Q(A_1) = 2 \cdot 0,05 = 0,1$; $P(A_1) = 0,9$; $Q(A_2) = 0,01$; $P(A_2) = 0,99$. Каждый из потребителей может оказаться подсоединенным к одной из секций с вероятностью 0,5, поэтому $Q(S|\bar{A}_1A_2) = 0,5$; $Q(S|A_1\bar{A}_2) = 0,5$; $Q(S|A_1A_2) = 0,5$.

При отсутствии отказов аппаратуры отказ системы происходит при совпадении отказа одного из источников с аварийным простоем другого, т.е. $Q(S|A_1A_2) = 2(1 - 0,9)(1 - 0,99) = 0,002$.

По формуле (3.25) получим $Q_c = 0,002 \cdot 0,9 \cdot 0,99 + 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,99 + 0,5 \cdot 0,9 \cdot 0,01 + 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,01 = 0,05628$.

Искомая вероятность $P_c = 1 - 0,05628 = 0,94372$.

Применение схемы с постоянным резервированием и АВР на секционном выключателе повышает вероятность бесперебойного электроснабжения потребителей. Кроме того, секционирование снижает вероятность полного погашения всех потребителей. Без секционирования отказ выключателя любого из присоединений приводит к полному погашению, а при секционировании — к отключению только одной из секций, т.е. к погашению половины потребителей.

3.3. Резервирование релейно-контактных элементов

Контактный элемент, т.е. элемент, функции которого заключаются в замыкании и размыкании цепи, может находиться в одном из трех состояний: быть работоспособным, иметь отказ типа «обрыв» (элемент не замыкает цепь), иметь отказ типа «замыкание» (элемент не размыкает цепь). Эти три состояния образуют полную группу, т.е.

$$P + Q_o + Q_z = 1,$$

где P — вероятность безотказной работы; Q_o — вероятность отказа типа «обрыв»; Q_z — вероятность отказа типа «замыкание».

Контактные схемы, так же как и составляющие их элементы, могут иметь два типа отказов: «обрыв» и «замыкание», причем определенный тип отказов схемы может быть вызван лишь одноименным типом отказов элементов. Для повышения надежности контактных схем применяется резервирование элементов.

При резервировании одного элемента, у которого могут быть отказы лишь типа «замыкание», необходимо последовательно с этим элементом включить хотя бы один резервный. При резервировании одного элемента, дающего отказы лишь типа «обрыв», необходимо

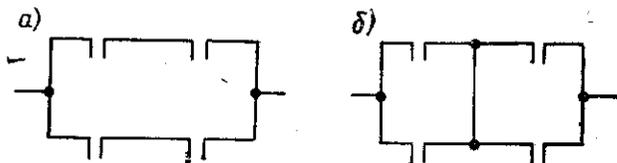


Рис. 3.11. Простейшие схемы резервирования контактов

этот и резервные элементы включать параллельно. Так как у контактных элементов могут возникнуть оба типа отказов, то простейшие схемы резервирования одного элемента будут иметь вид схем, представленных на рис. 3.11, а, б.

В тех случаях, когда необходимо обеспечить высокую вероятность отсутствия ложного сигнала, в релейных цепях используется схема с «голосованием»

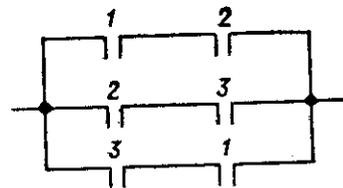
Таблица 3.2. Эффективность схемы «два из трех»

$q_{o.c}$	$q_{л.с}$	$Q_{o.c}$	$Q_{л.с}$
0,001	0,001	$8 \cdot 10^{-9}$	$3 \cdot 10^{-6}$
	0,01	$8 \cdot 10^{-9}$	$3 \cdot 10^{-4}$
	0,1	$8 \cdot 10^{-9}$	$3 \cdot 10^{-2}$
0,01	0,001	$8 \cdot 10^{-6}$	$3 \cdot 10^{-6}$
	0,01	$8 \cdot 10^{-6}$	$3 \cdot 10^{-4}$
	0,1	$8 \cdot 10^{-6}$	$3 \cdot 10^{-2}$
0,1	0,001	$8 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-6}$
	0,01	$8 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-4}$
	0,1	$8 \cdot 10^{-3}$	$3 \cdot 10^{-2}$

(схема «два из трех») — с тремя промежуточными реле (рис 3.12).

Обозначим вероятность отказа срабатывания одного реле $q_{o.c}$, а вероятность ложного срабатывания

Рис. 3.12. Схема резервирования с «голосованием» («два из трех»)



$q_{л.с}$. Ложное срабатывание в такой схеме возможно при прохождении ложного сигнала в любой из трех цепочек, но при этом в каждой из них должно быть совпадение двух ложных сигналов. Отсюда $Q_{л.с} = 3q_{л.с}^2$.

Отказ срабатывания в такой схеме возможен при совпадении отказов каждой из трех цепей, в которых они возникают при отказе любого из контактов в замыкании. Отсюда $Q_{o.c} = (2q_{o.c})^3 = 8q_{o.c}^3$.

Эффективность схемы «два из трех» очевидна (табл. 3.2). Предоставляем читателю возможность проверить эффективность резервирования по схемам «три из четырех» и «четыре из пяти» и показать неэффективность схемы «один из двух» в отношении ложных срабатываний.

3.4. Модели надежности установок с восстановлением

При экспоненциальном законе распределения времени восстановления и времени между отказами для расчета показателей надежности установки с восстановлением пригоден математический аппарат марковских случайных процессов. Дискретный случайный процесс называется марковским, если все вероятностные характеристики будущего протекания этого процесса (при $t > t_0$) зависят лишь от того, в каком состоянии этот процесс находится в настоящий момент времени t_0 , и не зависят от того, каким образом этот процесс протекал до момента t_0 (в прошлом). Для марковского процесса «будущее» зависит от «прошлого» только через «настоящее», т. е. будущее протекание процесса зависит только от тех прошедших событий, которые повлияли на состояние процесса в настоящий момент. Поэтому определение марковских процессов как процессов без последствия не означает полной независимости от прошлого. Установлено, что если все потоки событий, переводящих систему из состояния в состояние, являются пуассонов-

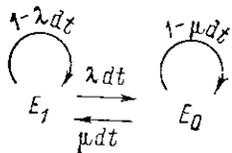


Рис. 3.13. Модель надежности элемента с восстановлением

скими, то случайный процесс переходов будет марковским процессом с непрерывным временем.

Один элемент установки или сама установка без резервирования могут находиться в двух состояниях: E_1 — работоспособное, E_0 — неработоспособное. Если λ — интенсивность отказов, а μ — интенсивность восстановления, и $\mu = 1/\tau$, то граф переходов из состояния в состояние с обозначением вероятностей переходов за время dt будет иметь вид, представленный на рис. 3.13. Дифференциальные уравнения относительно вероятностей переходов —

$$\begin{aligned} P_1'(t) &= -\lambda P_1(t) + \mu P_0(t); \\ P_0'(t) &= \lambda P_1(t) - \mu P_0(t). \end{aligned} \quad (3.26)$$

Здесь $P_1(t)$ — вероятность застать установку в состоянии E_1 , а $P_0(t)$ — в состоянии E_0 .

При начальных условиях $P_1(0) = 1$, $P_0(0) = 0$ и условии, что состояния E_1 и E_0 представляют собой полную группу событий, т. е. $P_1(t) + P_0(t) = 1$, решение дифференциальных уравнений (3.26) имеет вид

$$\begin{aligned} P_1(t) &= [\mu/(\lambda + \mu)] \{1 + (\lambda/\mu) \exp[-(\lambda + \mu)t]\}; \\ P_0(t) &= [\lambda/(\lambda + \mu)] \{1 - \exp[-(\lambda + \mu)t]\}. \end{aligned} \quad (3.27)$$

При мгновенном автоматическом восстановлении ($\lambda/\mu = 0$) $P_1(t) = 1$. При отсутствии восстановления ($\lambda/\mu = \infty$) $P_1(t) = \exp(-\lambda t)$, т. е. вероятность состояния E_1 равна вероятности безотказной работы.

При достаточно большом t ($t \rightarrow \infty$) процесс переходов устанавливается и вероятность $P_1(t)$ перестает зависеть от времени (рис. 3.14):

$$P_1(\infty) = \mu/(\lambda + \mu) = \bar{i}/(\bar{i} + \tau) = K_r.$$

Величина $P_1(\infty)$ и есть оценка коэффициента готовности K_r .

Следует отметить, что при отсутствии резервирования восстановление повышает надежность только в отношении готовности, вероятность безотказной работы при этом не увеличивается.

При последовательном соединении элементов интенсивность отказов системы может быть очень велика. Среднее время восстановления будет определяться как математическое ожидание времени восстановления на множестве отказов всех элементов, а

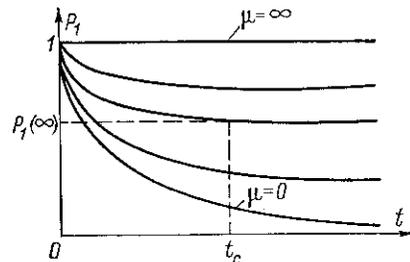


Рис. 3.14. Зависимость вероятности работоспособного состояния от времени при различной интенсивности восстановления

следовательно, оно будет зависеть не только от времени восстановления элементов, но и от вероятности отказов этих элементов.

В системе с однократным резервированием (дублированием) два элемента. При отказе одного из них система остается работоспособной, отказавший элемент восстанавливается. Если за время восстановления одного элемента второй не отказывает, то опасный режим проходит без последствий. Если же за время восстановления отказавшего элемента отказывает второй, то система теряет работоспособность до восстановления одного из отказавших элементов.

При постоянном резервировании и ограниченном восстановлении (восстанавливаться может только один элемент) система может находиться в трех состояниях: E_2 — работоспособны оба элемента; E_1 — работоспособен только один из элементов; E_0 — оба элемента неработоспособны. Граф переходов из состояния в состояние с обозначением вероятностей переходов за время dt изображен на рис. 3.15, а.

Дифференциальные уравнения для вероятностей состояний —

$$\begin{aligned} P_2'(t) &= -2\lambda P_2(t) + \mu P_1(t); \\ P_1'(t) &= 2\lambda P_2(t) - (\lambda + \mu) P_1(t) + \mu P_0(t); \\ P_0'(t) &= \lambda P_1(t) - \mu P_0(t) \end{aligned}$$

решаются с помощью преобразования Лапласа при начальных условиях $P_2(0) = 1, P_1(0) = 0, P_0(0) = 0$ и при условии $P_2(t) + P_1(t) + P_0(t) = 1$ (полная группа событий).

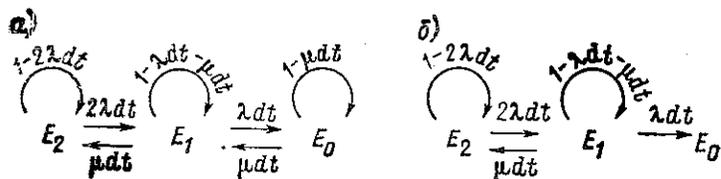


Рис. 3.15. Модель надежности дублированной системы с постоянным резервированием и ограниченным восстановлением для определения готовности (а) и безотказности (б)

Решение имеет вид

$$P_0(t) = \{2\lambda^2/[(\lambda + \mu)^2 + \lambda^2]\} [1 + (S_2 \exp S_1 t - S_1 \exp S_2 t)/\sqrt{\lambda^2 + 4\lambda\mu}], \quad (3.28)$$

где $S_{1,2} = -0,5(3\lambda + 2\mu \mp \sqrt{\lambda^2 + 4\lambda\mu})$.

Вероятность заставить систему в работоспособном состоянии $\mathcal{P}(t) = 1 - P_0(t)$. При достаточно большом

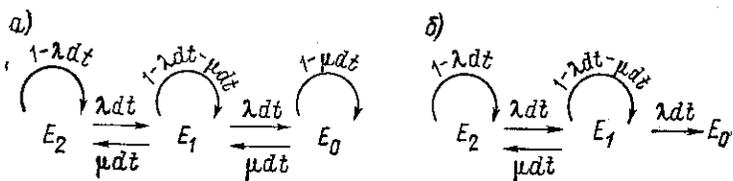


Рис. 3.16. Модель надежности дублированной системы с резервированием замещением и ограниченным восстановлением для определения готовности (а) и безотказности (б)

t ($t \rightarrow \infty$) процесс переходов стабилизируется и $\mathcal{P}(t)$ перестает зависеть от времени:

$$\mathcal{P}(\infty) = 1 - 2\lambda^2/[(\lambda + \mu)^2 + \lambda^2] = K_r.$$

При резервировании замещением (резервный элемент может отказать только после того, как его включили вместо отказавшего основного) и ограниченном восстановлении граф переходов примет вид, представленный на рис. 3.16, а. Дифференциальные уравнения для вероятностей состояний, соответствующие этому

графу, имеют вид

$$\begin{aligned} P_2'(t) &= -\lambda P_2(t) + \mu P_1(t); \\ P_1'(t) &= \lambda P_2(t) - (\lambda + \mu) P_1(t) + \mu P_0(t); \\ P_0'(t) &= \lambda P_1(t) - \mu P_0(t). \end{aligned}$$

При тех же начальных условиях решение для $P_0(t)$ имеет вид

$$P_0(t) = \{\lambda^2/[(\lambda + \mu)^2 + \lambda\mu]\} [1 + (S_2 \exp S_1 t - S_1 \exp S_2 t)/(2\sqrt{\lambda\mu})], \quad (3.29)$$

где $S_{1,2} = -(\lambda + \mu \mp \sqrt{\lambda\mu})$.

Вероятность заставить систему в одном из работоспособных состояний $\mathcal{P}(t) = 1 - P_0(t)$, а при $t \rightarrow \infty$

$$\mathcal{P}(\infty) = 1 - \lambda^2/[(\lambda + \mu)^2 - \lambda\mu] = K_r.$$

Для определения вероятности безотказной работы на расчетное время граф переходов следует изменить (см. рис. 3.15, б и 3.16, б). При начальных условиях $P_2(0) = 1, P_1(0) = 0, P_0(0) = 0$ получим решение [10]

$$P(t) = \exp(-t/T),$$

где $T = [(1 + 3\rho)/(2\rho)]\bar{t}$ для постоянного резервирования; $T = [(1 + 2\rho)/\rho]\bar{t}$ для резервирования замещением, $\rho = \lambda/\mu = \tau/\bar{t}$, $\tau = 1/\mu$.

Пример 3.7. Определить показатели надежности системы электроснабжения с двумя кабельными линиями 6 кВ: $\lambda = 0,2$ год⁻¹; $\tau = 24$ ч; $\bar{t} = 1$ год. Для одного кабеля $\tau = 24$ ч = 1/365 года; $\mu = 365$ год⁻¹; $K_r = 365/(0,2 + 365) = 0,9995$; $P(t) = \exp(-0,2 \cdot 1) = 0,8187$; $\bar{t} = 1/\lambda = 1/0,2 = 5$ лет.

При двух кабелях в случае постоянного резервирования имеем $K_r = 1 - 2(0,2)^2/[(365,2)^2 + (0,2)^2] = 0,9999992$; $\rho = 0,2/365 = 0,00055$; $T = [(1 + 3 \cdot 0,00055)/(2 \cdot 0,00055)] \cdot 5 = 5005$ лет;

$$P(t) = \exp(-1/5005) = \exp(-0,0002) = 0,9998.$$

При двух кабелях в случае резервирования замещением $K_r = 1 - (0,2)^2/[(365,2)^2 - 365 \cdot 0,2] = 1 - 3 \cdot 10^{-7} = 0,9999997$; $T = [(1 + 2 \cdot 0,00055)/0,00055] \cdot 5 = 9100$ лет;

$$P(t) = \exp(-1/9100) = 0,9999.$$

Таким образом, результаты расчета наглядно показывают, что для системы кабельных линий резервирование замещением лишь незначительно повышает готовность и безотказность. Предпочтительнее отдать постоянно резервированию, так как при нем вследствие снижения нагрева увеличивается долговечность кабеля.

3.5. Модели надежности установок с восстановлением и профилактикой

Единичный элемент. Чтобы по возможности отдалить момент отказа оборудования, оно подвергается периодическому предупредительному ремонту. Предупредительный ремонт не имеет смысла, если $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$, и вреден, если функция $\lambda(t)$ имеет убывающий характер. Если периодичность ремонта $T_{пл}$,

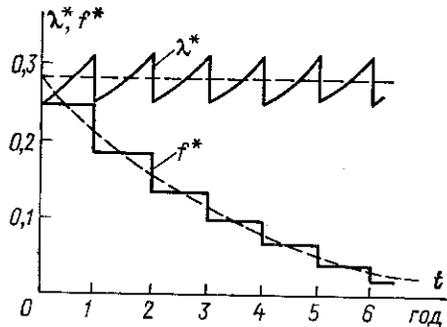


Рис. 3.17. Эффект мгновенного предупредительного ремонта

то плотность распределения вероятностей для случайной величины — наработки на отказ в предположении идеального мгновенного ремонта [19] (идеальный ремонт восстанавливает работоспособность в полной мере, и показатели надежности можно считать такими же, как у нового изделия):

$$f^*(t) = \sum_{k=l}^{\infty} f_1(t - kT_{пл}) P^k(T_{пл});$$

$$f_1(t) = \begin{cases} f(t) & \text{при } 0 < t \leq T_{пл}; \\ 0 & \text{при } t > T_{пл}, \end{cases}$$

где k — номер предупредительного ремонта.

Пример 3.8. На рис. 3.17 приведена зависимость $f^*(t)$ для элемента с равномерным распределением вероятности $f(t) = 1/4 \text{ год}^{-1}$ при $0 < t \leq 4$ года и периодичностью предупредительных ремонтов $T_{пл} = 1$ год.

Для этого случая

$$P(t) = \int_0^{\infty} f(t) dt = \frac{1}{4} \int_0^4 dt = 1 - \frac{1}{4} t,$$

откуда $P(T_{пл}) = 0,75$, т. е. число работоспособных элементов в конце периода $T_{пл}$ составляет 75 % числа работоспособных элементов в начале периода $T_{пл}$.

На рис. 3.17 приведена также зависимость $\lambda^*(t)$. Уравнение для первого участка ($T_{пл} = 1$ год) $\lambda(t) = (4-t)^{-1}$. Кривая $\lambda^*(t)$ получается при повторении кривой $\lambda(t)$ на каждом участке $T_{пл}$. Штрихами показано среднее значение функций. При этом

$$\lambda^* = \frac{1}{T_{пл}} \int_0^{T_{пл}} \lambda(t) dt = \int_0^1 \frac{dt}{4-t} = 0,288 \text{ год}^{-1}.$$

Средняя наработка на отказ $T^* = 1/\lambda^* = 3,47$ года.

При отсутствии предупредительного ремонта наработка на отказ была бы

$$\bar{t} = \int_0^{\infty} t f(t) dt = \int_0^4 t \frac{1}{4} dt = \frac{1}{4} \frac{t^2}{2} \Big|_0^4 = \frac{16}{8} = 2 \text{ года}$$

и $\lambda = 0,5 \text{ год}^{-1}$.

Таким образом, безотказность элемента существенно увеличивается при условии идеального мгновенного предупредительного ремонта или замены. Кроме того, предупредительный ремонт приводит распределение времени безотказной работы из любой исходной формы к экспоненциальной и любую кривую роста интенсивности отказов заменяет на пилообразную с весьма небольшим размахом. Это позволяет принимать в расчетах допущение $\lambda(t) = \text{const}$ для большинства элементов с предупредительным ремонтом.

При идеальном аварийном ремонте справедливо допущение $\omega(t) = \text{const}$ в интервалах времени, превышающих $3\bar{t}$, т. е. в стационарном режиме

$$\lambda(t) = \omega(t) = \lambda^* = 1/\bar{t} = \text{const}.$$

В начальный период работы, при возрастающих функциях $\lambda(t)$ и $\omega(t)$, проведение предупредительных ремонтов уменьшает среднюю частоту аварийных ремонтов:

$$\omega^* = \frac{1}{T_{пл}} \int_0^{T_{пл}} \omega(t) dt.$$

Для предупредительного ремонта (рис. 3.17)

$$\omega(t) = \sum_{k=1}^{\infty} f_k(t);$$

$$f_k(t) = \frac{1}{4} [(k-1)!]^{-1} \left(\frac{t}{4}\right)^{k-1};$$

$$\omega(t) = \frac{1}{4} \sum_{k=1}^{\infty} [(k-1)!]^{-1} \left(\frac{t}{4}\right)^{k-1};$$

$$\omega^* = (1/T_{пл}) [\exp(T_{пл}/4) - 1].$$

Положив $T_{пл} = 1$ год, получим

$$\omega^* = \exp(1/4) - 1 = 1,284 - 1 = 0,284 \text{ год}^{-1}.$$

Отметим, что интенсивность отказов без предупредительного ремонта $\lambda = 0,5 \text{ год}^{-1}$, средняя интенсивность отказов при идеальном предупредительном ремонте $\lambda^* = 0,288 \text{ год}^{-1}$, а частота идеальных аварийных ремонтов (средний параметр потока отказов) при наличии предупредительного $\omega^* = 0,284 \text{ год}^{-1}$.

Если стоимость предупредительного ремонта меньше, чем суммарная стоимость аварийного ремонта и убытков от аварий, то предупредительный может быть оправдан и экономически. При этом периодичность его можно оптимизировать по критерию минимума ежегодных затрат, включая убытки от аварий:

$$Z = C_{ав}\lambda + C_{пл}\lambda_{пл} \rightarrow \min. \quad (3.30)$$

Условие (3.30) адекватно критерию минимума удельных затрат:

$$z = Z/C_{ав} = \lambda = (C_{пл}/C_{ав})\lambda_{пл} \rightarrow \min. \quad (3.31)$$

$$\text{Здесь } \lambda_{пл} = 1/T_{пл}; \quad \lambda = (1/T_{пл}) \int_0^{T_{пл}} \omega(t) dt.$$

Из формулы (3.31) следует равенство

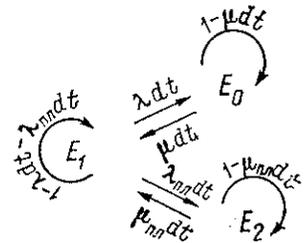
$$z = (1/T_{пл}) \left[\int_0^{T_{пл}} \omega(t) dt + C_{пл}/C_{ав} \right], \quad (3.32)$$

дифференцируя которое по $T_{пл}$ и приравнивая производную нулю, получим условие оптимума

$$\int_0^{T_{пл}} \omega(t) dt + C_{пл}/C_{ав} = T_{пл}\omega(T_{пл}). \quad (3.33)$$

Значение $T_{пл}$, удовлетворяющее условию (3.33), является оптимальным. Решение (3.33) связано с аппроксимацией функции $\omega(t)$ на отрезке от 0 до $T_{пл}$ для различных элементов. Ниже (см. § 6.5) рассмат-

Рис. 3.18. Модель надежности элемента с восстановлением и профилактикой



ривается решение (3.33) для профилактических ремонтов турбогенераторов и трансформаторов.

Установка с профилактикой и восстановлением, состоящая из одного элемента, в любой момент времени может находиться в одном из трех состояний: E_1 — работоспособное состояние; E_0 — аварийный простой и восстановление; E_2 — плановый простой в профилактическом обслуживании и ремонте. Граф переходов из состояния в состояние для такой установки изображен на рис. 3.18, где λ и $\lambda_{пл}$ — интенсивность аварийных и плановых отключений, переводящих установку в состояние E_0 или E_2 ; μ , $\mu_{пл}$ — интенсивность восстановления и планового ремонта, переводящих установку в состояние E_1 .

Система дифференциальных уравнений для вероятностей состояний, отвечающая этому графу, имеет вид

$$P_1'(t) = -(\lambda + \lambda_{пл})P_1(t) + \mu P_0(t) + \mu P_2(t);$$

$$P_0'(t) = \lambda P_1(t) - \mu P_0(t);$$

$$P_2'(t) = \lambda_{пл} P_1(t) - \mu P_2(t).$$

Полагая, что в момент $t = 0$ элемент работоспособен: $P_1(0) = 1$, $P_0(0) = 0$, $P_2(0) = 0$, $P_1(t) + P_2(t) + P_0(t) = 1$, с помощью преобразования Лапласа получаем

$$P_1(t) = \frac{\mu\mu_{пл}}{\mu\mu_{пл} + \lambda\mu_{пл} + \mu\lambda_{пл}} + \frac{(\mu + k_1)(\mu_{пл} + k_1)}{k_1(k_1 + k_2)} \exp k_1 t + \frac{(\mu + k_2)(\mu_{пл} + k_2)}{k_2(k_2 - k_1)} \exp k_2 t;$$

$$P_0(t) = \frac{\lambda\mu_{пл}}{\mu\mu_{пл} + \lambda\mu_{пл} + \mu\lambda_{пл}} + \frac{\lambda(\mu_{пл} + k_1)}{k_1(k_1 + k_2)} \exp k_1 t + \frac{\lambda(\mu_{пл} + k_2)}{k_2(k_2 - k_1)} \exp k_2 t; \quad (3.34)$$

$$P_2(t) = \frac{\mu\lambda_{пл}}{\mu\mu_{пл} + \lambda\mu_{пл} + \mu\lambda_{пл}} + \frac{\lambda_{пл}(\mu + k_1)}{k_1(k_1 + k_2)} \exp k_1 t + \frac{\lambda_{пл}(\mu + k_2)}{k_2(k_2 - k_1)} \exp k_2 t;$$

где

$$k_{1,2} = 0,5 [-(\lambda + \lambda_{пл} + \mu + \mu_{пл}) \pm \sqrt{(\lambda + \lambda_{пл} + \mu + \mu_{пл})^2 - 4(\mu\mu_{пл} + \lambda\mu_{пл} + \mu\lambda_{пл})}]$$

Когда влияние начальных условий «стирается», распределение вероятностей в фиксированный момент времени становится таким же, как в любой другой момент. Устанавливается равновесный, или стационарный, режим с определенными вероятностями состояний. Чем больше промежутки времени между отказами по сравнению со временем восстановления, тем скорее установка войдет в стационарный режим. Для элементов электроэнергетических систем стационарный режим наступает уже при значениях t от одного месяца до одного года.

Для стационарного режима

$$P_1 = (1 + \lambda/\mu + \lambda_{пл}/\mu_{пл})^{-1} = K_r;$$

$$P_0 = (\lambda/\mu) (1 + \lambda/\mu + \lambda_{пл}/\mu_{пл})^{-1} = q_{ав}; \quad (3.35)$$

$$P_2 = (\lambda_{пл}/\mu_{пл}) (1 + \lambda/\mu + \lambda_{пл}/\mu_{пл})^{-1} = q_{пл}.$$

Приближенно можно принимать $q_{ав} = \lambda\tau$, $q_{пл} = \lambda_{пл}\tau_{пл}$.

Вероятность работоспособного состояния $P_1(t)$ не есть вероятность безотказной работы $P(t)$. Последняя определяется при запрещенном переходе из одного состояния в другое: $E_0 \rightarrow E_1$, $E_1 \rightarrow E_2$, $E_2 \rightarrow E_1$, т. е. при $\mu = \lambda_{пл} = \mu_{пл} = 0$. Тогда система уравнений для вероятностей принимает вид

$$P_1'(t) = -\lambda P_1(t);$$

$$P_0'(t) = \lambda P_1(t);$$

$$P_2'(t) = 0.$$

Решая при тех же начальных условиях, получаем

$$P_1(t) = P(t) = \exp(-\lambda t). \quad (3.36)$$

Для определения вероятности того, что элемент будет восстановлен за время t , рассматриваем состояния E_1 и E_2 как поглощающие, т. е. считаем, что $\lambda = \lambda_{пл} = \mu_{пл} = 0$. В этом случае система уравнений запишется в виде

$$P_1'(t) = \mu P_1(t);$$

$$P_0'(t) = -\mu P_0(t);$$

$$P_2(t) = 0.$$

Решая при начальных условиях $P_0(0) = 1$, $P_1(0) = 0$, $P_2(0) = 0$, находим $P_1(t) = V(t) = 1 - \exp(-\mu t)$.

Последовательное соединение элементов. При последовательном соединении отказ любого элемента приводит к отказу установки. На рис. 3.19 показан

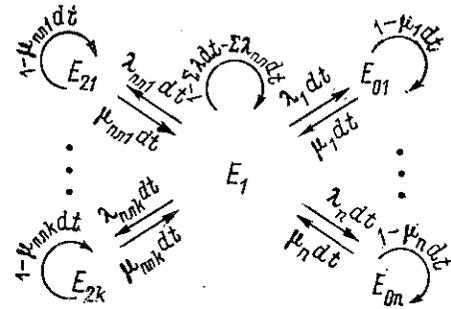


Рис. 3.19. Модель надежности системы при последовательном соединении элементов с восстановлением и профилактикой

граф переходов из состояния в состояние для такой установки. В общем случае $k \leq n$, так как возможно совмещение ремонтов элементов во времени. Система дифференциальных уравнений, описывающих такой процесс, имеет вид

$$P_1' = -(\lambda_1 + \dots + \lambda_n + \lambda_{пл1} + \dots + \lambda_{плk}) P_1 +$$

$$+ \sum_{i=1}^n P_{0i} \mu_i + \sum_{j=1}^k P_{2j} \mu_{плj};$$

$$P_{0i}' = -\mu_i P_{0i} + \lambda_i P_i;$$

$$P_{2j}' = -\mu_{плj} P_{2j} - \lambda_{плj} P_1.$$

Решая эту систему для стационарного режима при условиях $P_1' = 0$, $P_{0i}' = 0$, $P_{2j}' = 0$, $P_0 + P_1 + P_2 = 1$, получаем

$$P_1 = \left(1 + \sum_{i=1}^n \lambda_i / \mu_i + \sum_{j=1}^k \lambda_{плj} / \mu_{плj} \right)^{-1} = K_r;$$

$$P_0 = K_r \sum_{i=1}^n \lambda_i / \mu_i = q_{ав}; \quad (3.37)$$

$$P_2 = K_r \sum_{j=1}^k \lambda_{плj} / \mu_{плj} = q_{пл}.$$

Приближенно (с погрешностью менее 5%) для электроэнергетических установок можно коэффициент простоя определять как

$$q_{ав} = \sum_{i=1}^n \lambda_i \tau_i.$$

Для определения вероятности безотказной работы система уравнений составляется при условии, что состояния E_{0i} поглощающие. Полученное решение имеет следующий вид:

$$P_1(t) = \exp[-(\lambda_1 + \dots + \lambda_n)t] = P(t) = P(a),$$

откуда

$$a = \lambda t, \quad \lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i. \quad (3.38)$$

Для определения вероятности восстановления за время t составляется и решается система уравнений при условии, что состояние E_1 поглощающее и что начало процесса отнесено к моменту отказа. Тогда вероятность того, что система выйдет из ремонта в течение времени t после отказа,

$$V(t) = P_1(t) = \sum_{i=1}^n (\lambda_i/\lambda) [1 - \exp(-\mu_i t)]. \quad (3.39)$$

Частота плановых ремонтов для последовательного соединения $\lambda_{пл} = m_{ц}/T_{ц}$, где $m_{ц}$ — число плановых ремонтов в течение ремонтного цикла, $T_{ц}$ — ремонтный цикл, или наименьший интервал времени, в течение которого производится целое число ремонтов (текущих и капитальных) каждого элемента. Длительность ремонтного цикла определяется как наименьшее общее кратное периодичности плановых ремонтов элементов: $T_{пл i} = 1/\lambda_{пл i}$. Среднее время одного ремонта

$$\tau_{пл} = (1/m_{ц}) \sum_{j=1}^{m_{ц}} \tau_{пл j \max}, \quad (3.40)$$

где $\tau_{пл j \max}$ — наибольшее время планового ремонта одного элемента из отключаемых в j -м простое.

Коэффициент планового простоя

$$q_{пл} = \lambda_{пл} \tau_{пл}. \quad (3.41)$$

Параллельное соединение двух одинаковых элементов. Установка из двух параллельно включенных элементов с профилактикой и восстановлением может находиться в одном из пяти состояний: E_1 — оба элемента в работоспособном состоянии; E_2 — один элемент в аварийном состоянии, другой в работоспособном; E_3 — один элемент в профилактике, другой в работоспособном состоянии; E_4 — один элемент в профилактике, другой в аварийном состоянии; E_0 — оба

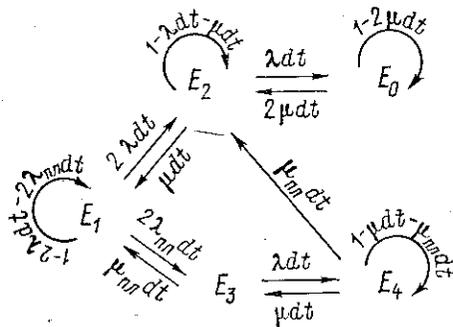


Рис. 3.20. Модель надежности дублированной системы с восстановлением и профилактикой

элемента в аварийном состоянии. Все возможные переходы в такой системе описываются графом, изображенным на рис. 3.20. Система дифференциальных уравнений, отвечающих этому графу, имеет вид

$$\begin{aligned} P_1'(t) &= -(2\lambda + 2\lambda_{пл}) P_1(t) + \mu P_2(t) + \mu_{пл} P_3(t); \\ P_2'(t) &= -(\mu + \lambda) P_2(t) + 2\lambda P_1(t) + \mu_{пл} P_4(t) + 2\mu P_0(t); \\ P_3'(t) &= -(\lambda + \mu_{пл}) P_3(t) + 2\lambda_{пл} P_1(t) + \mu P_4(t); \\ P_4'(t) &= -(\mu + \mu_{пл}) P_4(t) + \lambda P_3(t); \\ P_0'(t) &= -2\mu P_0(t) + \lambda P_2(t). \end{aligned}$$

Дифференциальные уравнения относительно вероятностей состояний имеют стационарное решение. Согласно теореме Маркова $P_k'(\infty) \rightarrow 0$ и $P_k(\infty) = \text{const}$ при $t \rightarrow \infty$. Для стационарного режима система

уравнений запишется в виде

$$\begin{aligned}(2\lambda + 2\lambda_{\text{пл}})P_1 &= \mu P_2 + \mu_{\text{пл}}P_3; \\ (\mu + \lambda)P_2 &= 2\lambda P_1 + \mu_{\text{пл}}P_4 + 2\mu P_0; \\ (\lambda + \mu_{\text{пл}})P_3 &= 2\lambda_{\text{пл}}P_1 + \mu P_4; \\ (\mu + \mu_{\text{пл}})P_4 &= \lambda P_3; \\ 2\mu P_0 &= \lambda P_2.\end{aligned}$$

Решая эту систему, получаем

$$\begin{aligned}P_1 &= [1 + \lambda(2\mu + \lambda)(\mu + \mu_{\text{пл}} + \lambda + \lambda_{\text{пл}})\mu^{-2} \times \\ &\quad \times (\mu + \lambda + \mu_{\text{пл}})^{-1} + 2\mu_{\text{пл}}\lambda_{\text{пл}}^{-1}]^{-1}; \\ P_2 &= 2\lambda\mu^{-1} [1 + \lambda_{\text{пл}}(\mu + \mu_{\text{пл}} + \lambda)] P_1; \\ P_3 &= 2\lambda_{\text{пл}}\mu_{\text{пл}}^{-1} [(\mu_{\text{пл}} + \mu)/(\mu + \mu_{\text{пл}} + \lambda)] P_1; \\ P_4 &= 2\lambda_{\text{пл}}\mu_{\text{пл}}^{-1} [\lambda/(\mu + \mu_{\text{пл}} + \lambda)] P_1; \\ P_0 &= \lambda^2\mu^{-2} [1 + \lambda_{\text{пл}}(\mu + \mu_{\text{пл}} + \lambda)] P_1.\end{aligned} \quad (3.42)$$

Если относительная длительность нахождения системы в состояниях E_0 и E_4 значительно меньше, чем в состояниях E_1 , E_2 и E_3 (особенно в состоянии E_3), то

$$P_2 = 2\lambda/\mu; \quad P_3 = 2\lambda_{\text{пл}}/\mu_{\text{пл}}. \quad (3.43)$$

При этих условиях

$$P_4 = 2\lambda\lambda_{\text{пл}}\mu_{\text{пл}}^{-1}(\mu + \mu_{\text{пл}})^{-1}; \quad P_0 = (\lambda/\mu)^2 = \lambda^2\tau^2. \quad (3.44)$$

В том случае, если восстановление одновременно двух элементов невозможно по причине производственных ограничений,

$$P_4 = 4\lambda\lambda_{\text{пл}}\mu_{\text{пл}}^{-1}(\mu + \mu_{\text{пл}})^{-1}; \quad P_0 = 2(\lambda/\mu)^2 = 2\lambda^2\tau^2. \quad (3.45)$$

Расчеты для систем с большим, чем два, числом элементов при различных видах их соединения можно было бы выполнить, используя теорему об определителях, возникающих при решении уравнений марковских процессов. Эта теорема позволяет записывать стационарное решение непосредственно по виду графа переходов. Возможно использование готовых аналитических решений из работы [10]. Однако такой путь решения задачи при анализе систем электроснабжения

оказался излишне трудоемким. Большое распространение получил метод эквивалентирования последовательных и дублированных цепей с помощью вышеприведенных формул, названный (по аналогии с методами расчета токов короткого замыкания) аналитическим.

Пример 3.9. Рассмотрим, как изменятся показатели надежности электроснабжения системы из двух кабелей 6 кВ (см. пример 3.7), если учесть текущие ремонты с отключением кабелей. Частота отключений $\lambda_{\text{пл}} = 1 \text{ год}^{-1}$; длительность $\tau_{\text{пл}} = 1/365$ года. Кабели отключаются поочередно. В случае повреждения кабелей восстанавливаются они только по одному вследствие ограничения на число аварийно-восстановительных бригад.

Имеем

$$P_0 = 2\lambda^2\tau^2 = 2(0,2)^2 \cdot (1/365)^2 = 6,1 \cdot 10^{-7};$$

$$P_4 = \frac{4\lambda\lambda_{\text{пл}}}{(\mu + \mu_{\text{пл}})\mu} = (4 \cdot 0,2 \cdot 1)/(365 \cdot 365 \cdot 2) = 3,05 \cdot 10^{-6}.$$

Коэффициент готовности системы электроснабжения

$$K_T = 1 - P_0 - P_4 = 1 - 36,6 \cdot 10^{-7} = 0,99999634,$$

т. е. снизился незначительно.

Во время текущих ремонтов кабелей кроме ухода за оборудованием и сооружениями проводится проверка (испытания) изоляции повышенным напряжением. Это позволяет избежать значительного числа внезапных отказов кабелей (по причине износа изоляции), а следовательно, и кратковременных отключений потребителей, так как в цепи каждого кабеля устанавливаются только разъединители.

3.6. Аналитический метод расчета надежности электроснабжения

Представляя связи между элементами схемы электроснабжения в виде последовательного и параллельного соединения их, можно описать отключение потребителей как из-за отказов элементов питающей цепи, так и из-за совпадения отказов элементов одной цепи с ремонтами элементов другой цепи. Кроме того, можно, составляя расчетные схемы для разных видов отключений, учесть различную их длительность. Формулы для показателей надежности последовательного и параллельного соединения дают возможность вычислить показатели надежности эквивалентных элементов. Поэтапное эквивалентирование расчетной схемы из последовательно и параллельно соединенных элементов позволяет оценить показатели

надежности схемы электроснабжения: частоту и длительность отключений различных потребителей.

Основные положения этого метода сводятся к следующему [4]:

1. Перерывы электроснабжения в зависимости от продолжительности отключений делятся на длительные, связанные с ремонтно-восстановительными работами, и кратковременные, ликвидируемые путем оперативных переключений в схеме. (Соответствующие показатели отмечаются индексами «в. р» и «о. п».)

2. Перерывы электроснабжения, ликвидируемые действием АПВ и АВР, не учитываются. Устройства релейной защиты считаются действующими безотказно.

3. Расчетные схемы для всех видов отключений составляются отдельно для каждого потребителя или (и) групп потребителей.

4. Расчетные схемы для кратковременных отключений содержат только элементы, отказ которых вызывает немедленное автоматическое отключение данного потребителя или группы потребителей действием устройств релейной защиты. В расчетной схеме эти элементы соединяются в последовательную цепь, т. е. отказ элемента приводит к отказу всей цепи.

5. Расчетные схемы для длительных отключений содержат как последовательные, так и параллельные цепи и включают в себя источники питания, линии электропередачи, трансформаторы, сборные шины и коммутационные аппараты.

6. Последовательные цепи эквивалентируются по формулам (3.37) — (3.38).

7. При эквивалентировании параллельных цепей необходимо учитывать возможность совпадения отказов элементов одной цепи с аварийными и плановыми отключениями другой. Если число параллельных цепей больше двух, то они могут быть выведены из расчетной схемы по причине малой вероятности отказов трех и более цепей одновременно [14, 20].

8. В том случае, когда параллельные цепи на своем протяжении имеют перемычку (в виде линий, переключательных постов дальних электропередач, секционных или шиносоединительных выключателей подстанций распределительных сетей), расчетные схемы для кратковременных и длительных отключений приходится составлять для режимов с включенной пере-

мычкой (считая ее абсолютно надежной) и с отключенной перемычкой (считая ее находящейся в плановом или аварийном ремонте). Показатели надежности оцениваются в этом случае для каждого режима

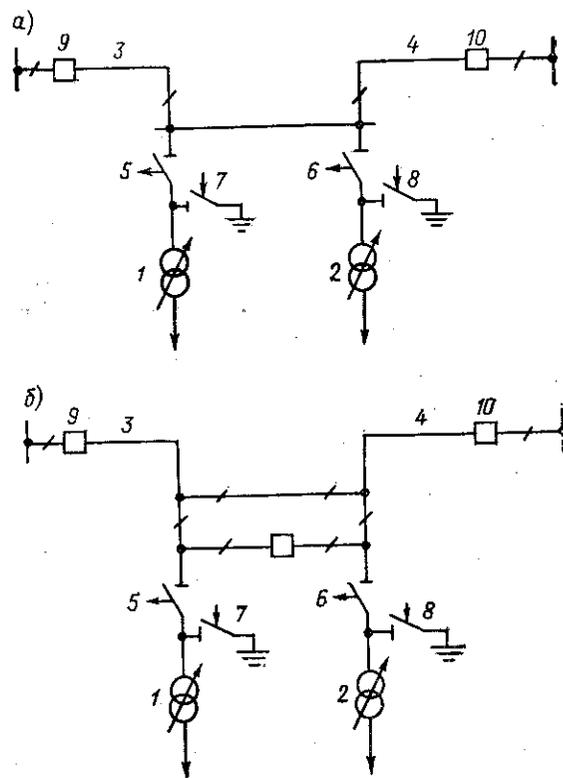


Рис. 3.21. Варианты схемы питания подстанции 110 кВ

отдельно с учетом его относительной длительности. При числе перемычек более двух расчет по указанной методике значительно усложняется. В таких случаях, как и при необходимости учета реальной стратегии ремонтов, более целесообразно применять таблично-логический метод расчета (см. гл. 5).

Пример 3.10. На рис. 3.21 приведены два варианта схемы питания подстанции 110 кВ. Варианты построены на основе типовых схем таких подстанций [11] и отличаются способами секционирования питающей сети при возникновении коротких замыканий на линиях и оборудовании. Расчетные значения показателей надежности схемных элементов приведены в табл. 3.3.

Таблица 3.3. Показатели надежности элементов схем (рис. 3.21)

Элемент	Номер на схеме	λ , год ⁻¹	τ , год	$q_{пл}$
Трансформатор	1; 2	0,02	0,0200	0,007
Отделитель	5; 6	0,02	0,0004	0,001
Короткозамыкатель	7; 8	0,02	0,0004	0,001
Участок воздушной линии	3; 4	0,50	0,0010	0,005
Выключатель масляный	9; 10; 11	0,03	0,0030	0,006

Показатель надежности питания потребителей — частота отключения двух трансформаторов А (2). Определим этот показатель аналитическим методом.

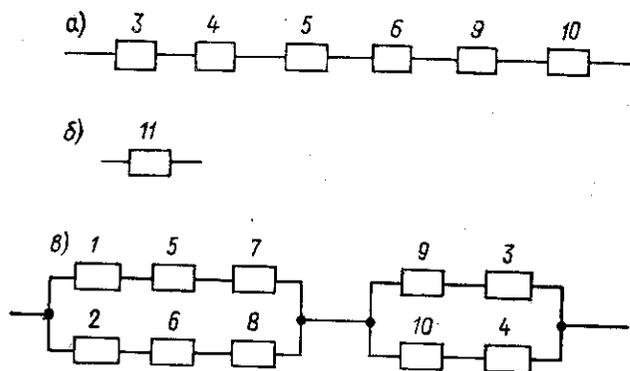


Рис. 3.22. Расчетные схемы погашения подстанции

Расчетные схемы для кратковременных (а, б) и длительных (в) отключений приведены на рис. 3.22. В соответствии с расчетной схемой частота кратковременных отключений (по формулам для последовательного соединения)

$$\lambda_{о.п}(2) = \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_9 + \lambda_{10} = 1,1 \text{ год}^{-1};$$

для варианта б

$$\lambda_{о.п}(2) = \lambda_{11} = 0,03 \text{ год}^{-1}.$$

Частота длительных отключений с учетом совпадения отказов одной цепи с простоем другой для обоих вариантов определяется в соответствии с расчетной схемой как

$$\begin{aligned} \lambda_{в.р}(2) = & (\lambda_1 + \lambda_5 + \lambda_7) (\lambda_2 \tau_2 + \lambda_6 \tau_6 + \lambda_8 \tau_8 + q_{пл2} + q_{пл6} + q_{пл8}) + \\ & + (\lambda_2 + \lambda_6 + \lambda_8) (\lambda_1 \tau_1 + \lambda_5 \tau_5 + \lambda_7 \tau_7 + q_{пл1} + q_{пл5} + q_{пл7}) + \\ & + (\lambda_3 + \lambda_9) (\lambda_4 \tau_4 + \lambda_{10} \tau_{10} + q_{пл4} + q_{пл10}) + \\ & + (\lambda_4 + \lambda_{10}) (\lambda_3 \tau_3 + \lambda_9 \tau_9 + q_{пл3} + q_{пл9}) = 0,0134 \text{ год}^{-1}. \end{aligned}$$

Отсюда следует, что за счет применения схемы с секционированием выключателем 11 удастся понизить только частоту кратковременных отключений (с 1,1 до 0,03 год⁻¹).

3.7. Логико-вероятностный метод расчета надежности электроснабжения с помощью дерева отказов

Логико-вероятностный метод расчета надежности с использованием дерева отказов является дедуктивным методом и применяется в тех случаях, когда число различных видов отказов системы невелико. Этот метод широко распространен при исследованиях надежности технологических систем АЭС, включая схемы надежного питания установок собственных нужд [4, 18]. Изложение основ этого метода, адаптированное применительно к расчету надежности электроснабжения секций 6—0,4 кВ собственных нужд электростанций, дается ниже.

Обозначим через \bar{X} множество состояний объекта, не отвечающих условиям работоспособности, а через \bar{Z} — множество внешних условий, приводящих к отказу объекта. Условие отказа функционирования (ФО) как сложного события, являющегося суммой события отказа работоспособности \bar{x} и события \bar{z} , состоящего в появлении критических внешних условий, запишется как дизъюнкция: $\bar{y} = \bar{x} \vee \bar{z}$.

Условия отказа функционирования системы формулируются специалистами в области данных конкретных систем. Запись условий имеет вид

$$\bar{Y} = \bigcup_{k=1}^N S_k, \quad S_k = \bigcap_{i \in I_k} \bar{y}_i \bigcap_{i \in J_k} \bar{y}_j, \quad (3.46)$$

где S_k — минимальная совокупность (минимальное сечение) состояний и событий, приводящая к отказу k -го вида; \bar{y}_j и \bar{y}_i — неработоспособное состояние, или событие, отказа j -го и i -го элемента (в том числе персонала и элементов системы управления); I_k — множество отказов, могущих привести к k -му отказу системы; J_k — множество состояний системы, при которых возможен отказ системы k -го вида.

Формулировка событий и состояний \bar{y}_j , \bar{y}_i и условий (3.46) осуществляется специалистами на основе хнического проекта системы с помощью анализа ее поведения (при возникновении различных режимов и

отказов) и записи результатов конъюнкций и дизъюнкций. Удобно эту запись сочетать с условными знаками логических операций \wedge или \vee в виде диаграмм, называемых деревьями отказов.

Высказывание об отказе системы формулируется как определение состояния или события, связанного с невыполнением заданных функций при определенных обстоятельствах. На диаграмме это определение помещается вверху листа и обводится рамкой. Высказывание может быть конечным, промежуточным или первичным. Конечное высказывание обводится двойной рамкой, остальные — одинарной (см. рис. 3.24).

Высказывание может быть также простым или сложным. Простое высказывание относится к событию или состоянию, которые сами не рассматриваются ни как логическая сумма (ИЛИ), ни как логическое произведение (И) других событий или состояний. Простые высказывания обозначаются цифровым или буквенным кодом, помещаемым в кружок. Сложное высказывание, представляющее собой дизъюнкцию нескольких высказываний (простых или сложных), обозначается на диаграмме оператором ИЛИ, связывающим высказывания низшего уровня с высказыванием высшего уровня. Сложное высказывание, представляющее собой конъюнкцию нескольких высказываний (простых или сложных), обозначается на диаграмме оператором И, связывающим высказывания низшего уровня с высказыванием высшего уровня.

Сложные высказывания обозначаются на диаграмме числовым или буквенным кодом. Если такое высказывание располагается на верхнем уровне нарисованного дерева (на выходе диаграммы), то его код заключается в треугольник. Сложное высказывание может вводиться в другую диаграмму на любом уровне, кроме выходного, также с помощью кода, заключенного в треугольник. Удобно кодировать высказывания так, чтобы по коду можно было бы судить о том, простое оно или сложное, на каком уровне дерева от конечного высказывания располагается, к какому элементу относится и что собой представляет (событие, состояние или отказ срабатывания).

Построение дерева отказов начинается с формулировки конечного высказывания об отказе системы. При исследовании безотказности системы конечное высказывание относится к определению события, ре-

ализация которого приводит к нарушению функционирования в рассматриваемом интервале времени при заданных условиях. При исследовании готовности конечное высказывание относится к определению состояния, в котором функционирование системы в заданном объеме невозможно при заданных условиях в любой, произвольно выбранный момент рассматриваемого периода.

Конечное высказывание определяется высказываниями второго уровня. Сначала выявляется возможность реализации события или состояния конечного уровня как дизъюнкции простых высказываний второго уровня. При дизъюнктивной связи высказываний конечного и второго уровня невозможно сочетание событий и состояний. При невозможности реализации событий или состояний конечного уровня как дизъюнкции простых высказываний второго уровня выявляются дизъюнкции сложных высказываний, определяющие реализацию конечного. Может оказаться, что простые и сложные высказывания не формируют конечное высказывание с помощью дизъюнкции, тогда определяются конъюнктивно связанные события или состояния. В таких случаях конечное высказывание может реализоваться в результате совпадения во времени двух и более событий; возникновения события или нескольких событий во время существования состояния; совпадения двух и более состояний.

После записи высказываний второго уровня о событиях, состояниях и отказах срабатывания решается, какие высказывания являются простыми, а какие сложными. Для сложных высказываний второго уровня определяются высказывания третьего уровня и их логические связи (ИЛИ, И) в том же порядке, что и для высказываний второго и конечного уровня. Процесс записи высказываний и логических связей продолжается до тех пор, пока на всех уровнях не останутся одни простые высказывания, которые раскрывают содержание вышерасположенных высказываний, относящихся к событиям, состояниям и отказам срабатывания.

Логическое условие реализации события или состояния конечного уровня в форме функции отказа записывается с помощью знаков логического умножения и сложения, а также кодов первичных событий.

Формирование ФО начинается с самого нижнего уровня дерева отказов, где все высказывания простые.

При дизъюнкции простых высказываний a, b, c промежуточно сложное высказывание записывается как

$$A = a + b + c \equiv a \vee b \vee c.$$

При конъюнкции простых высказываний промежуточное сложное высказывание записывается как

$$B = abc \equiv a \wedge b \wedge c.$$

На следующем, более высоком уровне записываются конъюнкции и дизъюнкции как простых, так и сложных высказываний: $AB, A + B, Acd, A + c + d, Bc + d$ и т. д.

Подстановка выражений для сложных высказываний дает возможные комбинации простых высказываний на данном уровне дерева.

В каждой комбинации сокращаются по правилам алгебры логики одинаковые простые высказывания, кроме одного. Из суммы полученных комбинаций простых высказываний данного уровня дерева сокращаются (отбрасываются) одинаковые комбинации, кроме одной. Сокращаются также все комбинации, включающие в себя члены, которые содержатся в комбинациях меньшего объема.

Затем записываются конъюнкции и дизъюнкции сложных событий и состояний следующего, более высокого уровня и формируются комбинации простых высказываний на этом уровне. Сокращение простых комбинаций производится по тем же правилам. Продолжая операции формирования и сокращения комбинаций высказываний на всех уровнях вплоть до конечного, получаем сумму взаимоисключающих высказываний относительно способов реализации конечного события или состояния.

Каждая из комбинаций, входящих в функцию отказа, представляет собой k -е минимальное сечение отказа системы, сформулированного в конечном высказывании, и является конъюнкцией, порядок которой равен числу членов (простых высказываний). При определении практически возможных способов отказа следует отбросить конъюнкции более высокого порядка, точнее если их порядок превышает порядок остающихся более чем в два раза.

Например, запись функции отказа

$$ab + cd + ghk + mnsq + cdm$$

сокращается до

$$ab + cd + ghk$$

или, в другой форме записи,

$$(a \wedge b) \vee (c \wedge d) \vee (g \wedge h \wedge k) \vee (m \wedge n \wedge s \wedge q) \vee (c \wedge d \wedge m) = (a \wedge b) \vee (c \wedge d) \vee (g \wedge h \wedge k).$$

В схемах электроснабжения собственных нужд электростанций отказами системы являются погашение одного или нескольких узлов питания (секции шин, сборки или щиты) потребителей. Обозначим кратковременные погашения узлов $u_{o. п.}$, длительные — $u_{д. п.}$, считая кратковременным погашение на время оперативных переключений, а длительным — погашение на время аварийного ремонта или замены оборудования. К кратковременным погашениям приводят отказы и повреждения коммутационной аппаратуры, питающих линий и других элементов, которые могут быть отсоединены от узла с помощью рубильников или разъединителей, при условии что питание может быть восстановлено путем ручных переключений в схеме. К длительным погашениям приводят отказы и повреждения самих узлов и коммутационных аппаратов, а также других элементов без разъединителей или рубильников между ними и узлом.

Кроме элементарных событий (простых высказываний) к погашениям приводят такие сложные события, как отказ коммутационного аппарата в отключении поврежденного элемента или во включении резервного. Длительность такого погашения определяется схемой и возможностью переключений.

Элементарные события и состояния обозначаются латинскими буквами. Для обозначения состояния используется тильда («волна») над буквой, для обозначения события отказа срабатывания — нижний индекс «о. с», символ события отказа для упрощения записи не помечается индексом. В табл. 3.4 и 3.5 (см. ниже) приводится примерное кодирование элементов системы электроснабжения собственных нужд.

Функции отказа формируются путем выполнения указанных в дереве отказов операций логического сложения и умножения над символами (кодами)

элементарных событий и состояний, начиная с нижнего уровня. В результате ФО для $u_{o.p}$ и $u_{в.р}$ будут представлены суммой (дизъюнкцией) конъюнкций первого порядка (элементарных событий) и конъюнкций второго и третьего порядка (произведения двух событий, произведения события и состояния):

$$\bar{Y}(u) = \bigcup_i y_i \bigcup_k (y_k \wedge x_{o.c.k}) \bigcup_{ij} (y_i \wedge \bar{y}_j) \bigcup_{li} (y_l \wedge \bar{y}_i). \quad (3.47)$$

Переходя от логических функций для события погашения узлов к выражениям для расчета частоты и длительности, необходимо лишь заменить знаки логического умножения \wedge на знаки умножения \times , знаки логического сложения \vee на знаки суммирования $+$, а символы событий y заменить символами частоты $\lambda(y)$, символы событий $x_{o.c}$ — символами условной вероятности $Q(x_{o.c})$, символы состояний y — символами вероятности $q(\bar{y})$. При этом

$$Q(x_{o.c}) = 1/N_{o.c}; \quad (3.48)$$

$$q(\bar{y}) = \lambda(y) \tau(\bar{y}), \quad (3.49)$$

где $N_{o.c}$ — наработка на отказ, выраженная средним числом срабатываний до отказа.

Выражения для оценки частоты погашения имеют вид

$$\Lambda(u) = \sum_i \lambda(y_i) + \sum_k \lambda(y_k) Q(x_{o.c.k}) + \sum_{ij} \lambda(y_i) q(\bar{y}_j) + \sum_{li} \lambda(y_l) q(\bar{y}_i); \quad (3.50)$$

для оценки относительной длительности погашения —

$$q(u) = \sum_i \lambda(y_i) \tau(\bar{y}_i) + \sum_k \lambda(y_k) Q(x_{o.c.k}) \tau(y_k \wedge x_{o.c.k}) + \sum_{ij} \lambda(y_i) q(\bar{y}_j) \tau(y_i \wedge \bar{y}_j) + \sum_{li} \lambda(y_l) q(\bar{y}_i) \tau(y_l \wedge \bar{y}_i), \quad (3.51)$$

где $\tau(y_k \wedge x_{o.c.k})$ — среднее время восстановления питания при отказе в отключении повреждения на присоединении; $\tau(y_i \wedge \bar{y}_j)$ — среднее время восстановления питания при совпадении повреждения одной цепи с аварийным простоем другой цепи.

Таблица 3.4. Показатели надежности элементов систем электроснабжения

Элемент		λ , год ⁻¹	τ , год
Код	Наименование		
a	Аккумуляторная батарея	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-3}$	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$
b	Автоматический выключатель 0,4 кВ	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-4}$
c	Кабельная линия:		
	6 кВ	$(5 \pm 2) \cdot 10^{-3}$	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$
	0,4 кВ	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}$	$(3,0 \pm 1,5) \cdot 10^{-3}$
d	Выпрямитель	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}$	$(0,2 \pm 0,1) \cdot 10^{-3}$
f	Секция шин 6 кВ	$(3 \pm 1) \cdot 10^{-2}$	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$
g	Дизель-генератор	$(2 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}$	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}$
g	Генератор блока	$1 \pm 0,8$	$(2,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}$
	Выключатель:		
	воздушный 750—500 кВ	$0,15 \pm 0,10$	$(8 \pm 4) \cdot 10^{-3}$
	» 330 кВ	$0,03 \pm 0,02$	$(7 \pm 3) \cdot 10^{-3}$
	» 220 кВ	$0,02 \pm 0,01$	$(6 \pm 2) \cdot 10^{-3}$
	генераторный	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}$	$(5 \pm 1) \cdot 10^{-3}$
	масляный 6 кВ	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-2}$	$(1,0 \pm 0,2) \cdot 10^{-3}$
k	Тиристорный ключ	$(5 \pm 4) \cdot 10^{-5}$	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-4}$
l	Двигатель:		
	6 кВ	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-1}$	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-3}$
	0,4 кВ	$(5 \pm 2) \cdot 10^{-3}$	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$
m	Переключатель, рубильник с ручным приводом	$(5 \pm 4) \cdot 10^{-5}$	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-4}$
p	Тиристорный преобразователь	$(5 \pm 4) \cdot 10^{-4}$	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-4}$
s	Автомат постоянного тока	$(0,5 \pm 0,2) \cdot 10^{-3}$	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-4}$
t	Трансформатор:		
	330 кВ и выше	$(5 \pm 2) \cdot 10^{-2}$	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-2}$
	рабочий с. н.	$(1,2 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}$	$(5 \pm 2) \cdot 10^{-3}$
	резервный с. н.	$(5 \pm 4) \cdot 10^{-3}$	$(1,0 \pm 0,2) \cdot 10^{-2}$
	6/0,4 кВ	$(2 \pm 1) \cdot 10^{-2}$	$(3 \pm 1) \cdot 10^{-3}$
w	Токоограничивающий реактор	$(1,0 \pm 0,2) \cdot 10^{-2}$	$(6 \pm 3) \cdot 10^{-3}$

При возможности восстановления питания путем оперативных переключений время восстановления принимается от 6 до 30 мин и соответствующая конъюнкция переводится в ФО для $u_{o.п.}$ В противном случае конъюнкция включается в ФО для $u_{в.р.}$

Исходными данными для расчета $\Lambda(u)$ и $q(u)$ являются оценки средних значений $\lambda(y)$, $\tau(\bar{y})$ и $Q(x_{o.c.})$

Таблица 3.5. Отказы в системе автоматического управления электроснабжением

Код	Описание	Условная вероятность
$h_{o.c.}$	Отказ масляного выключателя 6 кВ: во включении в отключении КЗ	$(2,2 \pm 1,0) \cdot 10^{-3}$ $(2,7 \pm 1,0) \cdot 10^{-2}$
$b_{o.c.}$	Отказ автоматического выключателя 0,4 кВ: во включении в отключении КЗ	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$ $(0,5 \pm 0,2) \cdot 10^{-3}$
$s_{o.c.}$	Отказ автоматического выключателя постоянного тока: во включении в отключении КЗ	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$ $(3,0 \pm 1,0) \cdot 10^{-3}$
$g_{o.c.}$	Отказ дизель-генератора при пуске	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}$
$m_{o.c.}$	Ошибка персонала при выполнении операции переключения	$(5 \pm 2) \cdot 10^{-3}$
$r_{o.c.}$	Отказ срабатывания: устройства АВР устройства релейной защиты тиристорного ключа	$(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}$ $(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$ $(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-5}$

для элементов схем электроснабжения, приведенные в табл. 3.4 и 3.5. Среднеквадратические погрешности этих оценок приняты такими, что оптимистическая оценка среднего значения λ получается при вычитании σ_λ из средней оценки, а пессимистическая — при сложении σ_λ со средней оценкой. Для показателя τ при сложении получается пессимистическая оценка, а при вычитании — оптимистическая. Относительная погрешность составляет от 20 до 80 %, причем меньшие значения имеют большую погрешность, что в какой-то степени отражает недостаточность статистических данных о высоконадежных элементах.

Таблица 3.6. Формулы для расчета среднеквадратической погрешности

$\varphi = f(\lambda, q, \tau)$	σ_φ
$Q(t_p) = 1 - \exp(-\lambda t_p)$ $q = \lambda \tau$	$\bar{\lambda} \bar{Q}(t_p) t_p \sigma_\lambda$ $\bar{\lambda} \bar{\tau} [(\sigma_\lambda / \bar{\lambda})^2 + (\sigma_\tau / \bar{\tau})^2]^{1/2}$
$Q(s i) = 1/N_{o.c.}$ $\Lambda(k) = \lambda q$ $\Lambda(k) = \sum_i \lambda_i$	$(N_{o.c.})^{-2} \sigma_N$ $\bar{\lambda} \bar{q} [(\sigma_\lambda / \bar{\lambda})^2 + (\sigma_q / \bar{q})^2]^{1/2}$ $[\sum_i (\sigma_{\lambda_i})^2]^{1/2}$
$\Lambda(k_{o.c.}) = \lambda q Q(s i)$	$\bar{\lambda} \bar{q} Q(s i) [(\sigma_\lambda / \bar{\lambda})^2 + (\sigma_q / \bar{q})^2 + (\sigma_Q / \bar{Q})^2]^{1/2}$
$q(k) = \prod_i q_i$	$\prod_i \bar{q}_i [\sum_i (\sigma_{q_i} / \bar{q}_i)^2]^{1/2}$
$q(k) = \sum_i q_i$	$[\sum_i (\sigma_{q_i})^2]^{1/2}$

Вычисление среднеквадратических погрешностей результатов численной оценки $\Lambda(u)$ и $q(u)$ основано

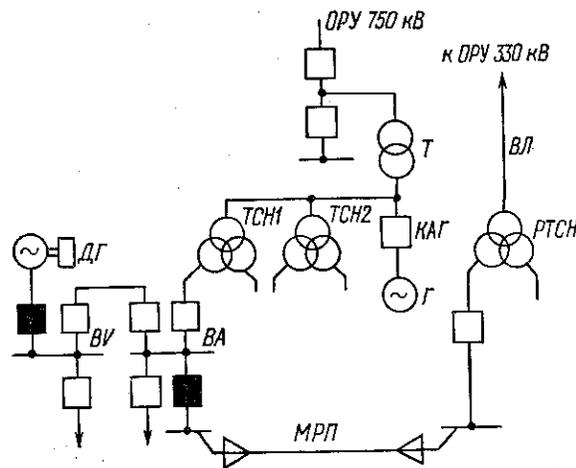


Рис. 3.23. Схема питания секции 6 кВ собственных нужд на уравнениях теории точности для дисперсий суммы, произведения и логарифма случайных величин (табл. 3.6):

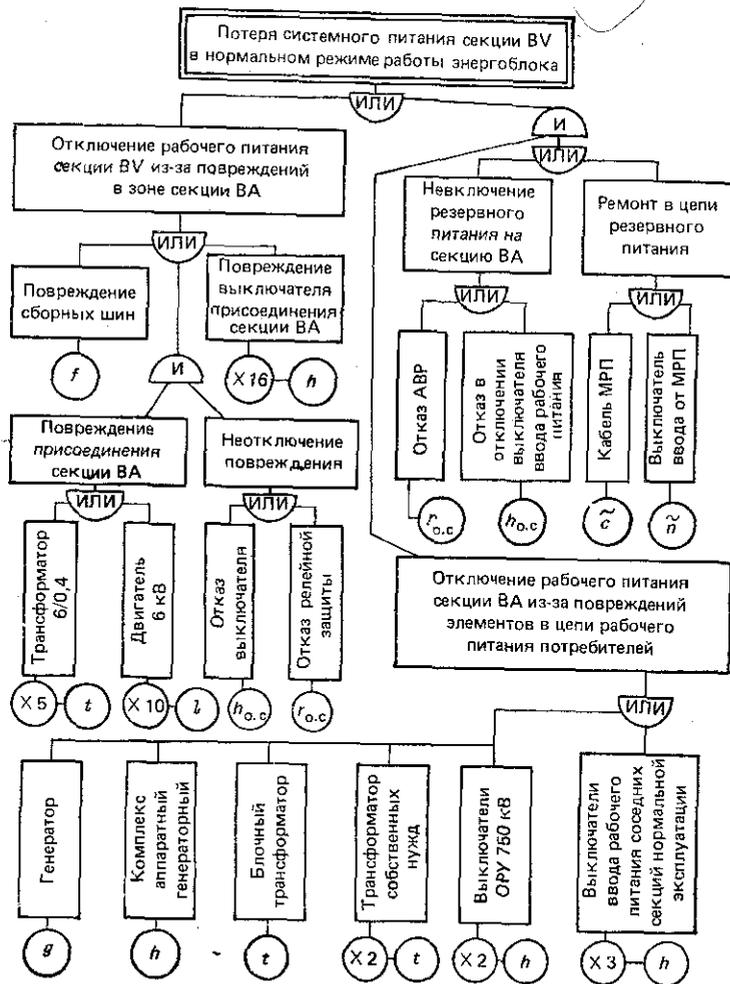


Рис. 3.24. Дерево отказов для оценки частоты потери системного питания секции

$$\sigma^2(A \pm B) = \sigma^2(A) + \sigma^2(B);$$

$$\sigma^2(AB) (A^2B^2) = \sigma^2(A)/A^2 + \sigma^2(B)/B^2;$$

$$\sigma^2(A/B) (A^2/B^2) = \sigma^2(A)/A^2 + \sigma^2(B)/B^2;$$

$$\sigma^2(\ln A) = \sigma^2(A)/A^2.$$

Численные значения результатов с оценкой их погрешности выдаются в форме $\Lambda(u) + \delta \Lambda$ и $q(u) + \sigma q$.

Пример 3.11. Рассмотрим типовую схему питания секций BV 6 кВ собственных нужд, предназначенной для электроснабжения механизмов, которые обеспечивают безопасность АЭС (рис. 3.23). Дерево отказов для оценки частоты потери системного питания этой секции приведено на рис. 3.24. Функция отказа для потери системного питания получится из рис. 3.24 в следующем виде:

$$\bar{Y}_c(BV) = f + 16h + (5t + 10l)(h_{o.c} + r_{o.c}) + (r_{o.c} + h_{o.c} + \bar{c} + \bar{h})(g + h + t + 2l + 2h + 3h).$$

Здесь имеется в виду, что к секции VA присоединено 10 электродвигателей и 5 трансформаторов.

Формула для частоты отключений от системного питания

$$\Lambda_c(BV) = \lambda(f) + 16\lambda(h) + [5\lambda(t) + 10\lambda(l)][Q(h_{o.c}) + Q(r_{o.c})] + [\lambda(g) + \lambda(h) + \lambda(t) + 2\lambda(l) + 3\lambda(h)][Q(r_{o.c}) + Q(h_{o.c}) + \lambda(c)\tau(\bar{c}) + \lambda(h)\tau(\bar{h})].$$

Подставив исходные данные из табл. 3.4 и 3.5, получим

$$\Lambda_c(BV) = 0,42 \pm 0,09.$$

При отключении секции BV от секции VA запускается дизель-генератор. Вероятность его отказа при пуске равна 0,01 (см. табл. 3.5). Погашение секции BV является следствием совпадения двух событий: отключения от системного питания и незапуска дизель-генератора. Следовательно, частота погашений секции BV равна $0,42 \cdot 0,01 = 0,004 \text{ год}^{-1}$, т.е. погашение возможно не более одного раза в 250 лет.

В. Орлов

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ НАДЕЖНОСТИ

4.1. Оптимизация технических решений с учетом ущерба

Оптимальность технического решения, выбранного при проектировании и эксплуатации станции, сети или системы означает, что заданный производственный эффект (располагаемая мощность, отпускаемая энергия, уровень надежности и качества) получается с минимальными возможными затратами материальных и трудовых ресурсов.

При определении оптимального варианта из некоторого числа возможных, обеспечивающих выполнение технического задания, необходимо вычислить приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию энергетического объекта [15].

В зависимости от длительности сооружения и условий поочередного ввода приведенные затраты исчисляются по-разному.

Если строительство и пуск в эксплуатацию осуществляются в течение года, то

$$Z = E_n K + И, \quad (4.1)$$

где E_n — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений K , в энергетике $E_n = 0,12$; $И$ — издержки.

Если объект строится на протяжении T лет, то

$$Z = \sum_{t=1}^T E_n K_t (1 + E_{н.п})^{\tau-t} + И, \quad (4.2)$$

где $E_{н.п}$ — нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, определяемый финансовой политикой государства для каждой отрасли народного хозяйства (в энергетике $E_{н.п} = 0,08$); K_t — капиталовложения в t -м году; τ — год приведения затрат, который может быть любым, но одним и тем же для всех сравниваемых вариантов (чаще всего приводят затраты к первому году периода T , но возможно и приведение их к году окончания строительства и даже более позднему сроку [15]).

Если в период многолетнего строительства частично эксплуатируются вновь созданные основные фонды, а это происходит при развитии энергосистем и объединений, то

$$Z = \sum_{t=1}^T (E_n K_t + \delta И_t) (1 + E_{н.п})^{\tau-t}, \quad (4.3)$$

где $\delta И_t$ — приращение издержек в году t по сравнению с годом $t-1$.

Оптимальным вариантом считается тот, у которого приведенные затраты, определяемые по формулам (4.1)...(4.3), минимальны.

Сравниваемые варианты по ряду причин обладают неодинаковой степенью надежности. Несоблюдение условия одинаковой надежности или качества в срав-

ниваемых вариантах приводит к нарушению основного требования — равенства производственного и народнохозяйственного эффекта.

При сравнении вариантов с неодинаковой надежностью требуется вводить в расчетные формулы члены, учитывающие возможный народнохозяйственный ущерб от отказов оборудования и установок, или члены, учитывающие затраты на повышение надежности до нормативного уровня. Методика вычисления затрат на выравнивание надежности приводится в приложении 5.

Затраты, обусловленные аварийным (и запланированным) перерывом электроснабжения, можно рассматривать как средние дополнительные ежегодные издержки (ущерб), которые несет народное хозяйство помимо основных затрат на сооружение объекта и его нормальную эксплуатацию. Расчетные формулы (4.1)...(4.3) примут вид

$$Z = E_n K + И + У; \quad (4.4)$$

$$Z = \sum_{t=1}^T E_n K_t (1 + E_{н.п})^{\tau-t} + И + У; \quad (4.5)$$

$$Z = \sum_{t=1}^T (E_n K_t + \delta И_t + \delta У_t)^{\tau-t}, \quad (4.6)$$

где $У$ и $\delta У_t$ — средний годовой народнохозяйственный ущерб на стадии нормальной эксплуатации и приращение ущерба в t -м году; $\delta У_t = У_t - У_{t-1}$; $\delta И_t = И_t - И_{t-1}$.

Средний ущерб можно рассчитать по формулам, в которых используется удельная оценка ущерба. Оценка удельного ущерба получается в результате обработки фактических данных о последствиях большого числа аварий, экономический ущерб от которых определяется [7, 15].

Экономический ущерб является лишь частью народнохозяйственного ущерба, который может иметь еще социальные и экологические составляющие, не оцениваемые в денежном выражении. Экономический ущерб складывается из ущерба потребителей и ущерба (потери и затраты) энергоснабжающей организации. Причины экономического ущерба: простой, недоиспользование, непроизводительный расход или уничтожение ресурсов, снижение качества продукции,

перерасход элементов производства [4]. Экономический ущерб подразделяется на основной, дополнительный, прямой и косвенный.

Формулы для расчета фактического экономического ущерба приводятся в работах [7, 15].

Составляющие экономического ущерба:

затраты на аварийный ремонт (восстановление) оборудования или потери, связанные с его недоамортизацией из-за досрочной ликвидации;

стоимость дополнительных потерь электроэнергии в сети из-за отклонения электрического режима от оптимального;

стоимость топлива, расходуемого на пуск энергоблоков, растопку котлоагрегатов и поддержание горения в топках во время аварийной разгрузки или останова агрегатов электростанций;

затраты на демонтаж и транспортировку оборудования при отправке на ремонтный завод или завод-изготовитель;

дополнительные затраты на выработку электроэнергии на замещающих агрегатах;

затраты на содержание резервного оборудования; потери, связанные с простоем оборудования и обслуживающего персонала, при аварийном отключении потребителей;

ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям при отключении с предупреждением во время прохождения максимума;

ущерб от внезапного отключения потребителей и недоотпуска энергии за время восстановления электроснабжения.

Оценки удельного ущерба y_n (в рублях на перерыв электроснабжения) и y_v (в рублях на час перерыва), полученные на основе оценок фактического экономического ущерба, позволяют рассчитать народнохозяйственный ущерб при проектировании систем электроснабжения:

$$Y = \sum_{k=1}^{N_k} \sum_{l=1}^{N_l} \Lambda(l, k) [y_n(l) + 8760 y_v(l) \tau(l, k)], \quad (4.7)$$

где $\tau(l, k)$ — среднее время восстановления питания l -го потребителя при k -й аварии; N_k — число видов аварий; N_l — число потребителей; $\Lambda(l, k)$ — частота аварий с погашением l -го потребителя.

При рассмотрении установок энергосистемы народнохозяйственный ущерб определяется с помощью оценки удельного ущерба $y_k(\Delta W)$ от недоотпуска энергии и прироста приведенных затрат ΔC_p на 1 кВт·ч энергии, выработанной на резервных станциях:

$$Y = \sum_{k=1}^N [y_k(\Delta W) \Delta W_{ck} + \Delta C_p (\Delta W_{ctk} - \Delta W_{ck})], \quad (4.8)$$

где $y_k(\Delta W) = 0,6 \dots 3,6$ руб/(кВт·ч); $\Delta C_p = (1,0 \dots 1,6) \cdot 10^{-2}$ руб/(кВт·ч); ΔW_c и ΔW_{ct} — недоотпуск энергии в системе и снижение выработки энергии станцией.

По данным работ [4, 7], при отключении потребителей с заблаговременным предупреждением значение $y_k(\Delta W)$ равно 0,6; без предупреждения — $0,6 + 6\varepsilon$; при отключении в результате действия защиты и автоматики — 18ε . Здесь ε — отношение отключенной нагрузки к суммарной нагрузке предшествующего режима. Расчетные выражения справедливы при значениях $\varepsilon \leq 0,2$.

Похожие оценки величины $y_k(\Delta W)$ получаются по формулам из работы [13]. При плановом ограничении потребителей в часы максимума нагрузки

$$y_k(\Delta W) = 0,1;$$

при кратковременном отключении с предупреждением, а также при снижении частоты без отключения

$$y_k(\Delta W) = 0,3;$$

при внезапном автоматическом отключении от частотных устройств противоаварийной автоматики

$$y_k(\Delta W) = 0,5 + 5\Delta P^*,$$

где ΔP^* — отношение аварийного снижения нагрузки потребителей к номинальной мощности нагрузки энергосистемы;

при внезапном автоматическом отключении для предотвращения нарушений устойчивости

$$y_k(\Delta W) = 1 + 10\Delta P^*.$$

Использование формул (4.2), (4.3), (4.5), (4.6) затрудняется необходимостью разнесения капиталовложений, издержек и ущерба по годам расчетного периода T , что при заблаговременности проектирования

10...15 лет не может быть выполнено с достаточной точностью. Поэтому чаще применяется формула (4.1) или (4.4).

При проектировании отдельных элементов электрической части станций, подстанций и электросетей на различных стадиях разработки проекта применение формул (4.1) и (4.4) некорректно. Дело в том, что невозможно точно определить для каждого элемента в отдельности долю K , I и $У$, рассчитанных для объекта в целом и тем более обеспечить одинаковый производственный эффект.

Некоторые, весьма ограниченные (требованием равенства производственного эффекта) возможности оптимизации дает использование соотношения

$$\Delta K / (\Delta I + \Delta У) \leq 1/E_n, \quad (4.9)$$

получаемого из условия минимума приведенных затрат (4.4) в том случае, когда можно достигнуть некоторого уменьшения издержек (ΔI) и ущерба ($\Delta У$) за счет увеличения капиталовложений (ΔK).

С помощью попарного сравнения вариантов по формуле (4.9) можно прийти к оптимальному. Однако и здесь для определения приращений приходится пользоваться весьма приближенными оценками укрупненных показателей, так как сам объект еще не полностью спроектирован.

Пример 4.1. Оценим экономическую целесообразность установки секционированного масляного выключателя 110 кВ на подстанции из примера 3.10 (см. рис. 3.21). Уменьшение частоты кратковременных погашений (на время оперативных переключений — около 0,5 ч) составит при этом $1,1 - 0,03 = 1,07$ год⁻¹. Уменьшение среднего народнохозяйственного ущерба

$$\Delta У = 1,07 y (\Delta W) \Delta P \cdot 0,5,$$

где $y(\Delta W)$ — удельный ущерб; ΔP — мощность отключенной нагрузки.

При средней мощности одного потребителя в сети 110 кВ, равной 30 МВт, $\Delta У = 1,07 \cdot 30 \cdot 10^3 y(\Delta W) = 32,7 \cdot 10^3 y(\Delta W)$.

Увеличение капитальных вложений на установку одного выключателя ($\Delta K = 50$ тыс. руб.) окупится за срок $\Delta K / \Delta У = 50\,000 / [32\,700 y(\Delta W)] = 1,53 / y(\Delta W)$.

За нормативный срок $1/E_n = 1/0,12 = 8,3$ года установка масляного выключателя окупится при условии $y(\Delta W) = 1,53/8,3 = 0,185$ руб/(кВт·ч). Это значение удельного ущерба меньше приведенной выше минимальной оценки (0,3), следовательно, установка выключателя целесообразна. При оценке $y(\Delta W) = 0,3$ установка выключателя окупится за 5 лет.

4.2. Погрешность оценок показателей надежности

Диапазон неопределенности оценок показателей надежности может быть установлен для каждого объекта (элемента, реже системы) по литературным данным в виде максимальных и минимальных значений: λ_{\max} , λ_{\min} , τ_{\max} , τ_{\min} и т. д.

В некоторых источниках (см., например, работу [7]) приводятся доверительные границы λ^a , λ^n , τ^a , τ^n с доверительной вероятностью $\alpha = 0,9$ или $\alpha = 0,8$. Однако для всех элементов таких оценок нет.

В первом приближении оценка среднеквадратической погрешности показателей надежности может быть сделана в предположении экспоненциальности распределения времени безотказной работы и времени восстановления оборудования. В этом случае $\sigma_\lambda \approx \bar{\lambda}$, $\sigma_\tau \approx \bar{\tau}$ [см. формулу (3.4)].

При наличии оценок доверительных границ

$$\sigma_\lambda \approx 0,5 (\lambda^a - \lambda^n); \quad \sigma_\tau \approx 0,5 (\tau^a - \tau^n).$$

При наличии только экспертных оценок границ диапазона неопределенности можно оценить максимальную и минимальную среднеквадратическую погрешность:

$$\begin{aligned} \max \sigma_\lambda &= (\lambda_{\max} - \lambda_{\min})/2; & \min \sigma_\lambda &= (\lambda_{\max} - \lambda_{\min})/6; \\ \max \sigma_\tau &= (\tau_{\max} - \tau_{\min})/2; & \min \sigma_\tau &= (\tau_{\max} - \tau_{\min})/6. \end{aligned}$$

При известных средних значениях и среднеквадратических погрешностях исходных данных о надежности элементов можно оценить среднеквадратическую погрешность показателей надежности системы, пользуясь формулами теории точности (см. табл. 3.6).

Так, погрешности оценок показателей надежности для системы с последовательным соединением элементов

$$\begin{aligned} \sigma_\Lambda &= \left[\sum_{i=1}^n \sigma^2(\lambda_i) \right]^{1/2} \quad \text{при } \Lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i; \\ \sigma_q &= \left[\sum_{i=1}^n \sigma^2(q_i) \right]^{1/2} \quad \text{при } q = \sum_{i=1}^n q_i. \end{aligned}$$

Из сравнения формул для расчета показателей Λ и q и формул для погрешностей σ_Λ и σ_q следует, что погрешность результата увеличивается с ростом числа членов в формулах, но увеличивается медленнее, чем

сам результат. Следовательно, относительная погрешность результата не превышает относительной погрешности исходных данных. При последовательном соединении элементов погрешность оценок показателей надежности системы тем меньше, чем больше число элементов.

Расчетные формулы для показателей $\Lambda(k)$ и $q(k)$ имеют вид (см. § 3.7 и 5.3)

$$\Lambda(k) = \sum_j \sum_i q_i \lambda_{ji} L(j, i, k); \quad (4.10)$$

$$q(k) = \Lambda(k) \tau(k) = \sum_j \sum_i q_j \lambda_{ji} \tau_{ji} L(j, i, k), \quad (4.11)$$

где $L(j, i, k)$ — логическая функция, принимающая значения 0 или 1.

Выражения для среднеквадратической погрешности при отсутствии корреляции между величинами λ_{ji} , q_i , τ_{ji} , т. е. при максимуме погрешности, могут быть получены по формуле полного дифференциала:

$$\sigma_{\Lambda} = \left\{ \sum_j \sum_i \left[\left(\frac{\partial \Lambda}{\partial \lambda_{ji}} \right)^2 \sigma^2(\lambda_{ji}) + \left(\frac{\partial \Lambda}{\partial q_j} \right)^2 \sigma^2(q_j) \right] \right\}^{1/2}; \quad (4.12)$$

$$\sigma_q = \left\{ \sum_j \sum_i \left[\left(\frac{\partial q}{\partial \lambda_{ji}} \right)^2 \sigma^2(\lambda_{ji}) + \left(\frac{\partial q}{\partial q_j} \right)^2 \sigma^2(q_j) + \left(\frac{\partial q}{\partial \tau_{ji}} \right)^2 \sigma^2(\tau_{ji}) \right] \right\}^{1/2}, \quad (4.13)$$

где черта над частной производной означает, что она вычисляется в точке математического ожидания величин λ_{ji} , q_j , τ_{ji} .

Из выражений (4.12), (4.13) следует, что относительная погрешность убывает с ростом числа членов в выражениях (4.10), (4.11). Число членов равно числу конъюнкций, идентифицируемых как аварии k -го вида, и отражает вероятность ее реализации. Таким образом, частота аварий $\Lambda(k)$, имеющих большую вероятность появления, вычисляется с меньшей относительной погрешностью. Аналогичный вывод можно сделать и для погрешности оценки показателя $q(k)$.

Погрешность оценок интегральных показателей надежности ΔW и U также зависит от числа членов в формулах (4.10), (4.11) и от погрешностей оценок

параметров ΔP , ΔN и u_k . Относительная среднеквадратическая погрешность и для интегральных показателей не выше, чем для исходных данных, и убывает с ростом числа членов в расчетных выражениях, т. е. с ростом числа рассматриваемых аварий. Следовательно, погрешность оценки интегральных показателей тем меньше, чем из большего числа составляющих оценка складывается.

Раскрытие неопределенности при составлении перечня всех отказов, приводящих к авариям, уменьшает, таким образом, погрешность оценок частоты и длительности аварий. Раскрытие неопределенности при составлении перечня всех возможных аварий приводит к уменьшению погрешности оценок недоотпуска энергии и народнохозяйственного ущерба.

Неопределенность, измеряемая среднеквадратической погрешностью, имеет случайный характер. Неслучайный, систематический характер имеют погрешности, вызванные неадекватностью математических моделей, ошибками в постановке задачи и в описании действующих факторов и связей. Систематическая погрешность может превзойти случайную и тогда полученные результаты дадут неверное представление о надежности объекта. Так, например, в сложных коммутационных узлах энергосистемы для анализа надежности нельзя применять аналитический метод расчета, не учитывающий отказы релейной защиты и противоаварийной автоматики.

Случайная погрешность может явиться причиной неверного решения при сравнении двух объектов по какому-либо показателю или целевой функции ϕ , значения которой у объектов настолько близки, что возникает большая вероятность ошибки. При сравнении объектов по средним значениям показателя ϕ и при условии $M\phi_2 > M\phi_1$ может оказаться, что на самом деле $\phi_2 < \phi_1$.

Условная вероятность

$$P[(\phi_2 - \phi_1 < 0) | (M\phi_2 > M\phi_1)] = \alpha$$

и является вероятностью ошибочного решения.

В соответствии с предельной теоремой Ляпунова можно считать, что ϕ — случайная величина с нормальным законом распределения, так как ее значение вычисляется как сумма большого числа составляющих. Оценив средние значения ϕ для объектов

$M\varphi_1 = m_1$ и $M\varphi_2 = m_2$ и среднеквадратические отклонения σ_1 и σ_2 , получим выражение для искомой вероятности

$$\alpha = 1 - F_0[(m_2 - m_1)/\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2}], \quad (4.14)$$

где $F_0(\cdot)$ — нормированная и центрированная функция нормального распределения [1], $F_0(x) = 0,5 + \Phi_0(x)$ (см. приложение 4).

Максимальное рассеяние разности двух величин отвечает условию $\sigma_1 = \sigma_2 = \sigma$. При этом вероятность ошибки зависит от отношения $(m_2 - m_1)/\sigma = \Delta m/\sigma$: например, вероятность α равна 0,2358; 0,0749 и 0,0029 при отношении $\Delta m/\sigma$, равном соответственно 1; 2 и 4.

Условие явной неразличимости объектов при сравнении по среднему

$$\Delta m \leq \sigma. \quad (4.15)$$

При этом вероятность ошибки более 23,5 %.

Условие уверенного различения объектов при сравнении по среднему.

$$\Delta m > 2\sigma. \quad (4.16)$$

Вероятность ошибки при этом менее 7,5 %.

Таким образом, если объекты или варианты не отличаются друг от друга, например, по показателям надежности, они попадают в зону неопределенности, называемую зоной равной надежности. Если объекты или варианты не различаются по показателям приведенных затрат, то они попадают в зону неопределенности, называемую зоной равной экономичности [15].

При попарном сравнении вариантов технических решений возможны следующие случаи, определяемые условиями (4.15), (4.16):

1. Варианты неразличимы по показателю Y (попадают в зону равной надежности):

$$|Y_2 - Y_1| \leq \sigma_y,$$

но различимы по затратам без учета ущерба [см. формулу (4.1)].

В этом случае при

$$(E_n K_2 + I_2) - (E_n K_1 + I_1) > 2\sigma_z$$

вариант 1 лучше, чем вариант 2.

2. Варианты неразличимы по затратам без учета ущерба (в зоне равной экономичности):

$$|(E_n K_2 + I_2) - (E_n K_1 + I_1)| \leq \sigma_z,$$

но различимы по ущербу.

В этом случае при

$$Y_2 - Y_1 > 2\sigma_y$$

вариант 1 лучше, чем вариант 2.

3. Варианты различаются по затратам без учета ущерба и по ущербу:

$$|(E_n K_2 + I_2) - (E_n K_1 + I_1)| > 2\sigma_z; \\ |Y_2 - Y_1| > 2\sigma_y.$$

В этом случае при

$$E_n K_2 + I_2 + Y_2 - E_n K_1 - I_1 - Y_1 > 0$$

вариант 1 лучше, чем вариант 2.

4. Варианты неразличимы ни по ущербу, ни по затратам, т. е. находятся в зоне неопределенности интегральных критериев надежности и экономичности:

$$|(E_n K_2 + I_2) - (E_n K_1 + I_1)| \leq \sigma_z; \\ |Y_2 - Y_1| \leq \sigma_y.$$

Практически неразличимыми считают варианты, у которых значения $E_n K + I$ различаются менее, чем на 5% [15], а значения Y — менее, чем на 10% [4, 7]. Уверенное различение вариантов по затратам с учетом ущерба начинается при различии оценок затрат не менее чем на 15% [6]. При различии оценок затрат с учетом ущерба на 5...15% вероятность ошибки при выборе составляет 10...20%, т. е. весьма существенна.

В любом из этих рассмотренных случаев может встретиться и неопределенность частного вида. Например, у первого варианта частота аварий k -го вида выше, чем частота аварий этого вида у второго варианта, и в то же время частота аварий r -го вида выше, чем у второго варианта. Проигрыш по показателям одного вида может быть скомпенсирован выигрышем по показателям другого вида. Так может получиться и с вариантами, попавшими в зону равной экономичности.

Выбор оптимальных решений из числа попавших в зону неопределенности производится на основе комплексных критериев эффективности.

4.3. Комплексные критерии эффективности технических решений

Процедура понятия проектного решения на основе комплексных критериев эффективности и экспертных оценок состоит из следующих этапов:

1. Выбор экспертов. Число экспертов должно быть не менее числа свойств, учитываемых при сравнении вариантов. Состав экспертов должен определяться необходимостью присутствия специалистов, компетентных в нужной области. Ориентировочное число экспертов — от 5 до 10.

2. Составление перечня свойств. Эксперты устанавливают перечень свойств, подлежащих оценке. Например, для схемы выдачи мощности станций в перечень свойств можно включить: бесперебойность выдачи мощности в какой-либо узел, удобство обслуживания сооружений объекта, возможность дальнейшего расширения станции, исключение возможности полного погашения, использование существующих объектов. Свойства, представленные в сравниваемых вариантах в одинаковой степени, из перечня исключаются, если таково мнение всех экспертов. Формулировка каждого свойства должна быть принята каждым экспертом, т. е. должно быть однозначное понимание каждого свойства всеми экспертами без исключения. Ориентировочно в перечне от трех до семи свойств.

3. Определение весомостей. Каждому свойству каждый эксперт присваивает оценочный ранг, который соответствует месту, занимаемому свойством в порядке убывания его важности, по мнению эксперта. Наиболее важное свойство получает первое место или ранг $a = 1$. Если какие-либо два или три свойства невозможно различить по их важности, то им присваивается ранг, отвечающий среднему из суммы соответствующих мест. Например, если три свойства делят места 4, 5, 6, то их ранг $(4 + 5 + 6)/3 = 5$, если два свойства делят места 1 и 2, то их ранг $(1 + 2)/2 = 1,5$. Обработка матрицы рангов $[a_{ik}]$, где i — номер свойства по перечню, k — номер экс-

перта, дает возможность оценить весомость каждого свойства по формуле

$$v_i = w_i \left(\sum_{i=1}^n w_i \right)^{-1}, \quad (4.17)$$

где

$$w_i = 1 - A_i (nN)^{-1} + n^{-1};$$

N — число экспертов; n — число свойств в перечне;

A_i — сумма рангов i -го свойства, $A_i = \sum_{k=1}^N a_{ik}$.

4. Оценка эффективности вариантов по каждому свойству. Эта оценка основана на определении показателей, наглядно связанных с этим свойством (например, число каких-либо элементов в схеме или возможных событий). Менее желательно использовать показатели, которые требуют расчетов и новых исходных данных. Достоверность таких показателей может быть оспорена экспертами, что недопустимо. В случае отсутствия показателей можно воспользоваться относительными оценками в диапазоне $(0, 1)$. Переход от численных показателей к относительным оценкам можно осуществить с помощью какого-либо линейного преобразования. В случае отсутствия показателей относительные оценки получают в результате ранжирования вариантов каждым экспертом. На основе матрицы оценок $[b_{ijk}]$, где j — номер варианта, можно получить сумму рангов B_{ij} -го варианта по i -му свойству и эффективность e_{ij} каждого свойства для каждого варианта:

$$B_{ij} = \sum_{k=1}^N b_{ijk}; \quad e_{ij} = 1 - B_{ij} (mN)^{-1} + m^{-1}, \quad (4.18)$$

где m — число вариантов.

5. Комплексная оценка эффективности. Эта оценка производится с помощью средней арифметической формы

$$E_{aj}^* = \sum_{i=1}^n v_i e_{ij} \quad (4.19)$$

и средней гармонической формы

$$E_{rj}^* = \left(\sum_{i=1}^n v_i / e_{ij} \right)^{-1}. \quad (4.20)$$

Форма (4.19) может иногда дать весьма близкие оценки, если проигрыш по одному свойству компенсируется выигрышем по другому свойству. У оптимального варианта значения E_a^* и E_r^* должны быть наибольшими из всей совокупности вариантов.

При неразличимости каких-либо вариантов по комплексному критерию процедура для них следует повторить. Если неразличимость возникла из-за большой погрешности в оценках E^* , следует изменить состав экспертов. Если неразличимость возникла из-за близких значений E^* у вариантов, следует составить новый перечень — из свойств, не учтенных при первом сравнении.

Процедура применялась при выборе главных схем электрических соединений, схем собственных нужд и схем электроснабжения [4].

Пример 4.2. Выбор главной схемы электрических соединений электростанции. Для АЭС с двумя реакторами ВВЭР-440 и четырьмя турбогенераторами 220 МВт было предложено пять вариантов схемы (рис. 4.1). Оценки приведенных затрат и ущерба для вариантов приведены в табл. 4.1. По приведенным затратам с учетом ущерба варианты 2 и 5 явно уступают вариантам 1, 3 и 4, которые по этому критерию неразличимы, так как разность их оценок при попарном сравнении не превышает 15%. Сравним варианты 1, 3 и 4 с помощью комплексных критериев эффективности при следующем перечне критериальных свойств:

Таблица 4.1. Экономическая оценка вариантов главной схемы тыс. руб/год

Вариант	Приведенные затраты без учета ущерба	Ущерб от ненадежности выдачи мощности станцией	Приведенные затраты с учетом ущерба
1	260	120	380
2	280	250	530
3	310	130	440
4	230	120	350
5	450	80	530

1) минимальная частота аварий с полным погашением ОРУ;
2) минимальная частота вынужденных аварийных остановов реактора;

3) минимальное число коммутаций высоковольтных выключателей при пусках и остановках реактора;

4) максимальная приспособленность схемы к расширению при пуске второй очереди АЭС.

Весомость этих свойств оценивалась с помощью рангов семью экспертами по формуле (4.17) и оценки сведены в табл. 4.2.

Оценки частной эффективности e_{ij} получим из оценок частоты погашений ОРУ 330 кВ путем линейного преобразования.

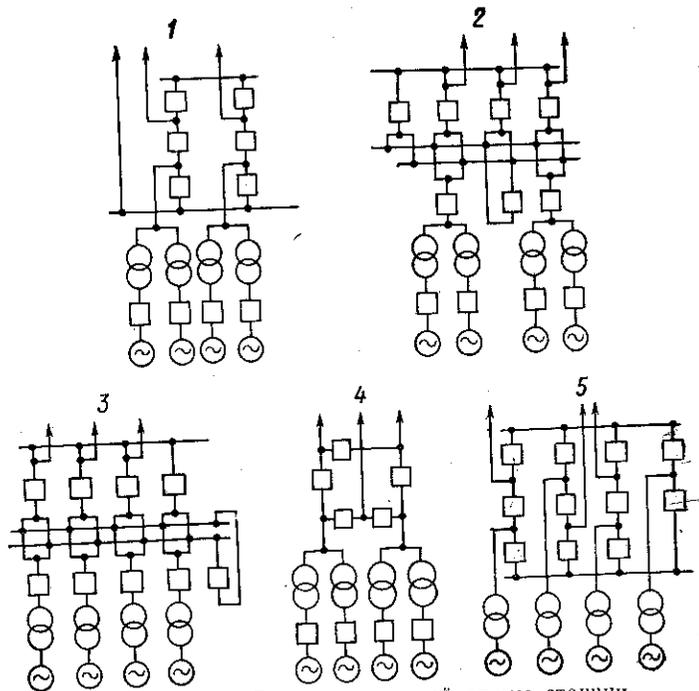


Рис. 4.1. Варианты главной схемы станции

Таблица 4.2. Матрица рангов критериальных свойств

Эксперт	Свойство i			
	1	2	3	4
1	1	2	3	4
2	1,5	1,5	3,5	3,5
3	2	2	2	4
4	2	1	4	3
5	1	2,5	2,5	4
6	1,5	1,5	4	3
7	1	2	3,5	3,5
A_i	10	12,5	22,5	25
v_i	0,357	0,321	0,179	0,143

Оценки высоты погашений были вычислены таблично-логическим методом и составили по вариантам 1, 3 и 4

$$\Lambda_1 = 0,01 \text{ год}^{-1}; \Lambda_3 = 0,13 \text{ год}^{-1}; \Lambda_4 = 0,02 \text{ год}^{-1},$$

откуда, приняв $e_{13} = 0$ и положив $e_1 = 1$, при $\Lambda = 0$ получим $e_{11} = 0,923$; $e_{14} = 0,850$.

Оценки e_{2j} , e_{3j} и e_{4j} определим экспертным путем. Число аварийных остановов реактора при объединении блоков в электрической схеме увеличивается вдвое. Следовательно, оценки e_{21} и e_{24} должны быть вдвое ниже оценок e_{23} . Уменьшить число остановов без объединения блоков при заданном оборудовании невозможно, поэтому варианту 3 дается наивысшая оценка $e_{23} = 1$. Соответственно этому $e_{21} = e_{24} = 0,5$.

Число коммутаций высоковольтных выключателей при пусках и остановах реакторов без объединения блоков в электрической схеме увеличивается приблизительно вдвое. Следовательно, теперь вдвое уменьшенная оценка будет у варианта 3, а максимальная — у вариантов 1 и 4, т.е. $e_{31} = 1$; $e_{34} = 1$; $e_{33} = 0,5$.

Чтобы получить оценки e_{4j} , проранжируем варианты, т.е. расположим их в порядке убывания свойства приспособленности к расширению. По-видимому, такая ранжировка дает последовательность 3, 1, 4, т.е. ранги вариантов $a_3 = 1$, $a_1 = 2$, $a_4 = 3$. Отсюда по формуле (4.18) при числе экспертов $N = 1$ имеем $e_{43} = 1$, $e_{41} = 2/3$, $e_{44} = 1/3$. Комплексные оценки эффективности вариантов, вычисленные по формулам (4.19) и (4.20), приведены в табл. 4.3. Варианты имеют вполне различные оценки E^* . Оценка средней гармонической, равная нулю у третьего варианта, предупреждает о недопустимости принятия этого варианта, поскольку у него самая низкая надежность.

Таблица 4.3. Комплексная оценка эффективности вариантов главной схемы

Вариант <i>l</i>	e_{ij}				E_a^*	E_r^*
	$i=1$	$i=2$	$i=3$	$i=4$		
1	0,923	0,5	1	2/3	0,764	0,703
3	0	1,0	0,5	1	0,624	0
4	0,850	0,5	1	1/3	0,690	0,599

ГЛАВА ПЯТАЯ

АНАЛИЗ И РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

5.1. Модель надежности высоковольтного выключателя

В исследованиях надежности главной схемы электрических соединений особое место занимает моделирование надежности высоковольтного выключателя.

Под выключателем понимается весь комплекс оборудования в его ячейке распределительного устройства (изоляторы, измерительные трансформаторы, разъединители). Отказы самих выключателей обычно классифицируются следующим образом [13]:

1. Отказ типа «разрыв», «короткое замыкание в одну сторону», «короткое замыкание в обе стороны» в статическом состоянии или при оперативных переключениях.

2. Отказ при автоматическом отключении поврежденных элементов.

3. Отказ при автоматическом отключении смежных отказавших выключателей (развитие аварии).

Под отказом типа «разрыв» подразумевается любой отказ, приводящий к разрыву цепи, в которой установлен отказавший выключатель. При отказе типа «КЗ в одну сторону» отключается как сам отказавший выключатель, так и все примыкающие к нему с одной стороны выключатели. При отказе типа «КЗ в обе стороны» отключаются все выключатели по обе стороны от отказавшего.

Учет всех видов отказов выключателей в модели надежности главной схемы значительно усложнил бы ее и затруднил расчет, тем более что по отдельным видам отказов отсутствует статистика. Поэтому в зависимости от назначения исследования в модели надежности главной схемы используются различные упрощенные модели отказов выключателей, учитывающие наиболее распространенные и существенные из указанных видов.

Отказы типа «КЗ в обе стороны» — это внезапные отказы, приводящие к действию устройства резервирования отказавшего выключателя (УРОВ) или к действию защиты сборных шин и отключению выключателей, смежных с отказавшим. Отказы типа «разрыв» выявляются при обходах и осмотрах оборудования ячеек и требуют лишь вывода выключателя во внеплановый ремонт. Коэффициент, характеризующий долю внезапных отказов в общем числе отказов выключателей, $k_{вн} = 0,6 \dots 0,7$. Если обозначить параметр потока отказов выключателя λ , то параметр потока отказов, выявленных при осмотрах, $\lambda' = (1 - k_{вн})\lambda$, а параметр потока отказов внезапных, типа «КЗ в обе стороны», $\lambda'' = k_{вн}\lambda$.

При внезапных отказах выключателей отключившиеся элементы (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи) могут быть введены в работу раньше, чем будет закончен ремонт выключателя. Длительность простоя определяется временем, необходимым для выполнения переключений в РУ: $T_{\text{пер}} = T_0 + T_p n_p$, где T_0 — постоянная составляющая — время, необходимое для того, чтобы установить характер повреждения (для станций и РУ с обслуживанием $T_0 = 0,1 \dots 0,3$ ч); $T_p = 0,1$ ч — время отключения (включения) разъединителя; n_p — число разъединителей, которые должны быть отключены (включены) для отделения поврежденного выключателя и ввода отключившихся элементов в работу.

В РУ с шинноизбирательными разъединителями, например с двойной системой шин и одним выключателем на присоединение, наблюдаются отказы из-за неправильных операций с разъединителями, с заземляющими ножами, а также в цепях защиты и автоматики, приводящие к одновременному отключению обеих систем шин. Эти отказы следует учитывать дополнительно к отказам выключателей. Частоту отказов с отключением обеих систем (СШ) можно приближенно оценить по формуле

$$\Lambda(2\text{СШ}) = k_{2\text{СШ}} \sum_{i=1}^n \lambda_i,$$

где $k_{2\text{СШ}} \approx 0,1$ для ТЭС и $k_{2\text{СШ}} \approx 0,05$ для подстанций и гидроэлектростанций [13]; λ_i — параметр потока отказов i -го выключателя; n — общее число цепей, присоединенных к секции сборных шин.

При этом не нужно рассматривать отдельно режимы работы РУ с выведенной в ремонт одной системой шин.

Для остальных типов РУ со сборными шинами плановый ремонт системы (секции) сборных шин следует учитывать, принимая его длительность в часах (в расчете на один год)

$$t_{\text{пл. ш}} = 1 + 2n_p,$$

где n_p — число разъединителей, присоединенных к системе шин.

При отказах выключателя в автоматическом отключении КЗ на поврежденных элементах длительность КЗ увеличивается. Если КЗ произошло на ли-

нии основной системообразующей сети ОЭС, то задержка в его отключении может привести к нарушению устойчивости или к действию противоаварийной автоматики. Поэтому, оценивая надежность РУ высшего напряжения мощных станций и узловых подстанций основной сети ОЭС, для расчета частоты возмущений режима следует пользоваться моделью, учитывающей различную длительность КЗ при безотказной работе выключателей и при отказе срабатывания.

Надежность выключателя в выполнении функции автоматического отключения можно охарактеризовать относительной частотой отказа срабатывания Q (отказ/требование отключения, иначе — условная вероятность отказа при поступлении заявки на срабатывание). При отказе выключателя в автоматическом отключении поврежденного элемента действует УРОВ, которое отключает все выключатели, смежные с отказавшими.

В эксплуатационной статистике различают оценки $Q_{\text{КЗ}}$, $Q_{\text{о.п}}$ и Q_2 , т. е. вероятность отказа в отключении КЗ, выполнении оперативных переключений (отключение номинального тока) и в сумме для всех операций.

Предположим, что к выключателю присоединен элемент с частотой устойчивых отказов $\lambda_{\text{эл}}$ и относительной частотой неуспешных АПВ — $k_{\text{АПВ}}$, тогда:

1) частота отказов в первом отключении КЗ $\lambda_{\text{КЗ1}} = \lambda_{\text{эл}} Q_{\text{КЗ}} / k_{\text{АПВ}}$; длительность КЗ при этом $t_{\text{КЗ1}} = t_n + t_{\text{УРОВ}}$, где t_n — нормальная длительность КЗ на линии соответствующего класса напряжения; $t_{\text{УРОВ}}$ — время действия УРОВ, в том числе время отключения выключателей;

2) частота отказов во втором отключении КЗ после неуспешного АПВ $\lambda_{\text{КЗ2}} = \lambda_{\text{эл}} Q_{\text{КЗ}}$.

Расчетным для проверки устойчивости принимается сложное возмущение: КЗ с длительностью t_n , бес-токовая пауза АПВ, КЗ с длительностью $t_n + t_{\text{УРОВ}}$.

Относительная частота отказов в отключении КЗ на линиях (на фазу) в зависимости от напряжения составляет [13]:

U, кВ	220	500	750
$Q_{\text{КЗ}}$	0,005	0,007	0,011

Подводя итоги вышеизложенному, можно согласиться с тем, что выключатели как элементы главной

схемы участвуют в возмущениях типа КЗ своими внезапными отказами (с частотой λ''), в возникновении ремонтных режимов (аварийных и плановых с частотами λ и $\lambda_{пл}$) и с вероятностью $Q_{КЗ}$ — в возникновении отказов в отключении повреждений с КЗ (трансформаторов, шин, коммутационной и другой аппаратуры).

Отказы выключателей в выполнении оперативных переключений без возникновения КЗ в их ячейках при расчетах надежности главной схемы можно в первом приближении не учитывать. Эти отказы определяют небольшую вероятность срыва операций по восстановлению схемы после локализации повреждения.

Отказы выключателя типа «КЗ в одну сторону» по своим последствиям легче, чем отказы типа «КЗ в обе стороны». Однако их отдельное рассмотрение усложняет расчет, тем более что оценки частоты отказов «КЗ в одну сторону» в существующей статистике отсутствуют. Поэтому в большинстве применяемых моделей отказы выключателей принимаются как «КЗ в обе стороны». Это приводит к некоторому завышению частоты наиболее опасных аварий.

Отказы типа «разрыв» можно было бы учесть, увеличивая частоту ремонтов (плановых и внеплановых), но имеющиеся статистические данные свидетельствуют о том, что на фоне ежегодных текущих ремонтов эта поправка ничтожна.

Таким образом, высоковольтный выключатель представляется в модели надежности главной схемы следующими параметрами: частотой отказов («КЗ в обе стороны») $\lambda'' \leq \lambda$; частотой плановых ремонтов $\lambda_{пл}$; частотой внеплановых ремонтов λ ; временем восстановления $\bar{t}_в$ или τ ; вероятностью отказа в отключении КЗ $Q_{КЗ}$.

5.2. Модель надежности главной схемы электрических соединений

Модель надежности главной схемы призвана выявить все виды аварий, возможных при совпадении отказов элементов с ремонтными и эксплуатационными режимами, отличающимися составом и повреждаемостью оборудования, а также при развитии аварий из-за отказов срабатывания аппаратов и устройств релейной защиты и автоматики. Для всех выявленных

видов аварий необходимо вычислить частоту и определить среднюю длительность их ликвидации, чтобы определить условный недоотпуск энергии потребителям и снижение выработки энергии станцией, а следовательно, оценить экономический народнохозяйственный ущерб.

Анализ надежности станций и подстанций с учетом возможных режимов работы главной схемы электрических соединений, отказов оборудования, отказов коммутационной аппаратуры (КА) и устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА) осуществляется с помощью формализованной записи логических связей совпадений (конъюнкций) указанных условий с их результатом — авариями того или иного вида. Вывод расчетных выражений для частоты и длительности аварий основан на последовательном применении формулы полной вероятности при рассмотрении множества возможных конъюнкций.

Для параметра потока событий (аварии, отключения, погашения и другие виды отказов функционирования) можно записать по определению

$$\omega_k(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P_k(t, t + \Delta t)}{\Delta t}, \quad (5.1)$$

где $P_k(t, t + \Delta t)$ — вероятность наступления события вида k в интервале времени Δt .

Средний параметр потока событий, или частоты событий, определяется как

$$\Lambda(k) = (1/t_p) \int_0^{t_0+t_p} \omega_k(t) dt, \quad (5.2)$$

где $(t_0, t_0 + t_p)$ — расчетный интервал времени.

Разбив расчетный интервал времени на $m + 1$ периодов или режимов, в течение которых величину $\omega_k(t)$ можно принять постоянной (не меняются ни схема установки, ни внешние воздействия), получим из формул (5.1) и (5.2)

$$\Lambda(k) = \sum_{j=0}^m \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P_{kj}(t_j, t_j + \Delta t)}{\Delta t} (\tau_j/t_p). \quad (5.3)$$

Обозначив относительную длительность j -го периода $\tau_j/t_p = q_j$, присвоим номер $j = 0$ режиму работы по полной схеме в нормальных погодных условиях.

Вероятность появления события (аварии) k -го вида в j -м режиме связана с вероятностью возникновения отказа какого-либо i -го элемента из n формулой полной вероятности:

$$P_{kj} = \sum_{i=0}^n P(H_{ji}) P(A_k | H_{ji}), \quad (5.4)$$

где $P(H_{ji})$ — вероятность отказа i -го элемента в j -м режиме; $P(A_k | H_{ji})$ — вероятность возникновения аварии k -го вида при условии отказа i -го элемента в j -м режиме.

Индекс $i = 0$ присвоим вероятности отсутствия отказов любых элементов. По формуле полной вероятности

$$P(A_k | H_{ji}) = \sum_{s=0}^u P(H_{jis}) P(A_k | H_{ji}H_{jis}), \quad (5.5)$$

где $P(H_{jis})$ — вероятность неправильного действия s -го комплекта РЗ в случае отказа (повреждения) i -го элемента.

Индекс $s = 0$ отнесем к правильным действиям устройств РЗ; u — число устройств.

Вероятность $P[A_k | H_{ji}H_{jis}]$, в свою очередь, связана с вероятностью действий КА формулой полной вероятности

$$P(A_k | H_{ji}H_{jis}) = \sum_{p=0}^v P(H_{jis p}) P(A_k | H_{ji}H_{jis}H_{jis p}), \quad (5.6)$$

где индекс $p = 0$ относится к безотказному действию всей КА, а v — число возможных сочетаний отказов в отключении одного, двух или трех аппаратов одновременно.

Вероятность $P(A_k | H_{ji}, H_{jis}, H_{jis p})$ связана с вероятностью действий устройств ПА (АВР, АПВ, УРОВ и др.) также формулой полной вероятности

$$P(A_k | H_{ji}H_{jis}H_{jis p}) = \sum_{q=0}^w P(H_{jis p q}) P(A_k | H_{ji}H_{jis}H_{jis p}H_{jis p q}), \quad (5.7)$$

где индекс $q = 0$ относится к безотказному действию устройств ПА, а также КА; w — число возможных отказов этих устройств.

В пределе из формул (5.1)...(5.7) получим

$$\Lambda(k) = \sum_{j=0}^m \sum_{i=0}^n \sum_{s=0}^u \sum_{p=0}^v \sum_{q=0}^w q_j \lambda_{ji} Q(s | ji) Q(p | jis) \times \\ \times Q(q | jis p) L(j, i, s, p, q, k), \quad (5.8)$$

так как функции

$$Q(s | ji) = P(H_{jis}); \quad Q(p | jis) = P(H_{jis p});$$

$$Q(q | jis p) = P(H_{jis p q});$$

$$L(j, i, s, p, q, k) = P(A_k | H_{ji}H_{jis}H_{jis p}H_{jis p q})$$

не являются функциями интервала времени Δt , а в режиме j по определению (5.1)

$$\lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P(H_{ji})}{\Delta t} = \omega_{ji} = \lambda_{ji} = \text{const.}$$

Значения q_j могут быть определены по длительности реальных режимов с точностью до одних суток при рассмотрении надежности действующей установки. При анализе надежности на этапе проектирования значения q_j определяются после составления примерного графика плановых ремонтов и оценки длительности периодов неблагоприятной погоды (гроза, гололед) в предположении, что в эти периоды плановые ремонты не производятся. Вынужденные ремонты во время гололеда производятся в исключительных случаях и в первом приближении могут не учитываться. Вынужденные отключения оборудования для аварийного ремонта, если они производятся по тем же схемам, что и плановые, учитываются соответствующим увеличением длительности ремонтного режима. При несовпадении схем аварийного и планового ремонта каждый ремонт рассматривается как отдельный режим. Величины λ_{ji} , $Q(s | ji)$, $Q(p | jis)$, $Q(q | jis p)$ являются исходными данными для расчета.

Условная вероятность $P(A_k | H_{ji}H_{jis}H_{jis p}H_{jis p q})$ аварии k -го вида при отказе i -го элемента в j -м режиме, при s -м действии устройств РЗ, p -м действии КА и q -м действии устройств ПА равна либо нулю, либо единице, т. е. авария вида k либо не возникает при перечисленных условиях, либо возникает. Вероятность эта является, таким образом, логической функцией

конъюнкций перечисленных условий:

$$L(j, i, s, p, q, k) = \begin{cases} 1, & \text{если } j \wedge i \wedge s \wedge p \wedge q = k; \\ 0, & \text{если } j \wedge i \wedge s \wedge p \wedge q = \bar{k}. \end{cases} \quad (5.9)$$

Следовательно, для использования выражения (5.8) необходимо сформировать массив конъюнкций $\{j \wedge i \wedge s \wedge p \wedge q\}$ и затем идентифицировать каждую конъюнкцию как аварию k -го вида.

Среднее время восстановления заданного уровня функционирования после аварии k -го вида определяется как математическое ожидание по всей совокупности сочетаний:

$$\tau(k) = [1/\Lambda(k)] \left[\sum_j \sum_i \sum_s \sum_p \sum_q q_j \lambda_{ji} Q(s|i) \times \right. \\ \left. \times Q(p|jis) Q(q|jisp) L(j, i, s, p, q, k) \tau(j, i, s, p, q, k) \right], \quad (5.10)$$

где $\tau(j, i, s, p, q, k)$ — среднее время восстановления функционирования в j -м режиме при повреждении (отказе) i -го элемента, s -м действии РЗ, p -м действии КА и q -м действии ПА.

В предположении безотказной работы РЗ, КА и ПА выражения (5.8) и (5.9) принимают вид

$$\Lambda(k) = \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n q_j \lambda_{ji} L(j, i, k), \quad (5.11)$$

где

$$L(j, i, k) = \begin{cases} 1, & \text{если } j \wedge i = k; \\ 0, & \text{если } j \wedge i = \bar{k}. \end{cases} \quad (5.12)$$

Формулы (5.11) и (5.12) дают возможность приближенной оценки надежности с учетом изменения схемы во время ремонтов и при сезонной нестационарности потока отказов оборудования. Эти формулы дают более точную оценку, если в число элементов ввести и выключатели, считая отказом выключателя короткое замыкание в его ячейке. Отказы остальных элементов также сопровождаются короткими замыканиями, на которые и реагирует соответствующее устройство РЗ.

Если надежность устройств РЗ, КА, ПА учитывать условной вероятностью отказа срабатывания

при возникновении требования срабатывания $Q(s|i)$, а ложные и неселективные действия устройств защиты отнести к числу случаев аварийного отключения защищаемых элементов, увеличив соответственно значения параметров потока отказов λ_{ji} , то для аварий, возникающих вследствие отказов срабатывания РЗ, КА и ПА, получим [см. формулу (5.8)]

$$\Lambda(k_{o.c.}) = \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n \sum_{s=1}^u q_j \lambda_{ji} Q(s|i) L(j, i, s, k_{o.c.}), \quad (5.13)$$

где

$$L(j, i, s, k_{o.c.}) = \begin{cases} 1, & \text{если } j \wedge i \wedge s = k_{o.c.}; \\ 0, & \text{если } j \wedge i \wedge s = \bar{k}_{o.c.} \end{cases}$$

Указанные выше допущения справедливы для схем электроустановок со сборными шинами при наличии или отсутствии секционирования, так как отказы выключателей, сопровождаемые отказами срабатывания соседних выключателей, тождественны по последствиям отказам с коротким замыканием последних. Отказ УРОВ при этом не усугубляет последствий отказа выключателя в отключении КЗ на присоединении.

Эти допущения справедливы и для схем типа «многоугольник». Отказы в отключении КЗ на присоединении эквивалентны по последствиям отказу с КЗ выключателя и учитываются введением выключателей в число элементов при использовании формул (5.11) и (5.12). Отказы в отключении КЗ в ячейке выключателя при безотказной работе УРОВ эквивалентны отказу РЗ присоединения и учитываются формулой (5.13). Отказы УРОВ эквивалентны отказу срабатываний РЗ и ПА при КЗ выключателя и учитываются формулой (5.13).

В электроустановках по схемам «3/2» и «4/3» отказ в отключении КЗ на присоединении также эквивалентен отказу с КЗ выключателя, учитываемому формулами (5.11) и (5.12). Отказ в отключении КЗ в ячейке выключателя при схемах «3/2» и «4/3» с условием безотказной работы УРОВ эквивалентен отказу РЗ при КЗ на присоединении, учитываемому формулой (5.13). Последнее сочетание событий намного вероятнее, поэтому первым можно пренебречь при оценке частоты аварий из-за отказа РЗ и ПА.

Отказ в отключении КЗ в ячейке выключателя при условии отказа УРОВ эквивалентен отказу срабатывания РЗ и ПА, учитываемому формулой (5.13). Вероятность последнего сочетания событий (совпадение двух событий, а не трех) выше, поэтому первым можно пренебречь.

Рассматривать отказы устройств АПВ нет необходимости, если оценивать параметр потока отказов линий с учетом отказов АПВ.

Отказ устройства АВР на секционном выключателе со стороны низшего напряжения подстанции следует рассматривать как отказ защиты, установленной на этом выключателе и действующей при повреждении трансформатора. Отказ защиты трансформатора исключает действие АВР, отказ АВР при действии защиты трансформатора на его отключение приводит к погашению секции.

Массивы конъюнкций $\{j \wedge i\}$ и $\{j \wedge i \wedge s\}$ удобно формировать, заполняя таблицы. Идентифицировать аварии в каждой конъюнкции можно, анализируя схему коммутации при данной конъюнкции до и после оперативных переключений или путем проверки связности узлов схемы с помощью матрицы $[B]$, которая преобразуется в соответствии с отключениями. Вторым путем позволил решить задачу идентификации аварий с помощью ЭВМ [5, 6].

5.3. Таблично-логический метод расчета

При использовании таблично-логического метода последствия отказов элементов установки в различных режимах записываются с помощью кодов как аварии с определенной степенью нарушения работоспособности установки: потеря генераторов, трансформаторов, линий, погашения секций, снижение располагаемой или выдаваемой мощности, дефицит мощности в системе и различные сочетания нарушений. Аварии классифицируются по продолжительности ликвидации их последствий как кратковременные (оперативные переключения) и длительные (восстановительный ремонт). Последствия отказов устройств РЗ, ПА и КА при отказах элементов РУ в различных режимах записываются как аварии особого вида. Все возможные аварии получают свой код k_l , где индекс l означает

длительность ликвидации («о. п» или «в. р») или отказ срабатывания РЗ, КА и ПА («о. с»).

Все элементы главной схемы: трансформаторы, генераторы, линии, секции шин, выключатели, отделители и короткозамыкатели — получают номера (i) . Разъединители имеет смысл включать в анализ только в том случае, если в схеме нет выключателей. Удобно однотипные элементы нумеровать подряд. Для каждой группы однотипных элементов заполняется таблица исходных данных $i, \lambda_i, \tau_i, \lambda_{пл i}, \tau_{пл i}$. Для устройств РЗ и ПА составляется таблица исходных данных $s, i, Q(s|i)$.

Для каждого режима работы главной схемы электрических соединений заполняется таблица данных $j, \lambda_j, \tau_j, \lambda_{пл j}, \tau_{пл j}, q_j$, где

$$q_j = \lambda_{пл j} \tau_{пл j} + \lambda_j \tau_j,$$

и на ее основании вычисляется относительная длительность нормального режима

$$\bar{q}_0 = 1 - \sum_{j=1}^m q_j. \quad (5.14)$$

Отдельно указываются плановые и аварийные режимы, если они отличаются составом отключенных элементов. Режим нормальной работы по полной схеме получает номер $j = 0$.

Для каждой расчетной аварии составляется таблица данных k, l , описание аварии, $\Delta N(k, l), \Delta P(k, l), \tau(k, l)$, где $\Delta N, \Delta P$ и τ — снижение выдаваемой мощности, дефицит (или снижение отпуска энергии потребителям) в энергосистеме и средняя длительность аварийного режима.

Составляется таблица расчетных логических связей отказов, режимов и аварий, в которой записывается, какие отказы и аварии приводят в каждом из режимов. Таблица расчетных связей представляет собой матрицу, где на пересечении столбца j и строки i записан код аварии k . В некоторых случаях возможна запись двух кодов через косую черту, что означает переход от кратковременного нарушения работоспособности установки к длительному, менее серьезному, нарушению после выполнения оперативных переключений ($k_{о.п}/k_{в.р}$).

Для каждого из режимов j составляется таблица развития аварий при отказах срабатывания устройств

РЗ, ПА и КА в случае отказа (повреждения) элементов. Таблица представляет собой матрицу, где на пересечении столбца s и строки i записывается код аварии $k_{o.c.}$, к которой приводит отказ срабатывания устройства РЗ, ПА или КА с номером s при отказе элемента с номером i в j -м режиме [4].

При грубой оценке вероятности отказа срабатывания для упрощения анализа удобно все таблицы развития аварий совместить с таблицей расчетных связей. Для этого столбцы последней делят на две части. В левой записывают коды аварий, возникающих в результате совпадения отказов элементов с расчетными режимами при условии безотказной работы РЗ, ПА и КА. В правой части коды аварий, возникающих по тем же причинам, но при условии отказа срабатывания соответствующего устройства РЗ, ПА и КА и действия резервной защиты или УРОВ. Если код справа не отличается от кода слева, то правый код зачеркивается.

Частота аварий рассчитывается по формулам (5.11) и (5.13). Среднее время восстановления нормального режима после аварии с кодом $k_{в.р}$ вычисляется по формуле (5.10). Значения $\tau(k_{o.н})$ и $\tau(k_{o.c})$ достаточно точно определяются экспертным путем.

Среднее аварийное снижение годовой выработки энергии станцией (или отпуска энергии при аварии на подстанции) рассчитывается по формуле

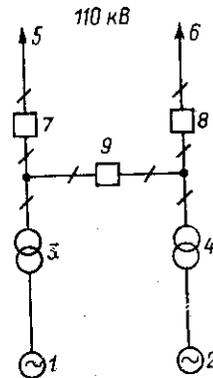
$$\Delta W_{ст} = 8760 \sum_k \Lambda(k_{o.н}/k_{в.р}) \{ \Delta N(k_{o.н}) \tau(k_{o.н}) + \Delta N(k_{в.р}) [\tau(k_{в.р}) - \tau(k_{o.н})] \} + 8760 \sum_k \Lambda(k_{o.c}) \tau(k_{o.c}) \Delta N(k_{o.c}), \quad (5.15)$$

где $\Delta N(k_{в.р})$, $\Delta N(k_{o.н})$, $\Delta N(k_{o.c})$ — аварийное снижение мощности, определяется мощностью отключаемых при k -й аварии агрегатов за вычетом возможного увеличения мощности оставшихся в работе, т. е. с учетом вращающегося или скрытого резерва.

Средний аварийный недоотпуск энергии в системе определяется аналогично:

$$\Delta W_c = 8760 \sum_k \Lambda(k_{o.н}/k_{в.р}) \{ \Delta P(k_{o.н}) \tau(k_{o.н}) + \Delta P(k_{в.р}) [\tau(k_{в.р}) - \tau(k_{o.н})] \} + 8760 \sum_k \Lambda(k_{o.c}) \tau(k_{o.c}) \Delta P(k_{o.c}), \quad (5.16)$$

Рис. 5.1. Схема выдачи мощности от гидроэлектростанции



где $\Delta P(k_{в.р})$, $\Delta P(k_{o.н})$, $\Delta P(k_{o.c})$ — средние значения аварийного дефицита мощности в системе при авариях соответствующего вида с соответствующей длительностью существования дефицита $\tau(k_{в.р})$, $\tau(k_{o.н})$, $\tau(k_{o.c})$.

Значения $\Delta P(k)$ и $\tau(k)$ определяются путем балансных расчетов послеаварийных режимов и экспертной оценки их средней длительности. К оценке этих величин необходимо привлечь службу режимов ЭЭС, для которой производится исследование.

Пример 5.1. Рассмотрим применение метода на примере схемы выдачи мощности ГЭС (рис. 5.1). Расчетные значения показателей надежности элементов приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1. Исходные данные для расчета надежности схемы выдачи мощности ГЭС (рис. 5.1)

Элемент схемы	Номер на схеме	λ , год ⁻¹	τ , год	$q_{пл}$
Гидрогенератор 25 МВт	1; 2	0,10	0,020	0,020
Трансформатор 110 кВ	3; 4	0,01	0,010	0,002
Воздушная линия 110 кВ	5; 6	1,00	0,001	0,010
Выключатель 110 кВ	7; 8; 9	0,02	0,002	0,004

Расчетные режимы работы $j=1$ — ремонт блока генератор 1 — трансформатор 3; $j=2$ — ремонт блока генератор 2 — трансформатор 4; $j=3$ — ремонт линии 5 и выключателя 7; $j=4$ — ремонт линии 6 и выключателя 8; $j=5$ — аварийный ремонт выключателя 9; $j=6$ — плановый ремонт выключателя 9 во время планового ремонта генератора 1.

Относительная длительность расчетных режимов:

$$q_1 = \lambda_1 \tau_1 + \lambda_3 \tau_3 + q_{пл1} - q_{пл9} = 0,0181;$$

$$q_2 = \lambda_2 \tau_2 + \lambda_4 \tau_4 + q_{пл2} = 0,0221;$$

$$q_3 = \lambda_5 \tau_5 + \lambda_7 \tau_7 + q_{пл7} = 0,005;$$

$$q_4 = q_3 = 0,005;$$

$$q_5 = \lambda_6 \tau_6 = 0,00004;$$

$$q_6 = q_{пл9} = 0,004;$$

$$q_0 = 1 - \sum_{j=1}^6 q_j = 0,9458.$$

Таблица 5.2.

Расчетные связи

Номер i отказавшего элемента	Код аварии						в режиме j					
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	1Г1Л/1Г	2Г2Л	—	—	1Г1Л/1Г	2Г2Л	—/1Г	2Г2Л	2Г2Л/1Г	—	—/1Г1Л	—
2	1Г1Л/1Г	2Г2Л	1Г1Л/1Г	2Г2Л	—	—	2Г2Л/1Г	—	—/1Г	2Г2Л	—/1Г1Л	—
3	1Г1Л/1Г	2Г2Л	—	—	1Г1Л/1Г	5Г2Л	—/1Г	2Г2Л	2Г2Л/1Г	—	—/1Г1Л	—
4	1Г1Л/1Г	2Г2Л	1Г1Л/1Г	2Г2Л	—	—	2Г2Л/1Г	—	—/1Г	2Г2Л	—/1Г1Л	—
5	—/1Л	1Г1Л	—/1Л	—	—/1Л	1Г1Л	—	—	—/1Л1Л	2Г2Л	—/1Г1Л	—
6	—/1Л	1Г1Л	—/1Л	1Г1Л	—/1Л	1Г1Л	—/1Г1Л	2Г2Л	—	—	—/1Г1Л	—
7	1Г1Л/1Л	2Г2Л	—/1Л	2Г2Л	1Г1Л/1Л	2Г2Л	—	—	2Г2Л/1Л1Л	—	—/1Г1Л	—
8	1Г1Л/1Л	2Г2Л	1Г1Л/1Л	2Г2Л	—/1Л	2Г2Л	2Г2Л/1Л1Л	—	—	—	—/1Г1Л	—
9	2Г2Л/—	—	2Г2Л/—	—	2Г2Л/—	—	2Г2Л/—	—	—	2Г2Л/—	—	—

Расчетные аварии и их коды: потеря одного генератора — 1Г; потеря одной линии — 1Л; полное погашение — 2Г2Л; потеря одной линии при ремонте другой — 1Л1Л; потеря одной линии и одного генератора — 1Г1Л.

Расчетные связи $\{j \wedge i = k\}$ и $\{j \wedge i \wedge s = k_{0..c}\}$ представлены в табл. 5.2, где запись 1Г1Л/1Г означает кратковременность аварии 1Г1Л и длительный характер аварии 1Г. Коды в правой части столбцов таблицы относятся к развитию аварии при отказе срабатывания соответствующих защит.

Пользуясь таблицей расчетных связей, запишем формулы для вычисления частоты расчетных аварий:

$$\Lambda(2Г2Л/-) = \lambda_9(q_0 + q_1 + q_2);$$

$$\Lambda(2Г2Л/1Л1Л) = \lambda_7q_4 + \lambda_8q_3 + \lambda_6q_6 + \lambda_8q_6;$$

$$\Lambda(2Г2Л/1Г) = (\lambda_1 + \lambda_3)q_4 + (\lambda_2 + \lambda_4)q_3 + \lambda_9(q_3 + q_4) + (\lambda_2 + \lambda_4)q_6;$$

$$\Lambda(-/1Л1Л) = \lambda_5q_4 + \lambda_6q_3;$$

$$\Lambda(-/1Г1Л) = (\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 + \lambda_8)q_6;$$

$$\Lambda(1Г1Л/1Г) = (\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4)q_0 + (\lambda_2 + \lambda_4)q_1 + (\lambda_1 + \lambda_3)q_2;$$

$$\Lambda(1Г1Л/1Л) = (\lambda_7 + \lambda_8)q_0 + \lambda_7q_2 + \lambda_8q_1;$$

$$\Lambda(-/1Г) = (\lambda_1 + \lambda_3)q_3 + (\lambda_2 + \lambda_4)q_4;$$

$$\Lambda(-/1Л) = (\lambda_5 + \lambda_6)(q_0 + q_1 + q_2) + \lambda_7q_1 + \lambda_8q_2.$$

Среднее время восстановления нормального режима выдачи мощности при длительных авариях рассчитаем по формулам

$$\tau(2Г2Л/1Л1Л) = [\Lambda(2Г2Л/1Л1Л)]^{-1} \times (\lambda_7q_4\tau_7 + \lambda_8q_3\tau_8 + \lambda_6q_6\tau_6 + \lambda_8q_6\tau_8);$$

$$\tau(2Г2Л/1Г) = [\Lambda(2Г2Л/1Г)]^{-1} [(\lambda_1\tau_1 + \lambda_3\tau_3)q_4 + (\lambda_2\tau_2 + \lambda_4\tau_4)(q_3 + q_6) + \lambda_9\tau_9(q_3 + q_4)];$$

$$\tau(-/1Л1Л) = [\Lambda(-/1Л1Л)]^{-1} (\lambda_5q_4\tau_5 + \lambda_6q_3\tau_6);$$

$$\tau(-/1Г1Л) = [\Lambda(-/1Г1Л)]^{-1} q_5(\lambda_1\tau_1 + \lambda_2\tau_2 + \lambda_3\tau_3 + \lambda_4\tau_4 + \lambda_5\tau_5 + \lambda_6\tau_6 + \lambda_7\tau_7 + \lambda_8\tau_8);$$

$$\tau(1Г1Л/1Г) = [\Lambda(1Г1Л/1Г)]^{-1} [q_0(\lambda_1\tau_1 + \lambda_2\tau_2 + \lambda_3\tau_3 + \lambda_4\tau_4) + q_1(\lambda_2\tau_2 + \lambda_4\tau_4) + q_2(\lambda_1\tau_1 + \lambda_3\tau_3)];$$

$$\tau(1Г1Л/1Л) = [\Lambda(1Г1Л/1Л)]^{-1} \times [q_0(\lambda_7\tau_7 + \lambda_8\tau_8) + q_2\lambda_7\tau_7 + q_1\lambda_8\tau_8];$$

$$\tau(-/1Г) = [\Lambda(-/1Г)]^{-1} [q_3(\lambda_1\tau_1 + \lambda_3\tau_3) + q_4(\lambda_2\tau_2 + \lambda_4\tau_4)];$$

$$\tau(-/1Л) = [\Lambda(-/1Л)]^{-1} [(\lambda_5\tau_5 + \lambda_6\tau_6) \times (q_0 + q_1 + q_2) + \lambda_7\tau_7q_1 + \lambda_8\tau_8q_2].$$

Результаты расчета, в том числе снижения выработки энергии (в сумме по всем авариям составило 344 МВт.ч в год) приведены в табл. 5.3.

При отказе срабатывания защиты поврежденного элемента в каждом из рассмотренных в табл. 5.2 случаев совпадения повреждения с расчетным режимом резервная защита отключает вместе с поврежденным элементом один или несколько соседних. Условную вероятность отказа защиты $Q(s|i)$ оценим в 0,5% [4, 7]. Последствия срабатывания резервной защиты кодируем в правой части столбцов таблицы расчетных связей. Если отказ защиты не усугубляет тяжесть аварии, то в правой части ставится прочерк, чтобы не учитывать аварию дважды.

Таблица 5.3. Результаты расчета надежности главной схемы ГЭС

Код аварии	Частота авар., год ⁻¹	Длительность ликвидации аварии, год, путем		Снижение выдаваемой мощности, МВт, на время		Снижение выработки энергии, МВт·ч/год
		оперативных переключений	ремонта	оперативных переключений	ремонта	
2Г2Л/—	0,0197	10 ⁻⁴	—	50	—	0,8637
2Г2Л/1Л1Л	0,0042	10 ⁻⁴	10 ⁻³	50	25	1,8400
2Г2Л/1Г	0,0017	10 ⁻⁴	1,7 · 10 ⁻¹	50	25	63,3655
—/1Л1Л	0,0100	—	10 ⁻³	—	50	4,3800
—/1Г1Л	0,0001	—	2,8 · 10 ⁻³	—	25	0,0548
1Г1Л/1Г	0,2125	10 ⁻⁵	1,9 · 10 ⁻²	25	25	88,8866
1Г1Л/1Л	0,0386	10 ⁻⁵	2,0 · 10 ⁻³	25	10	6,8134
—/1Г	0,0011	—	1,9 · 10 ⁻²	—	25	4,6012
—/1Л	1,9728	—	10 ⁻³	—	10	172,8173

По правым частям столбцов табл. 5.2 вычислим частоту аварий с отказами срабатывания релейной защиты:

$$\Lambda_{o.c}(2Г2Л) = 0,005 [(\lambda_1 + \lambda_3)(q_0 + q_2 + q_3) + (\lambda_2 + \lambda_4)(q_0 + q_1 + q_4) + \lambda_5 q_4 + \lambda_6 q_3 + (\lambda_7 + \lambda_8)(q_0 + q_1 + q_2)] = 0,0013 \text{ год}^{-1};$$

$$\Lambda_{o.c}(1Г1Л) = 0,005 [\lambda_3(q_0 + q_2) + \lambda_6(q_0 + q_1)] = 0,0096 \text{ год}^{-1}.$$

Эти результаты показывают, что отказы РЗ и ПА в рассмотренной схеме увеличивают частоту аварий не более чем на 10 %.

5.4. Логические непараметрические оценки надежности и топологический анализ схем

В отдельных случаях применения таблично-логического метода расчета надежности может оказаться, что варианты схемы электрических соединений или варианты схемы коммутации в различных режимах будут отличаться друг от друга незначительно. При этом оценки частоты аварий $\Lambda(k)$, длительности их ликвидации $\tau(k)$, условного недоотпуска энергии ΔW и среднего народнохозяйственного ущерба U становятся неразличимыми. Возникает неопределенность

результата, которая не позволяет выбрать наилучший вариант схемы.

Варианты схемы различаются тем, что несколько конъюнкций, идентифицируемых как аварии k -го вида в одной схеме, в другой схеме идентифицируются иначе. Это вызывает изменения частоты $\Lambda(k)$, значительно меньшие погрешностей σ_{Λ} . Изменения интегральных показателей еще менее существенны по сравнению с погрешностями, и условие различимости (4.16) чаще всего не соблюдается.

В условиях неопределенности результатов расчета, а также при отсутствии исходных данных анализ надежности можно производить, сравнивая по опасности возникновения аварий с помощью числа конъюнкций, идентифицируемых как аварии k -го вида в массивах $\{j \wedge i\}$ и $\{j \wedge i \wedge s\}$ [4]:

$$C(k) = \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n L(j, i, k); \quad (5.17)$$

$$C(k_{o.c.}) = \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n \sum_{s=1}^u L(j, i, s, k_{o.c.}). \quad (5.18)$$

Эти оценки, непараметрические по содержанию (они не являются ни частотами, ни вероятностями, ни наработками), позволяют сравнивать варианты главных схем различной конфигурации в условиях неопределенности параметрической частотной и интегральной оценки [4].

Опасность любого режима в отношении аварий можно измерить числом конъюнкций, идентифицируемых как авария k -го вида в массивах $\{j \wedge i\}$ и $\{j \wedge i \wedge s\}$:

$$C_j(k) = \sum_{i=1}^n L(j, i, k); \quad (5.19)$$

$$C_j(k_{o.c.}) = \sum_{i=1}^n \sum_{s=1}^u L(j, i, s, k_{o.c.}). \quad (5.20)$$

Эти непараметрические оценки позволяют устанавливать степень опасности каждого предстоящего режима в ходе эксплуатации и предупреждать последствия отказов оборудования.

Сравнивая различные варианты ремонта в установке, можно для оценки надежности их использовать

число опасных режимов, в которых возможны аварии k -го вида

$$J(k) = \sum_{j=0}^m B_j(k), \quad (5.21)$$

$$B_j(k) = \begin{cases} 1, & \text{если } C_j(k) > 0; \\ 0, & \text{если } C_j(k) = 0; \end{cases}$$

$$J(k_{o.c.}) = \sum_{j=1}^m B_j(k), \quad (5.22)$$

$$B_j(k_{o.c.}) = \begin{cases} 1, & \text{если } C_j(k_{o.c.}) > 0; \\ 0, & \text{если } C_j(k_{o.c.}) = 0. \end{cases}$$

Использование логических непараметрических оценок $C(k)$, $C_j(k)$ и $J(k)$ при анализе схем и графиков ремонта в ОРУ 330 и 750 кВ действующей АЭС дало основание для рекомендаций по переключению присоединений и совершенствованию ремонтного цикла выключателей. Выполнение этих рекомендаций гарантирует от возникновения опасных аварий с остановкой реакторов из-за повреждения оборудования ОРУ (см. § 6.7).

Использование логических непараметрических оценок для анализа различных вариантов главной схемы на каждом этапе ее развития позволило выявить оптимальные решения, рекомендовать порядок изменения схемы коммутации и наилучшую компоновку ОРУ 330, 500 и 750 кВ [4].

Числа $C(k)$ можно определить с помощью топологического анализа схемы электрических соединений на ЭВМ. При этом схема представляется в виде графа, где узлами являются генераторы, трансформаторы, сборные шины и линии, а ветвями — выключатели. Топологический анализ заключается в выявлении отключившихся узлов и их вида при совпадении отказов узлов и ветвей с режимами коммутации в нормальных условиях работы и при производстве ремонтов.

Для нормальных условий необходимо определить число конъюнкций первого порядка $C_1(k)$, идентифицируемых как авария вида k , для ремонтов — число конъюнкций второго порядка $C_2(k)$. Число конъюнкций в каждой схеме $C_1 = n$, $C_2 = nm$, где n — число узлов и ветвей, m — число ремонтных режимов; $m \leq n$, если часть узлов ремонтируется вместе с вет-

вями; $m > n$, если часть узлов ремонтируется раздельно — по одному или в составе блоков.

Изменение схемы коммутации ведет к переходу отдельных конъюнкций, идентифицируемых как авария с кодом $k(H_1)$, в подмножество идентифицируемых как авария с кодом $k(H_2)$. При этом уменьшенные числа конъюнкций $C_1(k)$ и $C_2(k)$ для особо опасных аварий свидетельствует о повышении надежности и позволяет сделать вывод в пользу решения с меньшими значениями $C_1(k)$ и $C_2(k)$.

Топологический анализ схемы осуществляется с помощью матрицы связности $[B]$, которая содержит столько строк, сколько в схеме ветвей (выключателей), т. е. n_1 . Число столбцов матрицы равно двум. Элементы одной строки — это номера узлов, связанных ветвью, номер которой совпадает с номером строки. В каждом расчетном режиме матрица связности заменяется матрицей $[BR]$, в которой отсутствуют строки, соответствующие отключенным ветвям, и заменены нулями номера отключенных узлов.

В каждом режиме в результате отключения выключателей при отказах элементов схемы происходит дополнительное отделение узлов. Состояние отделившихся узлов можно обозначить нулем, и тогда массив $S(n_2)$, где n_2 — число узлов, будет записью изменения состояния. Номер позиции массива $S(n_2)$ совпадает с номером узла, а ноль означает отключенное, а единица — включенное состояние узла. Запись массива $S(n_2)$ может быть закодирована цифрами и буквами в соответствии с числом и видом отключенных узлов.

Формирование массива $S_{ji}(n_2)$ для каждой конъюнкции $j \wedge i$ — это логическая операция с использованием матриц $[B]$, $[BR]$ и правил отключения отключившего элемента. Правило F1: при отказе узла от него отключаются все ветви (выключатели). Правило F2: при отказе ветви, связывающей два узла, от этих узлов отключаются все ветви (выключатели).

Для упрощения процедуры формирования массива $S_{ji}(n_2)$ сначала его члены приравниваются нулю, а затем с помощью матрицы $[B]$ и правил F1 и F2 «включаются» все узлы, связи которых не противоречат $[BR]$, F1 и F2 при заданном отказе i -го элемента и заданном j -м режиме. «Включение» узла — засылка единицы в массив $S(n_2)$.

Буквенно-цифровой код аварии формируется с помощью числа $N(j, i)$, где j — номер режима, i — номер отказавшего элемента. Само число

$$N = M_1 \cdot 10^7 + M_2 \cdot 10^5 + M_3 \cdot 10^3 + M_4 \cdot 10 + M_5, \quad (5.23)$$

где M_1, M_2, M_3, M_4, M_5 — число отключившихся генераторов, линий, трансформаторов, шин (секций шин), энергоблоков при конъюнкции $j \wedge i$.

Число одинаковых N в массиве $\{N(j, i)\}$ является числом конъюнкций первого и второго порядка, идентифицируемых как авария с кодом k . Число конъюнкций $C(k)$ определяется перебором массива $\{N(j, i)\}$ и подсчетом числа одинаковых членов в нем.

5.5. Диалоговая программа для анализа и расчета на микро-ЭВМ

В настоящее время для анализа надежности функционирования РУ электрических станций с учетом структуры и возможных режимов работы главной схемы электрических соединений, с учетом повреждений оборудования, отказов КА и РЗ широкое распространение получили методики, основанные на использовании таблично-логического метода [7, 13]. Разработаны также программы для топологического анализа и расчета надежности главных схем электрических соединений на ЭВМ [5, 6]. Одна из наиболее часто встречающихся при анализе надежности задач — оптимизация подключения в РУ групп присоединений, например присоединений генераторов и резервных трансформаторов собственных нужд, относящихся к отдельным энергетическим блокам станций. В таких случаях исследователю зачастую достаточно получить лишь наиболее общую информацию о надежности исследуемых схем, причем с высокой степенью оперативности и с минимальным набором исходных данных.

Для решения задач подобного класса разработана ориентированная на микро-ЭВМ «Электроника ДЗ-28» программа TOPAS-2 (рис. 5.2, приложение 6). Она реализована на алгоритмическом языке фортран-7В ОС ВТ-МХТИ и состоит из трех подпрограмм с общей емкостью оперативной памяти 12 000 байт. Про-

грамма позволяет провести анализ надежности схем РУ в нормальном и любом ремонтном режиме работы главной схемы электрических соединений с учетом от-

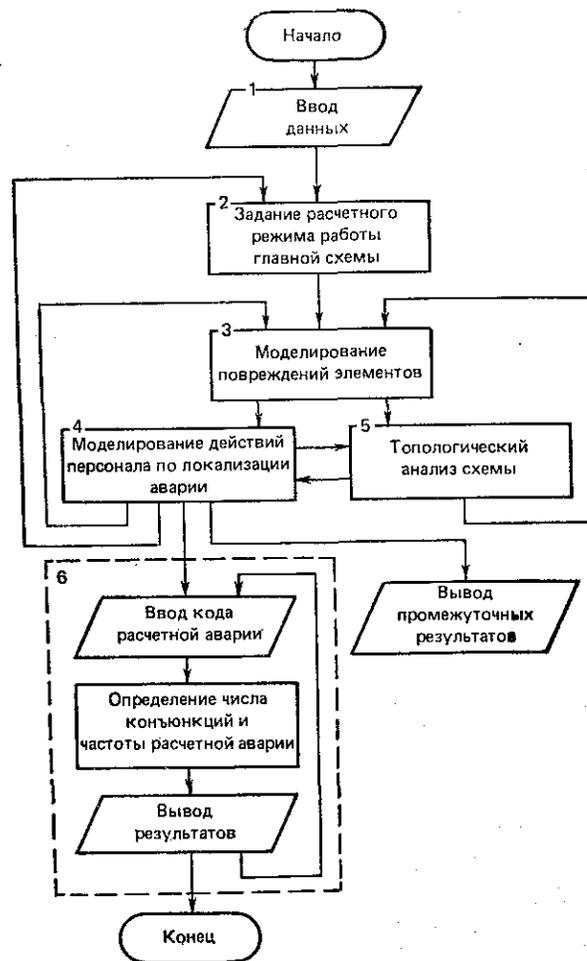


Рис. 5.2. Блок-схема программы TOPAS-2

казов основного электрического оборудования и возможности устранения части аварийных режимов с помощью оперативных переключений.

Подготовка исходных данных для расчетов заключается в следующем.

Граф главной схемы электрических соединений представляется аналитически — в виде матрицы связности $[B]$. Для этого все элементы главной схемы нумеруются, начиная с номера 1 в такой последовательности: генераторные блоки; линии электропередачи; трансформаторы связи; резервные трансформаторы собственных нужд (РТСН); выключатели; разъединители присоединений, не имеющих выключателей, узлы между двумя выключателями, не имеющие при соединений.

Затем составляется сама матрица. При этом для каждой ветви в порядке следования их номеров последовательно записываются номера узлов, связываемых этой ветвью.

Далее в определенной последовательности записываются исходные данные для ввода в ЭВМ:

K — общее число элементов в схеме (соответствует номеру последнего выключателя);

NG — число генераторных присоединений;

NL — число присоединений ЛЭП;

NS — число присоединений трансформаторов связи;

KT — число присоединений РТСН;

NZ — число неподключенных присоединений;

MG — число присоединений, подключенных к шинам без выключателя;

KV — число выключателей;

$MF(KV + MG, 2)$ — матрица связности $[B]$;

NN — число расчетных режимов;

$LL(NN)$ — массив числа элементов, ремонтируемых в расчетных режимах;

$IP(PR)$ — массив номеров элементов, ремонтируемых последовательно в 1, 2, ..., NN -м расчетном режиме:

$$PR = \sum_{i=1}^{NN} LL(i);$$

KE — ключ; если $KE = 0$, то результаты на дисплее не выводятся, так как исследователя не интересует весь массив аварий, выявленных программой; если $KE = 1$, то на экран дисплея выводятся результаты топологического анализа схемы в виде буквенно-цифровых кодов аварий, отражающих вид и номера присоединений; которые отключались в j -м режиме при повреждении i -го элемента; например, код Г-1 Л-4 означает, что в результате аварии оказались отключенными генератор и ЛЭП, получившие номера

соответственно 1 и 4; если такими присоединениями окажутся трансформатор связи и РТСН, то код аварии включит в себя соответственно символы С и Н;

KU — ключ; если $KU = 0$, то информация не вводится, так как исследователь не намерен оценивать частоту аварий; если $KE = 1$, то далее необходимо ввести следующую информацию;

$DC(NN)$ — массив значений относительной длительности расчетных режимов;

$DH(K)$ — массив значений средней частоты отказов элементов схемы.

После ввода исходных данных в ЭВМ программа переходит к формированию матрицы расчетных связей, описываемой двумя трехмерными массивами, соответствующими начальному этапу развития аварии и этапу ее локализации: $MK(NN, K, NR)$ и $MD(NN, K, NR)$, где $NR = NG + NL + NS + KT$. Любой член данных массивов отражает состояние одного из присоединений схемы при повреждении ее i -го элемента в j -м режиме. Если присоединение оказалось отключенным, то в данный член массива записывается номер соответствующего ему узла, если же нет, то ноль.

Формирование массивов MK и MD — это логическая операция, основанная на анализе матрицы связности $[B]$ и трансформированных матриц $[B1]$, $[B2]$, $[B3]$, отражающих связи схемы в исходном, аварийном и послеаварийном режимах. Отключение выключателей при изменении схемы коммутации моделируется введением нулей в соответствующие строки матриц (см. § 5.4), включение выключателей — восстановлением номеров узлов в соответствующих строках.

После составления матрицы расчетных связей программа переходит к ее анализу, а затем к вычислению числа конъюнкций и частоты расчетных аварий.

На этом этапе работа с программой носит диалоговый характер. После появления на экране сообщения РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ пользователь должен ввести в машину код первой расчетной аварии, подлежащей анализу. После вычисления значений $C(k)$ и $\Lambda(k)$ результат выводится

на экран и программа запрашивает код следующей аварии.

Коды вводятся в буквенно-цифровой форме. Например код вида Г-1 Л-4 означает одновременное

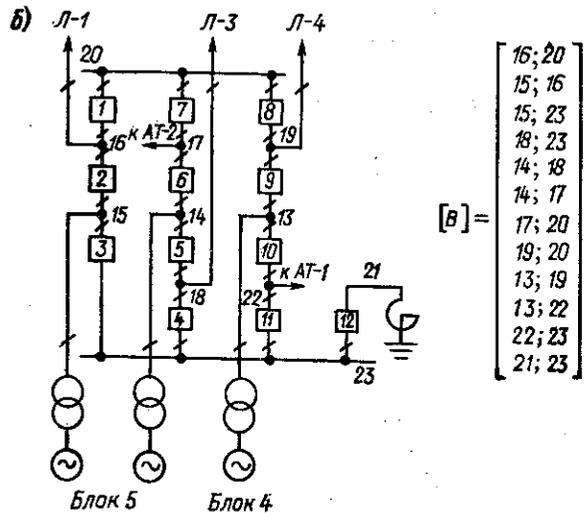
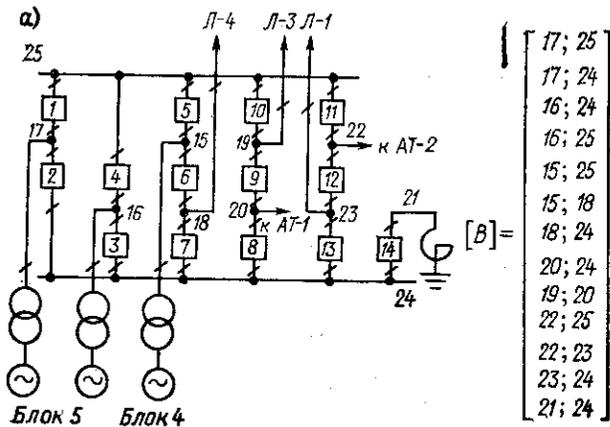


Рис. 5.3. Варианты схемы ОРУ 500 кВ и матрицы связности

аварий пользователя интересует потеря определенного числа однотипных элементов, то следует воспользоваться кодами вида Г1, Н2, ЛЗС1 и др. Можно также использовать сочетания кодов. Например, код Г1Н-9 Л0 С0 означает отключение двух элементов схемы: одного (любого) генератора и РТСН № 9.

Свободный выбор описания расчетной аварии в форме кода позволяет исследователю решать любую частную задачу анализа главной схемы, не связываясь с расчетами для всего массива возможных аварий. Это дает значительный выигрыш времени.

Пример 5.2. Покажем результаты применения программы TOPAS-2 в реальной проектной задаче. На рис. 5.3 представлены два варианта схемы ОРУ 500 кВ электростанции с двумя

Таблица 5.4. Число конъюнкций первого/второго порядка, идентифицируемых как аварии, для ОРУ 500 кВ (рис. 5.3)

Отключившиеся присоединения	Код	Вариант схемы	
		а	б
Два блока	Б2	-/-	-/-
	Б1Г1	-/4	-/-
Моноблок и один генератор			
дубль-блок	Б1	3/48	3/39
Дубль-блок или моноблок	Г1	6/92	6/90
Один генератор дубль-блока	Л3	-/-	-/-
Три линии	Л2	-/2	-/2
Две линии			

энергоблоками (один моноблок и один дубль-блок). Результаты топологического анализа с помощью программы приведены в табл. 5.4 и свидетельствуют в пользу варианта б, так как тяжелые аварии здесь могут реализоваться при меньшем числе конъюнкций (с меньшей вероятностью), а отключение двух генераторов (авария с кодом Б1Г1) становится при совпадении отказов с ремонтами практически невозможным событием.

Сравнение вариантов по снижению выработки энергии не имеет смысла, так как различие в ее оценках меньше, чем погрешность оценки (см. § 4.2).

В рассмотренной задаче более надежная схема имеет и меньшее число выключателей, следовательно, при проектировании она и была бы выбрана как оптимальная. Однако в числе предложенных проектировщиками вариантов этой схемы не было. Она появилась только в результате топологического анализа.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ
ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ
И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

6.1. Выбор резерва генерирующей мощности

Надежность энергетической системы определяется надежностью электрических станций, подстанций и электрических сетей, мощностью и размещением резервных источников энергии, надежностью линий межсистемных связей, а также работой диспетчерской и других служб.

В условиях эксплуатации показатели надежности энергосистем могут быть оценены, причем достаточно точно, на основании актов об авариях и отказах. Приняв, что при аварийном отключении потребителю недодается энергия, равная производству средней мощности (в предшествующий аварии час) и длительности отключения, определяют условный аварийный недоотпуск электроэнергии каждой из установок, на которых были аварийные отключения. Просуммировав результаты, получают условный недоотпуск в рассматриваемой энергосистеме. Суммарный условный недоотпуск указывается в отчетных документах энергосистемы и ее предприятий.

В качестве характеристики надежности энергосистемы можно рассматривать распределение вероятности дефицита мощности. С помощью этой характеристики определяется математическое ожидание народнохозяйственного ущерба, который должен учитываться при технико-экономическом обосновании принимаемых решений по обеспечению или повышению надежности.

Недоотпущенная энергия при заданной установленной мощности энергосистемы определяется как интегральная оценка:

$$\Delta W_c = \sum_{k=1}^{k_{\max}} P(\Delta N_k) \Delta N_k T, \quad (6.1)$$

где $P(\Delta N_k)$ — вероятность дефицита мощности ΔN_k ; T — период наблюдения.

Интегральной оценкой надежности энергосистемы является также относительное удовлетворение спроса (индекс надежности)

$$\pi = 1 - \Delta W_c / W, \quad (6.2)$$

где W — требуемая электроэнергия.

Зная оценки ущерба от одного недоотпущенного киловатт-часа y_0 , можно определить средний народнохозяйственный ущерб

$$y = y_0 \Delta W_c. \quad (6.3)$$

Используя оценки народнохозяйственного ущерба, обосновывают необходимый резерв генерирующей мощности.

Полным резервом мощности в системе называется разность между установленной мощностью и годовым максимумом суммарной нагрузки:

$$R_{\text{п}} = N_y - N_{\text{нз макс}}$$

Свободным резервом мощности называется разность между располагаемой мощностью и мощностью суммарной нагрузки в данный момент времени:

$$R_{\text{св}} = N_{\text{расп}} - N_{\text{нз}}$$

Эксплуатационным резервом называется тот свободный резерв, который можно использовать в конкретной аварийной ситуации с учетом пропускной способности оборудования и схемы системы:

$$R_s \leq R_{\text{св}}$$

Эксплуатационный резерв состоит из нагруженного (горячего) и ненагруженного (холодного) резерва. Нагруженный резерв заключен во вращающихся машинах, а ненагруженный резерв — в остановленных гидро- и турбоагрегатах.

Необходимый резерв определяется расчетом как сумма нагрузочного, аварийного, ремонтного, технологического и народнохозяйственного.

Нагрузочный резерв предназначен для покрытия непредвиденного спроса и составляет в СССР от 1 до 4 % максимума нагрузки.

Аварийный резерв необходим для компенсации снижения располагаемой мощности из-за аварийных

отключений генераторов станции и линий межсистемных связей и составляет в СССР от 4 до 8 % максимума нагрузки.

Сумма нагрузочного и аварийного резерва называется оперативным резервом.

Ремонтный резерв предусматривается в энергосистемах станций для замены агрегатов, находящихся в плановом ремонте, и составляет в СССР от 1,5 % до 7 % максимума нагрузки. Ремонтный резерв существенно зависит от плотности графика нагрузки. В плановых расчетах он может приниматься в пределах 4...6 % максимума.

Технологический резерв предназначен для компенсации снижения мощности гидро- и теплоэлектростанций из-за недостатка воды, повышения температуры циркуляционной воды, низкого качества топлива, загрязнения поверхностей нагрева и т. д.

Народнохозяйственный резерв предусматривается для обеспечения опережающего развития энергетики и назначается планирующими органами в размере 1...2 % максимума нагрузки.

Первые четыре вида резерва составляют технический резерв. Потребность в техническом резерве оценивается в СССР, США, Швеции, Японии и Канаде в 10...15 % максимума нагрузки. В последние годы в связи с вводом крупных агрегатов, имеющих повышенную аварийность, технический резерв в США составляет 17...25, в Западной Европе — до 35 %.

Нагруженный резерв в эксплуатации рекомендуется принимать в размере 1...3 % суммарной мощности работающих агрегатов, но не менее мощности самого крупного агрегата или возможных потерь мощности при отключении межсистемной связи.

Проектируя развитие энергосистемы, в связи с ростом электрических нагрузок необходимо оптимизировать установленную мощность в системе и ее размещение, чтобы образовавшийся резерв уменьшал возможный дефицит мощности. При этом дополнительные затраты на создание и содержание резерва должны окупаться снижением народнохозяйственного ущерба от недоотпуска энергии.

Резерв для текущего ремонта агрегатов $R_{т,р}$ в период прохождения максимума нагрузки определяется

по нормативам, как доля суммарной располагаемой мощности в процентах [15]:

ТЭС с поперечными связями	3,0
КЭС с блоками 100...300 МВт	5,0...5,5
То же 500...1200 МВт	6,0...7,0
АЭС	6,5

На ГЭС, ГТС и КЭС с поперечными связями, имеющих резервные котлы, резерв для текущего ремонта не предусматривается.

Резерв для капитального ремонта определяется по формуле

$$R_{к,р} = \frac{1}{365} \left[\sum_{i=1}^n N_i t_{к,р i} - S_{пр} K_{пр} \right], \quad (6.4)$$

где N_i — мощность i -го агрегата в системе, МВт; $t_{к,р i}$ — норма простоя в капитальном ремонте, дней; n — число агрегатов в системе; $S_{пр}$ — площадь провала графика местных максимумов нагрузки системы, МВт; $K_{пр}$ — коэффициент использования площади провала графика, $K_{пр} = 0,9...0,95$.

Норма простоя в капитальном ремонте (в днях):

Гидроагрегаты	15
Агрегаты ТЭС с поперечными связями и блоки ГРЭС мощностью, МВт:	
50...200	18
300	24
500...800	30
1200	36
Блоки АЭС	45

Площадь провала графика нагрузки определяется как разность между условной располагаемой мощностью и максимальной нагрузкой системы за каждый месяц года. Условная располагаемая мощность за каждый месяц определяется с учетом того, что из общего прироста мощности за рассматриваемый год 33 % приходится на первый квартал, 17 % — на второй, 20 % — на третий и 30 % — на четвертый. Если значение $S_{пр}$ оказывается больше необходимого для капитальных ремонтов, то ремонтный резерв не требуется.

Аварийный резерв обычно определяется по упрощенной методике [7, 15], которая обобщает результаты вероятностных расчетов недоотпуска энергии.

Методика основана на расчетах дефицита мощности и недоотпуска энергии для большого числа

вариантов структуры генерирующих мощностей с различным аварийным резервом. Для каждого варианта оценивался ущерб от недоотпуска энергии, а также затраты на установку и содержание резервных агрегатов:

$$Y = y_0 M(\Delta N) T = y_0 \Delta W_{\text{с}}; \quad (6.5)$$

$$Z_p = C_p T R_{\text{ав}},$$

где y_0 — удельный ущерб, $y_0 = 0,5 \dots 1,0$ руб/(кВт·ч); T — расчетный период; ΔN — дефицит мощности; C_p — платежи за единицу резервной мощности в единицу времени, $C_p = 0,0002 \dots 0,0050$ руб/(кВт·ч).

Анализируя зависимость суммы $Z_p + Y$ от резерва, получили оптимальный аварийный резерв $R_{\text{ав}}^{\text{опт}}$ и оптимальное значение относительного удовлетворения спроса $\pi^{\text{опт}} = 1 - C_p/y_0$.

В работах [7, 15] приведены номограммы, по которым оценивается удельный аварийный резерв для каждой i -й группы агрегатов, участвующих в максимуме нагрузки. С помощью зависимостей

$$r_i = f(N_i^*, q_i)$$

оптимальный аварийный резерв определяется как

$$R_{\text{ав}}^{\text{опт}} = \sum_{i=1}^z N_i n_i r_i \quad (6.6)$$

Здесь N_i — номинальная мощность агрегата i -й группы; z — число групп; q_i — коэффициент простоя агрегата; N_i^* — удельная единичная мощность агрегата в процентах,

$$N_i^* = 100 N_i / P_{\text{max}} \quad (6.7)$$

где P_{max} — максимум нагрузки в расчетный период. При распределении резерва по отдельным станциям и узлам необходимо учесть число, пропускную способность и повреждаемость линий, связывающих станцию (узел) с системой, а также ограничения на передачу по условиям баланса мощности в системе и устойчивости [7, 13...15, 18].

Рассматривая каждую энергосистему как концентрированную, можно определить резерв в ней по указанному методу, учитывая, кроме того, надежность и пропускную способность межсистемных линий [7, 14, 18].

Пример 6.1. Выбрать число агрегатов в узле (электростанции) энергосистемы и оценить оптимальный аварийный резерв, если известно, что намечена установка агрегатов мощностью $N_1 = 100$ МВт и $N_2 = 200$ МВт с вероятностью аварийных простоев $q_1 = 0,02$ и $q_2 = 0,03$. Максимум нагрузки $P_{\text{max}} = 1430$ МВт. Связь данного узла с системой осуществляется по двум одноцепным линиям с вероятностью аварийных простоев $q_{л1} = 0,0015$; $q_{л2} = 0,001$. Пропускная способность первой линии 300 МВт, второй — 200 МВт. По условию баланса мощности в системе в данный узел передается мощность не более 400 МВт. Выдача мощности из узла не производится.

Для учета функционирования линий электропередачи представим ряд их состояний уровнем получаемой мощности и вероятностью этих состояний в любой момент времени, в том числе и в момент максимума нагрузки.

1. Состояние неработоспособности обеих линий: мощность $N_{л} = 0$; вероятность состояния $P_0 = q_{л1} q_{л2} = 1,5 \cdot 10^{-6}$.
2. Состояние неработоспособности линии 1: $N_{л} = 200$ МВт; $P(200) = q_{л1}(1 - q_{л2}) = 1,485 \cdot 10^{-3}$.
3. Состояние неработоспособности линии 2: $N_{л} = 300$ МВт; $P(300) = q_{л2}(1 - q_{л1}) = 0,9985 \cdot 10^{-3}$.
4. Состояние работоспособности обеих линий: $N_{л} = 400$ МВт; $P(400) = (1 - q_{л1})(1 - q_{л2}) = 0,975 \cdot 10^{-3}$.

Математическое ожидание передаваемой мощности $M(N_{л}) = 0 \cdot 1,5 \cdot 10^{-6} + 200 \cdot 1,485 \cdot 10^{-3} + 300 \cdot 0,9985 \cdot 10^{-3} + 400 \cdot 0,975 \cdot 10^{-3} = 390$ МВт.

Будем считать, что эта мощность является резервом для узла в любой момент времени, т. е. вероятность ее получения равна единице.

Определим удельную единичную мощность агрегатов каждой группы

$$N_1^* = 100 N_1 / P_{\text{max}} = 100 \cdot 100 / 1430 = 7 \%;$$

$$N_2^* = 100 N_2 / P_{\text{max}} = 100 \cdot 200 / 1430 = 14 \%.$$

По графикам удельного резерва [7, 15] получим

$$r_1 = f(7 \%; 0,02) = 0,2; \quad r_2 = f(14 \%; 0,03) = 0,4.$$

Уравнение баланса мощности для узла —

$$(1 - r_1) n_1 N_1 + (1 - r_2) n_2 N_2 + M(N_{л}) = 1430,$$

$$= 0,8 n_1 \cdot 100 + 0,6 n_2 \cdot 200 + 390 = 1430,$$

откуда условие оптимального резерва —

$$80 n_1 + 120 n_2 = 1040.$$

Для однозначного определения числа устанавливаемых агрегатов в каждой группе необходимо еще одно условие. Оно может быть задано плановыми органами как число агрегатов n_2 , намеченных к установке в узле, например $n_2 = 6$. Тогда

$$n_1 = (1040 - 720) / 80 = 320 / 80 = 4.$$

В других случаях оно может быть определено как оптимальное для данного района отношение n_1/n_2 , полученное на

основе экономических оптимизационных моделей. Пусть $(n_1/n_2)_{\text{опт}} = 0,25$, тогда

$$80 \cdot 0,25n_2 + 120n_2 = 1040;$$

$$n_2 = 1040/140 = 7,4$$

$$n_1 = 0,25n_2 = 1,85.$$

Примем $n_2 = 7$, $n_1 = 2$.

Наконец, условия оптимального резерва в узлах могут быть введены в оптимизационную модель структуры системы [14].

В первом нашем решении аварийный резерв генерирующей мощности равняется

$$4 \cdot 100 + 6 \cdot 200 + 390 - 1430 = 560 \text{ МВт},$$

что составляет $560/1430 = 39\%$.

Во втором также

$$2 \cdot 100 + 7 \cdot 200 + 390 - 1430 = 560 \text{ МВт}.$$

Столь значительный резерв объясняется тем, что для рассматриваемого узла агрегаты мощностью 100 и 200 МВт являются довольно крупными.

Примеры определения составляющих технического резерва в ЭЭС приведены в работах [7, 15].

6.2. Выбор сечения проводов воздушной линии электропередачи

Нагрузка линии электропередачи представляет собой сумму большого числа случайных составляющих, определяемых режимом потребления в близлежащей электросети. В силу предельной теоремы Ляпунова эта сумма может быть выражена случайной величиной с нормальным распределением. Максимум нагрузки для каждого дня также случайная величина с нормальным законом распределения вероятностей. Обозначим ее математическое ожидание $M(S)$, а среднеквадратическое отклонение $\sigma(S)$. Функция распределения для нагрузки будет иметь вид

$$F(S_n) = P(S < S_n) = F_0 \left[\frac{S_n - M(S)}{\sigma(S)} \right] = \\ = 1/2 + \Phi_0 \left[\frac{S_n - M(S)}{\sigma(S)} \right],$$

где S_n — заданный предельный уровень нагрузки по нагреву, или по условию падения напряжения, или по условию устойчивости; таблица значений функции Φ_0 приведена в приложении 4.

С превышением уровня S_n срабатывает либо релейная защита, либо противоаварийная автоматика

и линия отключается. Вероятность такого отключения в каждый из дней года определится как вероятность превышения уровня S_n , т. е.

$$Q_{\text{откл}} = P(S \geq S_n) = 1 - F(S_n) = \\ = 1/2 - \Phi_0 \{ [S_n - M(S)] / \sigma(S) \}.$$

При каждом автоматическом отключении линии из-за превышения предела нагрузки произойдет следующее:

1. Отключение потребителей, если линия тупиковая и одноцепная, с последующим восстановлением питания после предупреждения о причинах отключения. При этом условный недоотпуск энергии

$$\Delta W_1 = S_n \tau \cos \varphi,$$

где $\cos \varphi$ — номинальный коэффициент мощности нагрузки; τ — среднее время перерыва электроснабжения.

Годовой экономический ущерб

$$Y = 365 y_1 \Delta W_1 Q_{\text{откл}},$$

где $y_1 = 0,6 \dots 3,6$ руб/(кВт·ч).

2. Отключение части потребителей, если линия не тупиковая, но при ее отключении для поддержания допустимого режима сети приходится отключать часть потребителей с предупреждением.

Условный недоотпуск энергии и годовой экономический ущерб

$$\Delta W_2 = \alpha \Delta W_1;$$

$$Y = 365 y_2 \Delta W_2 Q_{\text{откл}},$$

где α — коэффициент, учитывающий возможность перераспределения потоков мощности в сети для уменьшения недоотпуска из-за вынужденных отключений, $\alpha < 0,5$; $y_2 = 0,2 \dots 0,5$ руб/(кВт·ч).

При выборе сечения проводов следует сравнивать те варианты сечений, которые удовлетворяют условию обеспечения вероятной (84%) нагрузки

$$S_n > M(S) + \sigma(S).$$

Затем, начиная с самого малого из удовлетворяющих этому условию сечений, надо определять эффективность увеличения сечения по оценкам срока окупаемости дополнительных капитальных затрат

снижением издержек (из-за снижения потерь) и ущерба — до тех пор, пока соблюдается условие

$$\frac{\Delta K}{\Delta I + \Delta U} \leq 1/E_n.$$

В том случае, когда $\Delta K/\Delta U < 1/E_n$, можно не учитывать уменьшения потерь, так как увеличение сечения уже оправдывается снижением ущерба.

Пример 6.2. Рассмотрим тупиковую воздушную линию 110 кВ длиной 22 км к потребителю со следующими данными: $M(S) = 76,4$ МВт; $\sigma(S) = 8,6$ МВт; $\cos \varphi = 0,84$; $y_1 = 0,6$ руб/(кВт·ч).

Возможные сечения проводов:

1) 150/24, с предельным током по нагреву 450 А, т. е. $S_n = 90$ МВ·А;

2) 185/29; 520 А; $S_n = 104$ МВ·А.

3) 240/32; 610 А; $S_n = 122$ МВ·А.

Капиталовложения в линии с проводами, тыс. руб.:

1) АС 150/24 — 16,0 · 22;

2) АС 185/29 — 17,4 · 22;

3) АС 240/32 — 18,7 · 22.

Вероятность отключения из-за перегрузки в часы максимума:

$$1) Q_{\text{откл}} = 1/2 - \Phi_0 [(90 - 76,4)/8,6] = 0,0571;$$

$$2) Q_{\text{откл}} = 1/2 - \Phi_0 [(104 - 76,4)/8,6] = 0,0007;$$

$$3) Q_{\text{откл}} = 1/2 - \Phi_0 [(122 - 76,4)/8,6] = 0,0000.$$

Ущерб от отключений ($\tau = 0,5$ ч) в часы максимума, тыс. руб/год:

$$1) Y_1 = 0,6 \cdot 0,0571 \cdot 90 \cdot 10^3 \cdot 0,84 \cdot 365 \cdot 0,5 = 47,7;$$

$$2) Y_2 = 0,6 \cdot 0,0007 \cdot 104 \cdot 10^3 \cdot 0,84 \cdot 365 \cdot 0,5 = 8,0;$$

$$3) Y_3 = 0,6 \cdot 0,0000 \cdot 122 \cdot 10^3 \cdot 0,84 \cdot 365 \cdot 0,5 = 0.$$

При переходе от сечения 150/24 к 185/29

$$\frac{\Delta K}{\Delta U} = \frac{(17,4 - 16,0) \cdot 22}{47,7 - 8,0} = 0,065 \text{ года};$$

при переходе от сечения 185/29 к 240/32

$$\frac{\Delta K}{\Delta U} = \frac{(18,7 - 17,4) \cdot 22}{80 - 0} = 3,58 \text{ года}.$$

Учитывая, что нормативный срок окупаемости $1/E_n = 1/0,12 = 8,33$ года, следует принять сечение 240/32 оптимальным для рассматриваемой линии.

6.3. Обоснование строительства линий основной электрической сети энергосистемы

При планировании развития электрической сети или проектировании нового района электрических сетей возникают предложения по усилению связей сети для обеспечения более надежного ее функционирования в условиях аварийных и плановых ремонтов системообразующих линий. Сеть должна быть спроектирована таким образом, чтобы в период ремонта любой из линий обеспечивалось 100 %-ное удовлетворение максимальной нагрузки каждого потребителя. В сети с несколькими источниками питания и несколькими узлами потребления это возможно во многих вариантах с различным числом линий и различной их пропускной способностью. Выбор оптимального варианта из этого множества может быть сделан по критерию окупаемости дополнительных затрат за счет уменьшения издержек и ущерба или по критерию минимума приведенных затрат с учетом ущерба.

Пример 6.3. Рассмотрим участок распределительной сети 220 кВ с четырьмя районными подстанциями, две из которых связаны с основной сетью энергосистемы и являются источниками питания, а две другие связаны с распределительными сетями более низкого напряжения и являются узлами нагрузки. Возможные варианты схемы сети представлены на рис. 6.1, где указаны (в километрах) расстояния по трассам коридоров воздушных линий и максимумы мощности нагрузки (в мегаваттах). Показано распределение нагрузок по линиям в нормальном режиме (слева) и ремонтных режимах (справа). На основании рисунка определим расчетные максимальные нагрузки при $\cos \varphi = 0,9$ для линий и выберем сечения проводов, предельные допустимые по нагреву (табл. 6.1).

Расчет экономического ущерба от отключения потребителей в ремонтных режимах из-за повреждений оставшихся в работе линий выполним на основе оценок удельного ущерба $y_0 = 0,6$ тыс. руб/(МВт·ч), удельной повреждаемости линии 220 кВ $\lambda_{л} = 0,6$ на 100 км, среднего времени восстановления $\tau = 10$ ч, коэффициента простоя одной цепи $q = 0,007$, коэффициента использования максимума нагрузки $K_{\max} = 0,55$ [7]. Результаты расчета сведем в табл. 6.2. Каждая строка графы «Ущерб» вычисляется как $\lambda_{л} \Delta P_{\max} K_{\max} \tau y_0 q$, т. е. $0,6 \cdot 0,55 \cdot 10 \cdot 0,6 \times + 0,007 \Delta P_{\max} = 0,01386 \Delta P_{\max}$, где l — длина линии, ΔP_{\max} — снижение максимума нагрузки.

В варианте z ущерб практически равен нулю.

Рассмотрим теперь варианты попарно с соответствующими выводами

1. Вариант a : $K = 1540$ тыс. руб/год; $Y = 446,69$ тыс. руб/год.

Вариант b : $K = 1922$ тыс. руб/год; $Y = 467,75$ тыс. руб/год.

Вариант b проигрывает варианту a по всем показателям, т. е. вариант a доминирует над вариантом b .

2. Вариант а: $K=1540$ тыс. руб./год; $Y=446,69$ тыс. руб./год.
 Вариант в: $K=2254$ тыс. руб./год; $Y=284,25$ тыс. руб./год.
 Следовательно, $\Delta K=714$, $\Delta Y=162,44$ и $\Delta K/\Delta Y = 714/162,44 = 4,395 < 8,33 = 1/E_n$.
 Переход к варианту в от варианта а экономически оправдан.

Таблица 6.1. Характеристики вариантов сети (рис. 6.1)

Вариант	Линия	Длина линии, км	Расчетный максимум нагрузки, МВ·А	Марка провода	Капиталовложения	
					удельные, тыс. руб/км	полные, тыс. руб
а	4-1	30	293	АСО-400	20	600
	1-2	20	158	АС-185	17	340
	2-3	30	293	АСО-400	20	600
					Итого: 1540	
б	4-1	30	158	АС-185	17	510
	1-2	20	135	АС-150	15,2	304
	2-3	30	158	АС-150	17	510
	1-3	40	135	АС-185	15,2	608
					Итого: 1932	
в	4-1	30	158	АС-185	17	510
	4-2	40	135	АС-150	15,2	608
	2-3	30	135	АС-185	15,2	456
	1-4	40	158	АС-150	17	680
					Итого: 2254	
г	4-1	30	113	АС-120	14,1	423
	4-2	40	90	АС-95	13,5	540
	2-3	30	113	АС-120	14,1	423
	1-3	40	90	АС-95	13,5	540
	1-2	20	68	АС-95	13,5	270
					Итого: 2196	

3. Вариант а: $K=1540$ тыс. руб./год; $Y=446,69$ тыс. руб./год.
 Вариант г: $K=2196$ тыс. руб./год; $Y=0$.
 Следовательно, $\Delta K=656$, $\Delta Y=446,69$ и $\Delta K/\Delta Y = 656/446,69 = 1,468 < 8,33 = 1/E_n$.
 Переход к варианту г от варианта а экономически оправдан.
 4. Вариант в: $K=2254$ тыс. руб./год; $Y=284,25$ тыс. руб./год.
 Вариант г: $K=2196$ тыс. руб./год; $Y=0$.
 Вариант г доминирует над вариантом в.
 Следовательно, в данной задаче оптимальным решением является вариант г — с большим числом линий, но с проводами уменьшенного сечения.

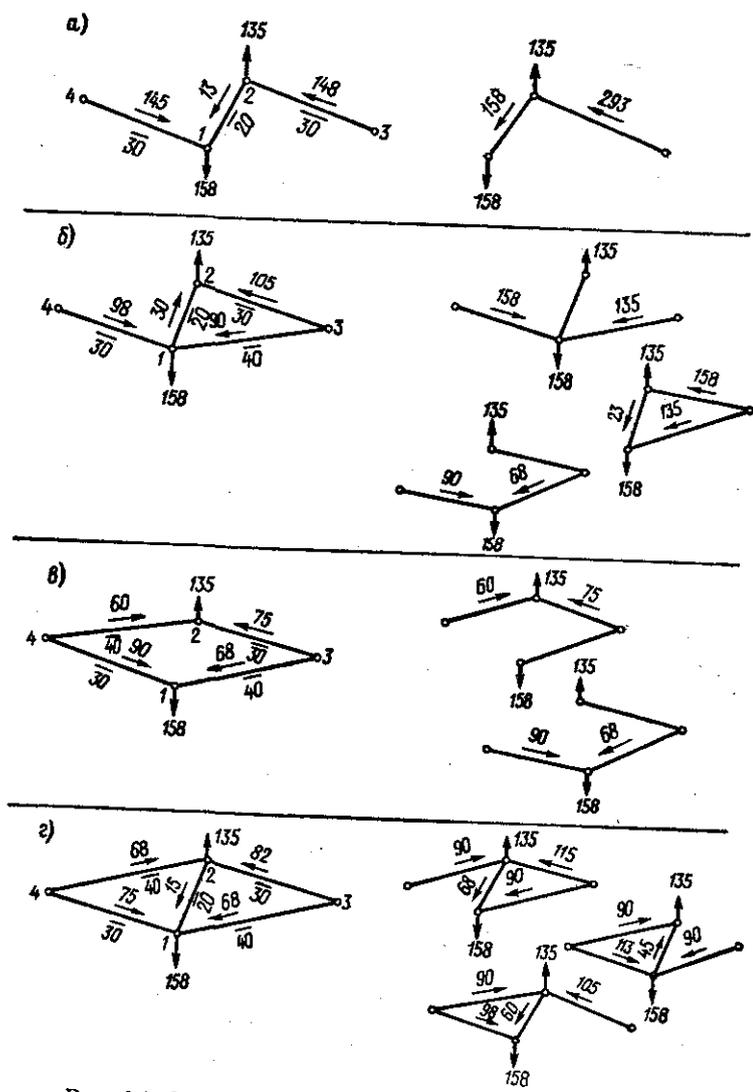


Рис. 6.1. Варианты схемы электрической сети 220 кВ

Таблица 6.2. Экономическая оценка надежности вариантов сети (рис. 6.1)

Вариант	Линия		Длина линии, км	Снижение нагрузки, МВт	Ущерб, тыс. руб/год
	в ремонте	поврежденная			
а	4-1	1-2	20	158	43,79
		2-3	30	293	121,83
	1-2	4-1	30	158	65,69
		2-3	30	135	56,13
	2-3	4-1	30	293	121,83
		1-2	20	135	37,42
Итого:					446,69
б	4-1	1-2	20	—	—
		2-3	30	135	56,13
		1-3	40	135	74,84
	1-2	4-1	30	—	—
		2-3	30	135	56,13
		1-3	40	—	—
	2-3	4-1	30	135	56,13
		1-2	20	135	37,42
		1-3	40	135	74,84
	1-3	4-1	30	135	56,13
		1-2	20	—	—
		2-3	30	135	56,13
Итого:					467,75
в	4-1	4-2	40	—	—
		2-3	30	—	—
		1-3	40	158	87,59
	4-2	4-1	30	—	—
		2-3	30	135	56,13
		1-3	40	—	—
	2-3	4-1	30	—	—
		4-2	40	135	74,84
		1-3	40	—	—
	1-3	4-1	30	158	65,69
		4-2	40	—	—
		2-3	30	—	—
Итого:					284,25

6.4. Поэтапное развитие ОРУ 500 кВ при вводе очередей АЭС

Поэтапное развитие ОРУ 500 (как и 330 или 750) кВ определяется вводом очередей станции. Число присоединений блоков генератор — трансформатор, линий и автотрансформаторов растет от этапа к этапу. На каждом из этапов возможны различные схемные

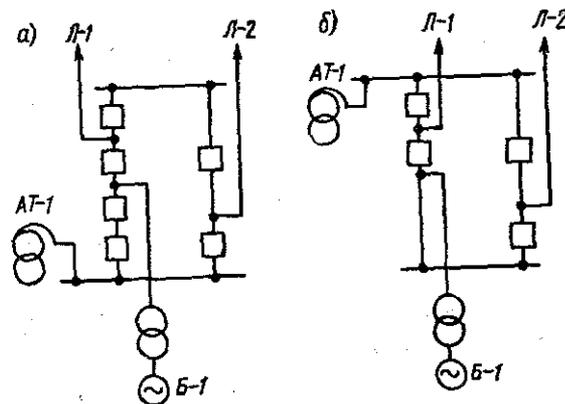


Рис. 6.2. Первый этап развития ОРУ 500 кВ

решения из числа рекомендуемых нормами технологического проектирования и предложенных проектировщиками. Из конкурентоспособных решений следует отобрать такие, которые обеспечивают наибольшую надежность. При равной надежности следует предпочесть вариант с наименьшим числом выключателей.

В отношении АЭС надежность главной схемы вызывают с вероятностью тяжелых аварий, к числу которых относятся одновременное отключение двух и более энергоблоков, большого числа линий и автотрансформаторов. Такие аварии вызывают серьезные возмущения в энергосистеме и могут, в свою очередь, стать причиной аварий в технологической части АЭС: при одновременном отключении двух энергоблоков одновременно может быть не обеспечен самозапуск механизмов собственных нужд или переход на резервное электроснабжение из-за отказов ПА.

На рис. 6.2...6.6 приведены конкурентоспособные варианты развития схемы ОРУ 500 кВ, к которому

подключается сначала один, а на последнем этапе — четыре блока ВВЭР-1000. Варианты *а* — оптимальные. На рис. 6.7 приведена схема ОРУ 500 кВ на последнем этапе развития при двухрядной установке

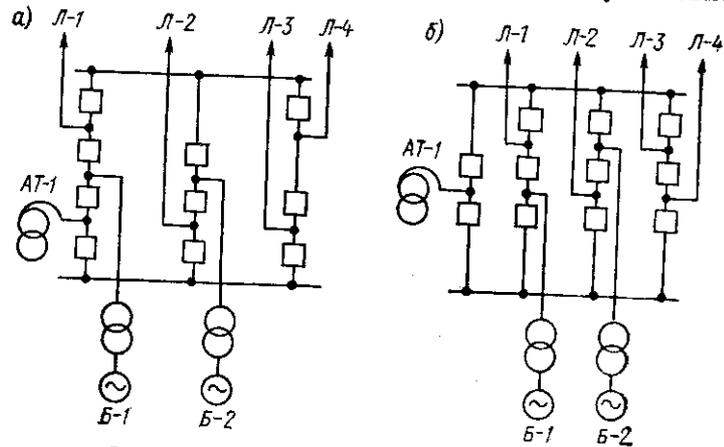


Рис. 6.3. Второй этап развития ОРУ 500 кВ

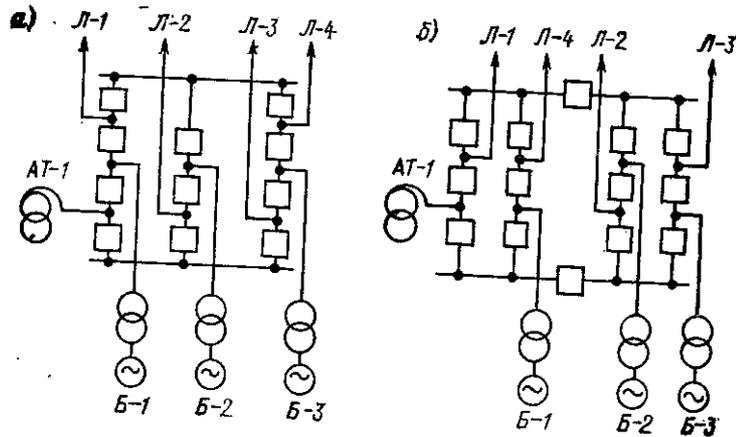


Рис. 6.4. Третий этап развития ОРУ 500 кВ

выключателей. Переход от этапа к этапу при двухрядной установке осуществляется добавлением выключателей и изменением ошиновки. Менять места подключения присоединений не требуется. В вариантах *а* гарантируется невозможность отключения двух бло-

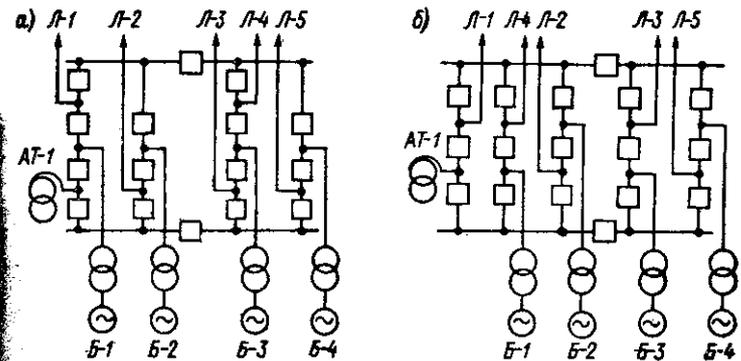


Рис. 6.5. Четвертый этап развития ОРУ 500 кВ

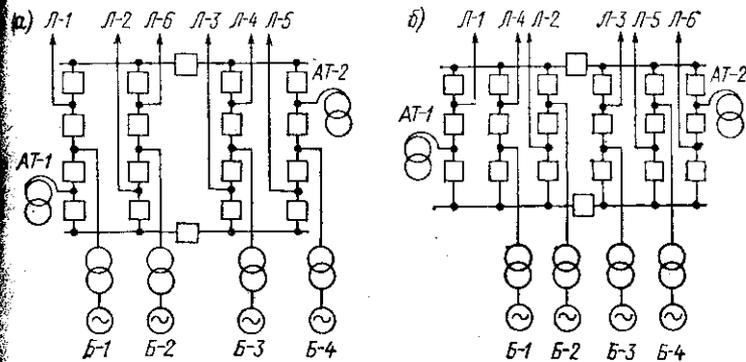


Рис. 6.6. Пятый этап развития ОРУ 500 кВ

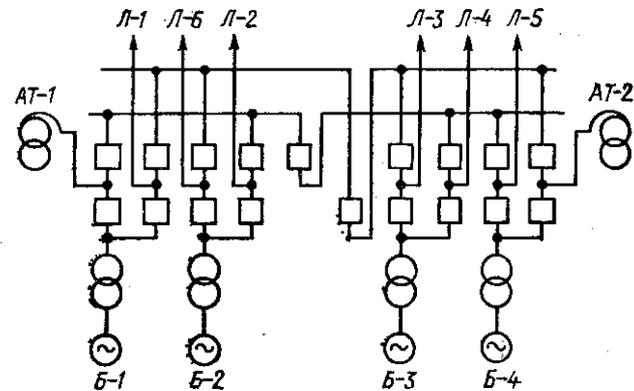


Рис. 6.7. Пятый этап развития ОРУ 500 кВ при двухрядной установке выключателей

ков одновременно при отказе любого элемента ОРУ в любом из ремонтных режимов. Это достигается размещением присоединений по узлам схемы из цепочек

Таблица 6.3. Сравнение вариантов схем ОРУ 500 кВ

Этап развития	Число присоединений	Состав присоединений	Вариант схемы	Число выключателей	Аварии из-за повреждения выключателей	
					Код	Частота, год ⁻¹
1 (рис. 6.2)	4	Один блок, две линии, один автотрансформатор	а	6	Б1	0,3000
			б	4	Б1	0,3200
2 (рис. 6.3)	7	Два блока, четыре линии, один автотрансформатор	а	10	Б2 Л2	0,0000 0,1530
			б	11	Б2 Л2	0,0000 0,1530
3 (рис. 6.4)	8	Три блока, четыре линии, один автотрансформатор	а	11	Б2 Л2	0,0000 0,0016
			б	14	Б2 Л2	0,0000 0,0000
4 (рис. 6.5)	10	Четыре блока, пять линий, один автотрансформатор	а	16	Б2 Л2	0,0000 0,0012
			б	17	Б2 Л2	0,0000 0,0004
5 (рис. 6.6)	12	Четыре блока, шесть линий, два автотрансформатора	а	18	Б2 Л2 АТ2	0,0000 0,0038 0,0000
			б	20	Б2 Л2 АТ2	0,0000 0,0026 0,0000

4/3 и 3/2 и секционированием сборных шин. Между присоединениями, одновременное отключение которых недопустимо, всегда располагаются три или более выключателей. При трех выключателях одновременное отключение присоединений возможно только в ходе развития аварии из-за отказов релейной защиты и коммутационной аппаратуры при повреждениях, возникающих во время ремонтов выключателей, т. е. в результате совпадения трех событий, что малове-

роятно. При четырех выключателях одновременное отключение из-за отказов элементов ОРУ становится практически невозможным — даже в случае отказов РЗ и ПА.

В табл. 6.3 приведены характеристики вариантов: число выключателей и частота аварий. Для вычисления частоты использовалась программа TOPAS-2 и показатели надежности элементов (см. приложение 2). Коды аварий в таблице означают одновременное отключение: Б1 — блока генератор — трансформатор, Б2 — двух таких блоков, Л2 — двух линий, АТ2 — двух автотрансформаторов.

6.5. Оптимизация периодичности профилактического обслуживания генераторов и трансформаторов

Воспользуемся условием (3.33), для того чтобы определить оптимальную периодичность профилактического обслуживания турбо-, гидрогенераторов и трансформаторов, эксплуатируемых в энергосистемах. Профилактическое обслуживание этих электрических машин предусматривается правилами технической эксплуатации. Модель оптимальной периодичности профилактики служит для технико-экономического обоснования этих правил.

Синхронные генераторы. Процессы возникновения повреждений в синхронных машинах заставляют проводить ремонт турбогенераторов: первый (предупредительный или капитальный) через 12 месяцев после пуска, последующие капитальные — через 2—3 года; гидрогенераторов — через каждые 4 года. Текущие ремонты выполняются во время остановки турбин (несколько раз в год).

Статистика отказов турбо- и гидрогенераторов показывает, что после первого года эксплуатации отказы имеют износный характер и их частота возрастает со временем. Это возрастание достаточно точно аппроксимируется следующей зависимостью:

для турбогенераторов до 60 МВт и гидрогенераторов

$$\omega(t) = 0,01t;$$

для турбогенераторов 100 МВт и более

$$\omega(t) = 0,025t.$$

В первом случае условие оптимума (3.33) запишется в виде

$$0,005T_{пл}^2 + C_{пл}/C_{ав} = T_{пл} \cdot 0,01T_{пл},$$

откуда

$$T_{пл. опт} = \sqrt{(C_{пл}/C_{ав})/0,005} = 14,1 \sqrt{C_{пл}/C_{ав}}. \quad (6.8)$$

Во втором случае условие оптимума

$$0,0125T_{пл}^2 + C_{пл}/C_{ав} = T_{пл} \cdot 0,025T_{пл},$$

откуда

$$T_{пл. опт} = \sqrt{(C_{пл}/C_{ав})/0,0125} = 8,9 \sqrt{C_{пл}/C_{ав}}. \quad (6.9)$$

Пример 6.4. Оценим оптимальную периодичность капитального ремонта гидрогенератора мощностью $N = 60$ МВт. Стоимость капитального ремонта $C_k = C_{пл} = 39$ тыс. руб. Стоимость аварийного восстановления $C_{ав. в} = 180$ тыс. руб., удельный ущерб от недовыработки энергии $y_0 = 0,2$ руб./кВт·ч, среднее время аварийного простоя $\tau_{ав} = 50$ ч.

Стоимость убытков из-за аварийного простоя

$$C_{ав. у} = y_0 N \tau_{ав} \cdot 10^3 = 600 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарная стоимость аварийного ремонта и убытков от аварий

$$C_{ав} = C_{ав. у} + C_{ав. в} = 780 \text{ тыс. руб.};$$

$$T_{пл. опт} = 14,1 \sqrt{39/780} = 3,15 \text{ года.}$$

Результаты аналогичного расчета по формуле (6.9) для турбогенераторов разной мощности сведены в табл. 6.4.

Таблица 6.4. Экономические показатели аварийного и капитального ремонта турбогенераторов

N , МВт	$\tau_{ав}$, ч	$C_{ав. у}$, тыс. руб.	$C_{ав. в}$, тыс. руб.	C_k , тыс. руб.	$T_{пл. опт}$, год
100	50	1 000	300	60	1,80
200	150	4 000	628	150	1,59
300	150	9 000	900	200	1,39
500	200	20 000	1 500	300	1,05

Высоковольтные силовые трансформаторы Профилактическое обслуживание трансформаторов включает в себя периодические осмотры трансформаторов и контроль за состоянием масла, действия персонала по сигналам газовой защиты, текущие и капитальные ремонты [3].

Определим оптимальную периодичность текущего ремонта трансформаторов 110—220 кВ, для которых

рост параметра потока отказов вследствие износа изоляции можно аппроксимировать функцией

$$\omega(t) = 0,005 \exp(0,2t). \quad (6.10)$$

Условие оптимума (3.33) запишется в виде

$$0,005 \int_0^{T_{пл}} \exp(0,2t) dt + C_{пл}/C_{ав} = 0,005T_{пл} \exp(0,2T_{пл})$$

или

$$\frac{0,005}{0,2} [\exp(0,2T_{пл}) - 1] + C_{пл}/C_{ав} = 0,005T_{пл} \exp(0,2T_{пл})$$

откуда

$$C_{пл}/C_{ав} = 0,025 - (0,025 - 0,005T_{пл}) \exp(0,2T_{пл}) = \varphi(T_{пл}). \quad (6.11)$$

Для определения $T_{пл. опт}$, удовлетворяющего условию (6.11), построим вспомогательную функцию $\varphi(T_{пл})$ (рис. 6.8).

Оценив стоимость убытков от аварийного отключения и восстановительного капитального ремонта,

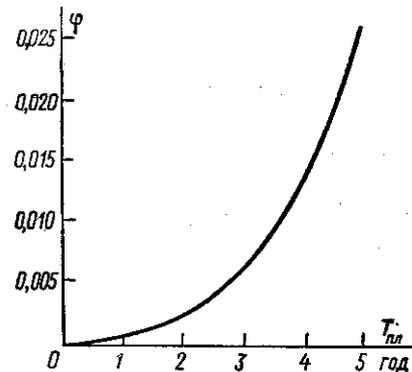


Рис. 6.8. К определению оптимальной периодичности текущего ремонта трансформаторов

а также стоимость текущего ремонта и рассчитав их соотношение $C_{пл}/C_{ав}$, можно по графику $\varphi(T_{пл})$ найти оптимальную периодичность ремонта. Для трансформаторов 110 кВ $C_{пл}/C_{ав} = 0,001...0,008$, для трансформаторов 220 кВ $C_{пл}/C_{ав} = 0,002...0,005$ и оптимальная

периодичность текущего ремонта соответственно 1,2...3,2 и 1,8...2,7 года.

Полученные результаты свидетельствуют о необходимости производить текущий ремонт трансформаторов на подстанциях без обслуживания (без постоянного контроля за состоянием) не реже одного раза в три года.

6.6. Прогнозирование надежности и стратегия профилактического обслуживания воздушных выключателей

Высоковольтный выключатель — один из самых ответственных элементов коммутационных узлов энергосистемы. Надежность его работы при отключении токов коротких замыканий во многом определяет локализацию отказов и восстановление нормального режима.

С помощью типовых стендовых испытаний невозможно непосредственно оценить вероятность безотказной работы выключателя, так как на испытания ставится всего лишь головной образец, а испытательные центры не могут длительно испытывать выключатель в условиях, близких к реальной эксплуатации. Поэтому для прогнозирования надежности выключателей используются различные математические модели. Рассмотрим простейшую из моделей, позволяющую делать выводы в отношении профилактики высоковольтных выключателей.

Вероятность безотказной работы за время t для высоковольтного выключателя представим произведением:

$$P(t) = P_0 P_1(t) P_2(t), \quad (6.12)$$

где P_0 , $P_1(t)$ и $P_2(t)$ — вероятность отсутствия начальных отказов, внезапных отказов и отказов из-за износа дугогасительного устройства.

Вероятность отказа в самом начале эксплуатации из-за дефектов монтажа и изготовления, по данным статистики энергосистем Союза, находится в пределах от 0,001 до 0,006 [4, 17] и довольно стабильна. Следовательно, при прогнозировании надежности новых типов выключателей можно ориентироваться на довольно высокое значение $P_0 = 0,999...0,994$.

Вероятность отсутствия внезапных отказов изменяется во времени по экспоненциальному закону с па-

раметром λ :

$$P_1(t) = \exp(-\lambda t). \quad (6.13)$$

Значение λ может быть определено с достаточной точностью только на основе опыта эксплуатации аналогичной аппаратуры.

У выключателей, установленных на присоединениях воздушных линий, сработка ресурса дугогасительной камеры происходит неравномерно. Возможны

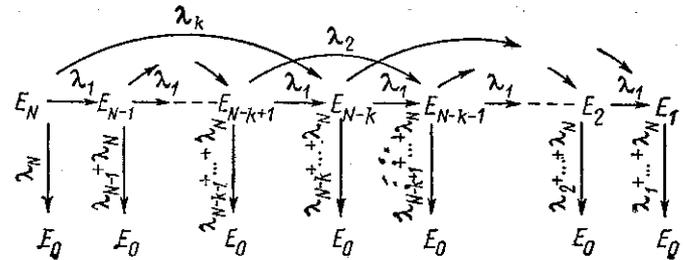


Рис. 6.9. Модель неравномерного износа

короткие замыкания на различном удалении от места установки выключателя, а также резкое увеличение интенсивности КЗ во время грозы и гололеда [4]. В зависимости от удаленности точки КЗ, от тока КЗ при его отключении, от скорости восстановления напряжения находится значение срабатываемого при этом отключении ресурса дугогасительной камеры.

Рассмотрим объект, который в каждый конкретный момент времени может находиться в любом из конечного числа состояний, причем E_1, E_2, \dots, E_N — состояния безотказной работы, а E_0 — состояние отказа. Переходы могут совершаться следующим образом: состояние E_{N-k} достигается переходом из состояний $E_{N-k+1}, E_{N-k+2}, \dots, E_{N-1}, E_N$. В состояние E_0 можно перейти из любого состояния. Постоянные $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_N$ — параметры потоков возможных переходов. Граф этого случайного процесса изображен на рис. 6.9. Стрелки обозначают направление переходов.

Переходы с разным значением λ можно рассматривать как результаты воздействия различных перегрузок. Под числом N понимается начальный ресурс данного объекта. Различные перегрузки уменьшают ресурс в разной степени. Перегрузка с параметром λ_1

уменьшает ресурс на $1/N$ -ю часть, с λ_2 — на $2/N$ -е части, а с λ_n приводит сразу к отказу элемента.

Вероятность безотказной работы определится как сумма вероятностей состояний от 1-го до N -го:

$$P(t) = \sum_{i=1}^N P_i(t). \quad (6.14)$$

Каждое i -е состояние будет характеризоваться остатком ресурса i и сработанным ресурсом $N-i$. Дифференциальное уравнение для вероятности этого состояния будет иметь вид

$$P'_i(t) = - \sum_{j=1}^N \lambda_j P_j(t) + \sum_{j=1}^{N-1} \lambda_j P_{i+j}(t), \quad (6.15)$$

где j — индекс параметра потока сработки j/N -й части начального ресурса.

Если рассматривается вероятность безотказной работы с момента времени, когда располагаемый ресурс не равен начальному, т. е. объект, например выключатель, уже сработал часть ресурса ($n < N$), то формулы (6.14) и (6.15) преобразуются к виду

$$P(t) = \sum_{i=1}^n P_i(t);$$

$$P'_i(t) = - \sum_{j=1}^n \lambda_j P_j(t) + \sum_{j=1}^{n-1} \lambda_j P_{i+j}(t). \quad (6.16)$$

С помощью рассмотренной модели получена оценка $P_2(t)$ для высоковольтных выключателей серии ВВБ [4].

Выключатели серии ВВБ могут отключить 20 коротких замыканий с током от 60 до 30 % предельного, или 10 — с током, равным предельному, или 4 неудаленных коротких замыкания — с высокой частотой восстанавливающегося напряжения. Следовательно, в модели неравномерного износа (6.16) следует ввести λ_j при $j=1; 2$ и 5 , где λ_1 — частота КЗ с током 30...60 % предельного, λ_2 — частота КЗ с предельным током для данного типа выключателя и λ_5 — частота неудаленных КЗ.

Начальный ресурс выключателей по результатам типовых испытаний $N=20$. Располагаемый ресурс после отключения m_1 коротких замыканий с током менее 60 % предельного, m_2 коротких замыканий с то-

ком, близким к предельному, и m_3 неудаленных КЗ определится в соответствии с моделью как

$$n = N - (m_1 + 2m_2 + 5m_3).$$

Решив уравнения (6.16), получим формулу для вероятности $P_2(t)$ при $n \leq N$ [4]:

$$P_2(t) = \exp(-a_1 - a_2 - a_3) \sum_{k=0}^{\leq A_k} \sum_{p=0}^{\leq A_p} \sum_{m=0}^{\leq A_m} \times \\ \times (a_5^k a_2^p a_1^m) / (k! p! m!), \quad (6.17)$$

где

$$a_1 = \lambda_1 t; \quad a_2 = \lambda_2 t; \quad a_3 = \lambda_3 t; \quad A_k = (n-1)/5;$$

$$A_p = (n-1-5k)/2; \quad A_m = n-1-5k-2p.$$

На рис. 6.10 даны кривые (сплошные), построенные по этой формуле для различного сочетания λ_1 ,

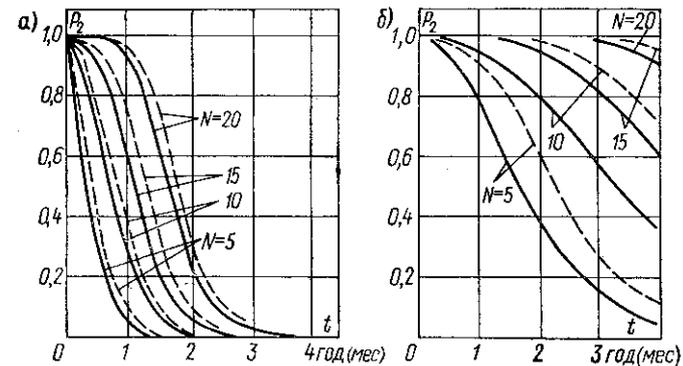


Рис. 6.10. Зависимость вероятности безотказной работы от сработки ресурса

λ_2 и λ_5 : 1) рис. 6.10, а — линия слабо защищенная, достаточно длинная; $\lambda_1 = 8$, $\lambda_2 = 0,1$ и $\lambda_5 = 1$ (среднемесячные, мес⁻¹, — в сезон гроз и гололеда или среднегодовые, год⁻¹); рис. 6.10, б — линия хорошо защищенная, с малым током КЗ; $\lambda_1 = 2$, $\lambda_2 = 0,02$ и $\lambda_5 = 0,2$ год⁻¹ (единицы те же).

Штриховыми линиями показаны аналогичные зависимости при использовании модели равномерного износа (3.14). Анализируя эти кривые, можно заметить, что учет неравномерности сработки ресурса необходим, иначе будет завышена оценка вероятности безотказной работы.

Полученная с помощью математической модели зависимость $P_2(t)$ позволяет прогнозировать надежность работы выключателя при сработке ресурса для любых реальных условий эксплуатации и назначать профилактические ремонты с восстановлением дугоразрывной способности, поддерживая заданную вероятность безотказной работы.

Пример 6.5. Выключатель ВВБ, установленный на линии средней длины с параметрами $\lambda_1 = 8$, $\lambda_2 = 0,1$, $\lambda_3 = 1$ год⁻¹ и начальным ресурсом $N = 20$ в течение межремонтного периода $t = 1$ год будет иметь при $P_0 = 0,996$ и $\lambda = 0,01$ год⁻¹ вероятность безотказной работы $P(1) = P_0 \exp(-0,01 \cdot 1) P_2(1) = 0,996 \cdot 0,99 \cdot 1 = 0,986$.

Если бы завод обеспечивал ресурс только $N = 15$, то $P(1) = 0,996 \cdot 0,990 \cdot 0,614 = 0,605$.

Минэнерго считает, что для выключателей необходима вероятность безотказной работы в пределах 0,99...0,95, следовательно, снижение ресурса от 15 недопустимо, как недопустимо и увеличение межремонтного периода.

Предположим теперь, что к началу грозового сезона ресурс выключателя $n = 15$. В грозовом сезоне среднемесячные значения параметра потока отказов $\lambda_1 = 2$, $\lambda_2 = 0,02$ и $\lambda_3 = 0,2$ мес⁻¹. Вероятность $P_2(t)$ для разных значений t получим по формуле (6.17):

t , мес	0,25	0,5	1,0	2,0
$P_2(t)$	1,00	1,00	0,992	0,97

Очевидно, что если нет возможности провести очередной восстановительный ремонт до грозового периода, то пройти этот период без отказа вполне возможно, так как вероятность отсутствия отказов достаточно высока.

Если бы ресурс был всего 10 ($n = 10$), то ряд значений $P_2(t)$ выглядел бы так:

t , мес	0,25	0,5	1,0	2,0
$P_2(t)$	0,99	0,986	0,960	0,805

В этом случае безусловно необходим внеплановый (или плановый, если близок его срок) восстановительный ремонт до начала грозового сезона.

После ремонта, т.е. при $n = N = 20$, значения $P_2(t)$ будут вполне приемлемы:

t , мес	0,25	0,5	1,0	2,0
$P_2(t)$	1,00	1,00	1,00	1,00

Пример 6.6. Выключатель с начальным ресурсом $N = 20$ устанавливается на линии с параметрами $\lambda_1 = 16$, $\lambda_2 = 0,02$ и $\lambda_3 = 1$ год⁻¹. Необходимо обеспечить значение $P_2(t) = 0,95$. Такая вероятность наблюдается при $t < 0,5$ года, следовательно, первый восстановительный ремонт должен быть не позже чем через полгода после начала эксплуатации.

Предположим теперь, что к началу грозового сезона выключатель пришел с ресурсом $n = 15$. В грозовом сезоне $\lambda_1 = 4$,

$\lambda_2 = 0,02$ и $\lambda_3 = 0,4$ мес⁻¹. Значения $P_2(t)$ получим по формуле (6.17):

t , мес	0,25	0,5	1	2
$P_2(t)$	1,00	1,00	0,983	0,576

В этом случае безусловно необходим внеплановый восстановительный ремонт до начала грозового сезона.

После ремонта ($n = N = 20$)

t , мес	0,25	0,5	1	2
$P_2(t)$	1,00	1,00	1,00	0,84

По окончании грозового сезона, в течение которого происходит 4·2 отключений КЗ с током, меньшим 60 % предельного, и 0,4·2 отключений неудаленных КЗ, ресурс $n = 20 - 4 \cdot 2 - 5 \times 0,4 \cdot 2 = 8$. Вероятность $P_2(t) > 0,95$ в этом случае обеспечивается при $t < 0,125$ года, следовательно, необходим восстановительный ремонт в течение ближайшего месяца после окончания грозового сезона.

Пример 6.7. Выключатель с начальным ресурсом $N = 20$ устанавливается на линии со среднегодовыми значениями $\lambda_1 = 9$; $\lambda_2 = 0,1$; $\lambda_3 = 1$ и со среднемесячными значениями $\lambda_1 = 2$; $\lambda_2 = 0,02$; $\lambda_3 = 0,2$. Необходимо, чтобы простой выключателя в плановых и аварийных ремонтах не превышал аварийного простоя линии.

Учитывая тот факт, что 10 % коротких замыканий на линиях заканчивается неуспешным АПВ и отключением линии, получим среднее число отключений в год $0,1(8 + 0,1 + 1) = 1$. Пусть среднее время восстановления питания при устойчивом повреждении линии данного типа равно 6 ч. Тогда, учитывая трудоемкость текущих ремонтов, имеем возможность провести один ремонт в течение двухлетнего периода, с тем чтобы простой в ремонте не превышал 12 ч. Вероятность $P_2(t)$ при $t = 2$ года равна, по формуле (6.17), единице, т.е. ремонт можно проводить и реже.

В течение грозового периода при заданных условиях $P_2(t) = 0,978$. Среднее число отказов выключателя из-за сработки ресурса в грозу и из-за внезапных отказов при $\lambda = 0,01$ год⁻¹ за рассматриваемые два года будет равно $2 \cdot 0,01 + 2(1 - 0,978) = 0,064$, т.е. аварийными ремонтами выключателя можно пренебречь.

Рассмотренные примеры показывают, что стратегию профилактики воздушных выключателей можно свести к трем основным решениям:

1) при больших значениях λ_j ($\lambda_1 > 10$) — внеочередные ремонты из-за сработки ресурса и капитальные ремонты по мере общего износа;

2) при средних значениях λ_j ($1 < \lambda_1 < 10$) — текущие и капитальные ремонты по мере общего износа, внеочередные ремонты перед началом и по окончании грозового и гололедного периода;

3) при малых значениях λ_j ($\lambda_1 < 1$) — текущие и капитальные ремонты по мере общего износа.

Периодичность текущих и капитальных ремонтов, как и необходимость внеочередных, определяется заданным уровнем вероятности безотказной работы. В настоящее время текущие ремонты выключателей ВВБ выполняются каждый год, а капитальные — раз в три-четыре года. Внеочередные ремонты назначаются после отключения выключателем от четырех до шести КЗ с отсрочкой начала ремонта на один-два месяца при наступлении холодной погоды [3].

6.7. Снижение опасности возникновения тяжелых аварий во время ремонта оборудования ОРУ 330—750 кВ

Опыт эксплуатации АЭС и проведенные исследования показали, что наибольшая вероятность вынужденных остановов реакторных блоков наблюдается в ремонтных режимах главных схем электрических соединений при отказах элементов распределительных устройств. Суммарная продолжительность режимов ремонта оборудования ОРУ составляет около 50 % общего календарного времени [3]. Поэтому повышение надежности главных схем электрических соединений в период ремонта является актуальной задачей. Особый интерес представляют те меры по обеспечению надежности, которые не требуют дополнительных капиталовложений и не увеличивают издержки, связанные с ремонтом. К таким мерам можно отнести построение графика ремонтов, обеспечивающего минимум вероятности возникновения тяжелых аварий. На практике это означает согласование графика ремонтов выключателей с графиком ремонтов присоединений: выбираются оптимальные сочетания ремонтируемых элементов с учетом ограничений на число и виды ремонтов, проводимых одновременно.

При напряжениях 330—750 кВ ОРУ станций выполняются, как правило, по схемам с многократным присоединением элементов (схемы 4/3, 3/2 и их комбинации, схемы многоугольников и их комбинации, схемы 3/2 и 4/3 с секционированием систем шин). Несмотря на известные положительные свойства, такие схемы имеют ряд недостатков, связанных главным образом с необходимостью плановых и внеплановых ремонтов выключателей и возможностью отказов оставшихся в работе выключателей. Напри-

мер, в схеме четырехугольника производить ремонт выключателей при включенных присоединениях опасно, так как в этом режиме отказ с КЗ выключателя, не связанного с ремонтируемым, приводит к полному погашению ОРУ даже при условии нормальной локализации КЗ.

В схеме 3/2 при ремонте любого из выключателей, примыкающих к системе шин, и при КЗ на присоединении в той же цепочке, что и ремонтируемый выключатель, но не связанном с ним, отключается и второе присоединение. Отказ с КЗ выключателя в этой же цепочке, но примыкающего к другой системе шин, вызывает одновременное отключение обоих присоединений в цепочке с ремонтируемым выключателем. Отказ выключателя в отключении КЗ в зоне системы шин, не связанной с ремонтируемым выключателем, также приводит к отключению обоих присоединений в этой цепочке.

В схеме 4/3 при ремонте любого из выключателей, примыкающих к системе шин, и отказе с КЗ выключателя, не смежного с ремонтируемым и другой системой шин, отключаются все три присоединения цепочки. Кроме того, схеме 4/3 присущи и перечисленные выше недостатки схемы 3/2.

Значительной части недостатков схем 4/3 и 3/2 можно избежать, применяя комбинированные схемы из цепочек 4/3 и 3/2 и секционируя системы шин (см. § 6.4). Однако для действующих станций этот путь повышения надежности ОРУ возможен только при реконструкции, поэтому заслуживает внимания опыт планирования графиков ремонтов ОРУ 330—750 кВ с использованием оценок опасности возникновения тяжелых аварий [4]. На основе этого опыта можно дать следующие общие рекомендации по организации ремонтов оборудования ОРУ 330—750 кВ.

1. Во время плановой остановки реакторных блоков проводить ремонты выключателей 330—750 кВ, связанных с блоками генератор — трансформатор; выключателей 330—750 кВ, связанных с автотрансформатором, подключенным к той же части ОРУ, что и генератор остановленного реакторного блока; систем шин (поочередно) той части ОРУ, к которой подключается генератор остановленного блока.

2. Во время плановых ремонтов линий 330—750 кВ проводить текущие ремонты их выключателей.

3. Во время работы реакторного блока проводить плановые и внеплановые ремонты секционных выключателей 330—750 кВ (поочередно); выключателей линий, примыкающих к системам шин.

4. При необходимости внеплановых ремонтов выключателей выводить их в ремонт и без остановки

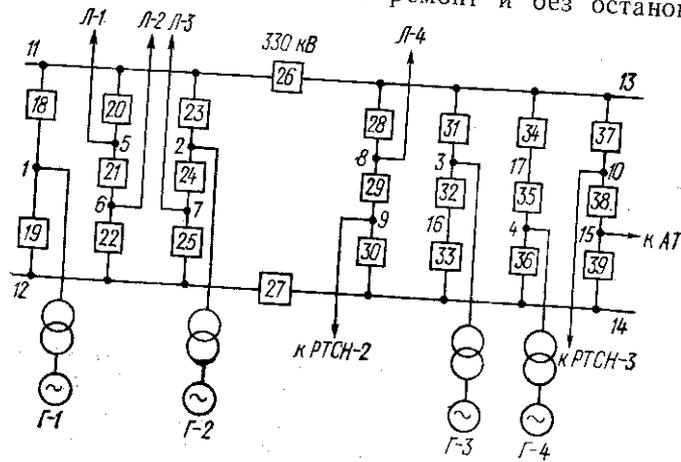


Рис. 6.11. Схема ОРУ 330 кВ АЭС

блоков. При этом, если приходится разрывать цепочки 4/3 или 3/2, необходимо подключать работающие блоки к различным системам шин.

5. Ремонт выключателей присоединений РТСН необходимо проводить поочередно, не отключая трансформатор. Плановый ремонт самого трансформатора должен совмещаться с плановым остановом одного из реакторных блоков.

Для проверки рациональности составленного графика ремонтов и допустимости отдельных коммутационных режимов в отношении опасности возникновения аварий с отключением от ОРУ одного и более блоков может быть использована программа TOPAS-2 (см. приложение 6). Программа позволяет оценивать каждый режим коммутации ОРУ для проведения ремонтов числом конъюнкций (совпадений отказов элементов с этим режимом), идентифицируемых как авария с отключением различных присоединений. Программа определяет коды (Б2Л2, Б1Л2, Л3 и т. д.), описывающие все возможные в схеме аварии, а затем,

по выбору пользователя, вычисляет число конъюнкций и частоту аварий вида, интересующего исследо-

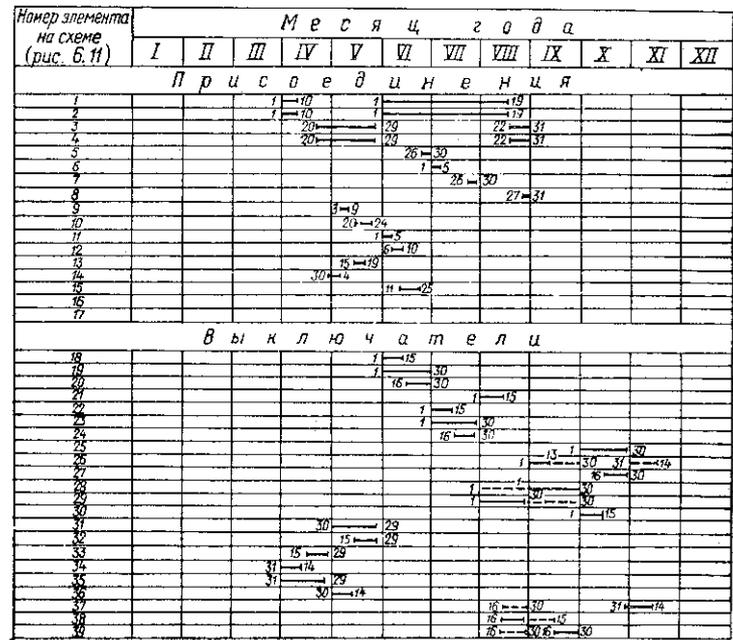


Рис. 6.12. График ремонтов оборудования ОРУ 330 кВ

Таблица 6.5. Варианты ремонта выключателей

Режим	Ремонтируемые присоединения	Длительность режима, сут	Ремонтируемые выключатели			
			Вариант I	Вариант II	Вариант III	Вариант IV
1	1,2,16,17	15	21;28	21;28	21;29	21;29
2	2,2,16,17	4	28;38	28;39	29;39	29;37
3	16,17	2	28;38	28;39	29;39	29;37
4	3,4,16,17	5	28;38	28;39	29;39	29;37
5	3,4,8,16,17	4	28;38	28;39	29;39	29;37
6	16,17	15	26;39	29;38	28;38	28;38
7	16,17	15	29;39	26;29	26;28	28;39
8	16,17	15	37	37	37	26

вателя. Исходные данные для анализа — запись связей узлов схемы с выключателями, перечень номеров

Таблица 6.6. Показатели надежности для различных вариантов ремонта выключателей

Код аварии	Вариант ремонта											
	I		II		III		IV					
	Λ, год ⁻¹	C ₂ /C ₃	Λ, год ⁻¹	C ₂ /C ₃	Λ, год ⁻¹	C ₂ /C ₃	Λ, год ⁻¹	C ₂ /C ₃				
Р1Г1	8,8 · 10 ⁻⁶	-/3										
Р1	1,5 · 10 ⁻⁴	-/56										
Р2	1,3 · 10 ⁻⁵	-/4										
Г1ЛЗАТ1	9,6 · 10 ⁻⁶	-/6	8,2 · 10 ⁻⁶	-/2	4,1 · 10 ⁻⁶	-/1	4,1 · 10 ⁻⁶	-/1				
Г1ЛЗАТ1	2,1 · 10 ⁻⁵	-/8	2,1 · 10 ⁻⁶	-/5	1,3 · 10 ⁻⁵	-/4	1,6 · 10 ⁻⁵	-/6				
Г1ЛЛАТ1	3,5 · 10 ⁻⁵	-/15	2,2 · 10 ⁻⁵	-/6	6,0 · 10 ⁻⁵	-/21	4,1 · 10 ⁻⁵	-/10				
Г1	4,7 · 10 ⁻¹	72/80	4,7 · 10 ⁻¹	72/95	4,7 · 10 ⁻¹	72/83	4,7 · 10 ⁻¹	72/92				
ЛЗАТ1	1,1 · 10 ⁻⁶	-/1	—	-/—	—	-/—	—	-/—				
ЛЗАТ1	2,2 · 10 ⁻⁶	-/2	—	-/—	—	-/—	—	-/—				
ЛЛАТ1	7,2 · 10 ⁻³	4/15	8,2 · 10 ⁻⁶	-/2	7,2 · 10 ⁻³	4/15	4,1 · 10 ⁻³	1/4				
АТ1	6,7 · 10 ⁻²	35/22	7,2 · 10 ⁻²	31/29	6,5 · 10 ⁻²	27/18	6,8 · 10 ⁻²	27/30				

отключенных в каждом режиме элементов, а также значение длительности ремонтных режимов и параметров потока отказов (см. § 5.5). Программа выдает на дисплей перечень кодов аварий, которые возникают при отключениях поврежденных элементов, и кодов состояний аварийного ремонта, которые наступают после оперативных переключений.

Пример 6.8. На рис. 6.11 приведена схема ОРУ 330 кВ одной из АЭС, на рис. 6.12 — график ремонтов основного оборудования станции и соответствующий ему график ремонтов выключателей. Штрихами показаны возможные варианты графика ремонтов выключателей. Состав ремонтируемых присоединений при этих вариантах приводится в табл. 6.5. Показатели надежности для этих вариантов были получены с помощью программы TOPAS-3, в которой учитывались не только конструкции второго порядка, как в программе TOPAS-2, но и конструкции третьего порядка, т.е. развитие аварий из-за отказов срабатывания релейной защиты и выключателей (табл. 6.6).

Наилучший вариант графика ремонтов выключателей выявляется попарным сравнением вариантов. Последовательно сравниваются показатели Λ, C₂ и C₃ в порядке ослабления тяжести аварии. Вариант с большими значениями показателей считается худшим и отбрасывается. При равенстве показателей для наиболее тяжелых аварий переходят к сравнению показателей для более легких аварий.

Наилучший вариант графика ремонтов выключателей показан на рис. 6.12 сплошной линией (вариант III по табл. 6.5). Процедура улучшения графика ремонтов внедрена на ряде действующих станций [4].

6.8. Анализ причин аварий в электроэнергетических системах

Энергетические системы обладают известным запасом живучести и при отдельных возмущениях неуязвимы за счет избыточности их структуры и возможностей системы управления как автоматического, так и ручного. Однако при определенных отказах группы элементов и внешних воздействиях эта избыточность не обеспечивает ни требуемого уровня функционирования, ни безопасности.

Отказы функционирования электроэнергетических систем вызываются определенными причинами, а именно обстоятельствами, возникающими в результате принятия конкретных проектных решений, при изготовлении и монтаже оборудования, а также при строительстве и эксплуатации объекта.

Отказы функционирования элементов системы различаются по своему виду: например, разрыв цепи, короткое замыкание, отказ срабатывания.

Отказы элементов системы, не вызванные прямо или косвенно отказами других элементов, называются первичными. В противном случае отказ называется вторичным или зависимым.

Одинаковые (по виду) отказы множества одинаковых, независимых по функциональным связям элементов называются отказами общего вида: например, множественное перекрытие изоляции в РУ.

Отказы общей причины — это отказы множества различных или одинаковых элементов, вызванные одной причиной или одним комплексом причин, например загрязнением изоляции, химическими уносами или землетрясением.

Отказы общего вида и общей причины могут возникать одновременно (или почти одновременно) и в совершенно различные периоды и моменты времени. Последствия одновременных отказов наиболее тяжелы, однако и неодновременные отказы представляют собой серьезную угрозу эффективности функционирования, а также безопасности установок и систем.

К одновременному отключению многих элементов электрической сети энергосистемы могут привести следующие группы событий:

1. Отказы вспомогательного оборудования и систем станций и подстанций (электроснабжение собственных нужд, системы сжатого воздуха, оперативного тока, охлаждения и др.).

2. Отказы систем управления, защиты и автоматики.

3. Ошибки оперативного и обслуживающего персонала, действия посторонних лиц.

4. Внешние воздействия (взрывы, бомбардировки, падения летательных аппаратов, ураганы, цунами, оползни, землетрясения и др.).

5. Пожары в помещениях электроустановок и кабельных тоннелях.

Вероятность этих событий зависит от многих факторов. Для событий первой и второй группы эта вероятность определяется надежностью каждой из упомянутых систем (надежностью элементов и конструкции), а также степенью завершенности сооружения энергетического объекта в целом. Для событий третьей

и четвертой группы фактором, определяющим их вероятность, является тренированность персонала в сочетании с уровнем защиты от внешних воздействий. События четвертой группы относительно редко реализуются (один раз в сто и более лет) и точно оценить их вероятность невозможно. Пожары же представляют реальную угрозу для электроустановок.

Результаты отказов общей причины:

одновременное длительное отключение ряда элементов одной цепи электропередачи или узла энергосистемы;

одновременное длительное отключение двух и более параллельных цепей межсистемных связей или системообразующих линий;

полное погашение РУ подстанции или станции.

Последствия отказов общей причины:

повреждение большого числа единиц оборудования;

перерыв электроснабжения потребителей;

непосредственная угроза жизни персонала и, возможно, населения окружающего района.

Предупреждение отказов общей причины обычно осуществляется на стадии проектирования установки или во время профилактических мероприятий — путем анализа обстоятельств возникновения этих отказов. Вначале выполняется качественный анализ: индуктивный и дедуктивный.

Индуктивный анализ начинается с выбора причины — события (например, пожар в кабельном тоннеле или землетрясение) и заключается в определении возможных последствий этого события.

Дедуктивный анализ предполагает задание какого-либо нежелательного события (например, погашение секции сборных шин или одновременное отключение нескольких цепей) и заключается в определении возможных путей, приводящих к этому событию. Результат такой процедуры может быть представлен в виде дерева отката (см. § 3.7). Если удается определить частоту и вероятность первичных событий в дереве отказов, то возможна численная оценка вероятности заданного нежелательного события. Для определения частоты и вероятности первичных событий используются статистические оценки (результаты наблюдений за аналогичными явлениями на похожих объектах) и экспертные оценки опытных специалистов. Вероятность одновременного отключения двух цепей в

РУ 220 кВ с двумя системами сборных шин из-за отказов общей причины может быть в 100 раз больше, чем из-за наложения повреждения одной цепи на аварийный и плановый ремонт другой цепи [4].

Индуктивный анализ последствий различных внешних воздействий и внутренних экстремальных возмущений требует разработки специального логического аппарата, учитывающего связи между элементами, а также то, что связи эти могут быть механическими, электрическими, информационными и другими, причем развернутыми в пространстве и во времени.

Решение задач анализа последствий различных множественных воздействий на установки и системы, определение оптимальных способов ликвидации этих последствий и восстановления функционирования — дело ближайшего будущего. Не менее актуальна задача исследования условий возникновения в энергосистемах и объединениях цепочечных аварий, которые приводят к тяжелым последствиям как для самой системы, так и для потребителей. На эти аварии приходится до 90 % народнохозяйственного ущерба [4]. Напомним, что свойство энергетического объекта противостоять возмущениям, не допуская их цепочечного развития с массовым нарушением питания потребителей, называется живучестью (см. § 1.1). Причины возмущений могут быть как внешними по отношению к объекту, так и внутренними. Каждое возмущение может быть как общим, т. е. воздействующим на все элементы объекта, так и локальным, т. е. воздействующим на один элемент или группу элементов системы. В результате развития и локализации цепочечной аварии возможно сохранение требуемого уровня функционирования объекта, но возможно и серьезное ограничение функционирования до недопустимо низкого уровня (например, погашение потребителей, не подключенных к АЧР). В первом случае имеет место неуязвимость объекта по отношению к данному возмущению, во втором случае — нарушение живучести.

Цепочечный характер могут носить аварии не только в энергосистеме, но и на станциях и подстанциях [4]. Общее число цепочечных аварий в год — несколько десятков.

Изучение актов о цепочечных системных авариях показывает, что любая из них при некоторых дополнительных обстоятельствах могла быть локализована

на более ранних этапах, а при других обстоятельствах могла развиваться в более тяжелую аварию, вплоть до катастрофы. Следовательно, цепочечные аварии можно классифицировать по числу ступеней развития, по числу и сочетанию действующих факторов, по степени нарушения функций системы и причиненному ущербу — как народнохозяйственному, так и социально-политическому [4].

Живучесть ЭЭС зависит от ее структуры, конфигурации сетей, надежности установок и элементов установок, от оснащенности устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики, от квалификации персонала, запаса устойчивости, от резерва активной мощности и т. д. [14]. Кроме того, живучесть зависит от скрытых неисправностей, которые проявляются как случайные события в момент прохождения цепочки операций управления и последующих возмущений.

Показателем живучести может служить частота системных цепочечных аварий с различной глубиной нарушения электроснабжения. Собственно нарушение живучести — это аварии с погашением потребителей, не подключенных к АЧР и САОН. Их доля в общем числе цепочечных аварий также будет показателем живучести (косвенным).

Для оценки влияния различных факторов на показатели живучести ЭЭС был проведен ретроспективный анализ системных цепочечных аварий, а также их классификация с помощью ЭВМ [4]. Обработка массива аварий за 5 лет показала, что потеря живучести происходит в 25 % случаев цепочечных аварий, причем 30 % цепочечных аварий заканчивается на четвертой ступени, а 70 % — за пределами четвертой ступени.

Цепочечные аварии наблюдались в двадцати пяти ЭЭС и двух ОЭС. В четырех ЭЭС насчитывалось 6, 7, 8, 12 аварий, в двух — по 4, в трех — по 3, в девяти — по 2, а в семи — по 1 аварии.

В числе причин цепочечных аварий: неправильные действия персонала — 73 %; отказы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики — 45 %; отказы выключателей — 18 %; воздействие природных сил — 24 %, внешних сил — 19 %; отказы элементов в расчетных условиях — 13 %; отключение шин — 20 %, генераторов — 28 %, трансформаторов — 7,5 %; отказы функционирования из-за повреждений — 81 %.

Чаще всего первопричиной аварии является совместное действие двух-трех, а в некоторых случаях — шести-семи факторов, и, как правило, те же факторы выступают в качестве причин развития аварий. Анализ этих причин позволяет наметить основные мероприятия по повышению живучести ЭЭС [4]:

уменьшение объема профилактического обслуживания с целью снижения вероятности отказов из-за ошибок персонала;

внедрение комплексных самонастраивающихся устройств защиты и электроавтоматики на новой элементной базе с целью уменьшения числа неправильных действий и отказов срабатывания;

повышение безотказности коммутационной аппаратуры за счет внедрения элегазовых выключателей; своевременный ввод линий системообразующей сети ЭЭС;

внедрение систем технической диагностики и контроля для генераторов, трансформаторов, линий и выключателей с целью уменьшения объема профилактических испытаний и обслуживания.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Уважаемые читатели! Закончив изучение курса «Теория надежности в электроэнергетике», решив определенное число примеров и задач на упражнениях, а также познакомившись с опытом применения методов теории надежности в последней главе этого пособия, вы, скорее всего, с облегчением вздохнете. Еще бы! Позади еще один предмет, один из последних в учебном плане. Впереди дипломный проект и окончание вуза. Но не спешите расставаться с этой книгой. Проблема надежности в технике и в энергетике еще не решена, и вам придется не один раз с ней соприкоснуться.

Хорошо, если вам удастся решить ваши будущие задачи с помощью знаний и умения. Не плохо, если вам придется обратиться к специальной литературе и вы найдете там готовые ответы или подсказку к решению задачи. Но не исключено, что вам придется самим ставить и решать задачи оценки и обеспечения надежности будущих электроэнергетических установок, похожих и не похожих на те, что известны

в настоящее время. А для этого потребуется развивать старые и разрабатывать новые методы теории надежности в электроэнергетике.

Уже сейчас становятся актуальными исследования в области живучести энергетических систем, безопасности электрических станций, диагностики и контроля состояния оборудования, стратегии восстановления электрических систем, диспетчерского управления системой в аварийных условиях, организации профилактического обслуживания и ремонта.

Если в решении задач это пособие окажет вам какую-либо помощь, автор будет считать свою работу не напрасной. А пока ему остается только пожелать всяческих успехов своим читателям.

КВАНТИЛИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ХИ-КВАДРАТ

k	α=0,99		α=0,95		α=0,9	
	χ²(α; k)	χ²(1-α; k)	χ²(α; k)	χ²(1-α; k)	χ²(α; k)	χ²(1-α; k)
1	6,635	0,00016	3,841	0,00393	2,706	0,0158
2	9,210	0,0201	5,991	0,103	4,605	0,211
3	11,345	0,115	7,815	0,352	6,251	0,584
4	13,277	0,297	9,488	0,711	7,779	1,064
5	15,086	0,554	11,070	1,145	9,236	1,610
6	16,812	0,872	12,592	1,635	10,645	2,204
7	18,475	1,239	14,067	2,167	12,017	2,833
8	20,090	1,646	15,507	2,733	13,362	3,490
9	21,666	2,088	16,019	3,325	14,684	4,168
10	23,209	2,558	18,307	3,940	15,987	4,865
11	24,725	3,053	19,675	4,575	17,275	5,578
12	26,217	3,571	21,026	5,226	18,549	6,304
13	27,688	4,107	22,362	5,892	19,812	7,042
14	29,141	4,660	23,685	6,571	21,064	7,790
15	30,578	5,229	24,996	7,261	22,307	8,547
16	32,000	5,812	26,296	7,962	23,542	9,312
17	33,409	6,408	27,587	8,672	24,769	10,085
18	34,805	7,015	28,869	9,390	25,989	10,865
19	36,191	7,633	30,144	10,117	27,204	11,651
20	37,566	8,260	31,410	10,851	28,412	12,443
21	38,932	8,897	32,671	11,591	29,615	13,240
22	40,289	9,542	33,924	12,338	30,813	14,041
23	41,638	10,196	35,172	13,091	32,007	14,848
24	42,980	10,856	36,415	13,848	33,196	15,659
25	44,314	11,524	37,652	14,611	34,382	16,473
26	45,642	12,198	38,885	15,379	35,563	17,292
27	46,963	12,878	40,113	16,151	36,741	18,114
28	48,278	13,565	41,337	16,928	37,916	18,939
29	49,588	14,256	42,557	17,708	39,087	19,768
30	50,892	14,953	43,743	18,493	40,256	20,599
32	53,486	16,362	46,194	20,072	42,585	22,271
34	56,061	17,789	48,602	21,664	44,903	23,952
36	58,619	19,233	50,998	23,269	47,212	25,643
38	61,162	20,691	53,984	24,884	49,513	27,343
40	63,691	22,164	55,758	26,509	51,805	29,051
42	66,206	23,650	58,124	28,144	54,090	30,765
44	68,709	25,148	60,481	29,787	56,369	32,487
46	71,201	26,657	62,830	31,439	58,641	34,215
48	73,683	28,177	65,171	33,098	60,907	35,949
50	76,154	29,707	67,505	34,764	63,167	37,689
52	78,386	31,475	69,832	36,437	65,422	39,433
54	81,069	32,793	72,153	38,116	67,673	41,183
56	83,513	34,350	74,468	39,801	69,918	42,937
58	85,950	35,913	76,778	41,492	72,160	44,696
60	88,379	37,485	79,082	43,188	74,397	46,459

k	α=0,99		α=0,95		α=0,9	
	χ²(α; k)	χ²(1-α; k)	χ²(α; k)	χ²(1-α; k)	χ²(α; k)	χ²(1-α; k)
62	90,802	39,063	81,381	44,889	76,630	48,226
64	93,217	40,649	83,675	46,595	78,860	49,996
66	95,626	42,240	85,965	48,305	81,086	51,770
68	98,028	43,838	88,250	50,020	83,308	53,548
70	100,425	45,442	90,531	51,739	85,527	55,329
72	102,816	47,051	92,808	53,462	87,743	57,113
74	105,202	48,666	95,081	55,189	89,956	58,900
76	107,582	50,286	97,351	56,920	92,166	60,690
78	109,958	51,910	99,484	58,654	94,374	62,483
80	112,329	53,540	101,879	60,391	96,578	64,278
90	124	62	113	69	108	73
100	136	70	124	78	118	82
150	190	110	178	122	172	128
200	246	154	233	167	226	174
300	357	243	340	260	331	269

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ЭНЕРГОСИСТЕМ¹

В качестве основных показателей надежности трансформаторов приняты: параметр потока отказов ω; среднее время восстановления \bar{T}_0 ; частота текущих ремонтов λ_т; продолжительность текущего ремонта $\bar{T}_{р.т}$. Усредненные показатели надежности приведены в табл. П2.1 для всех типов трансформаторов независимо от их назначения. Показатели ω и \bar{T}_0 получены как среднее значение за 6 лет (1977—1982 гг.). Показатели λ_т и $\bar{T}_{р.т}$ приведены для текущих ремонтов, выполняемых в соответствии с требованиями действующих Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭС) и Правил организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электрических станций и подстанций.

В качестве основных показателей надежности выключателей, короткозамыкателей, отделителей и разъединителей приняты (табл. П2.2, П2.3): параметр потока отказов ω; среднее время восстановления \bar{T}_0 ; частота капитальных ремонтов λ_к; продолжительность капитального ремонта $\bar{T}_{р.к}$. Показатель ω получен как среднее значение за 6 лет (1977—1982 гг.). Параметр \bar{T}_0 получен как среднее за тот же период время восстановления на один отказ аппарата с приводом. Параметры λ_к и $\bar{T}_{р.к}$ определены

¹ Из нормативных материалов [17].

Таблица П2.1. Показатели надежности трансформаторов

Номинальная мощность, МВ·А	U_n , кВ	ω , год ⁻¹	$\bar{t}_в$, ч	$\lambda_т$, год ⁻¹	$\bar{t}_{р.т}$, ч	
До 2,5	6—20	0,016	50	0,25	6	
	35	0,010	40	0,25	6	
2,5...7,5	6—20	0,008	120	0,25	8	
	35	0,007	65	0,25	26	
	110	0,018	40	0,25	28	
10...80	≤ 35	0,012	70	0,75	26	
	110—150	0,014	70	0,75	28	
	220	0,035	60	0,75	28	
Свыше 80	110—150	0,075	95	1	30	
	220	0,025	60	1	30	
	330	0,053	45	1	30	
	500—750		0,024 *	220	1	50
			0,050 **			

Примечание. Параметр $\bar{t}_{р.т}$ — в расчете на один трансформатор.

* Для однофазных трансформаторов.

** Для трехфазных трансформаторов.

Таблица П2.2. Показатели надежности выключателей

Вид, тип выключателя	U_n , кВ	ω , год ⁻¹	$\bar{t}_в$, ч	$\lambda_{к'}$, год ⁻¹	$\bar{t}_{р.к'}$, ч
Автоматический Электромагнитный ВЭМ-6, ВЭМ-10, ВЭ-10	До 1	0,050	4	0,33	10
	6—10	0,022	11	0,20	24
Маломасляный: ВМП-10 прочие	10	0,009	20	0,14	8
	10	0,009	20		10
	20	0,010	26		15
	35	0,020	25		9
	110—150	0,060	20		30
Масляный баковый	35	0,010	30	0,14	12
	110	0,016	40		23
	220	0,055	50		43

Окончание табл. П2.2

Вид, тип выключателя	U_n , кВ	ω , год ⁻¹	$\bar{t}_в$, ч	$\lambda_{к'}$, год ⁻¹	$\bar{t}_{р.к'}$, ч
Воздушный	15—20	0,040	20	0,20	40
	35	0,020	40		29
	110	0,020	20		45
	220	0,020	55*, 25		122*; 98
	330	0,030	48*; 60		161*; 113
	500	0,150	60		180*; 133
	750	0,250	75		271

Примечание. Параметр $\bar{t}_{р.к'}$ — в расчете на один выключатель.

* Для выключателей ВВБ.

Таблица П2.3. Показатели надежности разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Аппарат	U_n , кВ	$\bar{t}_в$, ч	$\bar{t}_{р.к'}$, ч*
Разъединитель	6—10	7	4
	35	6	6
	110	11	8
	150	15	11
	220	7	13
	330	10	18
	500	14	31
	750	14	81
Отделитель	35	3	7
	110	3,5	10
	220	3,5	16
Короткозамыкатель	35	4	5
	110	6	6
	220	6	8

Примечание. 1. Для отделителя на напряжение 35 кВ $\omega = 0,015$ год⁻¹, для остальных аппаратов $\omega = 0,01$ год⁻¹. 2. Для разъединителей $\lambda_{к'} = 0,166$ год⁻¹, для отделителей и короткозамыкателей $\lambda_{к'} = 0,33$ год⁻¹. 3. Параметр $\bar{t}_{р.к'}$ — в расчете на один аппарат.

В соответствии с требованиями ПТЭ по «Нормам времени на капитальный и текущие ремонты и техническое обслуживание оборудования подстанций напряжением 35—500 кВ» (М., Союзтехэнерго, 1980) и «Нормам времени на ремонт и техническое обслуживание электрического оборудования напряжением 750 кВ» (М., Союзтехэнерго, 1979). Параметр потока отказов разъединителей приведен из литературных источников. Показатели надежности отделителей, короткозамыкателей, а также показатели $\bar{t}_в$, λ_k , $\bar{t}_{р.к}$ разъединителей определялись аналогично соответствующим показателям для выключателей.

В табл. П2.4 приведены значения условной вероятности отказов выключателей Q_{Σ} при выполнении коммутационных операций, в том числе и отключения КЗ. В табл. П2.5 приведены значения условной вероятности отказа выключателя в отключении КЗ ($Q_{КЗ}$). При этом учитывались отказы как собственно выключателя, так и его привода, но не учитывались отказы устройств релейной защиты.

В качестве основных показателей надежности сборных шин приняты (табл. П2.6): параметр потока отказов ω ; среднее время восстановления $\bar{t}_в$; частота капитальных ремонтов λ_k ; продолжительность капитального ремонта $\bar{t}_{р.к}$. При определении параметра потока отказов учитывались отказы собственно шин и электрических аппаратов, подключенных непосредственно (без разъединителей и предохранителей) к шинам, и не учитывались отказы при отключении КЗ на линиях. Показатель $\bar{t}_в$ рассчитан по материалам СПО «Союзтехэнерго» как среднее время восстановления одной секции шин. Значения $\bar{t}_в$ принимаются одинаковыми для всех схем соединений РУ. Продолжительность капитального ремонта дана в расчете на одно присоединение по экспертным оценкам.

В качестве основных показателей надежности воздушных и кабельных линий приняты (табл. П2.7): параметр потока отказов ω ; среднее время восстановления $\bar{t}_в$; среднее число преднамеренных отключений λ_n ; среднее время простоя при преднамеренных отключениях $\bar{t}_н$, ч. Показатели ω и $\bar{t}_в$ воздушных линий приведены для устойчивых отказов. Для определения параметра потока отказов воздушных линий 35—750 кВ с учетом неустойчивых отказов (ω_{Σ}) значения параметров ω , приведенные в табл. П2.7, следует умножить на коэффициенты учета неустойчивых отказов, приведенных в табл. П2.8 ($\omega_{уст}$ — параметр потока устойчивых отказов).

В табл. П2.9 приведены показатели надежности асинхронных электродвигателей: параметр потока отказов ω ; среднее время восстановления $\bar{t}_в$; частота капитальных ремонтов λ_k ; продолжительность капитального ремонта $\bar{t}_{р.к}$.

Показатели надежности энергоблоков с паротурбинными установками и их основного оборудования приведены в табл. П2.10 и П2.11. Блочные трансформаторы и оборудование РУ в состав энергоблока не включены. Расчетная единица времени — агрегат-год. В число остановов блока включены все плановые и внеплановые остановки, в среднее время плановых простоев включено время плановых ремонтов, нахождения в резерве, проведения испытаний и др.

Для приближенной оценки показателей надежности в календарном исчислении используются следующие выражения:

Таблица П2.4. Условная вероятность отказов срабатывания выключателей

Вид выключателя	U_n , кВ	Q_{Σ}
Электромагнитный	6—10	0,002
Маломасляный	20	0,003
	35	0,005
	110	0,006
Масляный баковый	≤ 20	0,001
	35	0,006
	110—150	0,004
	220	0,011
Воздушный	35	0,013
	110—150	0,004
	220	0,004
	330	0,002
	≥ 500	0,007

Таблица П2.5. Условная вероятность отказов выключателей в отключении КЗ

Вид выключателя	U_n , кВ	$Q_{КЗ}$
Электромагнитный	6—10	0,027
	≤ 20	0,005 *; 0,002
	35	0,005
	110	0,013
Масляные баковые	≤ 20	0,003
	35	0,006
	110—150	0,006 **; 0,004
	220	0,009 **; 0,009
Воздушный	35	0,012
	110—150	0,004 ***; 0,003
	220	0,006 ***; 0,003
	330	0,006 ***; 0,002
	≥ 500	0,003 ***; 0,002

* Для выключателей ВМП.

** Для выключателей У.

*** Для выключателей ВВБ.

Таблица П2.6. Показатели надежности сборных шин

U_n , кВ	ω , год ⁻¹	$\bar{t}_в$, ч	$\bar{t}_{р.к}$, ч
6	0,030	5	5
10	0,030	7	5
20—35	0,020	7	4
110—150	0,016	5	4
220	0,013	5	3
330	0,013	5	3
500	0,013	5	5
750	0,010	6	5

Примечание. 1. $\lambda_k = 0,166$ год⁻¹. 2. Параметры ω , λ_k и $\bar{t}_{р.к}$ — в расчете на присоединение.

Таблица П2.7. Показатели надежности линий электропередачи

U_n , кВ	Опоры	Число цепей	ω , год ⁻¹	$\bar{t}_в$, ч	$\lambda_{пл}$, год ⁻¹	$\bar{t}_{пл}$, ч
------------	-------	-------------	------------------------------	-----------------	------------------------------------	--------------------

Воздушные линии

До 1	—	1	25	1,7	0,17	6
6—10	—	1	7,6	5	0,17	8
35	Металлические	1	0,65	9	2,1	16
		2	0,76/0,16	6/8	4/0,3	13/9
	Железобетонные	1	0,63	10	0,8	15
		2	0,72/0,05	9,5/12,4	1,3/0,15	14/13
	Деревянные	1	1,0	13	2,5	16
	110	Металлические	1	0,89	8,8	2,1
2			1,16/0,12	6,9/10,3	3,8/0,4	14,8/19
Железобетонные		1	0,53	11	1,6	15,5
		2	0,81/0,1	8,4/14,8	2,4/0,4	12/13
Деревянные		1	1,05	10,2	3,6	14

U_n , кВ	Опоры	Число цепей	ω , год ⁻¹	$\bar{t}_в$, ч	$\lambda_{пл}$, год ⁻¹	$\bar{t}_{пл}$, ч
220	Металлические	1	0,34	14,3	2,8	17
		2	0,43/0,03	11,2/14,9	3,3/0,5	17,4/24
	Железобетонные	1	0,26	9,3	1,8	24
		2	0,28/0,03	8,6/7,6	1,1/0,3	17/9,4
330	Металлические	1	0,48	10,8	3,0	21
		2	0,79/0,09	9,4/4,9	7,3/0,3	15/14,1
	Железобетонные	1	0,3	15,3	2,9	20
500	Металлические	1	0,24	14,3	1,6	18
	Железобетонные	1	0,26	13	1,7	23
750	Металлические	1	0,2	20	0,17	35

Кабельные линии

6—15	—	1	7,5	16	1	2,0
20—35	—	1	3,2	16	1	2,0
До 1	—	1	10	24	1	3,5

Примечание. 1. Параметр ω — в расчете на 100 км, остальные — на одну линию. 2. В числителе дроби — для отключения одной цепи, в знаменателе — двух цепей.

частота плановых остановов $\lambda_{пл} = (n - \omega') 8760 / T_{а-г}$, где n — число остановов блока за агрегато-год; ω' — параметр потока отказов, агрегато-год⁻¹; $T_{а-г}$ — продолжительность агрегато-года, $T_{а-г} = 8760 - \bar{t}'_{пл} - \bar{t}_в \omega'$;

Таблица П2.8. Коэффициент учета неустойчивых отказов

U_n , кВ	$\omega_{\Sigma} / \omega_{уст}$
35	7,0
110—150	13,0
220—330	10,0
500—750	7,8

ЗНАЧЕНИЯ ФУНКЦИИ $\Phi_0(x)$

x	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.0	0,0000	0040	0080	0120	0160	0199	0239	0279	0319	0359
0.1	0398	0438	0478	0517	0557	0596	0636	0675	0714	0753
0.2	0792	0832	0871	0910	0948	0987	1026	1064	1103	1141
0.3	1179	1217	1255	1293	1331	1368	1406	1443	1480	1517
0.4	1554	1591	1628	1664	1700	1736	1772	1808	1844	1880
0.5	1915	1950	1985	2019	2054	2088	2123	2157	2190	2224
0.6	2258	2291	2324	2356	2389	2422	2454	2486	2518	2549
0.7	2580	2612	2642	2673	2704	2734	2764	2794	2823	2852
0.8	2881	2910	2940	2967	2996	3023	3051	3078	3106	3133
0.9	3159	3186	3212	3238	3264	3289	3315	3340	3364	3389
1.0	3413	3438	3461	3485	3508	3531	3554	3577	3599	3621
1.1	3643	3665	3686	3708	3729	3749	3770	3790	3810	3830
1.2	3849	3869	3888	3906	3925	3944	3962	3980	3997	4015
1.3	4032	4049	4066	4082	4099	4115	4131	4147	4162	4177
1.4	4192	4207	4222	4236	4251	4265	4279	4292	4306	4319
1.5	4332	4345	4357	4370	4382	4394	4406	4418	4430	4441
1.6	4452	4463	4474	4484	4495	4505	4515	4525	4535	4545
1.7	4554	4564	4573	4582	4591	4599	4608	4616	4625	4633
1.8	4641	4648	4656	4664	4671	4678	4686	4693	4700	4706
1.9	4713	4719	4726	4732	4738	4744	4750	4757	4762	4767
2.0	4772	4778	4783	4788	4793	4798	4803	4808	4812	4817
2.1	4821	4826	4830	4834	4838	4842	4846	4850	4854	4857
2.2	4861	4864	4868	4871	4874	4878	4881	4884	4887	4900
2.3	4893	4896	4898	4901	4903	4906	4909	4911	4913	4916
2.4	4918	4920	4922	4924	4927	4929	4930	4932	4934	4936
2.5	4938	4940	4941	4943	4945	4946	4948	4949	4950	4952
2.6	4953	4955	4956	4957	4958	4960	4961	4962	4963	4964
2.7	4965	4966	4967	4968	4969	4970	4971	4972	4973	4974
2.8	4974	4975	4976	4977	4977	4978	4979	4980	4980	4981
2.9	4981	4982	4982	4983	4984	4984	4985	4985	4986	4986
3.0	4986	4990	4993	4995	4997					
3.5	0,499 767 4									
4.0	499 968 3									
4.5	499 996 6									
5.0	499 999 7									

$$\Phi_0(-x) = -\Phi_0(x)$$

НОРМАТИВЫ ПРЕДЕЛЬНЫХ ЗАТРАТ
НА ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ¹

Нормативы предельных затрат на повышение надежности электроснабжения потребителей в энергосистемах Минэнерго СССР предназначены для использования в технико-экономических расчетах при проектировании развития, технического перевооружения, реконструкции и модернизации электростанций, электрических сетей и других энергетических объектов, а также при решении эксплуатационных задач управления в электроэнергетике, внедрения новой техники, планирования ремонтов, нормирования запасов и т. д.

Целью использования нормативов предельных затрат в технико-экономических расчетах — обеспечение сопоставимости рассматриваемых вариантов мероприятий по уровню надежности электроснабжения потребителей. Обеспечение сопоставимости вариантов в данном случае означает приведение их к одинаковому уровню надежности электроснабжения путем увеличения (уменьшения) приведенных затрат по каждому из вариантов.

Затраты, обеспечивающие выравнивание надежности электроснабжения по рассматриваемому варианту с заданным (базовым, нормированным) уровнем, определяются по следующим формулам:

при внезапных нарушениях электроснабжения потребителей

$$Z_B = \sum_{i=1}^n y_{пл i} \Delta W_i \frac{\Delta N_i}{N_{max} - N_{т.б i}} \Delta \omega_i, \quad \Delta N_i \leq N_{max i} - N_{т.б i}$$

$$Z_B = \sum_{i=1}^n (y_{пл i} \Delta W_i + y_{в.н} \Delta N_i) \Delta \omega_i, \quad \Delta N_i > N_{max i} - N_{т.б i}$$

при нарушениях электроснабжения потребителей с предупреждением

$$Z_B = \sum_{i=1}^n y_{пл i} \Delta W_i \frac{\Delta N_i}{N_{max} - N_{т.б i}} \Delta \mu_i, \quad \Delta N_i \leq N_{max i} - N_{т.б i}$$

$$Z_B = \sum_{i=1}^n y_{пл i} \Delta W_i \Delta \mu_i, \quad \Delta N_i > N_{max i} - N_{т.б i}$$

где $y_{пл i}$ — основная составляющая норматива предельных затрат на повышение надежности электроснабжения i -го потребителя, руб/(кВт·ч), эквивалентная затратам на снижение недоотпуска электрической энергии при преднамеренных отключениях (принимается по табл. П5.1); $y_{в.н i}$ — дополнительная

¹ Из нормативных материалов [12].

Таблица П5.1. Нормативы предельных затрат на повышение надежности электроснабжения потребителей основных отраслей народного хозяйства

Вид производства	$y_{пл}$ руб/(кВт·ч)	$y_{в.н}$ руб/кВт	$\alpha_{т.б} = \frac{N_{т.б}}{N_{max}}$, %
Машиностроение и металлообработка			
Производство специального оборудования для:			
промышленности строительных материалов	0,51	0,13	60
строительства	0,84	0,45	25
нефтегазопереработки	0,75	15,80	50
металлургии	0,54	7,41	25
горной промышленности	0,73	1,05	20
железнодорожного транспорта	0,82	12,81	46
трубопроводного транспорта	0,58	4,84	25
химико-фармацевтической промышленности	0,85	1,01	20
текстильной, швейной, трикотажной промышленности	1,79	0,93	48
торговли, общественного питания, пищевой промышленности	1,17	1,29	60
агропромышленного комплекса (переработка сельскохозяйственной продукции)	0,78	2,51	43
полиграфической промышленности	2,05	2,68	50
коммунального хозяйства	2,13	0,90	20
Производство:			
строительных металлических конструкций и изделий	1,16	0,10	15
автомобильных двигателей	0,83	2,90	20
подшипников	0,61	0,33	25
аккумуляторов	0,27	3,20	15
автоагрегатов	0,94	0,22	15
котлов	0,79	1,20	20
турбин	0,78	2,25	20
кабельной продукции	0,60	2,50	28
электроизоляционных материалов	0,63	2,54	25
насосов	1,20	2,10	20
металлорежущих станков	1,03	0,01	25
кузнечно-прессового оборудования	1,24	7,41	20
металло- и деревообрабатывающего инструмента	1,07	0,74	5

Продолжение табл. П5.1

Вид производства	$y_{пл}$ руб/(кВт·ч)	$y_{в.н}$ руб/кВт	$\alpha_{т.б} = \frac{N_{т.б}}{N_{max}}$, %
искусственных алмазов, абразивных материалов и инструмента из них	0,93	1,07	5
крупных электрических машин и трансформаторов	0,67	1,26	50
автомобилей, автобусов, троллейбусов и прицепов	0,70	0,08	50
сельскохозяйственных машин	1,07	2,29	35
судовой техники	0,67	12,81	20
строительно-дорожных машин	1,55	0,45	20
подъемно-транспортного, погрузочного и складского оборудования	1,39	1,10	30
электротехнических машин, оборудования, аппаратуры	1,34	0,35	50
точного электрооборудования и приборов, средств вычислительной техники	1,18	1,85	5
приборов для механизации и автоматизации управленческого труда, контроля и регулировки технологических процессов	2,81	0,06	5
лифтов	1,45	1,10	30
холодильного оборудования	1,04	0,97	30
часов	2,53	1,79	5
санитарно-технического оборудования и изделий	0,89	1,12	10
прочего механического оборудования и изделий	0,11	0,93	15
радиоэлектронного оборудования и средств связи	0,23	2,10	30
Ремонт:			
автомобилей, автобусов, мотоциклов	1,22	2,29	5
строительно-дорожных, землеройных машин и сельскохозяйственной техники	1,42	2,29	5
транспортных средств гражданской авиации	1,69	0,08	10
Химическая и нефтехимическая промышленность			
Производство:			
технического углерода	0,29	2,10	60
асбестотехнических изделий	0,53	4,30	40
резинотехнических изделий	0,54	3,00	50

Продолжение табл. П5.1

Вид производства	$U_{пл}$ руб/(кВт·ч)	$U_{в. н'}$ руб/кВт	$\alpha_{т. б} = \frac{N_{т. б}}{N_{max}}$, %
кислорода	0,05	3,80	65
химических волокон и нитей	0,20	11,50	30
синтетических смол и пластмасс	0,78	7,50	25
изделий из пластмасс, полимерных материалов и стекловолокна	0,49	1,40	40
лакокрасочной продукции	0,58	29,30	40
химических реактивов и особо чистых веществ	6,28	7,40	40
продуктов органического синтеза	0,53	7,66	40
бытовой химии	0,85	0,04	40
азотно-туковых и суперфосфатных удобрений	0,49	8,20	40
продуктов биохимии	0,27	4,66	20
гелия	0,26	2,10	60
серы	0,30	3,10	60
фосфора	0,04	30,10	75
соды	0,19	54,00	40
коксохимическое	0,82	6,50	40
Переработка нефти	0,14	57,80	90
Переработка газа	0,20	6,50	60

Пищевая промышленность

Производство:	$U_{пл}$	$U_{в. н'}$	$\alpha_{т. б}$
винодельческой продукции	1,41	0,80	15
спирта	1,44	0,80	15
мяса и мясных продуктов	0,81	57,00	60
консервов	1,60	12,10	40
пива и безалкогольных напитков	1,18	0,30	40
молочных продуктов	0,67	9,46	70
рыбной продукции	0,26	12,10	60
продукции птицеводства	0,84	1,84	30
пищевкусовых продуктов	0,59	7,81	30
хлебобулочных изделий	1,55	14,20	5
мучных, крупяных продуктов	0,32	11,00	5
масложировой продукции	0,57	52,30	15

Металлургическая промышленность

Производство:	$U_{пл}$	$U_{в. н'}$	$\alpha_{т. б}$
редких металлов	0,51	4,10	40
меди	0,12	0,45	40
алюминия	0,24	0,55	20
стали	0,65	1,00	25

Продолжение табл. П5.1

Вид производства	$U_{пл}$ руб/(кВт·ч)	$U_{в. н'}$ руб/кВт	$\alpha_{т. б} = \frac{N_{т. б}}{N_{max}}$, %
Обработка цветных металлов и сплавов	0,70	5,19	30
Горно-рудное производство	0,15	0,05	60
Вторичная переработка черных металлов	0,87	0,80	30

Медицинская промышленность

Производство:	$U_{пл}$	$U_{в. н'}$	$\alpha_{т. б}$
Переработка лекарственного сырья	1,90	13,38	20
медикаментов	0,92	100,00	20
медицинских изделий из стекла, фарфора и пластмассы	1,89	0,48	5

Лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность

Производство:	$U_{пл}$	$U_{в. н'}$	$\alpha_{т. б}$
Первичная деревообработка	0,41	0,10	10
Лесозаготовка	1,72	2,51	5
деталей из древесины и плит на древесной основе	0,59	0,11	10
мебели	0,57	0,30	30
целлюлозы, древесной массы, бумаги и картона	1,10	0,18	10
бумажных и картонных изделий	1,22	0,58	5

Топливодобывающая промышленность

Добыча:	$U_{пл}$	$U_{в. н'}$	$\alpha_{т. б}$
торфа	1,00	0,05	15
нефти насосным способом	0,27	4,10	10
угля шахтным способом	0,61	1,10	40
угля открытым способом	0,53	0,42	25

Легкая и полиграфическая промышленность

Производство:	$U_{пл}$	$U_{в. н'}$	$\alpha_{т. б}$
Первичная обработка:			
шерсти	0,75	5,29	10
хлопка	5,43	0,56	50

Окончание табл. П5.1

Вид производства	$y_{пл}$ руб/(кВт·ч)	$y_{в. н.}$ руб/кВт	$\alpha_{т. б} = \frac{N_{т. б}}{N_{max}}$, %
Производство:			
чулочно-носочных изделий	1,35	1,88	10
валяльно-войлочных изделий	0,75	5,29	10
швейных изделий	2,12	4,36	15
искусственных кож и пленочных материалов	0,64	48,44	40
шерстяных тканей	0,77	4,84	30
шелковых тканей	1,30	0,39	10
пенько-джутовых изделий	0,85	0,22	5
бельевого и верхнего трикотажа	2,32	0,27	5
меховых изделий	2,33	1,06	40
ковров	0,90	2,91	30
хозяйственно-бытовых изделий из стекла, фарфора, фаянса, керамики, хрусталя	0,77	0,46	70
игрушек	1,08	0,30	40
натуральных кож	2,18	0,10	20
обуви	2,12	1,73	10
щетинно-щеточных изделий	1,58	0,38	10
металлической и пластмассовой галантереи и ювелирных изделий	1,49	1,51	30
хлопчатобумажных тканей	0,47	1,47	50
печатной продукции	2,85	0,02	40
Промышленность строительных материалов			
Производство:			
железобетонных и силикатных конструкций и изделий	2,39	0,40	15
технического фарфора, фаянса, стекла	0,77	0,50	40
строительного кирпича и керамики	0,34	0,09	50
полимерных материалов и изделий	0,75	1,56	40
извести, гипса и других местных вяжущих материалов и изделий	0,22	1,01	20
бетона, асфальтобетона, раствора	0,66	2,49	85
цемента	0,08	0,10	40
Сельскохозяйственное производство	0,75	0,05	20

составляющая норматива, руб/кВт, эквивалентная затратам на предотвращение внезапных отключений мощности (принимается по табл. П5.1); $N_{max i}$ — заявленная i -м потребителем максимальная мощность, участвующая в максимуме нагрузки энергосистемы, кВт; $N_{т. б i}$ — нагрузка технологической брони i -го предприятия, кВт (принимается по табл. П5.1); ΔW_i — среднее значение недоотпуска электроэнергии i -му потребителю по сравнению с заданным (базовым, нормированным) значением при одном нарушении электроснабжения, кВт; ΔN_i — среднее изменение отключаемой мощности i -го потребителя по сравнению с заданным (базовым, нормированным) значением при одном нарушении надежности электроснабжения, кВт; $\Delta \omega_i$ — среднегодовое изменение числа внезапных нарушений надежности электроснабжения i -го потребителя, год⁻¹; $\Delta \rho_i$ — среднегодовое изменение числа нарушений надежности электроснабжения i -го потребителя в предупреждении, год⁻¹; n — число потребителей, у которых уровень надежности электроснабжения изменяется по сравнению с заданным (базовым, нормированным).

ПРИЛОЖЕНИЕ 6
ПРОГРАММА TOPAS-2

SEGMENT:

MAIN PROGRAM PRDN

```

1   TEXT(/// ВВЕДИТЕ ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:')
2   READ(1,2)NG,NL,NS,KT,M8,NZ,M6,KV
3   2 FORMAT(///-ЧИСЛО ГЕНЕРАТОРНЫХ ПРИСОЕДИНЕНИЙ',
   ,13X,I2///- ЧИСЛО ЛИНИЙ',34X,I2///- ЧИСЛО ПРИС.-
   НИЙ АВТОТР.-РОВ СВЯЗИ',12X,I1///-ЧИСЛО ПРИС.-НИ
   Й РТСН,25X,I1///-ЧИСЛО ШИН',36X,I1///- ЧИСЛО НЕ
   ПОДКЛЮЧЕННЫХ ПРИС.-НИЙ',15X,I1///- ЧИСЛО ЖЕСТКО
   ПОДКЛЮЧЕННЫХ'/' К ШИНАМ ПРИС.-НИЙ',28X,I1,/'-
   ЧИСЛО ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ',27X,I2)
4   KA=KV+M6
5   DIMENSION MF[KA,2],ML[KA,2],MS[KA,2]
6   READ(1,14)MF,NN
7   14 FORMAT(///- МАТРИЦА СВЯЗЕЙ ГРАФА СХЕМЫ',KA(/
   47X,I2,2X,I2)///- ЧИСЛО РАСЧЕТНЫХ РЕЖИМОВ',22X
   I2)
8   INTEGER PR,PP
9   NT=NG+NL
10  NK=NT+NS
11  NR=NK+KT
12  NO=NR+M8
13  K=NO+KV
14  DIMENSION MK[NN,K,NR],MD[NN,K,NR],LL[NN],FF[
   1]
15  READ(1,3)LL
16  3 FORMAT(///- ЧИСЛО ЭЛЕМЕНТОВ, РЕМОНТИРУЕМЫХ' /
   ' В 1-М, 2-М И Т. Д. РАСЧ. РЕЖИМАХ',13X,NN(1
   X,I1))
17  PR=0:
18  DO I1=1,NN
19  .IF(LL[I1]=0)
20  ..LL[I1]=1
21  ..END
22  .PR=PR+LL[I1]
23  .ENDI1
24  DIMENSION IP[PR],RR[1],ZZ[1],SS[1],QQ[1],WW
   [1]
25  COMMON MK,MD,MS,IP
26  READ(1,4)IP,KE,KU
27  4 FORMAT(///- НОМЕРА ЭЛЕМЕНТОВ, РЕМ.-МЫХ В 1-М
   . 2-М'/' И Т.Д. РАСЧ. РЕЖИМАХ (ДЛЯ НОРМ. РЕЖ.
   - 0)',4X,PR(I2,1X)//5X,'НУЖЕН ЛИ ВЫВОД РЕЗ.-ТОВ
   ТОПОЛОГИЧЕСКОГО'/5X,'АНАЛИЗА ? (1-ДА, 0-НЕТ)'
   ,28 X,I1//5X,'БУДУТ ЛИ ОПРЕДЕЛЯТЬСЯ ЧАСТОТЫ АВА
   РИЙ ?/5X,'(1-ДА, 0-НЕТ)',40X,I2)
28  IF(KU=1)
29  .DIMENSION DL[NN],DC[K]
30  .READ(1,17)DL,DC

```

```

31  17. FORMAT(//5X,'ВВЕДИТЕ: '///- ДЛИТЕЛЬНОСТИ РАС
   Ч. РЕЖИМОВ (О.Е.)'12X,NN(F1.5,1X)///- ЧАСТОТЫ
   ОТКАЗОВ ЭЛЕМЕНТОВ СХЕМЫ (1/ГОД)',6X ,K(F1.5,
   1X)
32  .END
33  TEXT(///-----')
34  IF(KE=1):
35  TEXT(/////
   РЕЗУЛЬТАТЫ ТОПОЛО
   ГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА :')
36  DIMENSION II[6]
37  .END
38  PP=0
39  MK=0
40  MD=0
41  ML=0
42  MS=0
43  DO I=1,NN
44  . ML:=MF
45  . DO J=1,LL[I]
46  .. PP=PP+1
47  .. IF(IP[PP]#0)
48  ... M8=IP[PP]
49  ... CALL REMT(ML,NR,NO,KA,PP,M8)
50  ... END
51  .ENDJ
52  . M5=PP-LL[I]+1
53  . IF(KE=1)
54  .. TEXT(///-----')
55  . WRITE(1,200)I
56  200 . FORMAT(/12):
57  .. TEXT(' -Й РАСЧЕТНЫЙ РЕЖИМ. НОМЕРА РЕМОНТИР
   УЕМЫХ ЭЛЕМЕНТОВ:')
58  . DO I1=M5,PP
59  ... WRITE(1,201)IP[I1]
60  201 . . . FORMAT(12,1X)
61  .. ENDI1
62  .. TEXT(///-----')
63  . . . TEXT('/'НОМЕР ПОВРЕЖДЕН-      ВИД АВАРИИ
   КОД АВАРИИ      (НОМЕРА ОТКЛЮ-' )
64  . . . TEXT('/'НОГО ЭЛЕМЕНТА      (ПО ДЛИТЕЛЬНОСТ
   И)      ЧИВШИХСЯ ПРИСОЕДИНЕНИЙ)')
65  .END
66  .DO 15 J=1,K
67  .DO I1=M5,PP
68  .. IF(J-IP[I1]),140,
69  . .ENDI1

```

```

70 .. MS:=ML
71 .. IF(J>NO)
72 ... M6=J-NO
73 ... M7=ML[M6,1]
74 ... M8=ML[M6,2]
75 ... CALL PODP(MS,M7,M8,KA,KV)
76 ... ELSE
77 ... M7=J:
78 ... M8=J
79 ... CALL PODP(MS,M7,M8,KA,KV)
80 ... END
81 140 .. M6=0
82 .. CALL LOKL(I,NG,NR,NT,KA,NK,J,NC,M6,M5,PP)
83 .. DO I1=M5,PP
84 ... IF(J-IP[I1]),90,
85 ... ENDI1
86 .. MS:=ML
87 .. M7=PP+3
88 90 .. CALL REMT(MS,NR,NO,KA,M7,J)
89 .. M6=1
90 .. CALL LOKL(I,NG,NR,NT,KA,NK,J,NC,M6,M5,PP)
91 .. IF(KE=1)
92 ... TEXT(/)
93 .. DO J1=1,2
94 ... IF(J1=1)
95 ... .. II:='КРАТК.'
96 ... .. ELSE
97 ... .. II:='ДЛИТ.'
98 ... .. END
99 ... WRITE(1,202)J,II
100 202 ... FORMAT(/12,19X,A6,16X)
101 ... TEXT('
102 ... DO I1=1,NR
103 ... .. IF(J1=1)
104 ... .. M6=MK[I,J,I1]
105 ... .. ELSE
106 ... .. M6=MD[I,J,I1]
107 ... .. END
108 ... .. IF(M6#0)
109 ... .. IF(M6>NG)
110 ... .. IF(M6>NT)
111 ... .. IF(M6>NK)
112 ... .. FF:='H'
113 ... .. ELSE
114 ... .. FF:='C'
115 ... .. END
116 ... .. ELSE
117 ... .. FF:='Л'
118 ... .. END
119

```

```

120 .. ELSE
121 .. FF:='Г'
122 .. END
123 .. M6=-M6
124 .. WRITE(1,203)FF,M6
125 203 .. FORMAT(A1,12,1X)
126 .. TEXT(''):
127 .. END
128 .. ENDI1
129 .. ENDJ1
130 .. END
131 15 .. CONTINUE
132 .. ENDI
133 TEXT(///'
НАДЕЖНОСТИ:')
134 TEXT(///'-----')
135 TEXT('/'
! КРАТКОВРЕМЕННЫЕ А
ВАРИИ ! ДЛИТЕЛЬНЫЕ АВАРИИ')
136 TEXT('/'N КОД АВАРИИ ! Ч И С Л О ! Ч А
С Т О Т А ! Ч И С Л О ! Ч А С Т О Т А ')
137 TEXT('/'
! КОНЪЮНКЦИЙ ! А В
А Р И И ! КОНЪЮНКЦИЙ ! Ч А С Т О Т А ')
138 TEXT('-----')
139 RR=0
140 ZZ=0
141 SS=0
142 QQ=0
143 RR[1]:='.'
144 ZZ[1]:='Г'
145 SS[1]:='Л':
146 QQ[1]:='С'
147 R1=RR[1]
148 R2=ZZ[1]
149 R3=SS[1]
150 R4=QQ[1]
151 89 READ(1,85)N
152 85 FORMAT(/I1)
153 TEXT('')
154 PP=0
155 KE=0
156 M1=0
157 M8=0
158 MS=0
159 ML=0
160 MF=0
161 304 FF=0
162 READ(1,86)FF,PR

```

```

163 86 FORMAT(A1,I2)
164   R5=FF[1]
165   IF(R1-R5),302,
166   IF(ABS(PR)>9)
167   . KE=KE+1
168   . END
169   IF(R5=R2):
170   ML[1,1]=1
171   IF(PR>0!PR=0)
172   .. MF[1,1]=PR
173   .. ELSE
174   . MF[1,1]=MF[1,1]+1
175   . END
176   . ELSE
177   . IF(R5=R3)
178   .. ML[1,2]=1
179   .. IF(PR>0!PR=0)
180   .... MF[1,2]=PR
181   .... ELSE
182   .... MF[1,2]=MF[1,2]+1
183   .... END
184   .. ELSE
185   .. IF(R5=R4)
186   .... ML[2,1]=1
187   .... IF(PR>0!PR=0)
188   ..... MF[2,1]=PR
189   ..... ELSE
190   ..... MF[2,1]=MF[2,1]+1
191   ..... END
192   .... ELSE
193   .... ML[2,2]=1:
194   .... IF(PR>0!PR=0)
195   ..... MF[2,2]=PR
196   ..... ELSE
197   ..... MF[2,2]=MF[2,2]+1
198   ..... END
199   .... END
200   .. END
201   . END
202   IF(PR<0)
203   M1=M1+1
204   M8=M8+1
205   MS[M8,2]=--PR
206   . END
207   PP=PP+1
208   IF(PP=4)
209   M7=7-KE-M1
210   TEXT(M7(1X),'!/' ' ')
211   PP=0

```

```

212   KE=0
213   M1=0
214   . END
215   GOTO 304
216 302 CH=0.0
217   CI=0.0:
218   DO I=1,NN
219   . DO J=1,K
220   .. NC=0
221   .. DO I1=1.2
222   .... KV=0
223   .... NZ=0
224   .... NL=0
225   .... NS=0
226   .... M6=0
227   .... DO 83 L=1,NR
228   ..... IF(I1=1)
229   ..... NO=MD[I,J,L]
230   ..... ELSE
231   ..... NO=MK[I,J,L]
232   ..... END
233   ..... IF(NO),83,
234   ..... IF(M8>0)
235   ..... DO J1=1,M8
236   ..... IF(NO=MS[J1,2])
237   ..... M6=M6+1
238   ..... END
239   ..... ENDJ1
240   ..... END
241   ..... IF(NO>NK):
242   ..... KV=KV+1
243   ..... ELSE
244   ..... IF(NO>NT)
245   ..... NS=NS+1
246   ..... ELSE
247   ..... IF(NO>NG)
248   ..... NL=NL+1
249   ..... ELSE
250   ..... NZ=NZ+1
251   ..... END
252   ..... END
253   ..... END
254 83 . CONTINUE
255   . IF(M6=M8)
256   .... IF(NZ=MF[1,1]!ML[1,1]=0)
257   .... IF(NL=MF[1,2]!ML[1,2]=0)
258   .... IF(NS=MF[2,1]!ML[2,1]=0)
259   .... IF(KV=MF[2,2]!ML[2,2]=0)
260   ..... IF(I1=1)

```

```

261 ..... MS[1,1]=MS[1,1]+1
262 ..... IF(KU=1)
263 ..... CH=CH+DL[I]*DC[J]
264 ..... END
265 ..... NC=1:
266 ..... ELSE
267 ..... IF(NC#1)
268 ..... MS[2,1]=MS[2,1]+1
269 ..... IF(KU=1)
270 ..... CI=CI+DL[I]*DC[J]
271 ..... END
272 ..... END
273 ..... END
274 ..... END
275 ..... END
276 ..... END
277 ..... END
278 ..... END
279 ... ENDI1
280 .. ENDJ
281 . ENDI
282 M7=17-3*PR-M1-KE
283 WRITE(1,111)MS[2,1],CI,MS[1,1],CH
284 111 FORMAT(M7(1X), ' ', 4X, I2, 5X, '!', 0X, F1.8, 1X,
'!', 4X, I2, 5X, '!', 0X, F1.8)

285 GOTO 89
286 END
287 SUBROUTINE REMT(MX#.NR.NO.KA.KP.J):
288 IF(J>NO)
289 . M=J-NO
290 . MX[M,1]=0
291 . MX[M,2]=0
292 . ELSE
293 . DO I1=1,KA
294 . . DO 30 J1=1,2
295 . . . IF(MX[I1,J1]-J)30, . 30
296 . . . IF(J>NR)
297 . . . . MX[I1,1]=0
298 . . . . MX[I1,2]=0
299 . . . . ELSE
300 . . . . MX[I1,J1]=NO+KP
301 . . . . END
302 30 ... CONTINUE
303 . ENDI1
304 . END
305 RETURN
306 END
307 SUBROUTINE PODP(MX#,M4,M5,KA,KV)
308 1 DO I=1,KA

```

```

309 .. DO 5 J=1,2
310 .. IF(MX[I,J]-M4).7,:
311 .. IF(MX[I,J]-M5)5,,5
312 7 .. IF(I-KV)12,12
313 .. M1=2/J
314 .. M4=MX[I,M1]
315 .. MX[I,1]=0
316 .. MX[I,2]=0
317 .. GOTO 1
318 12 .. MX[I,1]=0
319 .. MX[I,2]=0
320 5 .. CONTINUE
321 . ENDI
322 RETURN
323 END
324 SUBROUTINE LOKL(M,NG,NR,NT,KA,NK,J,NC,M6.M
5,N)
325 COMMON MK#,MD#,MS#,IP#
326 INTEGER T[KA,2],PB[NC],PA[NC],PP,PR,P1,P2
327 DO 20 L=1,NR
328 . T=0
329 . IF(L>NK)
330 .. M1=NK
331 .. M2=NK
332 .. M3=0
333 . ELSE:
334 .. IF(L>NT)
335 ... M1=NT
336 ... M2=NT
337 ... M3=0
338 . . . ELSE
339 . . . IF(L>NG)
340 . . . . M1=NT
341 . . . . M2=NG
342 . . . . M3=NK
343 . . . . ELSE
344 . . . . M1=NG
345 . . . . M2=0
346 . . . . M3=NK
347 . . . . END
348 . . . . END
349 . . . . END
350 . . . . END
351 . DO I1=M5,N
352 . . IF(J-IP[I1]),20,
353 . . IF(L-IP[I1]),20,
354 . . ENDI1
355 . IF(L-J),41,
356 . I2=1
357 . PR=L

```

```

358 .GOTO 31:
359 33 . I2=I2+1
360 . T[P1,P2]=MS[P1,P2]
361 . P2=2/P2
362 . T[P1,P2]=MS[P1,P2]
363 . PR=MS[P1,P2]
364 . IF(PR-M1),,55
365 . IF(PR-M2)20,20,31
366 55 . IF(PR-M3)20,20,31
367 31 . PP=1
368 56 . DO I1=PP=KA
369 . DO 58 J1=1,2
370 . . . IF(MS[I1,J1]-PR)58,,58
371 . . . IF(MS[I1,J1]-I[I1,J1]),58,
372 . . . PA[I2]=I1
373 . . . PB[I2]=J1
374 . . . P1=I1
375 . . . P2=J1
376 . . . GOTO 33
377 58 . CONTINUE
378 . ENDI1
379 67 . I2=I2-1
380 . IF(I2),41,
381 . IF(PA[I2]-KA),67,
382 . PP=PA[I2]+1
383 . P1=PA[I2]
384 . P2=PB[I2]
385 . PR=MS[P1,P2]
386 . GOTO 56
387 41 . IF(M6=0)
388 . . MK[M,J,L]=L
389 . . ELSE
390 . . MD[M,J,L]=L
391 . . END
392 20 . CONTINUE
393 . RETURN
394 . END

```

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Большев Л. Н., Смирнов Н. В.** Таблицы математической статистики. М.: Наука, 1965.
2. **ГОСТ 27.002—83.** Надежность в технике. Термины и определения. М.: Изд-во стандартов, 1983.
3. **Грудинский П. Г., Мандрыкин С. А., Улицкий М. С.** Техническая эксплуатация основного электрооборудования станций и подстанций/Под ред. П. И. Устинова. М.: Энергия, 1974.
4. **Гук Ю. Б.** Анализ надежности электроэнергетических установок. Л.: Энергоатомиздат, 1988.
5. **Гук Ю. Б., Семенов К. Н.** Топологический анализ главных схем электрических соединений//Сб. научн. трудов МЭИ. 1988. № 163. С. 22—26.
6. **Гук Ю. Б., Смирнов В. В.** Диалоговая программа для анализа надежности главных схем электрических соединений электростанций на микро-ЭВМ//Труды ЛПИ. 1988. № 427. С. 80—85.
7. **Китушин В. Г.** Надежность энергетических систем: Учеб. пособие. М.: Высшая школа, 1984.
8. **Надежность систем электроснабжения/В. В. Зорин, В. В. Тисленко, Ф. Клеппель, Г. Адлер.** Киев: Вища школа, 1984.
9. **Надежность систем энергетики.** Терминология: Сб. рекомендуемых терминов. М.: Наука, 1980. Вып. 95.
10. **Надежность технических систем: Справочник/Ю. К. Беляев, В. А. Богатырев, В. В. Болотин и др.; под ред. И. А. Ушакова.** М.: Радио и связь, 1985.
11. **Неклепаев Б. Н.** Электрическая часть электростанций: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1985.
12. **Нормативы предельных затрат на повышение надежности электроснабжения потребителей в энергосистемах.** М.: Союзтехэнерго, 1988.
13. **Розанов М. Н.** Надежность электроэнергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1984.
14. **Руденко Ю. Н., Ушаков И. А.** Надежность систем энергетики. М.: Наука, 1986.
15. **Справочник по проектированию электроэнергетических систем/В. В. Ершевич, А. Н. Зейлигер, Г. А. Илларионов и др.; Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро.** М.: Энергоатомиздат, 1985.
16. **Таблицы планов эксперимента для факторных и полиномиальных моделей/В. З. Бродский, Л. И. Бродский, Т. И. Голикова и др.; Под ред. В. В. Налимова.** М.: Металлургия, 1982.

17. Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. М.: Союзтехэнерго, 1985.

18. Фокин Ю. А. Вероятностно-статистические методы в расчетах систем электроснабжения. М.: Энергоатомиздат, 1985.

19. Эндриен Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ./Под ред. Ю. Н. Руденко. М.: Энергоатомиздат, 1983.

ПРЕДМЕТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Анализ 27, 42, 132, 169
— дисперсионный 42
— последовательный 49
— регрессионный 44
— топологический 130

Безопасность 9
Безотказность 8

Вероятность безотказной работы 16, 18
— отказа 18
— — срабатывания 16
— — типа «замыкание» 67
— — — «обрыв» 67
— — — «разрыв» 113
— — — «КЗ в обе стороны» 113
— — — «КЗ в одну сторону» 113

Весомость 108
Восстановление 13
Время восстановления 13
— — среднее 14
Выборка 29
— двукратная 49
— однократная 49
— полная 29

Готовности коэффициент 14
Готовность 70
Граница доверительная 39

Дерево отказа 88
Дизъюнкция 18, 87
Долговечность 8
Донесение об отказе 28

Живучесть 9, 169

Износ 57
— неравномерный 159

Износ равномерный 60
Интенсивность отказа 19
Испытания 28

Контроль 48
Конъюнкция 18, 88
Коэффициент аварийного простоя 14
— готовности 14
— оперативной готовности 23
— планового применения 14
— планового простоя 14
— технического использования 14

Критерий минимума приведенных затрат 98
— надежности 15
— однородности 32
— согласия 33
— — Колмогорова 34
— — хи-квадрат 35
— эффективности комплексный 108

Матрица связности 131
Модель надежности 69
— — выключателя 112
— — главной схемы 167
— — релейно-контактных схем 67

Наработка 8
— до отказа 14
— на отказ 14
Недоотпуск энергии 16
— — условный 16, 124

Отказ 8
— функционирования 8
— срабатывания 8
Оценка надежности непараметрическая 128

Параметр потока отказов 19
Погрешность 103
— среднеквадратическая 94, 104

Показатели надежности 15, 93
Приработка 54
Программа диалоговая 132
Профилактика 74

Режим 12
— аварийный 9
— нормальный 9
— послеаварийный 9
— ремонтный 9
Резерв генерирующей мощности 138

— аварийный 139
— нагрузочный 139
— народнохозяйственный 140
— оперативный 140
— полный 139
— технологический 140

Резервирование 64
— замещением 72
— постоянное 64
Ресурс 16, 60
— гамма-процентный 159
— средний 16

Риск поставщика 50
— потребителя 50

Событие 12
Состояние 12
Сохраняемость 9

Таблица развития аварий 123
— расчетных связей 123

Управляемость режимная 9
Устойчивоспособность 9
Устойчивость 9
Ущерб народнохозяйственный 99
— удельный 100
— экономический 99

Функция отказа 90
— распределения 18
— — нормального 186
— — хи-квадрат 185
— — экспоненциального 54

Частота аварий 16, 124
— отказов 15
— событий 15

Эквивалентирование 84
Эксперимент факторный 44
Эффективность частная 110

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
ГЛАВА ПЕРВАЯ. ТЕРМИНОЛОГИЯ И МЕТОДОЛОГИЯ	7
1.1. Определение основных понятий	—
1.2. Формализация основных понятий	12
1.3. Меры, показатели и критерии надежности электро- энергетических установок и систем	15
1.4. Характеристики надежности	18
1.5. Номенклатура показателей надежности промышлен- ленных изделий	22
1.6. Условность и неопределенность численных оценок показателей надежности	24
ГЛАВА ВТОРАЯ. СТАТИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОЦЕН- КИ, АНАЛИЗА И КОНТРОЛЯ НАДЕЖНОСТИ	27
2.1. Сбор и обработка информации	—
2.2. Испытания на надежность	28
2.3. Проверка гипотез	31
2.4. Оценка показателей надежности	37
2.5. Анализ надежности	42
2.6. Контроль качества и надежности	48
ГЛАВА ТРЕТЬЯ. ВЕРОЯТНОСТНЫЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАДЕЖНОСТИ	53
3.1. Модели отказов оборудования	—
3.2. Модели отказов установок	60
3.3. Резервирование релейно-контактных элементов	67
3.4. Модели надежности установок с восстановлением	69
3.5. Модели надежности установок с восстановлением и профилактикой	74
3.6. Аналитический метод расчета надежности элект- роснабжения	83
3.7. Логико-вероятностный метод расчета надежности электроснабжения с помощью дерева отказов	87

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ. ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ НАДЕЖНОСТИ	97
4.1. Оптимизация технических решений с учетом ущер- ба	—
4.2. Погрешность оценок показателей надежности	103
4.3. Комплексные критерии эффективности техниче- ских решений	108
ГЛАВА ПЯТАЯ. АНАЛИЗ И РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНЫХ СХЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕ- НИЙ	112
5.1. Модель надежности высоковольтного выключателя	—
5.2. Модель надежности главной схемы электрических соединений	116
5.3. Таблично-логический метод расчета	122
5.4. Логические непараметрические оценки надежности и топологический анализ схем	128
5.5. Диалоговая программа для анализа и расчета на микро-ЭВМ	132
ГЛАВА ШЕСТАЯ. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ АНАЛИЗА НА- ДЕЖНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКС- ПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОСИСТЕМ	138
6.1. Выбор резерва генерирующей мощности	—
6.2. Выбор сечения проводов воздушной линии элект- ропередачи	144
6.3. Обоснование строительства линий основной элект- рической сети энергосистемы	147
6.4. Поэтапное развитие ОРУ 500 кВ при вводе оче- редей АЭС	151
6.5. Оптимизация периодичности профилактического обслуживания генераторов и трансформаторов	155
6.6. Прогнозирование надежности и стратегия профи- лактического обслуживания воздушных выключате- лей	158
6.7. Снижение опасности возникновения тяжелых ава- рий во время ремонта оборудования ОРУ 330— 750 кВ	164
6.8. Анализ причин аварий в электроэнергетических системах	169
Заключение	174
Приложение 1. Квантили распределения хи-квадрат	176
Приложение 2. Показатели надежности элементов энергоси- стем	177
Приложение 3. Значения функции распределения хи-квадрат	185
Приложение 4. Значения функции $\Phi_0(x)$	186
Приложение 5. Нормативы предельных затрат на повышение надежности электроснабжения потребителей в энергосистемах	187
Приложение 6. Программа TOPAS-2	194
Список литературы	203
Предметный указатель	204