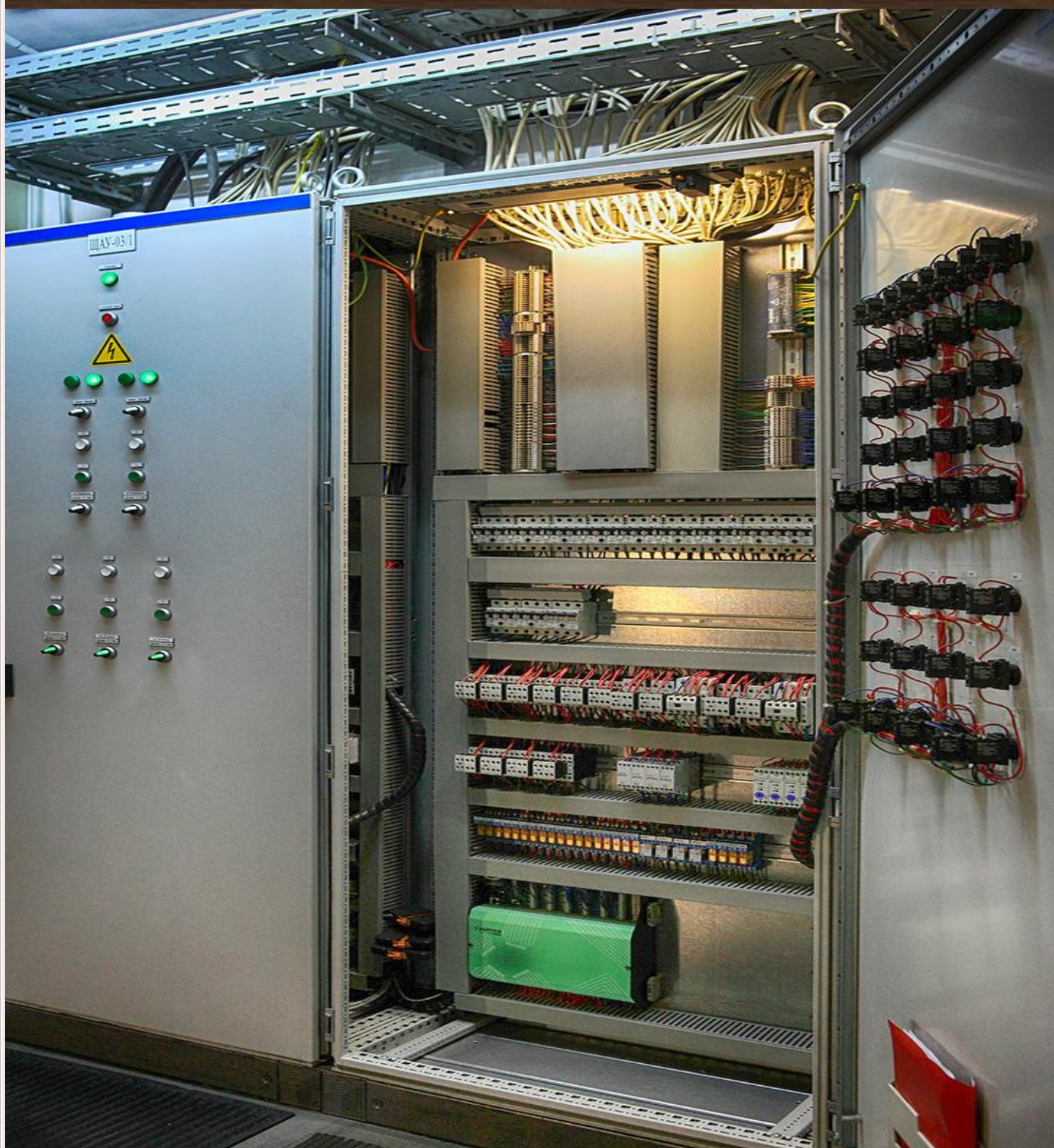


А.Н. Шеметов

НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие





А.Н. Шеменов

**НАДЕЖНОСТЬ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Учебное пособие

2006



УДК 621.31.004.1 (075)

Шеметов А.Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение». – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2006.

В учебном пособии изложены основные понятия теории надежности и вопросы ее практического применения при проектировании и эксплуатации систем электроснабжения. Проведен анализ моделей отказов, используемых при оценке надежности в электроэнергетике. Показаны методики и примеры решения основных технических и технико-экономических задач надежности при выполнении курсовых и дипломных проектов.

Учебное пособие предназначено для студентов специальности 140211 «Электроснабжение»

Рецензенты:

Директор НПП «Энергоконтроль» В.П. Прудаев;

Зав.кафедрой общетехнических дисциплин
Новотроицкого филиала МИСиС,
доцент, канд.техн.наук С.Н. Басков

© Шеметов А.Н., 2006.

ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение надежности является одной из важнейших проблем при создании и эксплуатации любой технической системы. Особенно актуальна она для сложных систем, таких как системы электроснабжения, состоящих из большого числа элементов и имеющих обширные внутренние и внешние связи.

Задача обеспечения надежности систем электроснабжения включает в себя целый комплекс технических, экономических и организационных мероприятий, направленных на сокращение ущерба от нарушения нормального режима работы потребителей электроэнергии, таких как:

- выбор критериев и количественных характеристик надежности;
- испытания на надежность и прогнозирование надежности действующего оборудования;
- выбор оптимальной структуры проектируемых (реконструируемых) систем электроснабжения по критерию надежности;
- обеспечение заданных технических и эксплуатационных характеристик работы потребителей;
- разработка наиболее рациональной, с точки зрения обеспечения надежности, программы эксплуатации системы (обоснование режимов профилактических работ, норм запасных элементов и методов отыскания неисправностей).

Кроме того, в современных рыночных условиях надежность электроснабжения неразрывно связана с экономическими показателями и энергетической безопасностью промышленных предприятий.

В этой связи целью изучения дисциплины «Надежность электроснабжения» является формирование у будущих инженеров-электриков знаний в области теории и практики надежности систем электроснабжения и приобретение навыков самостоятельного решения инженерных задач по расчету и выбору схем электроснабжения с учетом надежности.

1. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

ГОСТ 27.002-95 «Надежность в технике. Основные понятия, термины и определения» [1] обозначает **надежность**, как «способность объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах».

Применительно к электроэнергетическим системам и, в частности, к системам электроснабжения, необходимо учитывать их большую размерность (по числу элементов и взаимосвязей между ними), зависимость от смежных технических систем (топливно-энергетического комплекса и технологии предприятия-потребителя) и неразрывность во времени процессов производства, распределения и потребления электроэнергии.

Поэтому **под надежностью электроснабжения** следует понимать непрерывное обеспечение потребителей электроэнергией заданного качества в соответствии с графиком электропотребления и по схеме, которая предусмотрена для длительной эксплуатации.

В соответствии с Правилами устройства электроустановок [2] все электроприемники по надежности электроснабжения подразделяются на три категории:

1. К **I категории** относят электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный материальный ущерб, повреждение дорогостоящего оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства.

Из их состава выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего основного оборудования. В качестве примеров электроприемников особой группы для черной металлургии можно привести электродвигатели насосов водоохлаждения доменных печей и электродвигатели механизмов поворота конвертеров.

2. Во **II категории** входят электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

3. К **III категории** относят все остальные электроприемники, не подходящие под определения I и II категорий.

Надежность электроснабжения определяется числом независимых источников питания и схемой электроснабжения потребителей, поэтому обеспечение надежности электроснабжения, как правило, связано с дополнительными экономическими затратами. Так, электроприемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания, а для сокращения перерывов их электроснабжения используются быстродействующие устройства релейной защиты и автоматики (АПВ и АВР). Для особой группы электроприемников I категории должно предусматриваться дополнительное питание от третьего независимого источника (местной электростанции, аккумуляторных батарей и т.п.), что приводит к дополнительному усложнению и удорожанию схемы электроснабжения.

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

Поэтому создание новых систем электроснабжения требует применения таких методов анализа и расчета надежности, которые позволили бы объективно учесть опыт эксплуатации, данные экспериментов, рассчитать надежность, проанализировать варианты по обеспечению надежности, обосновать ее повышение, прогнозировать надежность и исключить возможность катастрофического исхода аварий для людей и окружающей среды.

2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕОРИИ НАДЕЖНОСТИ

2.1. Понятие и классификация отказов

Любой технический объект в каждый конкретный момент времени находится либо в рабочем, либо в нерабочем состоянии. Под **нерабочим состоянием** понимается предупредительный или аварийный ремонт, аварийный простой (по причине неисправности данного элемента) или зависимый простой (по причине неисправности другого элемента системы, связанного с рассматриваемым). **Рабочее состояние** включает в себя следующие режимы:

- **нормальный**, когда значения всех заданных параметров режима работы не выходят за установленные изготовителем пределы;
- **аварийный** – от момента возникновения отказа элемента до момента локализации отказа;
- **послеаварийный** – от момента локализации отказа до установления заданного нормального режима.

Основным в теории надежности является понятие **отказа**, т.е. события, при котором нарушается работоспособность объекта или он перестает соответствовать требованиям, установленным нормативно-технической документацией.

По характеру процесса возникновения отказы делятся на внезапные и постепенные. **Внезапные отказы** характеризуются резким, скачкообразным изменением основных параметров системы (элемента) вследствие воздействия многих случайных факторов. Внезапный отказ обычно является следствием накопления мелких неисправностей и повреждений. **Постепенные отказы** наступают вследствие плавного изменения параметров системы при ее износе и старении.

Для большинства элементов системы электроснабжения постепенное изменение их характеристик за границы допуска обычно проходит незамеченным, и перерыв в электроснабжении наступает только тогда, когда элемент не в состоянии выполнять своих функций, т.е. при внезапном отказе (пример – постепенное старение изоляции, впоследствии приводящее к короткому замыканию). Поэтому любой отказ, приведший к перерыву электроснабжения, можно рассматривать как внезапный.

Отказы могут быть **устойчивыми**, если для их устранения требуется ремонт или элемент не подлежит восстановлению, или **неустойчивыми**, если они могут самоустраниваться. Кратковременные самоустраниющиеся отказы часто называют **сбоями**. Многократно возникающие сбои одного и того же характера принято называть **перемежающимися** отказами. Перемежающиеся отказы могут

возникать в схемах электроснабжения как результат кратковременных нарушений нормального режима. Например, схлестывания проводов ЛЭП при порывах ветра может привести к возникновению короткого замыкания, которое будет устранено защитой. Этот отказ относится к самоустраняющимся, т.к. ликвидируется при помощи автоматического повторного включения (АПВ) без вмешательства обслуживающего персонала.

Причинами отказов электроэнергетического оборудования являются повреждения или неисправности. Под повреждениями, как правило, понимают разрушение оборудования, поломку деталей, нарушение целостности электрических и магнитных цепей, порчу изоляции. К неисправностям обычно относят разрегулировку механизмов и защитных устройств без их разрушения, порчи и т.п.

Повреждения и неисправности в системах электроснабжения 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 или в результате неправильной транспортировки, монтажа, обслуживания и ремонта. При этом в зависимости от причины возникновения различают конструкционные, производственные и эксплуатационные отказы. К **конструкционным** относят отказы, возникающие в результате ошибок конструктора, нарушения установленных норм и правил конструирования. **Производственные отказы** возникают вследствие нарушения или несовершенства технологического процесса изготовления или ремонта объекта. Причиной **эксплуатационных отказов**, как правило, является нарушение установленных правил и условий эксплуатации объекта.

Классификация тяжести отказов технических систем устанавливается ГОСТ 27.310-95 ССНТ «Анализ видов, последствий и критичности отказов». В соответствии с этим ГОСТом тяжесть последствий отказа (вероятный или наблюдаемый ущерб) описывается через понятие **критичности**.

Критическим считается такой отказ системы или ее элемента, тяжесть последствий которого признается недопустимой и требует принятия специальных мер по снижению вероятности данного отказа или возможного ущерба, связанного с его возникновением.

ГОСТ 27.310-95 регламентирует процедуру **анализа видов, последствий и критичности отказов** (АВПКО), которая включает:

1. разукрупнение структуры возможных отказов;
2. прослеживание причинно-следственных связей, обуславливающих их возникновение;
3. оценку возможных последствий этих отказов на данном и вышестоящих уровнях и ранжирование отказов по тяжести их последствий.

Целью процедуры АВПКО является отыскание **критичных элементов** системы (т.е. элементов, отказ которых может быть критическим) и **критичных технологических процессов** при изготовлении или монтаже системы, нарушение параметров которых или вносимые в ходе которых дефекты могут стать причиной критического отказа.

2.2. Свойства системы и элемента в теории 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 объектов, предназначенных для выполнения определенного круга задач и имеющих единое управление функционированием и развитием, называют **системой**.

Необходимо отметить, что элемент и система – относительные понятия. Для различных задач один и тот же объект может рассматриваться и как система, и как элемент. Так, например, система электропитания является, с одной стороны, элементом производственной системы предприятия, а с другой стороны – состоит из отдельных сооружений, электрических аппаратов, надежность которых можно рассматривать независимо от их роли в системе, но в соответствии с техническими условиями или ГОСТами на продукцию данного типа.

Согласно ГОСТ 27.002-89 [1] надежность любого элемента или системы – это комплексное свойство, включающее в себя безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость.

Безотказность – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние, соответствующее нормативно-технической документации, в течение заданного времени (нормативный срок службы) или заданной наработки (объем работы или производительность).

Долговечность – свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при условии соблюдения установленной системы технического обслуживания и ремонта. Предельным считается такое состояние объекта, при котором его дальнейшее применение по назначению недопустимо, а восстановление невозможно или нецелесообразно.

Ремонтпригодность заключается в приспособленности объекта к предупреждению и обнаружению отказов и повреждений и восстановлению работоспособности в процессе технического обслуживания и ремонта.

Под **сохраняемостью** понимают свойство объекта сохранять исправное и работоспособное состояние в течение и после его хранения и транспортировки.

Применительно к системам электроснабжения и другим сложным электрическим системам, необходимо также рассматривать такие специфические показатели, как режимная управляемость, устойчивость, живучесть и безопасность.

Под **режимной управляемостью** понимается способность системы обеспечивать включение, отключение или другое изменение режима работы элементов по заданному алгоритму.

Критерий **устойчивости** системы – это ее способность возвращаться в устойчивое состояние после прекращения возмущающего воздействия, которое нарушило нормальный режим.

Живучесть – это свойство системы противостоять крупным возмущениям режима, не допуская их цепочечного развития и массового отключения потребителей, не предусматриваемого режимом работы противоаварийной автоматики.

Безопасность определяется, как свойство объекта не создавать опасности для людей и окружающей среды во всех возможных режимах работы и аварийных ситуациях.

2.3. Восстанавливаемые и невосстанавливаемые элементы

С точки зрения ремонтпригодности все элементы систем электроснабжения можно условно разделить на восстанавливаемые и невосстанавливаемые. При этом **восстанавливаемым** считают объект, работоспособность которого при возникновении отказа подлежит восстановлению (ремонту).

Однако в ряде случаев надежность отремонтированных (восстановленных) элементов значительно отличается от надежности новых, а затраты на восстановление элемента приближаются к стоимости нового. В таких случаях, когда восстановление работоспособности элемента в данных условиях невозможно или считается нецелесообразным – он признается **невосстанавливаемым**.

Большинство элементов системы электроснабжения являются восстанавливаемыми. К невосстанавливаемым можно отнести: плавкие вставки предохранителей, электрические лампы, простейшие электромагнитные и полупроводниковые реле, конденсаторы, резисторы и т.п.

2.4. Вопросы для самоконтроля

1. Назовите характерные нормальные и аварийные режимы работы технической системы?
2. Что является критерием отказа технической системы?
3. Как можно классифицировать отказы?
4. Что является критерием восстановления?
5. Какие системы являются восстанавливаемыми?
6. Приведите примеры восстанавливаемых и невосстанавливаемых технических изделий?
7. Дайте определение критического отказа и критичного элемента системы.
8. Раскройте смысл понятий устойчивости, режимной управляемости и живучести технической системы.
9. Какие специфические свойства описывают надежность энергетических объектов?

3. СТАТИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ, АНАЛИЗА И КОНТРОЛЯ НАДЕЖНОСТИ

3.1. Вероятностные показатели надежности невосстанавливаемых элементов

Надежность систем электроснабжения зависит от множества факторов, большинство из которых являются случайными. Приведенные выше качественные показатели надежности не пригодны для инженерных целей, т.к. они не позволяют:

- рассчитывать надежность существующих и вновь вводимых аппаратов;
- сравнивать надежность различных элементов и систем;
- рассчитывать сроки службы и необходимое количество запасных деталей для нормальной эксплуатации системы;
- намечать пути повышения надежности.

Поэтому для практических расчетов в системах электроснабжения применяют количественные характеристики надежности, полученные методами теории вероятности и математической статистики:

1) **Вероятность безотказной работы** $P(t)$ – это вероятность того, что в заданном интервале времени t при определенных режимах и условиях эксплуатации не произойдет ни одного отказа:

$$P(t) = P\{T \geq t\}, \quad (3.1)$$

где T - время непрерывной работы системы до первого отказа.

Эта функция наиболее полно определяет надежность системы и ее отдельных элементов. На практике ее можно определить, зная статистические (эксплуатационные) данные об отказах, по выражению:

$$P(t) = \frac{N_0 - n(t)}{N_0}, \quad (3.2)$$

где N_0 - начальное число исследуемых элементов;

$n(t)$ - число элементов, отказавших за время t .

2) **Вероятность отказа** $Q(t)$ – это вероятность того, что в заданном интервале времени t произойдет хотя бы один отказ:

$$Q(t) = P\{T \leq t\}. \quad (3.3)$$

Поскольку вероятность отказа и вероятность безотказной работы – события несовместные и противоположные, справедливо равенство:

$$Q(t) = 1 - P(t). \quad (3.4)$$

Для статистического определения вероятности отказа можно пользоваться формулой:

$$Q(t) = \frac{n(t)}{N_0}. \quad (3.5)$$

3) **Интенсивность отказов** $\lambda(t)$ – представляет собой условную плотность вероятности возникновения отказа для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента отказ не возник.

$$\lambda(t) = \frac{1}{P(t)} \cdot \frac{dQ(t)}{dt} = \frac{n(t)}{[N_0 - n(t)] \cdot t}. \quad (3.6)$$

Физический смысл плотности вероятности отказа – это количество отказов элемента на протяжении какого-либо достаточно малого интервала времени. Единица измерения – $1/\text{год}$ или год^{-1} .

4) **Средняя наработка до отказа** (T_O) - среднее время работы элемента от периода пуска в эксплуатацию до отказа.

$$T_O = \frac{\sum_{i=1}^N t_{p.i}}{N}, \quad (3.7)$$

где N – число испытываемых образцов;

$t_{p.i}$ – срок службы (наработка) i -го образца.

Достоинствами рассмотренных количественных характеристик надежности являются: наглядность, учет всех факторов, влияющих на надежность, способность отслеживать изменение надежности во времени и возможность использования до реализации системы, т.е. на этапе проектирования.

Основным недостатком является то, что оба показателя описывают надежность системы только до первого отказа, т.е. достаточно полно характеризуют только невосстанавливаемые системы. Для многократно восстанавливаемых систем необходимо использовать другие показатели.

3.2. Статистические показатели надежности восстанавливаемых систем

Особенностью восстанавливаемых объектов является циклический характер работы, когда за работоспособным состоянием следует отказ, затем восстановление и повторный ввод в эксплуатацию. Таким образом весь период жизни элемента является непрерывным потоком отказов и восстановлений (рис. 3.1).

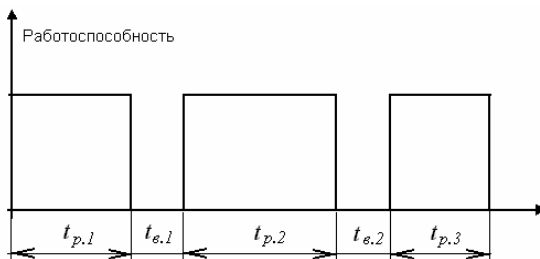


Рисунок. 3.1. Поток отказов и восстановлений.

5) Основной числовой характеристикой восстанавливаемых систем является **параметр потока отказов** $\omega(t)$ – плотность вероятности возникновения отказа восстанавливаемой системы (элемента), определяемая для заданного момента времени.

Если пренебречь временем восстановления, моменты возникновения отказов формируют непрерывный поток (**поток отказов**), в качестве характеристики которого используется «ведущая функция» $\Omega(t)$ – математическое ожидание числа отказов за время t :

$$\Omega(t) = Mr(t), \quad (3.8)$$

где $r(t)$ - число отказов за время t .

Таким образом, функция

$$\omega(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{Mr(t, t + \Delta t) - Mr(t)}{\Delta t} = \Omega'(t) \quad (3.9)$$

характеризует интенсивность потока отказов восстанавливаемых систем аналогично интенсивности отказов невосстанавливаемых элементов (3.6).

Изменение параметра потока отказов во времени называется **характеристикой жизни объекта** и имеет вид кривой, приведенной на рис. 3.2.

Весь срок службы можно разбить на три периода. На первом из них (от 0 до t_1) функция $\omega(t)$ имеет достаточно высокое значение, что объясняется повышенным числом отказов элементов, имеющих скрытые дефекты. Этот период называется периодом приработки или периодом «выжигания» дефектов, которые обусловлены качеством проектирования, изготовления или монтажа.

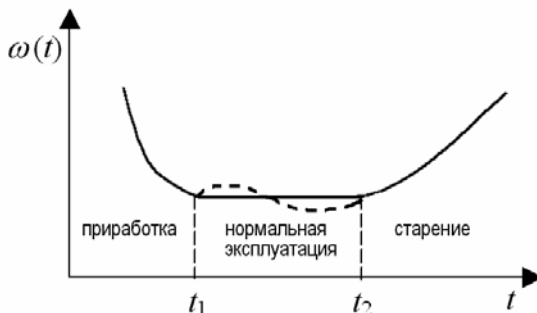


Рисунок 3.1. Зависимость интенсивности отказов от времени работы элемента.

Второй участок (от t_1 до t_2) характеризует период нормальной эксплуатации с практически неизменной интенсивностью отказов. Здесь параметр потока отказов определяется случайными причинами, как правило, внешнего характера, которые не зависят от предыдущего срока работы. Эта составляющая может быть постоянной во времени, если внешние условия неизменны или переменной, если условия меняются (например, сезонное изменение грозовой интенсивности может влиять на электросетевое оборудование).

Третий период (t_2 и далее) – период старения вследствие необратимых физико-химических процессов, где параметр потока отказов вновь возрастает.

Статистически параметр потока отказов можно определить, как отношение числа отказавших элементов в единицу времени к общему числу испытываемых объектов при условии, что все вышедшие из строя элементы восстанавливаются:

$$\omega(t) = \frac{n(t)}{N_0 \cdot t}. \quad (3.10)$$

6) **Наработка на отказ** (T_O) - среднее время работы восстанавливаемого элемента между двумя соседними отказами.

Если наработка определяется по статистическим данным об отказах одного образца:

$$T_O = \frac{\sum_{i=1}^r t_i}{r}, \quad (3.11)$$

где r – число отказов системы за время испытания t ;

t_i – время безотказной работы между $(i-1)$ -м и i -м отказами.

Если испытание проводится с несколькими образцами, то наработку на отказ следует определять из выражения:

$$T_O = \frac{\sum_{i=1}^N T_{O i}}{N}, \quad (3.12)$$

где $T_{O i}$ – наработка на отказ i -го образца, вычисленная по (3.11);

N – число испытываемых образцов.

7) **Среднее время восстановления** (T_B) - среднее время отыскания и устранения одного отказа. Данный показатель является достаточно наглядной количественной характеристикой ремонтпригодности системы:

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^r \tau_i}{r}, \quad (3.13)$$

где r – число отказов системы за определенный период;

τ_i – время восстановления после i -го отказа.

Для снижения влияния субъективного фактора при оценке ремонтпригодности систем электроснабжения необходимо обобщать данные большего количества однотипных систем, обслуживаемых различным персоналом:

$$T_B = \frac{\sum_{j=1}^N \sum_{i=1}^r \tau_{i j}}{\sum_{j=1}^N r_j}, \quad (3.14)$$

где N – число испытываемых образцов;
 r_j – число отказов j -го образца;
 τ_{ij} – время восстановления j -го образца после i -го отказа.

8) **Коэффициент готовности** (k_r) – вероятность того, что система будет работоспособна в произвольно выбранный момент времени. Статистически определяется отношением суммарного времени пребывания системы в работоспособном состоянии к общему времени безотказной работы и вынужденных простоев системы, взятых за один и тот же календарный срок:

$$k_r = \frac{t_P}{t_P + t_{\Pi}} = \frac{\sum_{i=1}^r t_{Pi}}{\sum_{i=1}^r t_{Pi} + \sum_{i=1}^r t_{\Pi i}}, \quad (3.15)$$

где t_P – время пребывания системы в работоспособном состоянии;
 t_{Π} – время вынужденного простоя;
 r – число перерывов в работе за выбранный календарный срок, включая отказы и остановки для проведения профилактики.

В качестве вынужденного простоя рассматривается время, необходимое для обнаружения и устранения отказов и пуска системы в работу, а также время простоя из-за отсутствия запасных частей и время профилактических работ. При этом не учитывается время простоев на проведение плановых ремонтов и технического обслуживания.

Если время вынужденного простоя в (3.13) принять равным времени восстановления системы τ_i , а затем числитель и знаменатель уравнения разделить на число отказов r , получим:

$$k_r = \frac{T_O}{T_O + T_B} \quad (3.16)$$

Коэффициент готовности является важным показателем надежности систем электроснабжения, так как характеризует не только их эксплуатационные свойства, но и квалификацию обслуживающего персонала. Недостатком такой количественной характеристики является то, что по его величине невозможно судить о времени безотказной работы системы.

9) **Коэффициент вынужденного простоя** (k_{Π}) определяет вероятность того, что система в данный момент неработоспособна. Статистически он определяется, как отношение времени вынужденного простоя к общему времени безотказной работы и вынужденных простоев системы, взятых за один и тот же календарный срок:

$$k_{\Pi} = \frac{t_{\Pi}}{t_P + t_{\Pi}} = \frac{\sum_{i=1}^r t_{\Pi i}}{\sum_{i=1}^r t_{Pi} + \sum_{i=1}^r t_{\Pi i}} = 1 - k_{\Gamma}. \quad (3.17)$$

10) **Коэффициент отказов** (k_O) определяется отношением числа отказов системы по причине выхода из строя данного типа элементов к общему числу отказов системы:

$$k_O = r_i / r_{\Sigma}, \quad (3.18)$$

где r_i – число отказов системы из-за элементов i -го типа;

r_{Σ} – общее число отказов системы за тот же промежуток времени.

При одновременном испытании N однотипных систем:

$$k_O = \sum_{j=1}^N r_{ij} / \sum_{j=1}^N r_j, \quad (3.19)$$

где r_{ij} – число отказов j -й системы из-за элементов i -го типа;

r_j – общее число отказов j -й системы.

В вероятностном смысле этот коэффициент следует понимать, как вероятность того, что в течение заданного интервала времени в системе произойдет отказ, вызванный отказом элемента i -го типа. Поэтому, если система содержит n разновидностей элементов:

$$\sum_{i=1}^n k_{Oi} = 1. \quad (3.20)$$

Достоинство данного показателя состоит в том, что он позволяет выделить из общего числа отказы отдельных элементов системы и, следовательно, определить, надежность каких элементов является недостаточной. Однако при этом не учитывается количество однотипных элементов и время вынужденного простоя при их отказе.

11) **Коэффициент относительного простоя** ($k_{O.П}$) – отношение времени простоя системы из-за отказов i -го элемента (T_{Bi}) к общему времени простоя системы $T_{B\Sigma}$:

$$k_{O.П} = \frac{r_i \cdot T_{Bi}}{r_{\Sigma} \cdot T_{B\Sigma}}, \quad (3.21)$$

В отличие от коэффициента отказов, данный показатель более полно характеризует последствия отказов отдельных элементов и время восстановления системы.

Выбор критериев надежности для каждого конкретного технического объекта зависит от его назначения, особенностей технологического процесса и результатов его функционирования.

В зависимости от уровня рассматриваемого объекта (уровня управления) показатели надежности можно разделить на оперативные и технические. **Оперативные показатели** характеризуют качество функционирования системы с точки зрения потребителя. **Технические показатели** назначаются для отдельных элементов систем электроснабжения и имеют значение только для энергетиков.

В качестве оперативных показателей, как правило, используют коэффициент готовности или коэффициент простоя, а также условный недоотпуск энергии в течение года, относительное удовлетворение спроса на энергию и математическое ожидание экономического ущерба в результате перерывов электроснабжения.

Технические показатели характеризуют параметр потока отказов, среднюю наработку на отказ и среднее время восстановления. Зная эти показатели для отдельных элементов, можно рассчитать надежность всей системы электроснабжения в целом с учетом особенностей эксплуатации и технического обслуживания.

3.3. Математический аппарат теории надежности

Как отмечалось выше, процесс возникновения отказов систем электроснабжения имеет случайный характер, поэтому исследования надежности основаны на применении методов теории вероятности и математической статистики.

Основным в теории вероятностей является понятие случайной величины, т.е. величины, которая в результате опыта может принимать то или иное неизвестное ранее значение.

Случайные величины могут быть дискретными и непрерывными. Примером **дискретной случайной величины** может служить количество отказов системы электроснабжения за какой-либо период (1, 2, 3 и т.д.).

Случайные величины, возможные значения которых непрерывно заполняют некоторый промежуток, называются **непрерывными**. Пример – время восстановления какого-либо элемента системы, длительность простоя цеха из-за перерыва электроснабжения и т.п.

Соотношение, устанавливающее связь между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями, называется **законом распределения случайной величины**.

Наиболее простой формой задания закона распределения дискретной случайной величины является статистический ряд распределения, представленный в виде таблицы или графика-полигона (рисунок 3.3).

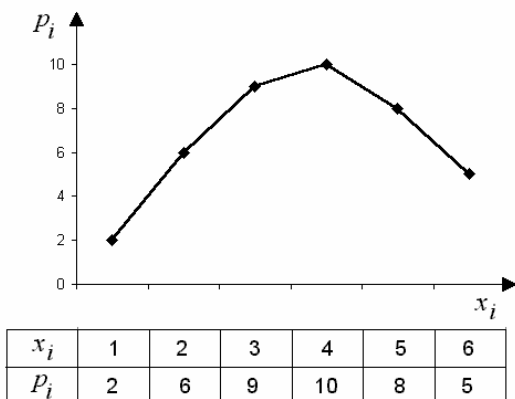


Рисунок 3.3. Полигон распределения дискретной случайной величины.

Для непрерывной случайной величины задается **функция распределения** $F(x)$, характеризующая вероятность события $X \leq x$ (т.е. вероятность того, что случайная величина не превышает заданного значения). График функции распределения имеет вид неубывающей кривой, значения которой изменяются в диапазоне от 0 до 1 (рисунок 3.4-а).

Кроме того, для характеристики случайных величин широко используется **плотность вероятности** $f(x) = F'(x)$, графически представляемая гистограммой или кривой распределения (рисунок 3.4. б).

Связь между функциями $F(t)$, $f(t)$, $P(t)$ и $\omega(t)$ показана в таблице 3.1.

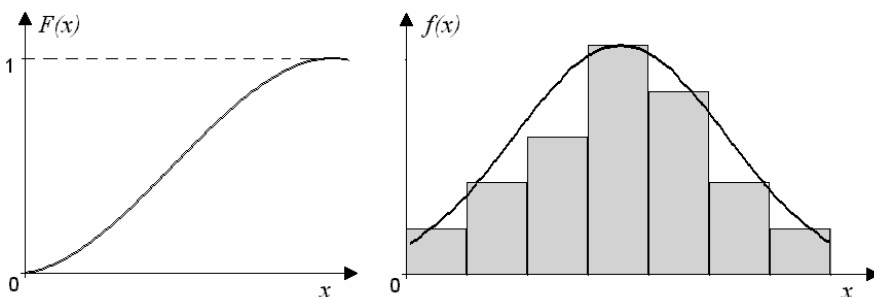


Рисунок 3.4. График функции распределения (а), гистограмма и кривая распределения (б) непрерывной случайной величины.

Таблица 3.1.

Связь между функциями $F(t)$, $f(t)$, $P(t)$ и $\omega(t)$.

Функция	$F(t)$	$f(t)$	$P(t)$	$\omega(t)$
$F(t) =$	$F(t)$	$\int_0^t f(t) dt$	$1 - P(t)$	$1 - \exp\left[-\int_0^t \omega(t) dt\right]$
$f(t) =$	$\frac{dF(t)}{dt}$	$f(t)$	$-\frac{dP(t)}{dt}$	$\omega(t) \cdot \exp\left[-\int_0^t \omega(t) dt\right]$
$P(t) =$	$1 - F(t)$	$\int_t^\infty f(t) dt$	$P(t)$	$\exp\left[-\int_0^t \omega(t) dt\right]$
$\omega(t) =$	$\frac{\frac{d}{dt} F(t)}{1 - F(t)}$	$\frac{f(t)}{\int_t^\infty f(t) dt}$	$-\frac{d}{dt} \ln P(t)$	$\omega(t)$

При определении вероятности безотказной работы системы электроснабжения в первую очередь необходимо установить закон распределения наработки на отказ и времени восстановления основных элементов, что позволит достаточно просто определить все количественные показатели надежности.

3.4. Законы распределения случайных величин в теории надежности

При исследовании надежности систем электроснабжения как правило используются теоретические законы нормального и экспоненциального распределения, закон Пуассона и распределение Вейбулла.

1) **Нормальный закон распределения** используется в том случае, когда доля внезапных отказов весьма мала, т.е. для систем, работающих в благоприятных условиях эксплуатации.

Плотность нормального распределения для параметра наработки на отказ имеет следующий вид:

$$f(t) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \cdot \exp\left(-\frac{(t-T_0)^2}{2\sigma^2}\right), \quad (3.22)$$

где T_0 - математическое ожидание случайной величины (средняя наработка на отказ);

σ - среднее квадратическое отклонение времени между отказами.

Вероятность безотказной работы в течение требуемого времени t рассчитывается по формуле:

$$P(t) = 0,5 + \frac{1}{2\pi} \int_0^z \exp\left(-\frac{z^2}{2}\right) dz, \quad (3.23)$$

где $z = (T_0 - t)/\sigma$ - вспомогательная переменная;

$\Phi(z) = \frac{1}{2\pi} \int_0^z \exp\left(-\frac{z^2}{2}\right) dz$ - функция Гаусса (интеграл вероятности).

Значение функции $\Phi(z)$ принимается по справочным таблицам, (приложение 2), поэтому выражение (3.23) можно переписать в виде:

$$P(t) = 0,5 + \Phi\left(\frac{T_0 - t}{\sigma}\right). \quad (3.24)$$

Параметр потока отказов при нормальном распределении определяется по формуле:

$$\omega(t) = \frac{\exp\left(\frac{(T_0 - t)^2}{2\sigma^2}\right)}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma \cdot \Phi\left(\frac{T_0 - t}{\sigma}\right)}. \quad (3.25)$$

Графические зависимости для основных характеристик надежности при нормальном законе распределения приведены на рисунке 3.5.

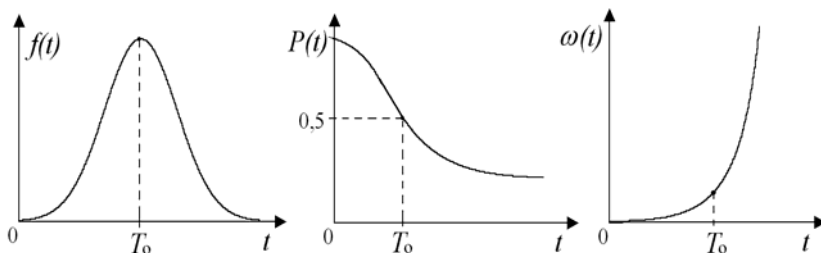


Рисунок 3.5. Зависимости $f(t)$, $P(t)$ и $\omega(t)$ для нормального закона.

Из приведенных графиков видно, что параметр потока отказов увеличивается с течением времени, т.е. имеет место старение элементов. При этом в области малых значений t постепенные отказы несущественно влияют на надежность, а при длительной эксплуатации надежность системы снижается значительно.

2) **Экспоненциальный закон распределения** применяется для анализа сложных систем, работающих в тяжелых условиях, где преобладают внезапные отказы. Главной его особенностью является независимость потока отказов от времени эксплуатации.

Основные характеристики надежности приведены на рисунке 3.6:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}, \quad (3.26)$$

где $\lambda = \omega(t) = \text{const}$ - интенсивность потока отказов;

$$P(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda(t) dt\right) = e^{-\lambda t}; \quad (3.27)$$

$$T_0 = \int_0^t e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda}. \quad (3.28)$$

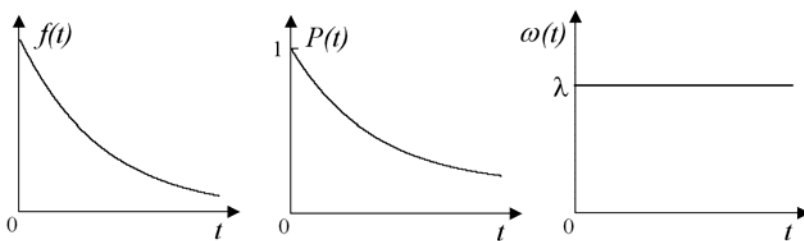


Рисунок. 3.6. Зависимости $f(t)$, $P(t)$ и $\omega(t)$ для экспоненциального закона.

Необходимо отметить, что при экспоненциальном законе математическое ожидание и среднееквадратическое отклонение совпадают с параметром закона ($1/\lambda$). Это свойство часто используется на практике для проверки гипотезы об экспоненциальном характере изменения надежности. По статистическим данным об отказах легко определить среднее значение и среднее квадратическое отклонение потока отказов. Их равенство является доказательством правдоподобия принятой гипотезы, а существенное отличие означает, что закон отличается от экспоненциального.

3) **Распределение Пуассона** используется при исследовании надежности систем с простейшим потоком отказов, где случайная величина (число отказов в единицу времени) принимает только целые значения. Эта величина подчиняется распределению Пуассона:

$$P(r) = \frac{a^r}{r!} e^{-a}, \quad (3.29)$$

где $P(r)$ - вероятность появления r отказов в заданном интервале времени t ;

a - среднее число отказов, приходящихся на интервал t (математическое ожидание).

Если число отказов в единицу времени постоянно, то формулу (3.29) можно переписать в следующем виде:

$$P(r) = \frac{1}{r!} \cdot \left(\frac{t}{T}\right)^r \cdot e^{-\frac{t}{T}}, \quad (3.30)$$

где t - время, для которого определяется вероятность появления r отказов в системе;

T - среднее время работы системы между двумя отказами.

На основании уравнения (3.30) можно вычислить вероятность появления в системе любого числа отказов от $r=0$ до $r=\infty$ для заданного значения относительного времени t/T . Полученные таким образом графики распределения Пуассона приведены на рисунке 3.7. Пользуясь этими кривыми, можно легко определить вероятность появления любого числа отказов за известный период времени.

Пусть система испытывается в течение времени $t=T$. Из рисунка 3.7 видно, что вероятность отсутствия отказов $P(0) = 37\%$, вероятность появления одного отказа $P(1) = 37\%$, двух отказов $P(2) = 18\%$, трех $P(3) = 6\%$ и т.д.

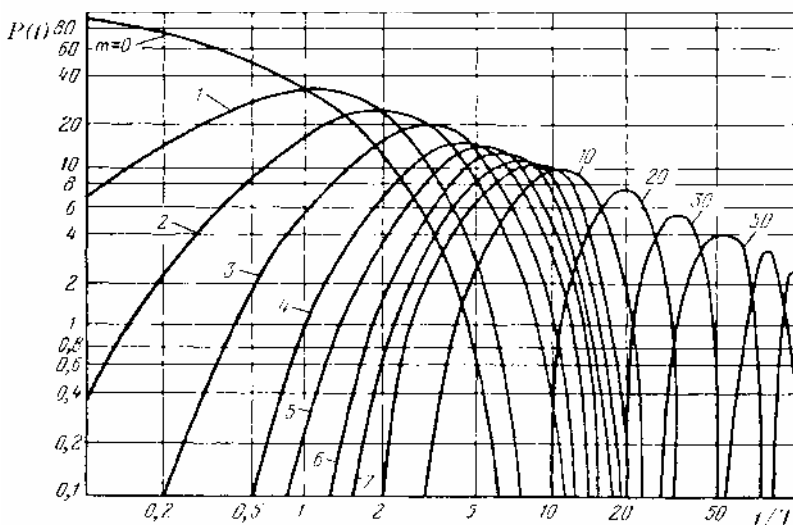


Рисунок 3.7. Кривые распределения Пуассона для различного числа отказов.

При любой другой произвольной длительности испытаний задаемся величиной t/T . Например, если система имеет известное время $T = 200$ ч, то за время $t = 100$ ч (при $t/T = 0,5$) вероятность отсутствия отказов $P(0) = 55\%$, а вероятность появления одного отказа $P(1) = 30\%$.

4) **Распределение Вейбулла** применяется для аппроксимации статистических данных о времени восстановления. Это распределение может быть использовано также в качестве характеристики надежности систем в течение времени их приработки.

Функция распределения записывается в следующем виде:

$$F(t) = 1 - \exp \left[- \left(\frac{t}{a} \right)^b \right], \quad (3.31)$$

где a и b - положительные постоянные.

$$\text{Отсюда} \quad P(t) = 1 - F(t) = \exp \left[- \left(\frac{t}{a} \right)^b \right], \quad (3.32)$$

При значениях $b < 1$ функция (3.32) характеризует вероятность безотказной работы элементов, у которых часто встречаются скрытые дефекты.

При $b > 1$ функция характеризует надежность элементов, у которых быстро наступает износ.

При $b = 1$ распределение Вейбулла превращается в экспоненциальное (рисунок 3.8).

Для плотности вероятности и параметра потока отказов справедливы уравнения:

$$f(t) = \frac{b}{a} \cdot \left(\frac{t}{a} \right)^{b-1} \exp \left[- \left(\frac{t}{a} \right)^b \right]; \quad (3.33)$$

$$\omega(t) = \frac{f(t)}{P(t)} = \frac{b}{a} \cdot \left(\frac{t}{a} \right)^{b-1}. \quad (3.34)$$

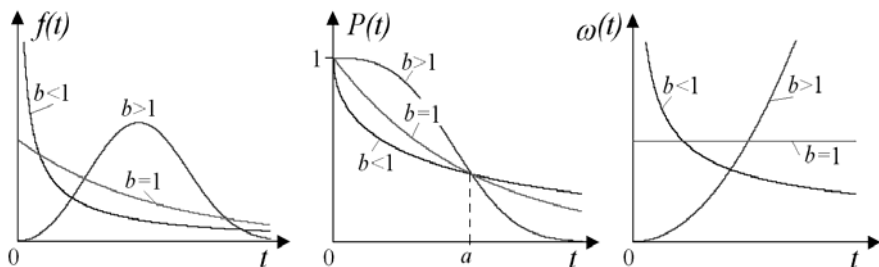


Рисунок 3.8. Зависимости $f(t)$, $P(t)$ и $\omega(t)$ для распределения Вейбулла.

Для определения среднего времени восстановления (T_B) или наработки на отказ (T_0) и их среднеквадратического отклонения можно использовать выражения:

$$T_B = a \cdot K_b ; \quad (3.35)$$

$$\sigma(T_B) = a \cdot C_b , \quad (3.36)$$

где $K_b = \Gamma(1+1/b)$; (3.37)

$$C_b^2 = \Gamma(1+2/b) - K_b^2 ; \quad (3.38)$$

$\Gamma(1+1/b)$ - гамма-функция, значения которой табулированы (приложение 3).

Коэффициент вариации $\nu(t)$, определяемый отношением среднеквадратического отклонения случайной величины к его математическому ожиданию, для распределения Вейбулла равен:

$$\nu(t) = \frac{C_b}{K_b} . \quad (3.39)$$

Определение основных количественных характеристик надежности для распределения Вейбулла производится следующим образом. Исходными данными являются экспериментальные значения времени восстановления каждого элемента системы. По статистическим данным определяются значения среднего времени восстановления и его среднеквадратического отклонения для каждого элемента:

$$\sigma(T_B) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^r (\tau_i - T_B)^2}{r-1}} , \quad (3.40)$$

Далее по опытным значениям T_B и $\sigma(T_B)$ рассчитывается коэффициент вариации, на основании которого по таблице 3.2 выбирается величина параметра b и коэффициентов K_b и C_b . Параметр a определяется по уравнению (3.32) или (3.33).

Найденные значения a и b позволяют определить все основные количественные характеристики надежности для распределения Вейбулла.

Пример 3.1. При испытании пяти однотипных электрических ламп зарегистрировано время наработки до отказа: $t_1 = 250$ сут., $t_2 = 295$ сут., $t_3 = 340$ сут., $t_4 = 210$ сут., $t_5 = 190$ сут. Определить среднее время безотказной работы, интенсивность отказов и вероятность безотказной работы элементов в течение 2 лет.

Согласно (3.11) средняя наработка до отказа:

$$T_0 = \frac{\sum T_{0j}}{N} = \frac{250 + 295 + 340 + 210 + 190}{5} = 257 \text{ сут.}$$

Интенсивность отказов рассчитывается по формуле (3.6):

$$\lambda = \frac{1}{T_0} = \frac{1}{257} = 0,0039.$$

Вероятность безотказной работы для невосстанавливаемых элементов определяется по экспоненциальному закону (3.27):

$$P(2) = e^{-\lambda t} = e^{-0,0039 \cdot 2} = 0,992.$$

Пример 3.2. Определить коэффициент готовности и коэффициент простоя для трансформатора с ВН 35 кВ, для которого интенсивность отказов $\lambda = 0,03 \text{ год}^{-1}$, а время восстановления $T_B = 30 \text{ ч}$.

Из выражений (3.6) и (3.7) видно, что $T_0 = 1 / \lambda$:

$$T_0 = \frac{1}{0,03} = 33,3 \text{ лет} \approx 291708 \text{ ч.}$$

Коэффициент готовности рассчитываем по формуле (3.16):

$$k_G = \frac{T_0}{T_0 + T_B} = \frac{291708}{291708 + 30} = 0,999,$$

а коэффициент простоя – по выражению (3.17):

$$k_{II} = 1 - k_G = 1 - 0,999 = 0,001.$$

3.5. Испытания на надежность

Для получения характеристик надежности систем электроснабжения необходимы сбор и обработка статистической информации, от качества которой в значительной степени зависят результаты исследования.

Основными критериями, определяющими качество статистической информации, являются достоверность, полнота и непрерывность.

Достоверность достигается точным учетом всех отказов, независимо от причин возникновения. Не менее важно и правильное определение причин отказов.

Полнота информации заключается в том, что собранные сведения должны быть достаточны для решения поставленных задач.

Непрерывность информации заключается в отсутствии перерывов при поступлении данных о надежности. Из-за разрыва в полученной информации затрудняется ее обработка и теряется часть информации, особенно в тех случаях, когда требуется определение законов распределения.

Таким образом, методика получения исходной информации должна отвечать отмеченным выше требованиям и реальным условиям работы объекта исследования.

На практике статистические данные об отказах оборудования можно получить в результате наблюдений за изделиями в ходе нормальной или опытной эксплуатации, либо путем стендовых испытаний.

Наблюдения при нормальной эксплуатации – самый доступный источник получения экспериментальных данных о надежности. Недостатками этого метода являются 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 субъективных местных 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. Это весьма дорогостоящий вид испытаний, осуществляемый не в реальных, а в имитируемых условиях эксплуатации, 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.

Существенное значение для исследования надежности имеет планирование испытаний, т.е. определение плана испытаний и их объема. Для этого необходимо задать:

- признаки отказа изделия (системы);
- показатель надежности, который является определяющим для данного изделия;
- условия испытания (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 изменяются до конца испытаний – план типа U , заменяются немедленно после отказа – план типа R или 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} или после отказа всех изделий).

Для обозначения планов испытаний в ГОСТ 27.002-95 применяется символика с тремя позициями, обозначающими соответственно: число испытываемых изделий, способ замены отказавших изделий и правило окончания испытаний. Возможны, например, следующие планы: $[NUN]$, $[NUT]$, $[NUR]$, $[NU(rT)]$, $[NRT]$, $[NRr]$, $[NR(rT)]$, $[NMT]$, $[NMT_{\Sigma}]$, $[NMr]$, $[NM(rT_{\Sigma})]$.

Поскольку практически все элементы систем электроснабжения в процессе работы восстанавливаются, как правило, принимается план испытаний $[NRT]$, т.е. испытывается N восстанавливаемых систем типа R в течение времени T .

Согласно ГОСТ 27.502-95 методы определения минимального числа объектов наблюдений могут быть **параметрическими** (при известном виде законов распределения исследуемой случайной величины) и **непараметрическими** (вид закона неизвестен).

Так при экспоненциальном законе, когда функция плотности вероятности задана уравнением (3.24), число объектов наблюдения N зависит от относительной ошибки δ определения среднего значения $t_{cp.}$ исследуемой случайной величины (T_O , T_B , t_P , t_{II}) с доверительной вероятностью β .

Относительную ошибку определяют по формуле:

$$\delta = \frac{t^B - t_{cp.}}{t_{cp.}}, \quad (3.41)$$

где t^B - верхняя доверительная граница для заданного уровня β .

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

Число объектов наблюдений (N) определяется из выражения:

$$\delta + 1 = \frac{2N}{\chi^2(1 - \beta; 2N)}, \quad (3.42)$$

где $\chi^2(1 - \beta; 2N)$ - квантиль распределения хи-квадрат при числе степеней свободы $2N$ и доверительной вероятности β [12].

При неизвестном законе распределения случайной величины минимальное для проверки требуемой вероятности безотказной работы $P(t)$ в течение некоторого времени t с доверительной вероятностью β число объектов N определяется по формуле:

$$N = \frac{\ln(1 - \beta)}{\ln P(t)}. \quad (3.43)$$

Если при испытании 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 3.3. *Определить объем испытаний дизель-генераторов аварийной электростанции. Заданная вероятность безотказной работы $P(t_p) = 0,9$ в течение расчетного времени $t_p = 240$ ч. Доверительную вероятность того, что $P(t_p) \geq 0,9$, примем равной $\beta = 0,95$.*

Считая, что закон распределения наработки на отказ для данного типа оборудования еще неизвестен, получаем

$$N = \frac{\ln(1 - \beta)}{\ln P(t)} = \frac{\ln(1 - 0,95)}{\ln 0,9} = \frac{2,9957}{0,1054} = 28,43.$$

Это означает, что на испытания в течение 240 ч необходимо поставить 29 дизель-генераторов. Если за это время не произойдет ни одного отказа, то $P(240) \geq 0,9$. В противном случае $P(240) < 0,9$.

Пример 3.4. Построить зависимости $P(t)$, $\lambda(t)$ и определить среднее время безотказной работы для электромагнитного токового реле РТ-40 (невосстанавливаемого аппарата) в интервале времени 3000 часов, если число отказов r при $\Delta t = 100$ часов было распределено так, как показано в таблице 3.2.

Таблица 3.2.

Δt_i , час.	Δn_i , штук.	Δt_i , час.	Δn_i , штук.	Δt_i , час.	Δn_i , штук.
0 – 100	50	1000 – 1100	15	2000 – 2100	12
100 – 200	40	1100 – 1200	14	2100 – 2200	13
200 – 300	32	1200 – 1300	14	2200 – 2300	12
300 – 400	25	1300 – 1400	13	2300 – 2400	13
400 – 500	20	1400 – 1500	14	2400 – 2500	14
500 – 600	17	1500 – 1600	13	2500 – 2600	16
600 – 700	16	1600 – 1700	13	2600 – 2700	20
700 – 800	16	1700 – 1800	13	2700 – 2800	25
800 – 900	15	1800 – 1900	14	2800 – 2900	30
900 – 1000	14	1900 – 2000	12	2900 – 3000	40

Согласно (3.2) для каждого промежутка времени

$$P(\Delta t_j) = \frac{N_0 - n(\Delta t_j)}{N_0}.$$

Подставляя в это выражение данные таблицы 3.2, получим:

$$P(100) = \frac{1000 - 50}{1000} = 0,95, \quad P(300) = \frac{1000 - (50 + 40 + 32)}{1000} = 0,878.$$

$$P(200) = \frac{1000 - (50 + 40)}{1000} = 0,91, \quad P(400) = \frac{1000 - (50 + 40 + 32 + 25)}{1000} = 0,853.$$

Расчетные значения вероятностей приведены в таблице 3.3. По данным этой таблицы строится зависимость $P(t)$ в виде ступенчатой кривой, показанной на рисунке 3.8.

Таблица 3.3.

Δt_i , час.	Δn_i , штук.	$P(t)$, отн. ед.	$\lambda(t)$, $1 \cdot 10^{-3} / \text{час.}$
0 – 100	50	0,950	0,514
100 – 200	40	0,910	0,430
200 – 300	32	0,878	0,358
300 – 400	25	0,853	0,289
400 – 500	20	0,833	0,238
500 – 600	17	0,816	0,206
600 – 700	16	0,800	0,198
700 – 800	16	0,784	0,202
800 – 900	15	0,769	0,193
900 – 1000	14	0,755	0,184
1000 – 1100	15	0,740	0,200
1100 – 1200	14	0,726	0,191
1200 – 1300	14	0,712	0,195
1300 – 1400	13	0,699	0,184
1400 – 1500	14	0,685	0,202
1500 – 1600	13	0,672	0,192
1600 – 1700	13	0,659	0,195
1700 – 1800	13	0,646	0,200
1800 – 1900	14	0,632	0,220
1900 – 2000	12	0,620	0,192
2000 – 2100	12	0,608	0,195
2100 – 2200	13	0,595	0,217
2200 – 2300	12	0,583	0,204
2300 – 2400	13	0,570	0,225
2400 – 2500	14	0,556	0,248
2500 – 2600	16	0,540	0,290
2600 – 2700	20	0,520	0,376
2700 – 2800	25	0,495	0,490
2800 – 2900	30	0,465	0,624
2900 – 3000	40	0,425	0,900

Если принять $\Delta t \rightarrow 0$ и располагать экспериментальные точки по середине каждого из участков, то полученная гладкая кривая будет близка к действительной вероятности безотказной работы. Зависимость получается тем точнее, чем меньше промежутки Δt и чем большее число образцов N_0 было взято на испытание.

Интенсивность отказов определяется по формуле (3.6) для середины каждого промежутка:

$$\lambda(t) = \frac{n(t)}{N_0 \cdot \Delta t}.$$

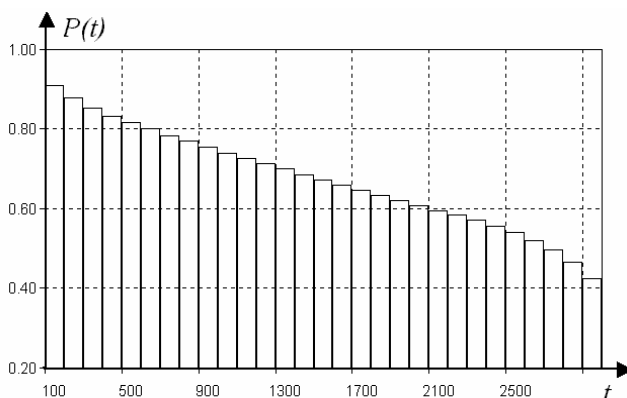


Рисунок 3.9. Зависимость вероятности безотказной работы реле от времени (к примеру 3.1).

$$\lambda(50) = \frac{50}{\frac{1000+950}{2} \cdot 100} = 0,514 \cdot 10^{-3} \text{ 1/час;}$$

$$\lambda(150) = \frac{40}{\frac{950+910}{2} \cdot 100} = 0,43 \cdot 10^{-3} \text{ 1/час;}$$

$$\lambda(250) = \frac{32}{\frac{910+878}{2} \cdot 100} = 0,358 \cdot 10^{-3} \text{ 1/час;}$$

Зависимость $\lambda(t)$ строится аналогично гистограмме $P(t)$.

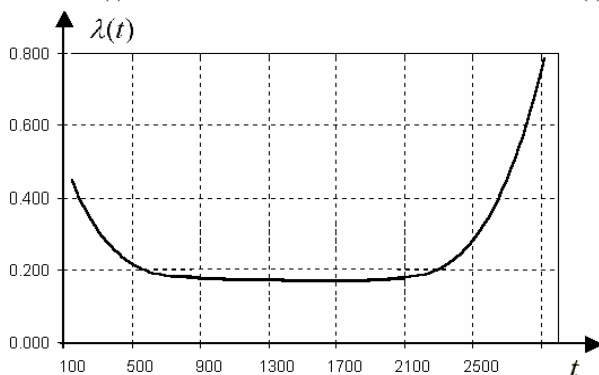


Рисунок 3.10. Зависимость интенсивности отказов реле от времени (к примеру 3.1).

Среднее время безотказной работы вычисляется по формуле:

$$T = \frac{\sum_{i=1}^{N_0} n_i \cdot t_i}{N_0} = \frac{50 \cdot 50 + 40 \cdot 150 + 32 \cdot 250 + \dots 30 \cdot 2850 + 40 \cdot 2950}{1000} = 748,35 \text{ ч};$$

Для произвольного числа элементов $N < N_0$ (например при $N = 575$):

$$T = \frac{\sum_{i=1}^N n_i \cdot t_i}{N} = \frac{50 \cdot 50 + 40 \cdot 150 + 32 \cdot 250 + \dots 30 \cdot 2850 + 40 \cdot 2950}{575} = 1400 \text{ ч.}$$

3.6. Проверка статистических гипотез

Для более точного определения показателей надежности и установления законов распределения случайных величин необходимо объединить статистические данные, собранные на различных объектах, в различных системах электроснабжения. 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: $x_1'', x_2'', \dots, x_{m+n}''$.

Функцию эмпирического распределения, соответствующего выборке x_1', x_2', \dots, x_m' обозначим символом $G_m(x)$. 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:

$$H_0 : MF_n(x) \equiv MG_m(x), \quad (3.44)$$

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

Возможные конкурирующие гипотезы запишем в виде неравенств:

$$\begin{aligned}
H_1^+ : \sup M[G_m(x) - F_n(x)] > 0, \quad |x| < \infty; \\
H_1^- : \inf M[G_m(x) - F_n(x)] < 0, \quad |x| < \infty; \\
H_1 : |\sup M[G_m(x) - F_n(x)]| > 0, \quad |x| < \infty.
\end{aligned} \tag{3.45}$$

Методы проверки нулевой гипотезы без оценки вида распределения показателя однородности называются **непараметрическими**.

В математической статистике существует несколько критериев однородности [6,12]: критерий знаков, Вилкоксона, Пирсона, Ван-дер-Вардена, Смирнова. Первые четыре критерия менее трудоемкие, но имеют меньшую мощность (чувствительность).

Статистика критерия Смирнова выражается уравнениями:

$$D_{mn}^+ = \sup[G_m(x) - F_n(x)] > 0, \quad |x| < \infty \tag{3.46}$$

$$D_{mn}^- = -\inf[G_m(x) - F_n(x)] > 0, \quad |x| < \infty \tag{3.47}$$

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

Вычисления ведут по формулам:

$$D_{mn}^+ = \max_{1 \leq r \leq m} \left[\frac{r}{m} - F_n(x_r) \right] = \max_{1 \leq s \leq n} \left[G_m(x_s) - \frac{s-1}{n} \right]; \tag{3.48}$$

$$D_{mn}^- = \max_{1 \leq r \leq m} \left[F_n(x_r) - \frac{r-1}{m} \right] = \max_{1 \leq s \leq n} \left[\frac{s}{n} - G_m(x_s) \right]; \tag{3.49}$$

$$D_{mn} = \max(D_{mn}^+, D_{mn}^-). \tag{3.50}$$

Если гипотеза H_0 верна и объем выборки неограниченно увеличивается, то

$$\lim \left[\sqrt{\frac{mn}{m+n}} \cdot D_{mn} < y \right] = K(y), \quad y > 0, \tag{3.51}$$

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

$$K(y) = \sum_{k=-\infty}^{+\infty} (-1)^k \cdot \exp(-2k^2 y^2). \quad (3.52)$$

Критические значения $D_{mn}(Q)$ приведены в [12].

Сравнивая критическое значение $D_{mn}(Q)$ для заданных m , n и Q с расчетным 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. Здесь для сравнения опытных данных с теоретическими строят гистограмму $\bar{F}(x)$ для упорядоченного ряда результатов наблюдений случайной величины $x_1 \leq x_2 \leq \dots \leq x_n$ и на нее наносят график теоретической функции $F(t)$ (рисунок 3.11). Такой метод весьма нагляден, но не позволяет измерить степень соответствия (согласия).

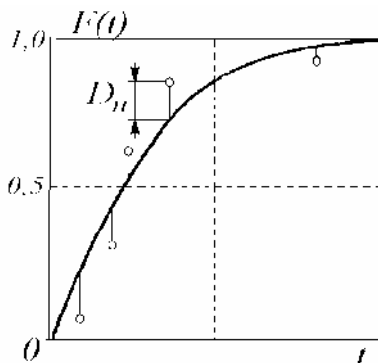


Рисунок 3.11. Проверка согласия опытного и теоретического распределения вероятностей

Для количественной оценки согласия опытного распределения с теоретическими применяются критерии Колмогорова и Пирсона. При этом число наблюдений случайной величины для проверки согласия распределений должно быть не менее 100, а 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. Максимальное расхождение между теоретическими и опытными данными определяется по формуле:

$$D_n = \max |\bar{F}(t) - F(t)|, \quad (3.53)$$

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

А.В. Колмогоров доказал, что случайная величина $y = D_n \sqrt{n}$ имеет функцию распределения $K(y) = 1 - p(y)$ (приложение 1). Получив в результате 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 $p(y) > 0,3...0,4$, то считают, что опытная и теоретическая функции хорошо согласуются между собой. Если $p(y) < 0,05...0,10$, это означает, что наблюдаемое отклонение не случайно, т.е. теоретическая функция плохо согласуется с опытными данными.

Пример 3.5. Проверим гипотезу об экспоненциальном распределении наработки на отказ в условиях опытной эксплуатации преобразовательного агрегата (инвертора), используя критерий Колмогорова.

Исходные данные и результаты расчета сведены в таблицу 3.4.

Таблица 3.4

Проверка гипотезы об экспоненциальном законе распределения
по критерию Колмогорова

i	t_i	m_i	$\bar{q}_i = m_i / n$	$\bar{F} = \sum_i \bar{q}_i$	t_i / \bar{t}	$F = 1 - e^{-t_i / \bar{t}}$	$D(t)$
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

$$n = \sum_i m_i = 7; \quad \bar{t} = \frac{\sum_i t_i m_i}{n} = 0,293.$$

Максимальному отклонению $D_n = 0,283$ при 7 наблюдениях соответствует $y = 0,283\sqrt{7} = 0,75$, для которого по таблице (приложение 1) определяем $p(y) = 0,65$. Вероятность 0,65 достаточно велика, что позволяет считать отклонение от теоретического распределения случайным, а гипотезу об экспоненциальном законе распределения – не противоречащей полученным данным.

Критерием Пирсона пользуются при большом объеме наблюдений и, в силу его универсальности, – при проверке многопараметрических распределений.

Пусть проведено n независимых опытов, в которых случайная величина X приняла определенное значение, и на основании наблюдений вычислены относительные 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 рассмотрено 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 относительных частот $p_i = F(x)$. Как показал К. Пирсон, квантиль

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^r \frac{(m_i - n p_i)^2}{n p_i} = n \sum_{i=1}^r \frac{(\bar{p}_i - p_i)^2}{p_i} \quad (3.54)$$

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 относительных 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 3.6. Проверим гипотезу постоянства вероятности правильных срабатываний для комплекта релейной защиты на основании данных 7 лет наблюдений. Используем критерий хи-квадрат. Исходные данные и результаты расчета сведены в таблицу 3.5.

Среднее значение относительного числа правильных срабатываний определяется по формуле:

$$p_{np.} = n / N ,$$

где n – полное число правильных срабатываний,

N – полное число требуемых срабатываний.

Таблица 3.5.

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

i	\bar{n}_i	m_i	n_i	$\bar{n}_i - n_i$	$(\bar{n}_i - n_i)^2 / n_i$
1	6	7	6,70	-0,70	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

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

Согласно гипотезе $\bar{n}_i = p_{np.} m_i ,$

где m_i – число требований на срабатывание в i -м интервале.

Число значений случайной величины $r=5$, число степеней свободы $k=5-2=3$. Число $\chi^2=0,177$ получается суммированием чисел последнего столбца таблицы. Ближайшее значение квантили к полученному нами $\chi^2(\alpha, 3)=0,352$ будет при $\alpha=0,05$ [12]; т.е. вероятность получить такие значения χ^2 достаточно велика. Следовательно, опытные данные не противоречат гипотезе о постоянстве вероятности правильного срабатывания.

3.7. Вопросы для самоконтроля

1. Дайте определения вероятности безотказной работы и вероятности отказа. Поясните их математический смысл.
2. Что называется интенсивностью отказов? Сформулируйте математический и физический смысл этого понятия.
3. Дайте определение параметра потока отказов. Сформулируйте физический смысл этого понятия.
4. Как изменяется параметр потока отказов технической системы в течение ее срока службы.
5. Перечислите основные коэффициенты, характеризующие надежность технических систем.
6. Назовите статистические законы распределения, применяемые в теории надежности, и область их применения.
7. Сформулируйте алгоритм испытания надежности технической системы.
8. Поясните общий смысл статистических критериев согласия.
9. Для чего в исследованиях надежности используются статистические критерии однородности.

4. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Чтобы получить представительную информацию о надежности элементов систем электроснабжения необходимо обследовать достаточно большое количество однотипных элементов за длительный промежуток времени. В реальных условиях промышленного предприятия это вызывает определенные трудности, поэтому ускоренные испытания на надежность можно осуществить с помощью математического моделирования.

Математические модели представляют собой количественное соотношение между исследуемыми критериями надежности (целевыми функциями) и другими значимыми факторами (независимыми переменными), с определенной степенью точности описывающее реальный процесс. При составлении модели допускается определенная идеализация действительности, состоящая в том, что из всего многообразия признаков исследуемого объекта отбираются лишь самые характерные. Поэтому модель – это упрощенное представление реального объекта или процесса, которое отражает его наиболее существенные черты.

Для расчета показателей надежности используется два вида моделей – модель надежности и модель отказов. Наиболее простыми являются **модели отказов**, представляющие собой математическое описание процесса возникновения отказа. Однако в большинстве случаев отказавшие элементы восстанавливаются, а включение в работу резервных позволяет восстановить работоспособность оборудования практически без прекращения электроснабжения.

Процесс восстановления и профилактики оборудования не исключает полностью возможности отказа системы электроснабжения, но в значительной степени снижает их вероятность, т.е. повышает надежность. Математическое описание совокупности этих процессов называется **моделью надежности**.

Наибольшее распространение в теории надежности получили модели отказов, основанные на использовании законов теории вероятностей и математической статистики. С их помощью устанавливаются связи между вероятностями определенных состояний элементов с событиями и состояниями системы.

Если для каждого момента времени вероятность любого состояния системы в будущем зависит только от состояния системы в настоящий момент времени и не зависит от того, каким образом система пришла в это состояние, то такой процесс называется **Марковским процессом** (или потоком без последствий). Такие процессы характерны для элементов с постоянными интенсивностями отказов и восстановлений $\lambda_i = const, \mu_i = const$ (т.е. при экспоненциальном законе распределения наработки на отказ и времени восстановления).

4.1. Модели отказов невосстанавливаемых элементов

В системах электроснабжения невосстанавливаемыми элементами можно считать низковольтные силовые аппараты, затраты на ремонт которых сопоставимы со стоимостью нового элемента.

Для начала рассмотрим простейший случай, когда в устройстве возможен только внезапный отказ. Соответственно, он может находиться только в двух состояниях – работоспособном и неработоспособном. Переход из работоспособного состояния в неработоспособное характеризуется интенсивностью отказов λ , а обратный переход невозможен. Граф состояний и переходов такой системы показан на рисунке 4.1.

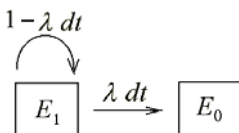


Рисунок 4.1. Модель надежности невосстанавливаемого элемента с внезапными отказами.

В процессе перехода вероятность безотказной работы и вероятность отказа описываются дифференциальными уравнениями:

$$\frac{dP}{dt} = -\lambda P(t); \quad \frac{dQ}{dt} = \lambda P(t); \quad (4.1)$$

где $P(t)$ – вероятность безотказной работы,
 $Q(t)$ – вероятность отказа.

При начальных условиях $P(0) = 1$ и $Q(0) = 0$ решение дифференциальных уравнений имеет вид:

$$P(t) = \exp(-\lambda t); \quad Q(t) = [1 - \exp(-\lambda t)] \quad (4.2)$$

Пример 4.1. Определить вероятность безотказной работы и вероятность отказа электромагнитного контактора напряжением 0,4 кВ для момента времени $t = 6$ лет, зная, что интенсивность отказов по справочным данным составляет $\lambda = 0,0005$ 1/год.

$$\begin{aligned} \text{По формулам (4.2)} \quad P(6) &= \exp(-\lambda t) = \exp(-0,0005 \cdot 6) = 0,997; \\ Q(6) &= 1 - \exp(-\lambda t) = 1 - \exp(-0,0005 \cdot 6) = 0,003. \end{aligned}$$

Если в элементе преобладают постепенные отказы, их можно представить совокупностью состояний E_1, E_2, \dots, E_N , в которых последовательно пребывает система по мере износа, причем за N этапов элемент окончательно изнашивается и наступает отказ (рисунок 4.2).

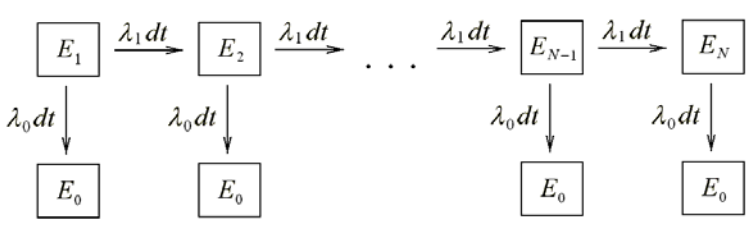


Рисунок 4.2. Модель надежности невосстанавливаемой системы с равномерным износом.

Мгновенный параметр потока воздействий, изнашивающих элемент на $1/N$ часть принимается равным λ_1 :

$$\lambda_1 = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P_1(t, t + \Delta t)}{\Delta t}, \quad (4.3)$$

где $P_1(t, t + \Delta t)$ - вероятность одного перехода.

Кроме постепенного износа, в системе могут наблюдаться также внезапные случайные отказы с интенсивностью λ_0 . В результате дифференциальные уравнения переходов для каждого k -го состояния имеют вид:

$$\begin{aligned} \frac{dP_k}{dt} &= -(\lambda_0 + \lambda_1)P_k(t) + \lambda_1 P_{k-1}(t); \\ \frac{dP_N}{dt} &= -(\lambda_0 + \lambda_1)P_N(t); \end{aligned} \quad (4.4)$$

Если рассматривать работоспособность системы, как сумму состояний E_1, E_2, \dots, E_N , то вероятность безотказной работы равна:

$$P(t) = \sum_{k=1}^N P_k(t), \quad (4.5)$$

$$\frac{dP}{dt} = \sum_{k=1}^N \frac{dP_k}{dt} = -\lambda_1 P_1(t) - \lambda_0 \sum_{k=1}^N P_k(t) = -\lambda_1 P_1(t) - \lambda_0 P(t). \quad (4.6)$$

При начальных условиях $P(0) = 1$ и $P_k(0) = 0$ решение уравнения (4.6) имеет вид:

$$P(t) = \exp(-\lambda_0 t) \left[1 - \int_0^t \exp(-\lambda_1 t) \cdot \frac{(-\lambda_1 t)^{N-1}}{(N-1)!} dt \right] = 1 - \Phi\left(\frac{1-T_0}{T_0 \sqrt{n}}\right); \quad (4.7)$$

Пример 4.2. Вывод в ремонт маломасляного выключателя осуществляется после 6 лет непрерывной работы или после 2000 циклов включения-отключения. Определить вероятность безотказной работы выключателя через 4 года после его установки, если при этом он совершил 200 коммутационных циклов.

По приведенным данным интенсивность коммутаций выключателя (интенсивность внезапных отказов) составляет:

$$\lambda_0 = \frac{200}{4 \cdot 2000} = 0,025 \text{ 1/год.}$$

Интенсивность постепенных отказов:

$$\lambda_1 = \frac{1}{6} = 0,167 \text{ 1/год.}$$

По формуле (4.7) вероятность безотказной в течение 4 лет равна:

$$\begin{aligned} P(4) &= \exp(-\lambda_0 t) \left[1 - \int_0^t \exp(-\lambda_1 t) \cdot \frac{(-\lambda_1 t)^{N-1}}{(N-1)!} dt \right] = \\ &= \exp(-0,025 \cdot 4) \left[1 - \int_0^6 \exp(-0,167 \cdot 4) \cdot \frac{(-0,167 \cdot 4)^{6-1}}{(6-1)!} dt \right] = 0,864; \end{aligned}$$

4.2. Модели надежности восстанавливаемых элементов

Рассмотрим более сложный случай, когда элементы системы электроснабжения подлежат восстановлению. При этом их надежность зависит от быстроты восстановления и кратности резервирования элементов.

В простейшем случае элемент без резервирования может находиться в двух состояниях: E_1 – работоспособное, E_0 – неработоспособное. Если параметр потока отказов восстанавливаемой системы равен ω , а интенсивность восстановления μ ($\mu = 1/\tau$), то переход из одного состояния в другое можно представить в виде графа, представленного на рисунке 4.5.

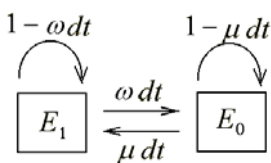


Рисунок 4.5. Модель надежности простейшей восстанавливаемой системы.

Дифференциальные уравнения относительно вероятностей переходов имеют вид:

$$\frac{dP_1}{dt} = -\omega P_1(t) + \mu P_0(t); \quad (4.8)$$

$$\frac{dP_0}{dt} = \omega P_1(t) - \mu P_0(t);$$

где $P_1(t)$ – вероятность застать установку в состоянии E_1 ,

$P_0(t)$ – вероятность нахождения установки в состоянии E_0 .

При начальных условиях $P_1(0) = 1$, $P_0(0) = 0$ и с учетом того, что состояния E_1 и E_0 представляют собой полную группу событий, т. е. $P_0(t) + P_1(t) = 1$, решение дифференциальных уравнений (4.8) примет вид:

$$P_1(t) = \frac{\mu}{\omega + \mu} \left(1 + \frac{\omega}{\mu} \cdot \exp[-t(\omega + \mu)] \right); \quad (4.9)$$

$$P_0(t) = \frac{\omega}{\omega + \mu} (1 - \exp[-t(\omega + \mu)]). \quad (4.10)$$

Рассмотрим некоторые частные случаи, вытекающие из выражений (4.9) и (4.10):

а) при мгновенном автоматическом восстановлении ($\omega / \mu = 0$) $P_1(t) = 1$, т.е. элемент является абсолютно работоспособным в любой произвольный момент времени;

б) при отсутствии восстановления ($\omega / \mu = \infty$):

$$P_1(t) = \exp(-\omega t) = \exp(-\lambda t),$$

т. е. вероятность состояния E_1 равна вероятности безотказной работы;

в) при достаточно большом t ($t \rightarrow \infty$) вероятность $P_1(t)$ перестает зависеть от времени (рисунок 4.6):

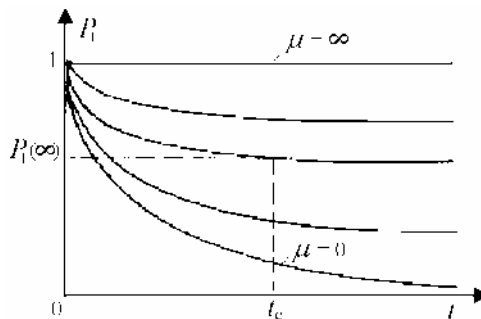


Рисунок 4.6. Зависимость вероятности работоспособного состояния от времени при различной интенсивности восстановления.

$$P_1(\infty) = \frac{\mu}{\omega + \mu} = \frac{t_P}{t_P + t_{\Pi}} = k_{\Gamma}. \quad (4.11)$$

Как видно из выражения (4.11) величина $P_1(\infty)$ – есть оценка коэффициента готовности. Следовательно, при отсутствии резервирования восстановление повышает надежность только в отношении готовности, вероятность безотказной работы при этом не увеличивается.

Пример 4.3. Определить вероятность безотказной работы кабельной линии напряжением 10 кВ для момента времени $t = 5$ лет для двух вариантов: а) среднее время восстановления составляет $\tau = 24$ ч; б) линия не подлежит восстановлению. Параметр потока отказов по справочным данным составляет $\omega = 0,20$ 1/год,

Зная время, определим интенсивность восстановления по выражению:

$$\mu = 1/T_B = 8760/24 = 365 \text{ 1/год}.$$

Вероятность безотказной работы для первого варианта рассчитывается по формуле (4.9):

$$P_a(5) = \frac{\mu}{\omega + \mu} \left(1 + \frac{\omega}{\mu} \cdot \exp[-t(\omega + \mu)] \right) =$$

$$= \frac{365}{0,2 + 365} \left(1 + \frac{0,2}{365} \cdot \exp[-5(0,2 + 365)] \right) = 0,9995.$$

Для второго варианта используем более простую формулу (4.2):

$$P_o(5) = \exp(-\omega t) = \exp(-0,2 \cdot 5) = 0,368.$$

Таким образом, отсутствие восстановления при заданных условиях снижает надежность электроснабжения потребителей на 60%.

4.3. Модели надежности для резервированных систем

Рассмотрим модели надежности для совокупности взаимосвязанных элементов. Простейшей схемой с точки зрения теории надежности является такой комплект элементов, при котором отказ одного элемента вызывает отказ всей системы, но не изменяет надежность других элементов (рисунок 4.8). Такую структуру в теории надежности называют **последовательным соединением элементов**.

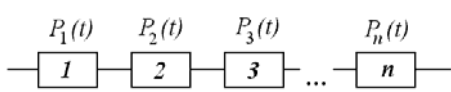


Рисунок 4.8. Структурная схема надежности системы с последовательным соединением элементов.

Используя законы теории вероятностей для сложных случайных событий, получаем, что вероятность безотказной работы такой системы определяется как вероятность безотказной работы всех элементов в течение времени t :

$$P(t) = P_1(t) \cdot P_2(t) \cdot \dots \cdot P_n(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t); \quad (4.12)$$

где $P_i(t)$ – вероятность безотказной работы i -го элемента.

Выразив $P_i(t)$ через параметр потока отказов (таблица 3.1), получим

$$P(t) = \exp\left[-\int_0^t \omega(x) dx\right] = \prod_{i=1}^n \exp\left[-\int_0^t \omega_i(x) dx\right] = \exp\left[-\sum_{i=1}^n \int_0^t \omega_i(x) dx\right], \quad (4.13)$$

откуда
$$\omega(t) = \sum_{i=1}^n \omega_i(t) \quad (4.14)$$

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

Структурой с **параллельным соединением** элементов (рисунок 4.9) моделируется такая система из n элементов или единиц оборудования, в которой для нормальной работы необходимо r элементов, а $(n - r)$ элементов являются резервными.

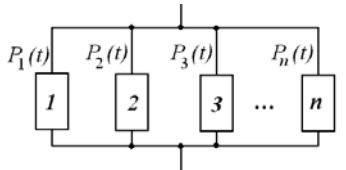


Рисунок 4.9. Структурная схема надежности системы с параллельным соединением элементов.

Пока число резервных элементов превышает число отказавших, система работоспособна. Таким образом, условие отказа имеет вид:

$$m - 1 = n - r. \quad (4.15)$$

Вероятность отказа системы определяется как вероятность совпадения отказов $m = (n - r + 1)$ 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 $[P_i(t) + Q_i(t)] = 1$:

$$\prod_{i=1}^n [P_i(t) + Q_i(t)] = [P_1(t) \cdot P_2(t) \cdot \dots \cdot P_n(t)] + \quad (4.16)$$

$$+ [Q_1(t) \cdot P_2(t) \cdot \dots \cdot P_n(t)] + \dots + [Q_1(t) \cdot Q_2(t) \cdot \dots \cdot Q_n(t)]$$

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:

$$Q(t) = \sum_{k=r}^n C_n^k P^{n-k}(t) Q^k(t) \quad (4.17)$$

$$P(t) = \sum_{k=r}^n C_n^k P^k(t) Q^{n-k}(t) \quad (4.18)$$

где $C_n^k = \frac{n!}{(n-k)! k!}$.

Условие взаимонезависимости отказов элементов выполняется в том случае, если при изменении числа находящихся в работе элементов не наблюдается их значительной перегрузки. Таким образом, система с параллельным соединением элементов является **резервированной системой**, т.е. отказ одного или нескольких элементов не вызывает отказа всей системы.

В теории надежности различают два способа резервирования:

Резервирование называется **постоянным**, если в работе постоянно находятся все элементы, и система не отказывает до выхода из строя определенного их числа.

Если же резервные элементы включаются только после автоматического отключения отказавших элементов – имеет место **резервирование замещением**.

В энергетике резервирование замещением осуществляется многочисленными устройствами АБР («холодный» резерв), постоянное – вращающимся и скрытым резервом генераторов, трансформаторов и электродвигателей («горячий» резерв).

4.3.1. Модели надежности при однократном резервировании

В системе с однократным резервированием (дублированием) имеется два элемента. При отказе одного из них система остается работоспособной, а 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.

а) 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 одного состояния в другое изображен на рисунке 4.10.

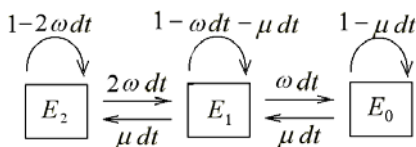


Рисунок 4.10. Модель надежности дублированной системы с постоянным замещением и ограниченным восстановлением.

Система дифференциальных уравнений для вероятностей состояний имеют вид:

$$\begin{aligned}\frac{dP_2}{dt} &= -2\omega P_2(t) + \mu P_1(t); \\ \frac{dP_1}{dt} &= 2\omega P_2(t) - (\omega + \mu)P_1(t) + \mu P_0(t); \\ \frac{dP_0}{dt} &= \omega P_1(t) - \mu P_0(t);\end{aligned}\tag{4.19}$$

Решение уравнений (4.19) при начальных условиях $P_2(0) = 1$ и $P_1(0) = P_0(0) = 0$, с учетом того, что $P_0(t) + P_1(t) + P_2(t) = 1$ имеет вид:

$$P_0(t) = \frac{2\omega^2}{(\omega + \mu)^2 + \omega^2} \left(\frac{1 + S_2 \exp S_1 t - S_1 \exp S_2 t}{\sqrt{\omega^2 + 4\omega\mu}} \right), \quad (4.20)$$

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

б) При **резервировании замещением** резервный элемент может отказать только после того, как его включили вместо основного. В этом случае граф переходов принимает следующий вид:

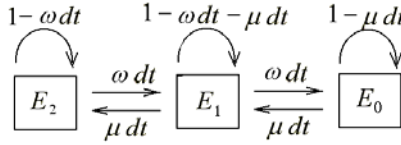


Рисунок 4.11. Модель надежности дублированной системы при резервировании замещением и ограниченном восстановлении.

Этому графу соответствуют дифференциальные уравнения:

$$\begin{aligned} \frac{dP_2}{dt} &= -\omega P_2(t) + \mu P_1(t); \\ \frac{dP_1}{dt} &= \omega P_2(t) - (\omega + \mu)P_1(t) + \mu P_0(t); \\ \frac{dP_0}{dt} &= \omega P_1(t) - \mu P_0(t), \end{aligned} \quad (4.21)$$

Решая уравнения (4.21) при указанных выше начальных условиях, получим:

$$P_0(t) = \frac{\omega^2}{(\omega + \mu)^2 + \omega\mu} \left(\frac{1 + S_2 \exp S_1 t - S_1 \exp S_2 t}{2\sqrt{\omega\mu}} \right), \quad (4.22)$$

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

Для определения вероятности безотказной работы для заданного интервала времени выражения (4.20), (4.22) преобразуется к виду:

$$P(t) = \exp(-t/T), \quad (4.23)$$

где $T = \left(1 + 3\rho/2\rho\right) \cdot T_0$ - для постоянного резервирования ($\rho = \omega/\mu$);

$T = \left(1 + 2\rho/\rho\right) \cdot T_0$ - для резервирования замещением;

Пример 4.4. Определить показатели надежности системы электроснабжения с двумя кабельными линиями 10 кВ: $\omega = 0,2 \text{ год}^{-1}$; $\tau = 24 \text{ ч}$; $t = 1 \text{ год}$.

Для одного кабеля:

$$\tau = 24 \text{ ч} = 1/365 \text{ год}^{-1}; \quad k_{\Gamma} = \frac{365}{0,2 + 365} = 0,9995;$$

$$P(t) = \exp(-0,2 \cdot 1) = 0,8187; \quad T_0 = 1/\omega = 1/0,2 = 5 \text{ лет}.$$

При двух кабелях в случае постоянного резервирования имеем:

$$k_{\Gamma} = 1 - P_0(t) = 1 - \frac{2 \cdot (0,2)^2}{(365,2)^2 + (0,2)^2} = 0,9999992;$$

$$\rho = 0,2/365 = 0,00055;$$

$$T = \frac{1 + 3 \cdot 0,00055}{2 \cdot 0,00055} \cdot 5 = 5005 \text{ лет}.$$

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

В случае резервирования замещением:

$$k_{\Gamma} = 1 - P_0(t) = 1 - \frac{(0,2)^2}{(365,2)^2 - 365 \cdot 0,2} = 0,9999997;$$

$$T = \frac{1 + 2 \cdot 0,00055}{0,00055} \cdot 5 = 9100 \text{ лет}.$$

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

Результаты расчета показывают, что для системы кабельных линий резервирование замещением незначительно повышает готовность и безотказность. Предпочтение следует отдать постоянному резервированию, так как в этом случае снижение нагрева увеличивает долговечность кабеля.

4.3.2. Модели надежности при многократном резервировании

При постоянном резервировании важнейшим показателем надежности является **кратность резервирования** – соотношение числа рабочих и резервных элементов:

$$k = \frac{n-r}{r} = \frac{m-1}{n-m+1} \quad (4.24)$$

где n - общее исходное число элементов системы;
 m - число отказавших элементов;
 r - число элементов, необходимых для нормальной работы;
 $(n-r)$ – число резервных элементов.

Зависимости вероятности безотказной работы $P_k(t)$ от кратности резервирования k приведены в таблице 4.1 и на рисунке 4.3.

Таблица 4.1

Влияние кратности резервирования на вероятность
безотказной работы при $P_k(t) = e^{-\omega t}$

k	P_k	ωt				
		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	$4P + 4P^3 - 3P^2 - P^4$	1,0000	0,9757	0,8407	0,4511	0,0716

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

Следует отметить, что 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 замещением – еще и включать резервный.

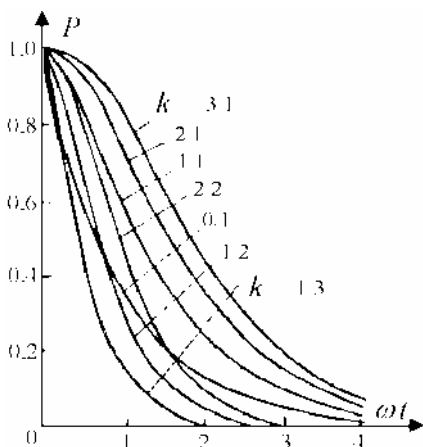


Рисунок 4.12. Зависимость вероятности безотказной работы от времени при резервировании с различной кратностью.

Если при отказе отключающей аппаратуры выводится из строя вся система, то вероятность безотказной работы системы с постоянным резервированием определяется выражением:

$$P_c = P_k \cdot P_{o.c}, \quad (4.25)$$

где $P_{o.c}$ – вероятность отсутствия отказов срабатывания при отключении отказавшего элемента;

P_k – вероятность безотказной работы группы элементов с кратностью резервирования k .

Пример 4.5. Рассмотрим схему секции РУ-6 кВ, от которой питается 21 отходящая линия (рисунок 4.13). Частота отказов при коротких замыканиях составляет:

- для выключателей - $\omega_1 = 0,003$ 1/год;
- для сборных шин - $\omega_2 = 0,03$ 1/год.

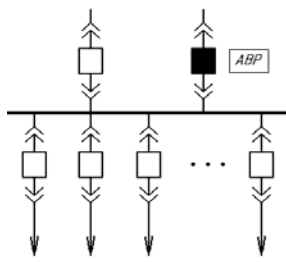


Рисунок 4.13. Схема секции РУ-6 кВ

Относительная частота «погашения» секции РУ-6 кВ при коротких замыканиях определяется, как:

$$\Omega = 22\omega_1 + \omega_2 = 22 \cdot 0,003 + 0,03 = 0,096 \text{ 1/год.}$$

Таким образом, интенсивность отказов секции РУ-6 кВ определяется, в основном, числом присоединений и надежностью выключателей.

4.4. Вопросы для самоконтроля

1. Что называется моделью отказов и моделью надежности? В чем различие этих терминов?
2. Нарисуйте графы состояний и переходов для невосстанавливаемой системы с внезапными отказами и постепенным износом. Поясните их основные числовые параметры.
3. Покажите общий вид модели надежности для восстанавливаемых систем и поясните ее основные числовые характеристики.
4. Запишите уравнения для расчета вероятности безотказной работы систем с последовательным и параллельным соединением элементов.
5. Дайте определение резервированной системы. Перечислите виды резервирования энергетических систем.
6. Дайте определение кратности резервирования и поясните ее влияние на надежность и экономичность технической системы.

5. АНАЛИЗ И КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ РАСЧЕТЫ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Под расчетом надежности понимается метод получения численных показателей надежности объекта (системы) по известным характеристикам надежности его элементов и известному их структурному и функциональному взаимодействию. По классу решаемых задач и используемому математическому аппарату все методы можно условно подразделить на графоаналитические, логические и вероятностные.

Все три группы методов имеют принципиально различную основу, но, в конечном счете, они все применяются в совокупности, дополняя друг друга.

5.1. Аналитический метод расчета надежности электроснабжения

Этот метод применяется в тех случаях, когда анализируется надежность сложной системы, состоящей из большого числа элементов, вся информация о показателях надежности, структуре и функциональном взаимодействии которых известна.

Для унификации расчета в теории надежности такие объекты заменяются структурной схемой (схемой замещения) по надежности, состоящей из n элементов, функционально связанных между собой, каждый из которых может находиться в двух состояниях – работоспособности или отказа (рис. 5.1).

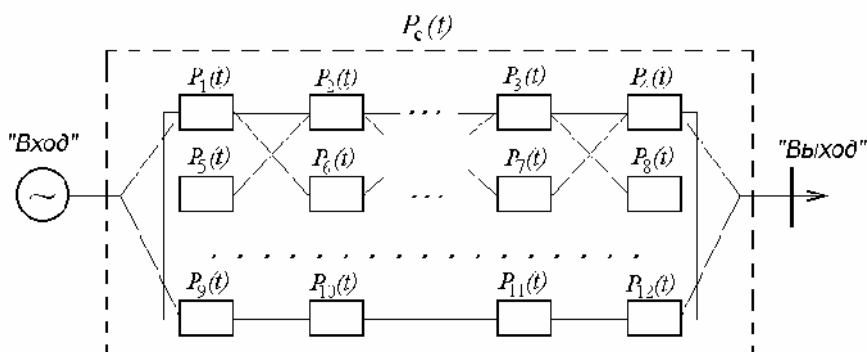


Рис. 5.1. Структурная схема надежности сложной системы.

Для электрических сетей структурная схема системы по надежности часто представляет собой аналог схемы соединения реальных элементов. Представляя связи между элементами схемы электроснабжения в виде последовательного и параллельного соединения, можно описать отказ электроснабжения, как совокупность отказов элементов питающей цепи, или результат 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 эквивалентное преобразование схемы из последовательно и параллельно соединенных элементов позволяет оценить показатели надежности схемы электроснабжения: частоту и длительность отключений различных потребителей.

Точное решение такой задачи может представлять большую методическую трудность, поэтому на практике вводят ряд допущений:

1. Все перерывы электроснабжения по продолжительности отключений делятся на два вида – 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 группы 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. 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.

7. В том случае, когда параллельные цепи на своем протяжении имеют переемычку (в виде линий, переключательных постов дальних электропередач, секционных или шиносоединительных выключателей подстанций), расчетные схемы приходится составлять как для режимов с включенной переемычкой (считая ее абсолютно надежной), так и с отключенной переемычкой (считая ее находящейся в плановом или аварийном ремонте).

Показатели надежности оцениваются в этом случае для каждого режима отдельно с учетом его относительной длительности. При числе переемычек 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. п.5.3).

В реальных системах электроснабжения число параллельно работающих элементов, как правило, не более двух, поэтому при расчетах надежности можно воспользоваться упрощенными формулами:

– для вероятности безотказной работы и вероятности отказа системы

$$P_{рез.}(t) = P_1(t) + P_2(t) - P_1(t) \cdot P_2(t); \quad (5.1)$$

$$Q_{рез.}(t) = [1 - P_1(t)] \cdot [1 - P_2(t)] = 1 - P_1(t) - P_2(t) + P_1(t) \cdot P_2(t); \quad (5.2)$$

– для интенсивности потока отказов:

$$\omega_{рез.}(t) = \omega_1(t) \cdot \omega_2(t) \cdot [T_{г.1} + T_{г.2}]; \quad (5.3)$$

– для времени восстановления

$$T_{г.рез.} = \frac{\omega_1(t) \cdot T_{г.1} + \omega_2(t) \cdot T_{г.2}}{\omega_1(t) + \omega_2(t)}. \quad (5.4)$$

При наличии в схеме поперечных связей (мостиков, секционных выключателей) можно использовать приближенные формулы преобразований:

а) преобразование «звезды» в «треугольник» и обратно (рис. 5.2):

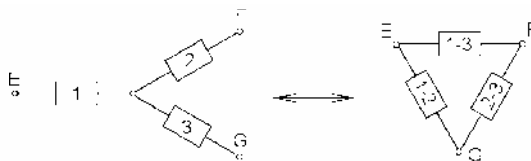


Рис. 5.2. Схема преобразования «звезда»-«треугольник».

Основным условием при этом является равенство характеристик надежности цепей, соединяющих одноименные точки в схеме до и после преобразования.

Так как вероятности безотказной работы обычно близки к единице, а погрешность расчетов пропорциональна размерности учитываемых показателей, то для снижения этой погрешности в качестве характеристик надежности используются вероятности отказов элементов:

$$Q_{12} \approx \sqrt{Q_1 Q_2 / Q_3}; \quad Q_{31} \approx \sqrt{Q_3 Q_1 / Q_2}; \quad Q_{23} \approx \sqrt{Q_2 Q_3 / Q_1}; \quad (5.5)$$

$$Q_1 \approx Q_{12} Q_{31}; \quad Q_2 \approx Q_{12} Q_{23}; \quad Q_3 \approx Q_{23} Q_{31}; \quad (5.6)$$

б) метод исключения элемента (рис. 5.3):

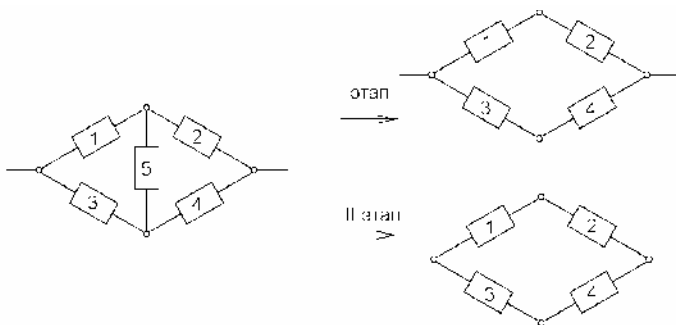


Рис. 5.3. Схема исключения поперечной связи.

Особенность метода состоит в том, что расчет проводится в два этапа. В структурной схеме исключаются один или несколько элементов, образующих поперечные связи (рис. 5.3) и рассматривается два крайних случая: когда выбранные элементы абсолютно надежны (они

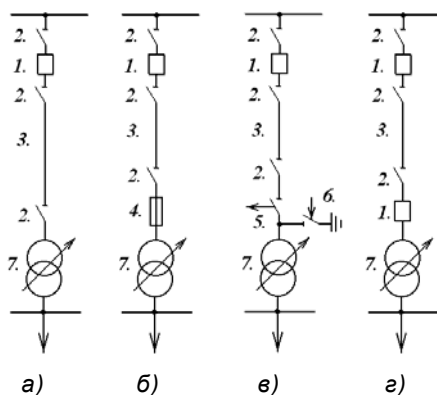
заменяются постоянной связью) и когда эти элементы абсолютно ненадежны (между двумя узлами остается разрыв). Для двух полученных структурных схем определяются вероятности безотказной работы – P_{\max} и P_{\min} .

Результирующая вероятность безотказной работы системы определяется по формуле:

$$P_{рез.} = P_{\min} + (P_{\max} - P_{\min}) \cdot P_{cp.}, \quad (5.7)$$

где $P_{cp.} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n P_i$ – средняя вероятность безотказной работы для исключаемых элементов.

Пример 5.1. Рассмотрим типовые схемы однотрансформаторных подстанций 110 кВ (рисунок 5.4). Перерыв питания (отказ электроснабжения) для таких подстанций вызывается отказом любого из элементов системы. Параметры потока отказов отдельных элементов составляют:



- разъединителя - $\omega_1 = 0,03$;
- выключателя - $\omega_2 = 0,02$;
- воздушной ЛЭП - $\omega_3 = 1,0$;
- предохранителя - $\omega_4 = 0,05$;
- отделителя - $\omega_5 = 0,04$;
- короткозамыкателя - $\omega_6 = 0,04$;
- трансформатора $\omega_7 = 0,01$;

Рисунок 5.4. Схемы питания однотрансформаторных подстанций 110 кВ

Интенсивность отказов электроснабжения (частота «погашения» подстанции) определяется по формуле (4.14):

$$а) \Omega = \omega_1 + 3\omega_2 + \omega_3 + \omega_7 = 1,10 \text{ 1/год};$$

$$б) \Omega = \omega_1 + 3\omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_7 = 1,15 \text{ 1/год};$$

$$в) \Omega = \omega_1 + 3\omega_2 + \omega_3 + \omega_5 + \omega_6 + \omega_7 = 1,18 \text{ 1/год};$$

$$е) \Omega = 2\omega_1 + 3\omega_2 + \omega_3 + \omega_7 = 1,13 \text{ 1/год};$$

Результаты расчетов показывают, что наиболее надежной является самая простая схема – с присоединением трансформатора только через разъединитель. При этом доминирующее влияние на надежность подстанции оказывает повреждаемость воздушных линий (ω_3).

Пример 5.2. На рисунке 5.4 приведены два варианта типовых схем питания двухтрансформаторных подстанций 110 кВ, которые отличаются способами секционирования питающей сети при возникновении коротких замыканий на линиях и оборудовании. Необходимо сравнить частоту отключения двух трансформаторов $\Omega_{o.n.}(2)$ для этих вариантов.

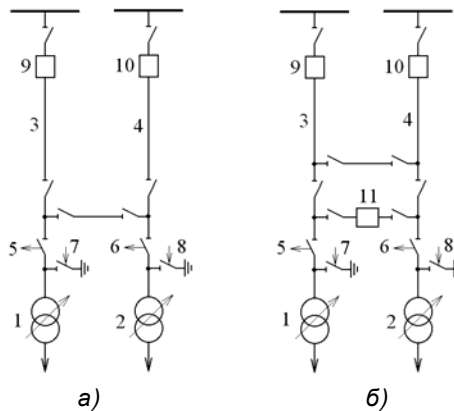


Рисунок 5.4. Варианты схем питания подстанции 110 кВ.

Таблица 5.1

Показатели надежности элементов схем

Элемент	Номер на схеме	ω , год ⁻¹	τ , год	$q_{нл.}$
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

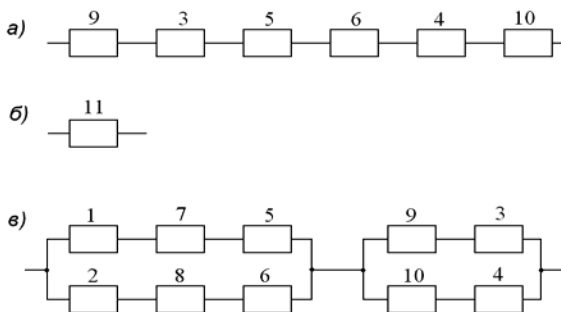


Рисунок 5.5. Структурные схемы надежности подстанции.

а) Для простых схем с последовательным соединением частота кратковременных отключений по формуле (4.14) составляет:

$$\begin{aligned}\Omega_{o.n.}^{(a)}(2) &= \omega_9 + \omega_3 + \omega_5 + \omega_6 + \omega_4 + \omega_{10} = \\ &= 0,03 + 0,50 + 0,02 + 0,02 + 0,50 + 0,03 = 1,1 \text{ год}^{-1}.\end{aligned}$$

б) Для резервированных схем с автоматическим коммутационным аппаратом в перемычке интенсивность кратковременных отключений определяется только надежностью этого аппарата:

$$\Omega_{o.n.}^{(б)}(2) = \omega_{11} = 0,03 \text{ год}^{-1}.$$

в) Частота длительных отключений (при совпадении отказов одной цепи и планового простоя другой) не зависит от конструкции ремонтной перемычки и для обоих вариантов определяется по расчетной схеме рис.5.5-в:

$$\begin{aligned}\Omega_{o.n.}^{(в)}(2) &= (\omega_1 + \omega_7 + \omega_5)(\omega\tau_2 + \omega\tau_8 + \omega\tau_6 + q_{nl.2} + q_{nl.8} + q_{nl.6}) + \\ &+ (\omega_2 + \omega + \omega_6)(\omega_1\tau_1 + \omega_7\tau_7 + \omega_5\tau_5 + q_{nl.1} + q_{nl.7} + q_{nl.5}) + \\ &+ (\omega_9 + \omega)(\omega_{10}\tau_{10} + \omega_4\tau_4 + q_{nl.10} + q_{nl.4}) + \\ &+ (\omega_{10} + \omega_4)(\omega_9\tau_9 + \omega_3\tau_3 + q_{nl.9} + q_{nl.3}) = 0,0134 \text{ год}^{-1};\end{aligned}$$

Таким образом, применение перемычки с выключателем 11 позволяет снизить частоту кратковременных отключений более, чем в 30 раз. Частота длительных отключений определяется только интенсивностью и длительностью плановых отключений электрооборудования.

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

Этот метод основан на применении законов теории вероятности к функциям алгебры логики и может применяться для достаточно простых схем. Теоретически метод может быть применим к системе, время безотказной работы которой распределено по любому закону, однако на практике он используется для систем с простейшим потоком отказов (экспоненциальным законом распределения).

Алгебра логики – это раздел математики, занимающийся исчислением **высказываний**, т.е. таких предложений, относительно которых можно утверждать истинность или ложность. При этом высказывание можно рассматривать как величину, которая принимает два значения – «истина» или «ложь». Если высказывание x истинно, то записывают $x = 1$, если x ложно, то $x = 0$.

Выражения, истинность которых определяется значениями истинности или ложности других, более простых, высказываний (**аргументов**), называются **функциями алгебры логики**.

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

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

$$\bar{1} = 0; \quad \bar{0} = 1. \quad (5.8)$$

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

$$0 \wedge 0 = 0; \quad 0 \wedge 1 = 0; \quad 1 \wedge 0 = 0; \quad 1 \wedge 1 = 1. \quad (5.9)$$

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

$$0 \vee 0 = 0; \quad 0 \vee 1 = 1; \quad 1 \vee 0 = 1; \quad 1 \vee 1 = 1. \quad (5.10)$$

Основные правила преобразования логических выражений приведены ниже:

$$\left. \begin{aligned} x \times 1 = x; \quad x + 1 = 1; \quad x \times 0 = 0; \quad x + 0 = x; \\ x \times x = x; \quad x + x = x; \quad x \times \bar{x} = 0; \quad x + \bar{x} = 1; \end{aligned} \right\} \quad (5.11)$$

Сочетательный (ассоциативный) закон:

$$\left. \begin{aligned} x_1 \times (x_2 \times x_3) &= (x_1 \times x_2) \times x_3 = x_1 \times x_2 \times x_3; \\ x_1 + (x_2 + x_3) &= (x_1 + x_2) + x_3 = x_1 + x_2 + x_3; \end{aligned} \right\} \quad (5.12)$$

Распределительный (дистрибутивный) закон:

$$\left. \begin{aligned} x_1 \times (x_2 + x_3) &= (x_1 \times x_2) + (x_1 \times x_3); \\ x_1 + (x_2 \times x_3) &= (x_1 + x_2) \times (x_1 + x_3); \end{aligned} \right\} \quad (5.13)$$

Переместительный (коммутативный) закон:

$$x_1 \times x_2 = x_2 \times x_1; \quad x_1 + x_2 = x_2 + x_1; \quad (5.14)$$

Закон инверсий:

$$\overline{(x_1 \times x_2)} = \overline{x_1} + \overline{x_2}; \quad \overline{(x_1 + x_2)} = \overline{x_1} \times \overline{x_2}; \quad (5.15)$$

Операция поглощения:

$$(x_1 \times x_2) + x_1 = x_1; \quad x_1 \times (x_2 + x_1) = x_1; \quad (5.16)$$

Операция склеивания:

$$\left. \begin{aligned} (x_1 \times x_2) + (x_1 \times \overline{x_2}) &= x_1 \times (x_2 + \overline{x_2}) = x_1 \times 1 = x_1; \\ (x_1 \times x_2) + (\overline{x_1} \times x_2) &= x_2 \times (x_1 + \overline{x_1}) = x_2 \times 1 = x_2; \end{aligned} \right\} \quad (5.17)$$

В теории надежности функция состояния (безотказности или отказа) системы может быть записана, как функция алгебры логики, в которой аргументами являются переменные состояния отдельных элементов. При этом, чтобы рассмотреть все взаимосвязи случайных событий, необходимо построить логическую блок-схему, которая называется **деревом отказов** (рисунок 5.6).

На диаграмме каждое высказывание записывается текстом или соответствующим буквенным кодом и обводится рамкой. Высказывание может быть простым или сложным. **Простое высказывание** относится к событию или состоянию, которые сами не рассматриваются как сочетание других событий или состояний. Такие высказывания обозначаются цифровым или буквенным кодом (латинскими буквами), помещаемым в кружок. Примерное кодирование элементов системы электроснабжения приводится в таблицах 5.2 и 5.3.

Сложное высказывание, представляющее собой дизъюнкцию или конъюнкцию нескольких высказываний (простых или сложных). Оно обозначается на диаграмме соответствующим логическим оператором, связывающим высказывания низшего уровня с высказыванием высшего уровня.

Построение дерева отказов начинается с формулировки **конечного высказывания** об отказе системы. При исследовании безотказности системы конечное высказывание относится к определению события, реализация которого приводит к нарушению функционирования в рассматриваемом интервале времени при заданных условиях. В дереве отказов конечное высказывание помещается вверху листа и обводится двойной рамкой.

Конечное высказывание определяется высказываниями второго уровня. Сначала выявляется возможность реализации события или состояния конечного уровня как дизъюнкции простых высказываний второго уровня. При невозможности реализации конечного уровня как дизъюнкции простых высказываний, выявляются дизъюнкции сложных высказываний, определяющие реализацию конечного.

– Может оказаться, что простые и сложные высказывания не формируют конечное высказывание с помощью дизъюнкции (альтернативы), тогда определяются конъюнктивно связанные события или состояния. В таких случаях конечное высказывание может реализоваться в результате совпадения во времени двух и более событий.

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 (элементарные) высказывания, которые полностью раскрывают содержание вышерасположенных высказываний, и могут быть однозначно описаны соответствующими количественными характеристиками.

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 помещается индексом. Примерное кодирование элементов системы электроснабжения собственных нужд приводится в таблицах 5.2 и 5.3.

После построения дерева отказов логическое условие реализации конечного события или состояния записывается в форме **функции отказа (ФО)** путем выполнения указанных в дереве отказов операций логического сложения и умножения над символами (кодами) элементарных событий и состояний, начиная с нижнего уровня

При дизъюнкции (альтернативе) простых высказываний a, b, c промежуточное сложное высказывание записывается как:

$$A = a + b + c .$$

На следующем, более высоком уровне записываются конъюнкции и дизъюнкции как простых, так и сложных высказываний:

$$C = A + B , \text{ или } D = A \times c + d \text{ и т. д.}$$

Каждая комбинация более высокого уровня преобразуется (упрощается) по правилам алгебры логики – сокращаются одинаковые простые высказывания, кроме одного. 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 сочетание 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, если их порядок превышает порядок остающихся более чем в два раза.

Например, запись функции отказа:

$$a b + c d - f - g h k + m n s q + c d m$$

сокращается до $ab + cd + g h k$

или, в другой форме записи:

$$\begin{aligned} (a \wedge b) \vee (c \wedge d) \vee (g \wedge h \wedge k) \vee (m \wedge n \wedge s \wedge q) \vee (c \wedge d \wedge m) = \\ = (a \wedge b) \vee (c \wedge d) \vee (g \wedge h \wedge k). \end{aligned}$$

Далее для перехода от логических функций к математическим уравнениям для расчета частоты и длительности погашения узлов, необходимо подставить вместо события y частоту $\lambda(y)$, вместо $x_{o.c.}$ – условную вероятность $Q(x_{o.c.})$, а вместо символа состояния y вероятность $q(y)$. Знаки конъюнкции « \wedge » в выражениях заменяются на арифметический знак « \times », а знаки дизъюнкции « \vee » на знаки суммирования « $+$ ».

В схемах электроснабжения отказами системы являются погашения одного или нескольких узлов питания (секции шин, сборки или щиты) потребителей. Обозначим кратковременные погашения узлов как $u_{o.n.}$, длительные как $u_{в.р.}$, считая кратковременным погашение на время оперативных переключений, а длительным – погашение на время аварийного ремонта или замены оборудования.

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. В результате ФО для $u_{o.n.}$ 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):

$$\bar{Y}(u) = \bigcup_i y_i \bigcup_k (y_k \wedge x_{o.c.k}) \bigcup_{i,j} (y_i \wedge \tilde{y}_j) \bigcup_{j,i} (y_j \wedge \tilde{y}_i) \quad (5.18)$$

При этом $Q(x_{o.c.}) = 1/T_o$; (5.19)

$$q(\tilde{y}) = \lambda(y) \tau(\tilde{y}); \quad (5.20)$$

где T_o – наработка на отказ (среднее число срабатываний до отказа).

Выражения для оценки частоты погашения имеют вид:

$$\lambda(u) = \sum_i \lambda(y_i) + \sum_k \lambda(y_k) Q(x_{o.c.k}) + \sum_{i,j} \lambda(y_i) q(\tilde{y}_j) + \sum_{j,i} \lambda(y_j) q(\tilde{y}_i); \quad (5.21)$$

для относительной длительности погашения –

$$q(u) = \sum_i \lambda(y_i) \tau(\tilde{y}_i) + \sum_k \lambda(y_k) Q(x_{o.c.k}) \tau(y_k \wedge x_{o.c.k}) + \sum_{i,j} \lambda(y_i) q(\tilde{y}_j) \tau(y_i \wedge \tilde{y}_j) + \sum_{j,i} \lambda(y_j) q(\tilde{y}_i) \tau(y_j \wedge \tilde{y}_i), \quad (5.22)$$

где $\tau(y_k \wedge x_{o.c.k})$ – среднее время восстановления питания при отказе в отключении повреждения на присоединении;

$\tau(y_i \wedge \tilde{y}_j)$ – среднее время восстановления питания при совпадении повреждения одной цепи с аварийным простоем другой цепи.

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

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 распространился при исследованиях надежности технологических систем АЭС, включая схемы надежного питания установок собственных нужд.

Пример 5.3. Рассмотрим типовую схему питания секции BV 6 кВ собственных нужд, предназначенной для электроснабжения механизмов, которые обеспечивают безопасность АЭС (рисунок 5.6). Дерево отказов для оценки частоты потери системного питания этой секции приведено на рисунке 5.7 [4].

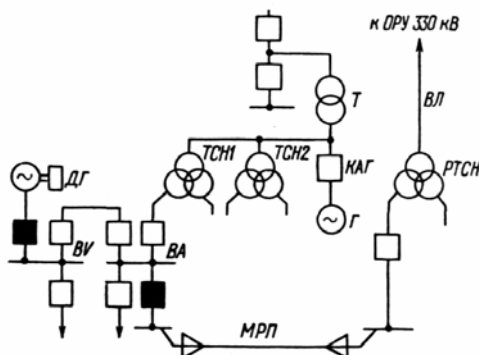


Рисунок 5.6. Схема питания секции 6 кВ собственных нужд АЭС.

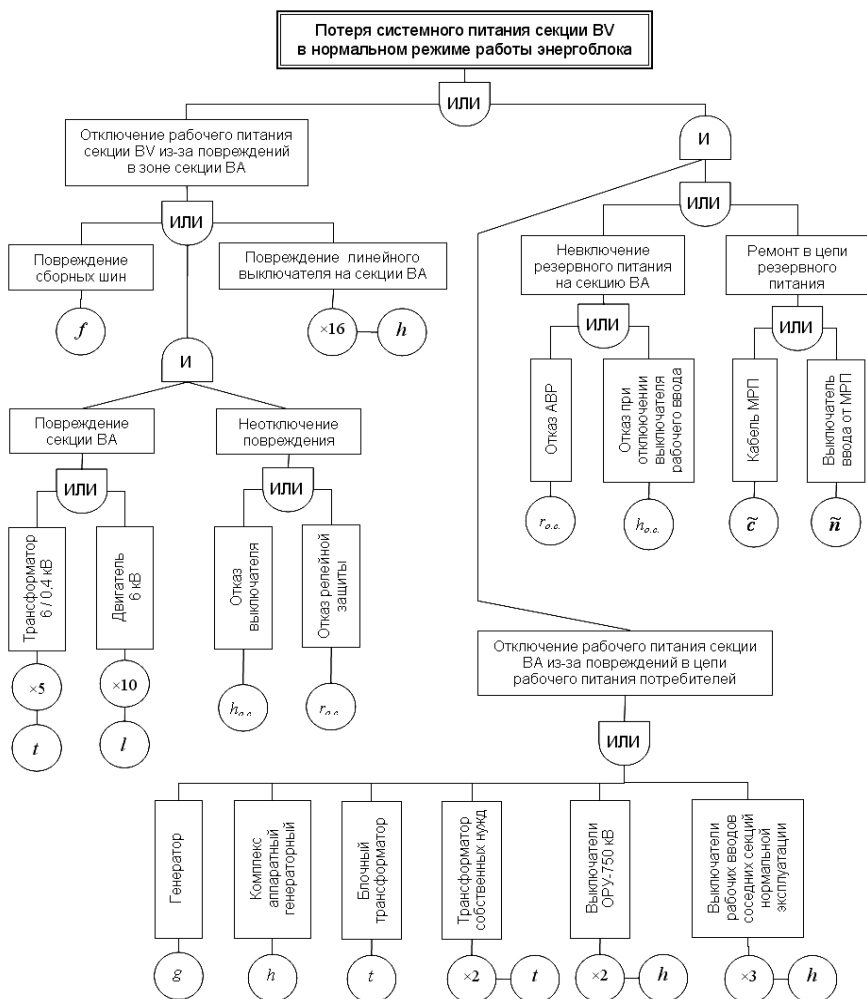


Рисунок 5.7. Дерево отказов для оценки частоты потери системного питания секции собственных нужд АЭС.

Функция отказа для случая потери системного питания в обозначениях таблицы П.4 запишется в следующем виде:

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

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

Формула для частоты отключений от системного питания:

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

Подставив исходные данные из таблицы П.4, получим

$$\lambda_c(BV) = (3 \pm 1) \cdot 10^{-2} + 16(2 \pm 1) \cdot 10^{-2} + [5(2 \pm 1) \cdot 10^{-2} + 10(1 \pm 0,5) \cdot 10^{-1}] \times \\ \times [(2,2 \pm 1) \cdot 10^{-3} + (1 \pm 0,5) \cdot 10^{-2}] + \\ + [(2 \pm 0,5) \cdot 10^{-2} + (2 \pm 1) \cdot 10^{-2} + (2 \pm 1) \cdot 10^{-2} + 2(2 \pm 1) \cdot 10^{-2} + 3(2 \pm 1) \cdot 10^{-2}] \times \\ \times [(2,2 \pm 1)10^{-3} + (1 \pm 0,5)10^{-2} + (5 \pm 2)10^{-3} \cdot (1 \pm 0,5)10^{-3} + (2 \pm 1)10^{-2} \cdot (1 \pm 0,2)10^{-3}] = \\ = 0,42 \pm 0,09 \text{ год}^{-1}$$

При отключении секции BV от секции ВА запускается дизель-генератор. Вероятность его отказа при пуске равна 0,01 (таблица П.4). Поэтому 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.

5.3. Таблично-логический метод расчета надежности электроснабжения

Как видно из предыдущего раздела, наиболее трудоемким этапом расчета надежности в системах электроснабжения является составление функции отказов, учитывающей все причинно следственные связи того или иного события.

Суть табличного метода расчета состоит в упорядоченном переборе состояний и событий в системе и отборе таких сочетаний, которые представляют интерес с позиций надежности, т. е. связаны с совпадением отказов основных элементов и неработоспособностью резервных. Для большей наглядности этой процедуры массивы дизъюнкций и конъюнкций удобно формировать в виде таблицы, которая строится на основании принципиальной схемы и схемы коммутаций:

Таблица 5.2

Таблица состояний и переходов

Исходные состояния системы (номера отключенных элементов $i = \dots$)	Результаты отказов элементов (код аварии $j = \dots$)			
	1	2	...	m
0	S_{01}	S_{02}	...	S_{0m}
1	S_{11}	S_{12}	...	S_{1m}
2	S_{21}	S_{22}	...	S_{2m}
...	S_{ij}	...
n	S_{n1}	S_{n2}	...	S_{nm}

Здесь индекс i означает номера элементов, отключенных в первоначальном работоспособном состоянии системы. (Под номером «0» указывается состояние со всеми включенными элементами). Индекс j означает номера элементов, отказ которых приводит к отказу всей системы. В ячейках таблицы записываются последствия отказов элементов системы для различных режимов в виде буквенных кодов аварии (S_{ij}). Каждый такой код соответствует определенной степени нарушения работоспособности установки: потере генераторов, трансформаторов или линий, погашению секций, дефициту мощности в системе, или их сочетанию. Пустые клетки указывают на то, что в данном исходном работоспособном состоянии отказ соответствующего элемента не приводит к отказу системы.

Все аварии классифицируются по продолжительности ликвидации последствий на кратковременные (оперативные переключения) и длительные (восстановительный ремонт). Соответствующие коды аварий записываются в таблицу в виде дроби: в числителе для кратковременных отказов, в знаменателе – для длительных. Последствия отказов устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики (развитие аварии) при отказах элементов РУ в различных режимах записываются, как аварии особого вида.

Зная относительную длительность каждого режима (час/год), можно рассчитать среднюю частоту (интенсивность) аварий каждого вида и, соответственно, среднее время восстановления нормального режима работы.

Алгоритм расчета следующий:

1. Задаются расчетные режимы работы системы электроснабжения, которые отличаются друг от друга составом работающего оборудования и его повреждаемостью.

2. Относительная длительность каждого режима определяется по формуле:

$$q_i = t_i / 8760 \quad (5.23)$$

где t_i длительность i -го режима в часах, определяемая по средним продолжительностям плановых и аварийных ремонтов.

Относительная длительность нормального режима может быть найдена из выражения:

$$q_0 = 1 - \sum_{i=1}^n q_i \quad (5.24)$$

3. Определяются расчетные события $j = 1, 2, \dots, m$, приводящие к авариям. Такими расчетными событиями являются повреждения отдельных элементов схемы и отказы устройств РЗ и А.

Составляется таблица расчетных связей событий, аварий и режимов, в которой записывается, какие повреждения и отказы элементов могут привести к той или иной аварии в каждом из режимов.

4. Средние интенсивности аварий определяются по формулам:

$$\lambda(k) = \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n q_j \cdot \lambda_{ij} \cdot L(i, j, k), \quad (5.25)$$

где

$$L(i, j, k) = \begin{cases} 1, & \text{если } j \wedge i = k \\ 0, & \text{если } j \wedge i = \bar{k} \end{cases} \quad (5.26)$$

То есть если в таблице расчетных связей на пересечении i -й строки и j -го столбца находится номер k , то соответствующее им значение коэффициента $L(i, j, k)$ принимается равным 1, в противном случае – равным 0.

5. Среднее время восстановления нормального режима работы после k -й аварии вычисляется по формуле:

$$\tau(k_{\text{в.р.}}) = \frac{1}{\lambda(k_{\text{в.р.}})} \sum_{j=0}^m \sum_{i=1}^n q_j \cdot \lambda_{ij} \cdot \tau_{ij} \cdot L(i, j, k_{\text{в.р.}}), \quad (5.27)$$

где τ_{ij} - время восстановления нормальной работы при повреждении i -го элемента в j -м режиме.

Пример 5.4. Определим интенсивность и длительность аварийных режимов для заводской ТЭЦ, схема которой показана на рисунке 5.7. Расчетные значения показателей надежности приведены в таблице 5.3.

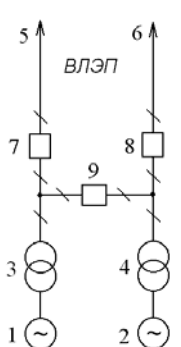


Рисунок 5.7.

Таблица 5.3.
Исходные данные для расчета надежности
главной схемы ТЭЦ

Элемент схемы	Номер на схеме	λ , год ⁻¹	τ , год	$q_{\text{пл.}}$
Турбогенератор 25 МВт	1; 2	0,10	0,020	0,020
Трансформатор 110 кВ	3; 4	0,01	0,010	0,002
Воздушная ЛЭП 110 кВ	5; 6	1,00	0,001	0,010
Выключатель 110 кВ	7; 8; 9	0,02	0,002	0,004

1) 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;

2) Относительная длительность расчетных режимов:

$$q_1 = \lambda_1 \tau_1 + \lambda_3 \tau_3 + q_{nl.1} - q_{nl.9} = 0,10 \cdot 0,02 + 0,01 \cdot 0,01 + 0,02 - 0,004 = 0,0181;$$

$$q_2 = \lambda_2 \tau_2 + \lambda_4 \tau_4 + q_{nl.2} = 0,10 \cdot 0,02 + 0,01 \cdot 0,01 + 0,02 = 0,0221;$$

$$q_3 = \lambda_5 \tau_5 + \lambda_7 \tau_7 + q_{nl.7} = 1,0 \cdot 0,001 + 0,02 \cdot 0,002 + 0,004 = 0,005;$$

$$q_4 = \lambda_6 \tau_6 + \lambda_8 \tau_8 + q_{nl.8} = 1,0 \cdot 0,001 + 0,02 \cdot 0,002 + 0,004 = 0,005;$$

$$q_5 = \lambda_9 \tau_9 = 0,02 \cdot 0,002 = 0,00004;$$

$$q_6 = q_{nl.9} = 0,004;$$

$$q_0 = 1 - \sum_{j=1}^6 q_j = 1 - (0,0181 + 0,0221 + 0,005 + 0,005 + 0,00004 + 0,004) = 0,9458.$$

3) Расчетные аварии и их коды:

- отказ одного генератора - 1Г;
- повреждение одной линии - 1Л;
- отказ одной линии и одного генератора - 1Г1Л;
- повреждение одной линии при ремонте другой - 1Л1Л̃;
- полное погашение электростанции - 2Г2Л.

4) Расчетные связи $\{j \wedge i\}$ представлены в виде таблицы 5.4, где запись 1Г1Л/1Г означает, на кратковременность аварии 1Г1Л и длительный характер аварии 1Г.

5) Пользуясь таблицей расчетных связей, записываем формулы для определения частоты расчетных аварий:

$$\lambda(2Г2Л / -) = \lambda_9(q_0 + q_1 + q_2) = 0,02 \cdot (0,9458 + 0,0181 + 0,0221) = 0,0197;$$

результаты расчета сводим в таблицу 5.5.

$$\lambda(2Г2Л / 1Л1Л̃) = \lambda_7 q_4 + \lambda_8 q_3 + \lambda_6 q_6 + \lambda_8 q_6;$$

$$\lambda(2Г2Л / 1Г) = (\lambda_1 + \lambda_3) q_4 + (\lambda_2 + \lambda_4) q_3 + \lambda_9 (q_3 + q_4) + (\lambda_2 + \lambda_4) q_6;$$

$$\lambda(- / 1Л1Л̃) = \lambda_5 q_4 + \lambda_6 q_3;$$

$$\lambda(- / 1Г1Л) = (\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4 + \lambda_5 + \lambda_6 + \lambda_7 + \lambda_8) q_5;$$

Таблица 5.4

Таблица состояний и переходов

Номер элемента $i = \dots$	Код аварии в режиме $j = \dots$						
	0	1	2	3	4	5	6
1	1Г1Л / 1Г	–	1Г1Л / 1Г	– / 1Г	2Г2Л / 1Г	– / 1Г1Л	–
2	1Г1Л / 1Г	1Г1Л / 1Г	–	2Г2Л / 1Г	– / 1Г	– / 1Г1Л	2Г2Л / 1Г
3	1Г1Л / 1Г	–	1Г1Л / 1Г	– / 1Г	2Г2Л / 1Г	– / 1Г1Л	–
4	1Г1Л / 1Г	1Г1Л / 1Г	–	2Г2Л / 1Г	– / 1Г	– / 1Г1Л	2Г2Л / 1Г
5	– / 1Л	– / 1Л	– / 1Л	–	– / 1Л1Л̃	– / 1Г1Л	–
6	– / 1Л	– / 1Л	– / 1Л	– / 1Г1Л	–	– / 1Г1Л	2Г2Л / 1Л1Л̃
7	1Г1Л / 1Л	– / 1Л	1Г1Л / 1Л	–	2Г2Л / 1Л1Л̃	– / 1Г1Л	–
8	1Г1Л / 1Л	1Г1Л / 1Л	– / 1Л	2Г2Л / 1Л1Л̃	–	– / 1Г1Л	2Г2Л / 1Л1Л̃
9	2Г2Л / –	2Г2Л / –	2Г2Л / –	2Г2Л / –	2Г2Л / –	–	–

$$\lambda(1Г1Л / 1Г) = (\lambda_1 + \lambda_2 + \lambda_3 + \lambda_4) q_0 + (\lambda_2 + \lambda_4) q_1 + (\lambda_1 + \lambda_3) q_2 ;$$

$$\lambda(1Г1Л / 1Л) = (\lambda_7 + \lambda_8) q_0 + \lambda_7 q_2 + \lambda_8 q_1 ;$$

$$\lambda(- / 1Г) = (\lambda_1 + \lambda_3) q_3 + (\lambda_2 + \lambda_4) q_4 ;$$

$$\lambda(- / 1Л) = (\lambda_5 + \lambda_6) (q_0 + q_1 + q_2) ;$$

6) Среднее время восстановления нормального режима при длительных авариях рассчитаем по формулам:

$$\begin{aligned} \tau(2Г2Л/1Л1\tilde{Л}) &= \left(\lambda(2Г2Л/1Л1\tilde{Л}) \right)^{-1} \cdot (\lambda_7 q_4 \tau_7 + \lambda_8 q_3 \tau_8 + \lambda_6 q_6 \tau_6 + \lambda_8 q_6 \tau_8) = \\ &= 0,0042^{-1} \cdot (0,02 \cdot 0,005 \cdot 0,002 + 0,02 \cdot 0,005 \cdot 0,002 + 1,0 \cdot 0,004 \cdot 0,001 + \\ &\quad + 0,02 \cdot 0,004 \cdot 0,002) = 1 \cdot 10^{-3} ; \end{aligned}$$

результаты расчета приведены в таблице 5.5.

$$\begin{aligned} \tau(2Г2Л/1Г) &= \left(\lambda(2Г2Л/1Г) \right)^{-1} \cdot [(\lambda_1 \tau_1 + \lambda_3 \tau_3) q_4 + (\lambda_2 \tau_2 + \lambda_4 \tau_4) (q_3 + q_6) + \\ &\quad + \lambda_9 \tau_9 (q_3 + q_4)] ; \end{aligned}$$

$$\tau(-/1Л1\tilde{Л}) = \left(\lambda(-/1Л1\tilde{Л}) \right)^{-1} \cdot (\lambda_1 q_4 \tau_5 + \lambda_6 q_3 \tau_6) ;$$

$$\begin{aligned} \tau(-/1Г1Л) &= \left(\lambda(-/1Г1Л) \right)^{-1} \cdot (\lambda_1 \tau_1 + \lambda_2 \tau_2 + \lambda_3 \tau_3 + \lambda_4 \tau_4 + \lambda_5 \tau_5 + \lambda_6 \tau_6 + \\ &\quad + \lambda_7 \tau_7 + \lambda_8 \tau_8) \cdot q_5 ; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \tau(1Г1Л/1Г) &= \left(\lambda(1Г1Л/1Г) \right)^{-1} \cdot [(\lambda_1 \tau_1 + \lambda_2 \tau_2 + \lambda_3 \tau_3 + \lambda_4 \tau_4) q_0 + (\lambda_2 \tau_2 + \lambda_4 \tau_4) q_1 + \\ &\quad (\lambda_1 \tau_1 + \lambda_3 \tau_3) q_2] ; \end{aligned}$$

$$\tau(1Г1Л/1Л) = \left(\lambda(1Г1Л/1Л) \right)^{-1} \cdot [(\lambda_7 \tau_7 + \lambda_8 \tau_8) q_0 + \lambda_7 q_2 \tau_7 + \lambda_8 q_1 \tau_8] ;$$

$$\tau(-/1Г) = \left(\lambda(-/1Г) \right)^{-1} \cdot [(\lambda_1 \tau_1 + \lambda_3 \tau_3) q_3 + (\lambda_2 \tau_2 + \lambda_4 \tau_4) q_4] ;$$

$$\tau(-/1Л) = \left(\lambda(-/1Л) \right)^{-1} \cdot [(\lambda_5 \tau_5 + \lambda_6 \tau_6) (q_0 + q_1 + q_2) + \lambda_7 \tau_7 q_1 + \lambda_8 \tau_8 q_2] .$$

Таблица 5.5

Результаты расчета надежности главной схемы ТЭЦ

Код аварии	Частота аварий, год ⁻¹	Длительность ликвидации аварии, год		Снижение выдаваемой мощности, МВт		Снижение выработки энергии, МВт·ч/год
		при оперативных переключениях	путем ремонта	на время оперативных переключений	на время ремонта	
2Г2Л/–	0,0197	10^{-4}	–	50	–	0,8637
2Г2Л/1Л1Л̃	0,0042	10^{-4}	10^{-3}	50	25	1,8400
2Г2Л/1Г	0,0017	10^{-4}	$1,7 \cdot 10^{-4}$	50	25	63,3655
2Г2Л/1Л1Л̃	0,0100	10^{-4}	10^{-3}	–	50	4,3800
–/1Г1Л	0,0001	10^{-4}	$2,8 \cdot 10^{-3}$	–	25	0,0548
1Г1Л/1Г	0,2125	10^{-4}	$1,9 \cdot 10^{-2}$	25	25	88,8866
1Г1Л/1Л	0,0386	10^{-4}	$2,0 \cdot 10^{-3}$	25	10	6,8134
– /1Г	0,0011	10^{-4}	$1,9 \cdot 10^{-2}$	–	25	4,6012
– /1Л	1,9728	10^{-4}	10^{-3}	–	10	172,8173

5.4. Вопросы для самоконтроля

1. Назовите основные практические методы расчета надежности, применяемые в энергетике. Сформулируйте их область применения, достоинства и недостатки.
2. Перечислите основные этапы аналитического расчета надежности и упрощения, допускаемые в расчетах.
3. Запишите формулы эквивалентных преобразований структурной схемы надежности при последовательном, параллельном и смешанном соединении элементов.

4. Каким образом преобразуются структурные схемы, содержащие поперечные связи?
5. Запишите формулы эквивалентных преобразований структурной схемы из «треугольника» в «звезду» и обратно.
6. Опишите алгоритм логико-вероятностного расчета надежности электроснабжения. Поясните порядок составления дерева отказов.
7. Сформулируйте основные законы алгебры логики, используемые при анализе надежности технических систем.
8. В чем особенность таблично-логического метода расчета надежности? Поясните порядок составления таблицы состояний и переходов.

6. ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для обобщения всех вышеприведенных характеристик надежности электроснабжения нужно использовать единый критерий эффективности. В современных условиях при переходе от директивного управления предприятиями к рыночному таким показателем являются экономические затраты.

Для потребителя энергии важно оценить ущерб, который он будет иметь из-за ненадежности энергоснабжения в случае нарушения технологического процесса и срыва поставок своей продукции. Для энергоснабжающей организаций обеспечение заданной надежности выражается в повышении капитальных затрат и ежегодных издержек на содержание резервного электрооборудования. При этом экономический ущерб является лишь частью хозяйственного ущерба, который может иметь еще социальные и экологические составляющие, не оцениваемые в денежном выражении.

6.1. Оценка ущерба потребителя при нарушении электроснабжения

Для потребителя энергии важно оценить реальные затраты, которые он будет иметь из-за ненадежности энергоснабжения и которые он мог бы закладывать в договорные отношения с энергоснабжающей организацией с одной стороны и со смежными предприятиями в случае срыва поставок своей продукции с другой стороны.

Если исходить из того, что количество выпускаемой предприятием продукции (и его доход) пропорционально полученной электроэнергии:

$$\Pi = k \cdot W = k \cdot N_{cp.} \cdot t_{раб.}, \quad (6.1)$$

то основная составляющая ущерба будет пропорциональна снижению производительности:

$$Y(t) = \Delta \Pi = k \cdot \Delta W = k \cdot N_{cp.} \cdot t_{огр.}, \quad (6.2)$$

где $N_{cp.}$ – средняя потребляемая мощность, кВт;

$t_{раб.}$ – нормативное время работы потребителя, час;

$t_{раб.}$ – время нарушения электроснабжения (время ограничения), час;

Таким образом, можно выделить следующие существенные факторы, определяющие величину ущерба:

- тип потребителя и характер его производства;
- величину недополученной электроэнергии (ΔW);
- глубину ограничения по мощности (ΔP);
- время ограничения ($t_{огр.}$);
- момент наступления ограничения (степень внезапности);
- наличие технологических и иных резервов.

Кроме того, перерыв электроснабжения приводит к нарушению технологического процесса, простоя рабочих и оборудования, недоиспользованию, непроизводительному расходу или уничтожению сырья, снижению качества продукции и т.п.

Для начала рассмотрим простейший случай, когда фактор внезапности нарушения отсутствует. Предположим, что факт ограничения рассматриваемого потребителя известен с заблаговременностью, достаточной для принятия всех необходимых мер по предотвращению срыва технологического процесса, брака продукции, поломки оборудования и т.д. Таким образом, останется только та часть ущерба, которая возникает в любом случае. Эту составляющую будем обозначать **основным ущербом**.

Можно предположить, что эта составляющая зависит от типа потребителя, величины недополученной энергии и наличия у потребителя технологических и иных резервов. Здесь возможны четыре характерных случая (рисунок 6.1):

1) *незначительный ущерб* – величина резервов у потребителя достаточна для того, чтобы компенсировать недовыработанную за время ограничения продукцию и не нарушать режим работы смежных предприятий;

2) *высокая тяжесть ущерба* – невозполнимая для экономики; резервов у потребителя нет, он простаивает, не вырабатывает продукцию и недопоставляет ее смежным предприятиям;

3) *средняя тяжесть ущерба* – промежуточное состояние между двумя рассмотренными выше;

4) *максимальная тяжесть ущерба* (недопустимая на практике) – прекращая работу, потребитель создает угрозу жизни людей или глубокий ущерб окружающей среде, который оценить в денежном выражении практически невозможно.

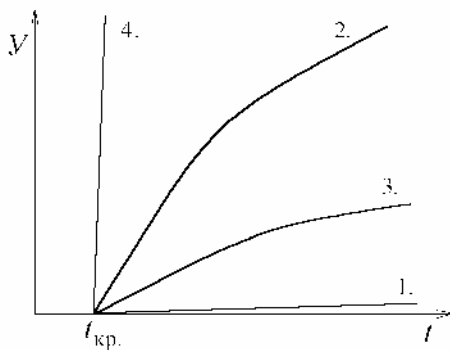


Рисунок 6.1. Зависимость степени тяжести ущерба от времени нарушения.

Таким образом, расчетный экономический ущерб потребителя от перерыва электроснабжения имеет две составляющих [12]:

$$Y = Y' + Y'', \quad (6.3)$$

где Y' – первичный ущерб, вызванный перерывом электроснабжения данного потребителя (предприятия или технологического агрегата), руб.

Y'' – вторичный ущерб в результате вынужденного простоя следующей технологической ступени или смежного предприятия, руб.

В приближенных расчетах и при проектировании удобно пользоваться относительной величиной удельного ущерба на единицу потребляемой электроэнергии или на единицу продукции, которая является примерно постоянной для родственных предприятий каждой отрасли:

а) если известна величина удельного ущерба y_t , руб. / ед.прод.:

$$Y' = (y_t T_{в.расч.} \omega_{расч.}) \Pi = y_t \cdot k_n \cdot \Pi, \quad (6.4)$$

где $\omega_{расч.}$ – расчетная интенсивность аварийных перерывов электроснабжения (параметр потока отказов системы), год⁻¹;

$T_{в.расч.}$ – расчетное время ликвидации аварии, час;

Π – средняя производительность предприятия, ед.прод./ час;

k_n – коэффициент простоя ($k_n = \omega_{расч.} T_{в.расч.}$).

б) если известна величина удельного ущерба $y_{t/W}$, руб. / кВт·ч:

$$Y' = \left(y_{t/W} T_{в.расч.} \omega_{расч.} \right) N_{ср.} = \left(y_{t/W} T_{в.расч.} \omega_{расч.} \right) \frac{W_{расч.} - W_{факт.}}{8760}, \quad (6.5)$$

где $N_{ср.}$ – средняя электрическая нагрузка предприятия в нормальном режиме, кВт;

$W_{расч.}$ – расчетное электропотребление предприятия в нормальном режиме, кВт·ч / год;

$W_{факт.}$ – фактическое электропотребление предприятия при нарушении электроснабжения, кВт·ч / год;

Аналогично определяется вторичный ущерб:

$$Y'' = \left(y_t'' \Delta T_{в.} \omega_{расч.} \right) \Pi'', \quad (6.6)$$

$$Y'' = \left(y_{t/W}'' \Delta T_{в.} \omega_{расч.} \right) \frac{W''_{расч.} - W''_{факт.}}{8760}, \quad (6.7)$$

где y_t'' – удельный ущерб, связанный с длительностью простоя вторичного производства, руб. / ед. прод. [12];

$y_{t/W}''$ – удельный ущерб, связанный с простоем (недопотреблением электроэнергии) вторичного производства, руб. / кВт·ч [17];

$\Delta T_{в.}$ – простой вторичного производства ($\Delta T_{в.} = T_{в.} - T''_{кр.}$), час;

$T''_{кр.}$ – максимально допустимое (критическое) время перерыва первичного производства без ущерба для вторичного, час [12].

Ущерб потребителя, связанный с нарушением технологического процесса, повреждением технологического оборудования и сырья при непредсказуемом аварийном отказе электроснабжения называется **ущербом внезапности**.

Для его оценки рассмотрим предприятие в виде упрощенной модели, на входе которой имеем сырье и электроэнергию, а на выходе – готовую продукцию (рисунок 6.2). В общем случае нагрузка потребителя состоит из электроприемников аварийной брони, технологической брони и прочих.

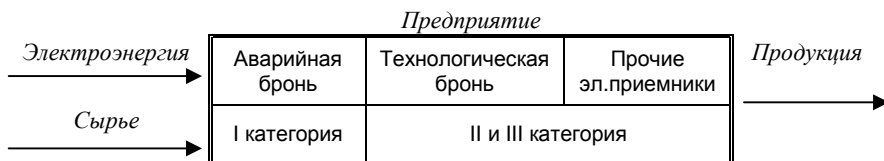


Рисунок 6.2. Модель предприятия для оценки ущерба внезапности.

Потеря питания электроприемников аварийной брони связана с повреждением оборудования, инструмента, возможностью взрывов, пожаров и других аналогичных последствий. Однако, учитывая что нагрузка аварийной брони составляет относительно небольшую величину и имеет многократное резервирование от нескольких независимых источников, ее можно в дальнейшем исключить из рассмотрения.

Внезапные отключения электроприемников технологической брони приводят к порче сырья и потере продукции (если время ограничения больше допустимого, после которого наступает срыв технологического процесса), а также к затратам времени и ресурсов на восстановление нормального технологического режима.

Если рассматривать в качестве эквивалента расход электроэнергии как в уравнении (6.1), то ущерб внезапности можно записать в виде:

$$Y_0 = \frac{W_{p.цикл.} + W_{восст.} - W_{рез.}}{w_{yд.}} \quad (6.8)$$

где $W_{p.цикл.}$ – непроизводительный расход энергии на незавершенный технологический цикл, кВт·ч;

$W_{восст.}$ – затраты энергии на восстановление нормального технологического процесса, кВт·ч;

$W_{рез.}$ – имеющиеся резервы мощности ($W_{рез.} = N_{рез.} \cdot t_{рез.}$), кВт·ч;

$w_{yд.}$ – удельный расход энергии в нормальном режиме, кВт·ч/ ед.прод.

В практических расчетах надежности удобно пользоваться удельными величинами ущерба, отнесенного либо к мощности технологической брони, либо к полной установленной мощности рассматриваемого потребителя, от которых легко перейти к удельному ущербу на единицу продукции:

$$y_0 = \frac{Y_0}{N_{мех.бр.}} \cdot w_{мех.бр.}; \quad y_0 = \frac{Y_0}{N_{yсм.}} \cdot w_{yд.} \quad (6.9)$$

В итоге полный экономический ущерб потребителя можно определить по формулам:

$$Y' = \gamma \cdot (y_0 + y_t T_{\text{в.расч.}}) \cdot \omega_{\text{расч.}} \Pi, \quad (6.10)$$

$$Y' = \gamma \cdot (y_0 + y_{t/W} T_{\text{в.расч.}}) \cdot \frac{W_{\text{расч.}} - W_{\text{факт.}}}{8760} \cdot \omega_{\text{расч.}}, \quad (6.11)$$

где y_0 – составляющая удельного ущерба, связанная с фактом потери питания, руб. / (перерыв × ед.прод.);

γ – коэффициент, учитывающий степень ограничения производства при перерывах электроснабжения.

6.2. Оценка ущерба потребителя при нарушении качества электроэнергии

Выше рассматривались ущербы потребителей электроэнергии, связанные с их прямым отключением. Однако в некоторых случаях изменение режимных параметров (напряжения, мощности, частоты) без перерыва питания также должно классифицироваться как отказ электроснабжения, поскольку электроприемники не могут выполнять требуемых функций.

Например, при снижении частоты электрического тока уменьшается частота вращения ротора электродвигателя, что может привести к нарушению технологического процесса и увеличению доли бракованной продукции:

$$M_{\text{ов.}} = \frac{1}{2\pi f} \frac{U^2}{\sqrt{r_a^2 + x_a^2}}; \quad (6.12)$$

а уровень напряжения сказывается на работе не только двигателей, но также электрических печей (нарушение теплового режима), и осветительных установок (снижение светового потока):

$$\Theta_{\text{тепл.}} = \frac{U^2}{R_{\text{ГЭН}}} \cdot t_{\text{раб.}}; \quad (6.13)$$

$$\Phi_{\text{свет.}} \approx \left(\frac{U_{\text{факт.}}}{U_{\text{ном.}}} \right)^{3,67}. \quad (6.14)$$

Аналитическое выражение для ущерба от нарушения качества электроэнергии можно записать в виде:

$$Y = \int_{f_{\min}}^{f_{\max}} \Delta y(f) \varphi_f(f) df + \int_{N_{\min}}^{N_{\max}} \Delta y(N) \varphi_N(N) dN + \int_{U_{\min}}^{U_{\max}} \Delta y(U) \varphi_U(U) dU, \quad (6.15)$$

где $\Delta y(f)$, $\Delta y(N)$, $\Delta y(U)$ - составляющие удельного ущерба, зависящие от величины отклонения качества электроэнергии;

$\Delta y(f)$, $\Delta y(N)$, $\Delta y(U)$ – относительная вероятность (плотность распределения) показателей качества.

При отклонении параметров качества от номинальных уменьшается общее электропотребление, и как следствие – снижается производительность предприятия:

$$\Delta \Pi(U) \geq \Delta W(U) = \alpha_U \Delta U t_{н.кач.}, \quad (6.16)$$

где $\alpha_U = \frac{dW}{dU}$ - статическая характеристика работы потребителя.

Подобное строгое определение ущерба требует весьма сложных моделей функционирования для каждого потребителя, однако достаточно адекватные приближенные оценки этого ущерба можно получить косвенным путем – установив связь между характеристиками ущерба потребителей при аварийном простое и при снижении качества электроэнергии.

Для практического применения удобен графический метод, основанный на использовании функций реакции электрической сети и потребителя.

Функция реакции сети (рисунок 6.3) изображает связь между отклонением напряжения в узлах нагрузки и временем локализации аварии при коротких замыканиях.

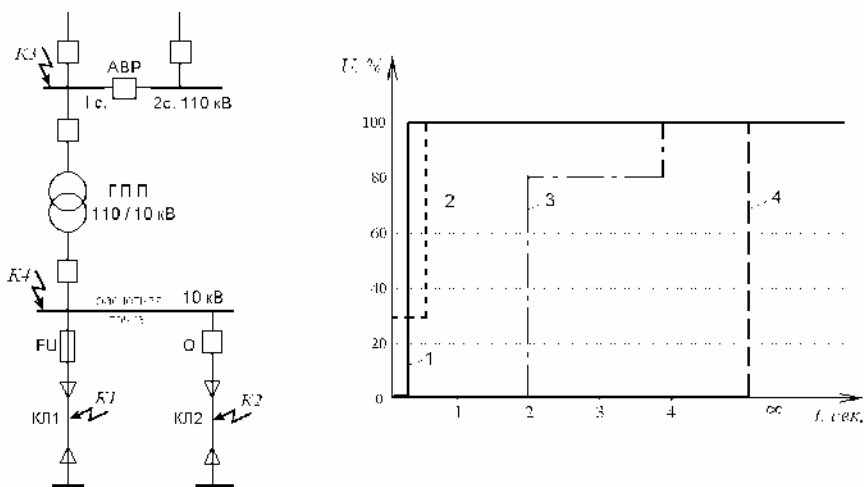


Рисунок 6.3. Примерный вид функции реакции сети:

1 – КЗ на линии, защищенной предохранителем (быстродействующая защита);
 2 – КЗ на отходящей линии с выключателем (защита с выдержкой времени);
 3 – КЗ на питающей линии, резервируемой АВР; 4 – повреждение на нерезервированном источнике питания.

Для каждого выбранного узла функция реакции определяется по нескольким характерным точкам короткого замыкания:

а) на короткой линии 6-10 кВ с быстродействующей защитой (предохранителем) напряжение падает практически до нуля на время срабатывания защиты (0,001 – 0,01 с), а затем восстанавливается до прежней величины;

б) на линии с выключателем и выдержкой времени отключения 0,5 – 0,6 с первоначальное отклонение напряжения 10-30 % определяется сопротивлением до места КЗ, после срабатывания защиты оно восстанавливается до 100%;

в) повреждение на линии основного источника питания приводит к исчезновению напряжения на время работы АВР (1 – 2 с), после чего напряжение восстанавливается сначала до 80-90 % (из-за одновременного запуска электродвигателей), а еще через 2 - 5 с полностью;

г) повреждение на нерезервированном источнике питания (в расчетной точке) прекращает питание потребителей на время аварийно-восстановительного ремонта.

Функция реакции потребителя (рисунок 6.4) характеризует чувствительность работы потребителя к изменению напряжения, которая зависит от вида используемой защиты минимального напряжения. В ряде случаев снижение напряжения приводит к отключению контакторов, работающих на переменном оперативном токе, остановке управляемых ими механизмов и полному развалу технологического процесса.

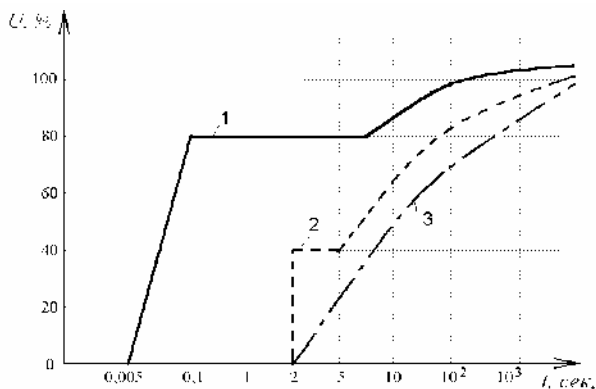


Рисунок 6.4. Примеры функции реакции потребителя:

1 — с обычным контактором (защита минимального напряжения без выдержки времени); 2 — контактор, оборудованный замедлителем (с выдержкой времени); 3 — без защиты минимального напряжения.

Для оценки влияния режима напряжения на надежность потребителей необходимо сопоставить функции реакции сети с функцией реакции каждого потребителя. Если все аварийные ситуации в питающей сети описываются точками, принадлежащими зоне устойчивой работы данного потребителя (функция реакции потребителя полностью вписывается в прямоугольник под кривой функции реакции сети), то можно считать, что отклонения напряжения практически не ухудшают надежности электроснабжения.

В противном случае расчет ущерба выполняется аналогично режиму полной потери питания.

6.3. Экономический ущерб энергоснабжающей организации в результате нарушения режима электроснабжения

Для питающей энергосистемы можно выделить следующие составляющие экономического ущерба:

- затраты на аварийный ремонт (восстановление) оборудования или потери, связанные с его недоамортизацией при 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 ремонт;
- 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.

Средний ущерб можно рассчитать по формулам, в которых используются удельные оценки ущерба y_n (в рублях на один перерыв электроснабжения) или y_q (в рублях на час перерыва), полученные в результате обработки фактических данных о последствиях большого числа аварий:

$$Y = \sum_{k=1}^{N_k} \sum_{i=1}^{N_i} \lambda(i, k) [y_n(i) + 8760 y_q(i) \tau(i, k)] \quad (6.17)$$

где $\tau(i, k)$ – среднее время восстановления питания i -го потребителя при k -й аварии;

$\lambda(i, k)$ – частота аварий с погашением i -го потребителя.

При расчете ущерба от недоотпуска энергии необходимо учитывать удельный показатель $y_k(\Delta W)$:

$$Y = \sum_{k=1}^N [y_k(\Delta W) \cdot \Delta W_{c.k} + \Delta C_{p.}(\Delta W_{ct.k} - \Delta W_{c.k})], \quad (6.16)$$

где $\Delta C_{p.}$ – уровень прироста приведенных затрат на 1 кВт·ч энергии, выработанной на резервных станциях, руб./ кВт·ч.

ΔW_{ct} и ΔW_c – соответственно недоотпуск энергии в системе и снижение выработки станциями.

Средние значения показателя $y_k(\Delta W)$ по данным [4] для разных режимов отключений потребителей приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1

Средние оценки удельного ущерба от недоотпуска энергии

Условия отключения	$y_k(\Delta W)$, руб / кВт·ч
Плановое ограничение потребителей в часы максимума нагрузки	0,1
Кратковременное отключение потребителя с предупреждением	0,3
Снижение частоты питающего напряжения без отключения	0,3
Отключение с заблаговременным предупреждением потребителей	0,6
Внезапное автоматическое отключение устройствами АЧР	$0,5 + 5 \Delta P^*$
Внезапное автоматическое отключение для предотвращения нарушения устойчивости	$1 + 10 \Delta P^*$

Примечание: здесь ΔP^* – отношение аварийного снижения нагрузки потребителей к номинальной мощности нагрузки энергосистемы.

6.4. Выбор оптимальных вариантов электроснабжения с учетом надежности

При проектировании и эксплуатации систем электроснабжения одним из важнейших критериев является экономичность, т.е. снижение издержек на эксплуатацию системы. Оптимальность проектного решения при этом означает, что заданный производственный эффект (располагаемая мощность, уровень надежности электроснабжения и качества электроэнергии получается при минимально возможных затратах материальных ресурсов.

При определении оптимального варианта из некоторого числа возможных, обеспечивающих выполнение технического задания, необходимо вычислить приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию энергетического объекта, которые в зависимости от длительности сооружения и условий поочередного ввода исчисляются по-разному.

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

$$З = p_{н.} \cdot K + И , \quad (6.17)$$

где $p_{н.}$ – нормативный коэффициент эффективности кап. вложений K (в энергетике, при нормативном сроке службы 8 лет, $p_{н.} = 1/8 = 0,12$);

$И$ – годовые издержки, руб.

Если объект строится на протяжении T лет, то:

$$З = \sum_{t=1}^T p_{н.п.} \cdot K_t (1 + p_{н.п.})^{t-1} + И , \quad (6.18)$$

где $p_{н.п.}$ – нормативный коэффициент приведения разновременных затрат, определяемый финансовой политикой государства для каждой отрасли (в энергетике $p_{н.п.} = 0,08$);

K_t – капитальные вложения в t -м году, руб.;

τ – год приведения затрат (чаще всего затраты приводят к первому году периода T или к году окончания строительства).

Если в период многолетнего строительства вновь созданные основные фонды частично эксплуатируются (например, при поэтапном развитии систем электроснабжения), то:

$$3 = \sum_{t=1}^T (p_{н.} K_t + \delta I_t) (1 + p_{н.р.})^{t-1}, \quad (6.19)$$

где δI_t – приращение издержек в t -м году по сравнению с $(t-1)$.

Оптимальным вариантом считается такой, у которого приведенные затраты, определяемые по формулам (6.17)... (6.19), минимальны. Однако сравниваемые варианты могут отличаться по степени надежности. Несоблюдение условия одинаковой надежности или качества в сравниваемых вариантах приводит к нарушению основного требования – равенства экономического эффекта.

При сравнении подобных вариантов с неодинаковой надежностью необходимо вводить в расчетные формулы члены, учитывающие возможный экономический ущерб от отказов оборудования и установок, или члены, учитывающие затраты на повышение надежности до нормативного уровня. В этом случае формулы (6.17)...(6.19) примут вид:

$$3 = p_{н.} \cdot K + I + Y; \quad (6.20)$$

$$3 = \sum_{t=1}^T p_{н.} \cdot K_t (1 + p_{н.р.})^{t-1} + I + Y; \quad (6.21)$$

$$3 = \sum_{t=1}^T (p_{н.} K_t + \delta I_t + \delta Y_t)^{t-1}, \quad (6.22)$$

где Y – средний годовой народнохозяйственный ущерб на стадии нормальной эксплуатации;

δY_t – приращение издержек в t -м году и $(\delta Y_t = Y_t - Y_{t-1})$.

Окончательный вариант проектного решения определяется путем комплексного технико-экономического сравнения (по критериям надежности и экономичности). При этом практически неразличимыми считают варианты, у которых значения $p_{н.} \cdot K + I$ различаются менее, чем на 5%, а значения Y – менее, чем на 10% [11]. Уверенное различение вариантов по затратам с учетом ущерба начинается при различии оценок затрат не менее чем на 15%. При различии оценок затрат с учетом ущерба на 5-15% вероятность ошибки при выборе составляет 10-20%, т. е. весьма существенна.

При попарном сравнении вариантов возможны следующие случаи:

а) Варианты неразличимы по показателю Y (падают в зону равной надежности):

$$|Y_2 - Y_1| \leq 5\% ,$$

но различимы по затратам без учета ущерба – по (6.17). В этом случае при условии

$$(p_n.K_2 + I_2) - (p_n.K_1 + I_1) >> 5\%$$

вариант №1 считается лучшим, чем вариант №2.

б) Варианты неразличимы по затратам без учета ущерба (в зоне равной экономичности):

$$|(p_n.K_2 + I_2) - (p_n.K_1 + I_1)| \leq 5\% ,$$

но различимы по ущербу. В этом случае при условии $|Y_2 - Y_1| >> 5\%$ вариант №1 лучше, чем вариант №2.

в) Варианты различаются по затратам без учета ущерба и по ущербу:

$$(p_n.K_2 + I_2) - (p_n.K_1 + I_1) >> 5\% ;$$

$$|Y_2 - Y_1| >> 5\% ;$$

В этом случае проверяется условие:

$$(p_n.K_2 + I_2 + Y_2) - (p_n.K_1 + I_1 + Y_1) > 0 .$$

Если неравенство выполняется, то вариант №1 признается лучшим, чем вариант №2.

г) Варианты неразличимы ни по ущербу, ни по затратам, т.е. находятся в зоне неопределенности интегральных критериев надежности и экономичности:

$$(p_n.K_2 + I_2) - (p_n.K_1 + I_1) \leq 5\% ;$$

$$|Y_2 - Y_1| \leq 5\% .$$

В этом случае варианты сравнивают по другим техническим критериям (потерям электроэнергии, удобству монтажа и обслуживания, возможности модернизации и т.д.)

Пример 6.1. Оценим экономическую целесообразность установки секционного масляного выключателя 110 кВ на подстанции из примера 5.1 (рисунк 5.1).

Уменьшение частоты кратковременных погашений (на время оперативных переключений - около 0,5 ч) при этом равно:

$$\Delta\lambda = \lambda_{o.n.}^{(a)}(2) - \lambda_{o.n.}^{(\bar{\theta})}(2) = 1,1 - 0,03 = 1,07 \text{ год}^{-1};$$

Уменьшение среднего экономического ущерба при средней мощности одного потребителя равной 30 МВт, составит:

$$\Delta Y = \Delta\lambda \cdot y(\Delta W) \cdot \Delta P = 1,07 \cdot y(\Delta W) \cdot 30 \cdot 10^3 = 32,7 \cdot 10^3 \cdot y(\Delta W)$$

Увеличение капитальных вложений на установку одного выключателя ($\Delta K = 50$ тыс. руб.) окупится за срок

$$\Delta K / \Delta Y = \frac{50000}{32700 \cdot y(\Delta W)} = \frac{1,53}{y(\Delta W)}$$

За нормативный срок службы 8 лет установка масляного выключателя окупится при условии $y(\Delta W) = 1,53/8 = 0,191$ руб./кВт·ч. Это значение удельного ущерба меньше приведенной в таблице 6.1 минимальной оценки (0,3), следовательно установка выключателя целесообразна. А при оценке $y(\Delta W) = 0,3$ установка выключателя окупится за 5 лет.

Следует отметить, что все выше приведенные критерии исходили из предположения, что величина ущерба Y – детерминированная, т.е. определенная для любых условий. Только при этом условии можно находить максимумы, минимумы, проверять условия равенства или неравенства.

В действительности, как это следует из предыдущих глав, величина Y – случайная, и позволяет прямо использовать критерии оптимизации. В математической статистике для ухода от подобной неопределенности случайную величину заменяют ее средним значением \bar{Y} , но при этом остается риск, что фактический ущерб окажется больше среднего, и это превышение характеризуется величиной среднеквадратического отклонения $\sigma(Y)$.

Если субъект экономики (энергоснабжающее предприятие) делает какие-то затраты на обеспечение надежности, то он должен быть уверен в их оправданности с учетом ожидаемого риска. Таким образом, расчетные затраты следует записывать в виде:

$$Z = \bar{Z} + C_p \cdot \sigma(Y) = p_n \cdot K + H + \bar{Y} + C_p \cdot \sigma(Y), \quad (6.23)$$

где C_p - цена риска, которая зависит от того, каким ресурсным потенциалом обладает субъект, принимающий решение.

$$C_p = \alpha \sqrt{\frac{\bar{Z}}{\Sigma Z}}, \quad (6.24)$$

где α характеризует допускаемую степень риска ($\alpha = 3 \dots 4$);
 $\bar{\Sigma Z}$ - средний годовой располагаемый ресурс предприятия.

В случае, если все экономические решения принимаются государством или от имени государства (пример – РАО «ЕЭС»), то величина $\bar{\Sigma Z}$ очень велика по сравнению с затратами по какому-то конкретному объекту, и цена риска приближается к нулю. На этом основании во всех расчетах вполне допустимо пользоваться средними значениями ущерба, как в выражениях (6.20)-(6.22).

Однако в современной многоукладной экономике много хозяйствующих субъектов, распоряжающихся гораздо меньшими ресурсами, для которых важно учитывать экономические риски и использовать различные страховые механизмы.

Если считать случайную величину ущерба распределенной по нормальному закону, то при $\sigma(Y) \leq 0,3\bar{Y}$ то с достоверностью 0,999 можно принять $C_p = 3$; а с достоверностью 0,99997 $C_p = 4$. Если же $\sigma(Y) \approx \bar{Y}$, то достоверность 0,999 обеспечивается при $C_p \approx 7$; а достоверность 0,9999 при $C_p \approx 9$.

Пример 6.2. Электроснабжение потребителя осуществляется по одной цепи. В результате его аварийных отключений среднегодовой ущерб $\bar{Y}_1 = 10$ млн.руб. Сооружение второй цепи оценивается в $\Delta K_2 = 65$ млн.руб., ее эксплуатация $\Delta H_2 = 2,5$ млн.руб./год (при среднем сроке службы 20 лет), а средний ущерб при этом снижается до $\bar{Y}_2 = 1$ млн.руб.

Оценить экономическую целесообразность описанного варианта повышения надежности с учетом риска, если среднеквадратическое отклонение ущерба для первого варианта (без резервирования) $\sigma_1(Y) = 3$ млн.руб., а для второго (с резервированием) $\sigma_2(Y) = 0,5$ млн.руб.

Законы распределения ущерба считать близкими к нормальному, а уровень достоверности результата не ниже 0,999.

Первоначально для сравнения сравним экономичность указанных вариантов без учета степени риска – по формуле (6.20):

- для первого варианта: $Z_1 = \bar{Y}_1 = 10$ млн.руб.

- для второго варианта:

$$Z_2 = p_n \Delta K_2 + \Delta I_2 + \bar{Y}_2 = 0,12 \cdot 65 + 2,5 + 1,0 = 11,3 \text{ млн.руб.}$$

Если не учитывать цену риска, второй вариант на 10% дороже первого, т.е. экономически нецелесообразен.

Пользуясь выражением (6.23), определим приведенные годовые затраты с учетом риска:

- для первого варианта: $Z_1 = \bar{Y}_1 + C_p \cdot \sigma_1(Y) = 10 + 3 \cdot 3 = 19$ млн.руб.

- для второго варианта:

$$Z_2 = p_n \Delta K_2 + \Delta I_2 + \bar{Y}_2 + C_p \cdot \sigma_2(Y) = 0,12 \cdot 65 + 2,5 + 1,0 + 3 \cdot 0,5 = 12,8 \text{ млн.руб.}$$

Как видно из результатов расчета, с учетом риска второй вариант становится более привлекательным.

6.5. Вопросы для самоконтроля

1. Перечислите основные технико-экономические показатели, характеризующие надежность системы электроснабжения.

2. Сформулируйте определение экономического ущерба от нарушения режима электроснабжения. Назовите основные слагающие этой величины.

3. Что такое основной ущерб и ущерб внезапности? Как они определяются на действующем производстве?

4. Запишите уравнения для практического расчета ущерба при проектировании системы электроснабжения.

5. Как зависит ущерб потребителя от качества электроэнергии?

6. Опишите порядок построения функций реакции электрической сети и потребителя при оценке последствий нарушения качества электроэнергии.

7. Из каких основных величин складывается ущерб энергоснабжающей организации при нарушении питания потребителей?

8. Как определяется оптимально-компромиссный вариант электроснабжения с точки зрения надежности?

7. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Как уже говорилось выше, выбор схемы электроснабжения потребителя зависит в первую очередь от уровня бесперебойности питания электроприемников, который задается категорией по надежности электроснабжения.

Приемники I категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, к числу которых относятся две электростанции или два центра питания, а также две секции сборных шин одной электростанции или подстанции при одновременном соблюдении следующих двух условий:

- 1) каждая из секций имеет питание от независимого источника;
- 2) секции электрически не связаны или имеют связь, автоматически отключаемую при нарушении нормальной работы.

Питание приемников II категории при аварии должно быть сохранено или автоматически восстановлено. Поскольку последнее мероприятие осуществить проще и дешевле, именно оно преимущественно и применяется на практике. Включение резервного питания приемников II категории может быть произведено автоматически или вручную дежурным персоналом. Автоматическое резервирование не является обязательным, но рекомендуется в тех случаях, когда это не вызывает чрезмерных затрат.

Приемники III категории допускают перерыв питания на время ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения. Длительность перерыва питания этих приемников зависит от способа канализации электроэнергии, наличия складского резерва оборудования и т. п., однако продолжительность перерыва не должна быть более одних суток [2].

Определение категорий электрических нагрузок производится по приемникам, а не по цехам в целом. При ограниченном числе потребителей I и II категорий вопросы обеспечения бесперебойного их питания рассматриваются особо, не допуская необоснованного отнесения всех потребителей к высшим категориям.

7.1. Выбор схемы внешнего электроснабжения

Число питающих линий и их пропускная способность, а также число и мощность трансформаторов на приемной подстанции предприятия или промышленного района выбираются с таким расчетом, чтобы обеспечить питание всех ответственных потребителей при выходе из работы одной из питающих линий или одного из трансформаторов. При отсутствии точных данных о нагрузках, требующих обязательного резервирования, можно руководствоваться нижеследующим:

- в аварийном режиме питающие кабельные линии 6-10 кВ должны обеспечить 60-80% расчетной нагрузки;
- установленная мощность трансформаторов на главных понижительных подстанциях при отключении одного из них должна обеспечивать 90-100% всей нагрузки ГПП;
- установленная мощность трансформаторов цеховых подстанций при двух и более трансформаторах должна обеспечивать 60-70% всей нагрузки подстанции при выходе из строя одного трансформатора.

Для выбора экономически рационального решения вопросов резервирования следует:

- широко использовать перегрузочную способность электрооборудования (трансформаторов, линий электропередачи и генераторов) с учетом его недогрузки при нормальной работе;
- учитывать резервирование в технологической части предприятия, допускающее пониженные требования к резервированию в электрической части;
- не предусматривать в схеме специальных незагруженных резервных трансформаторов и кабелей («холодный» резерв);
- предусматривать устройство связей между электрическими сетями различных ведомств (промышленными, коммунальными, сельскими и др.) в целях взаимного резервирования;
- предусматривать при аварии возможность автоматического (или ручного) отключения неответственных потребителей, выделяя для этого нагрузки III категории на отдельные линии или секции.

При наличии собственных электростанций выбор схемы связи электростанции предприятия с энергосистемой производится по следующим критериям:

1) На небольших предприятиях с компактным размещением нагрузок при отсутствии специальных требований к бесперебойности электроснабжения связь электростанции с энергосистемой осуществляется на генераторном напряжении или через трансформаторы на шинах повышенного напряжения.

Отдельные пункты связи с системой предусматриваются лишь при повышенных требованиях к бесперебойности электроснабжения или при наличии групп потребителей, удаленных от электростанций предприятия. Отдельные пункты связи соединяются с электростанциями перемычками.

2) Если нагрузка предприятия полностью покрывается собственной электростанцией, то пропускная способность линий и трансформаторов связи с энергосистемой должна обеспечить (с учетом допус-

тимых перегрузок и ограничения мощности неответственных потребителей) покрытие недостающей мощности на станции при выходе из работы одного из генераторов или выпуск избыточной мощности электростанции в систему.

3) Если собственная электростанция не обеспечивает всей нагрузки предприятия, то, кроме соблюдения приведенных в п. 2 условий, необходимо, чтобы при выходе из работы одного из трансформаторов или линии связи оставшиеся трансформаторы, линии и генераторы станции обеспечили всю нагрузку предприятия.

Связь с системой осуществляется при этом не менее чем по двум линиям и двум трансформаторам.

Одним из способов снижения капитальных затрат при повышении надежности внешнего электроснабжения является применение **двухцепных линий электропередач**, которые имеют лучшие технико-экономические и экологические показатели, чем две параллельных одноцепных линии - в этом случае сокращается площадь отчуждаемой земли (просеки и т.п.) и стоимость строительства и материалов.

Вопрос о применении двухцепных ВЛЭП возникает в следующих случаях:

- если между двумя точками сети возможна прокладка двух цепей ВЛЭП данного напряжения или одной цепи более высокого напряжения;
- если сооружается тупиковая линия к потребителю, требующему резервного (двухстороннего) питания;
- при прохождении линии в стесненных условиях - по окраинам городов или по территории промышленных предприятий (т.к. ПУЭ ограничивают количество ВЛЭП, прокладываемых по одной трассе).

Особенностью двухцепной линии с точки зрения надежности является неоднозначность определения отказа электроснабжения, которое зависит от схемы электроснабжения и роли данной линии в энергосистеме. Весь комплекс возможных схем, применяемых на практике, можно свести к трём следующим вариантам (рисунок 7.1):

- а) отказ любой одной цепи двухцепной ЛЭП рассматривается как отказ всей линии;
- б) отказ только одной определённой цепи двухцепной ЛЭП рассматривается как отказ всей линии;
- в) отказом ЛЭП считается только отказ двух цепей одновременно.

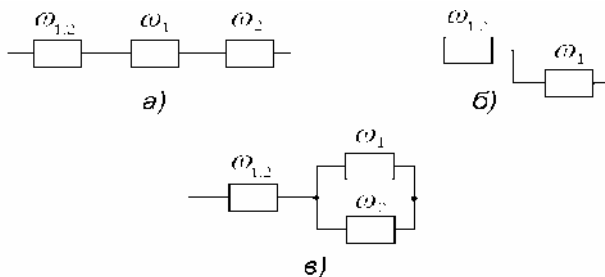


Рисунок 7.1 - Структурные схемы надежности двухцепных ЛЭП.

Проведенный в [18] статистический анализ позволяет выделить два вида показателей надежности по отношению к двухцепным линиям:

I – показатели, характеризующие отказы и преднамеренные отключения двух цепей двухцепной линии одновременно и по одной и той же причине (обозначим их $\omega_{1,2}$; $T_{B1,2}$; $\eta_{1,2}$ и $T_{нл.1,2}$);

II – показатели, характеризующие отказы и преднамеренные отключения любой одной цепи двухцепной линии, причём вторая цепь остаётся в работоспособном состоянии (ω_{1-2} ; T_{B1-2} ; η_{1-2} и $T_{нл.1-2}$).

Как следует из рисунка 7.1-а, для данного варианта отказ двухцепной ВЛ будет иметь место как при отказе двух её цепей одновременно по одной и той же причине, так и при отказе каждой (любой) одной цепи при работоспособной другой. Поэтому параметр потока отказов двухцепной ВЛ при этом определяется по формуле последовательного сложения:

$$\omega^{(a)} = \omega_{1,2} + \omega_{1-2}; \quad (7.1)$$

среднее время восстановления по известному выражению:

$$T_B^{(a)} = \frac{\omega_{1,2} \cdot T_{B1,2} + \omega_{1-2} \cdot T_{B1-2}}{\omega_{1,2} + \omega_{1-2}}; \quad (7.2)$$

а интенсивность и продолжительность плановых ремонтов, соответственно, по формулам:

$$\eta^{(a)} = \eta_{1,2} + \eta_{1-2}; \quad (7.3)$$

$$T_{нл.}^{(a)} = \frac{\eta_{1,2} \cdot T_{нл.1,2} + \eta_{1-2} \cdot T_{нл.1-2}}{\eta_{1,2} + \eta_{1-2}}. \quad (7.4)$$

Параметр потока отказов одной определённой цепи двухцепной ВЛ (рисунок 7.1-б) можно определить по выражению:

$$\omega_1 = \omega_2 + \frac{\omega_{1-2}}{2}, \quad (7.6)$$

где ω_1 и ω_2 - параметр потока отказов первой или второй цепи двухцепной ВЛ отдельно.

Параметр потока отказов всей ВЛЭП в этом случае будет равен:

$$\omega^{(\delta)} = \omega_{1,2} + \frac{\omega_{1-2}}{2}; \quad (7.7)$$

– среднее время восстановления:

$$T_B^{(\delta)} = \frac{\omega_{1,2} \cdot T_{B1,2} + \frac{\omega_{1-2} \cdot T_{B1-2}}{2}}{\omega_{1,2} + \frac{\omega_{1-2}}{2}}; \quad (7.8)$$

– интенсивность плановых отключений:

$$\eta^{(\delta)} = \eta_{1,2} + \frac{\eta_{1-2}}{2}, \quad (7.9)$$

где $\frac{\eta_{1-2}}{2} = \eta_1 = \eta_2$;

– продолжительность плановых простоев:

$$T_{nl.}^{(\delta)} = \frac{\eta_{1,2} \cdot T_{P1,2} + \frac{\eta_{1-2} \cdot T_{P1-2}}{2}}{\eta_{1,2} + \frac{\eta_{1-2}}{2}}. \quad (7.10)$$

В третьем варианте (рисунок 7.1-в) параллельно включенные блоки характеризуют возможность наложения отказа одной цепи двухцепной ВЛЭП на отказ или преднамеренное отключение второй цепи.

Найдём эквивалентные характеристики надёжности схемы параллельно включенных блоков. Параметр потока отказов для такой схемы, учитывающий наложения отказов одной цепи на отказы или преднамеренные отключения другой, определяется по формуле:

$$\omega^* = \omega_1(\omega_2 T_{B.1-2} + \eta_2 T_{nl.1-2}) + \omega_2(\omega_1 T_{B.1-2} + \eta_1 T_{nl.1-2}).$$

После подстановки в нее выражения (7.6), получим:

$$\omega^* = \frac{\omega_{1-2}}{2} \cdot (\omega_{1-2} \cdot T_{B1-2} + \mu_{1-2} \cdot T_{P1-2}).$$

Среднее время восстановления для схемы из двух параллельно включенных блоков:

$$T^* = \frac{\omega_{1-2} T_{B,1-2}^2 + \eta_{1-2} T_{B,1-2} T_{nl,1-2}}{2(\omega_{1-2} T_{B1-2} + \eta_{1-2} T_{P1-2})}.$$

Исходя из полученных выражений, показатели надежности двухцепной ВЛЭП при третьем варианте её использования, т.е. для случая отказа двух цепей одновременно (рисунок 7.1-а), можно рассчитать по формулам:

– параметр потока отказов:

$$\omega_c^{(e)} = \omega_{1,2} + \omega^* = \omega_{1,2} + \frac{\omega_{1-2}}{2} (\omega_{1-2} T_{B,1-2} + \eta_{1-2} T_{P1-2}); \quad (7.11)$$

– среднее время восстановления:

$$T_c^{(e)} = \frac{\omega_{1,2} T_{B,1-2} + \frac{\omega_{1-2}^2 T_{B,1-2}^2 + \omega_{1-2} \eta_{1-2} \cdot T_{B,1-2} T_{P,1-2}}{4}}{\omega_{1,2} + \frac{\omega_{1-2}}{2} (\omega_{1-2} T_{B,1-2} + \eta_{1-2} T_{P1-2})}. \quad (7.12)$$

На рисунке 7.2. показана временная диаграмма возможных комбинаций наложений отказов одной цепи ВЛЭП на отказы и преднамеренные отключения другой, из которой можно заключить, что средняя периодичность и средняя продолжительность преднамеренных отключений для схемы из двух параллельных блоков равны нулю. Тогда средняя периодичность преднамеренных отключений двухцепной линии, будет определяться только для двух цепей одновременно:

$$\mu_c^{(e)} = \mu_{1,2}, \quad T_{nl,c}^{(e)} = T_{nl,1,2}; \quad (7.13 - 7.14)$$

где $\mu_{1,2}$ и $T_{P1,2}$ - соответствующие показатели надёжности блока, эквивалентирующего одновременное отключение обеих цепей двухцепной линии по одной причине.

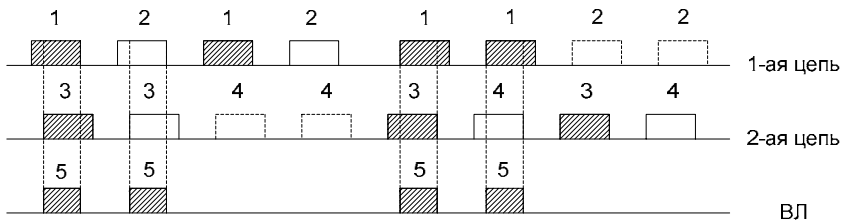


Рисунок 7.2 - Временная диаграмма совпадений во времени различных видов отказов:

- 1 – отказы первой цепи; 2 – преднамеренные отключения первой цепи;
 3 – отказы второй цепи; 4 – преднамеренные отключения второй цепи;
 5 – отказы двухцепной ВЛ.

Для сравнения эффективности применения двухцепной линии электропередач вместо двух одноцепных в работе [18] предлагается использовать показатель относительной эффективности, равный отношению времени нормальной работы электропередачи в течение года к величине затрат на ее строительство:

$$k_g = \frac{k_r \cdot 8760}{K}, \quad (7.15)$$

где k_r - коэффициент готовности, определенный по формуле (3.15).
 K - капитальные затраты на ее сооружение.

Пример 7.1. Сравним эффективность применения двух одноцепных ВЛЭП 110 кВ длиной 30 км на металлических опорах и одной двухцепной с проводами того же сечения. Исходные данные для расчета приведены в таблице 7.1.

В соответствии с формулой (3.15) коэффициент готовности равен:

$$k_r = \frac{t_p}{t_p + t_{\Pi}} = 1 - (\omega_c T_{B.c.} + \eta_c T_{n.l.c.}).$$

Таблица 7.1 - Показатели надёжности и стоимости ВЛ

Тип ВЛЭП	ω , 1/год	T_B , ч	η , 1/год	$T_{n.l.}$, час	K , тыс.руб.
Одноцепная	0,27	8,80	1,86	15,40	11655,0
Двухцепная: отключена одна цепь	0,35	6,90	3,20	14,80	17745,0
Двухцепная: отключены две цепи	0,04	10,30	0,17	21,80	17745,0

Показатели надежности для двухцепных линий при разных схемах включения определяются формулами параллельных одноцепных линий можно определить по формулам (7.1 – 7.14), а для двух параллельных одноцепных линий – по ниже приведенным выражениям:

$$\begin{aligned}\omega_{c.} &= 2\omega_i; & T_{B.c.} &= T_{B.i}; \\ \eta_{c.} &= \eta_i; & T_{пл.с.} &= T_{пл.i}.\end{aligned}$$

Результаты расчёта эффективности сооружения двухцепной и двух одноцепных ВЛ для рассматриваемого примера сведены в таблицу 2.2.

Таблица 7.2 - Эффективность ВЛ 110 кВ на металлических опорах

Тип ВЛЭП	Вариант использования в схеме	k_{Γ} , отн. ед.	K , тыс.руб.	$k_{э.}$, час/тыс. руб.
Одноцепные	–	0,9957	23310,0	0,374
Двухцепная	а)	0,9938	17745,0	0,491
	б)	0,9967		0,492
	в)	0,9995		0,493

Результаты расчёта, приведенные в таблице, свидетельствуют, что применение двухцепных ВЛЭП при прочих равных условиях почти на 30% повышает экономичность системы электроснабжения, независимо от варианта схемы работы. Поэтому применение двух одноцепных линий электропередачи взамен одной двухцепной должно обязательно обосновываться дополнительными соображениями, помимо затрат на сооружение и надёжности ВЛ.

7.2. Выбор схемы внутреннего электроснабжения

Схемы внутреннего (внутризаводского и внутрицехового) электроснабжения выбираются в зависимости от требуемой степени бесперебойности электроснабжения, территориального размещения основных нагрузок и других факторов. При этом питание параллельных технологических потоков и взаимно резервирующих друг друга технологических агрегатов необходимо предусматривать от разных подстанций, от различных линий электропередачи РП или же от различных секций шин подстанций или РП.

Как известно, распределительные сети предприятия выполняются по одной из следующих схем: радиальной, магистральной или смешанной.

1) **Радиальные схемы** подразделяются на одноступенчатые и двухступенчатые. Одноступенчатые схемы (рисунок 7.3 – 7.9) применяются при непосредственном питании трансформаторных подстанций и других приемников высокого напряжения от основного источника питания (собственной электростанции предприятия или ГПП). В двухступенчатых схемах (рисунок 7.10) используются промежуточные распределительные пункты (РП).

Некоторым недостатком радиальных схем является усложнение и удорожание резервирования при необходимости по условиям бесперебойности подачи питания от другого источника в случае выхода из работы основного питающего пункта. В этом случае резервирование подстанций может быть более удобно и экономично выполнено за счет магистральных схем.

2) **Магистральные схемы** подразделяются на одиночные магистрали с односторонним и двусторонним питанием, кольцевые магистрали и схемы с несколькими (двумя и более) параллельными (сквозными) магистралями в различных вариантах.

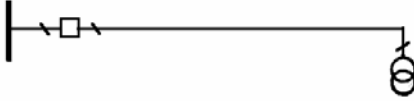
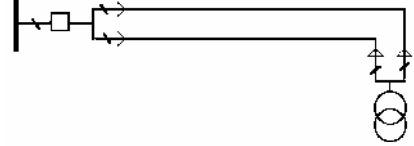
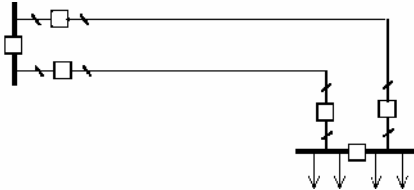
Простые магистральные схемы (одиночные и кольцевые) применяются обычно для подстанций малой мощности с потребителями, не требующими высокой степени бесперебойности электроснабжения. Одиночные магистральные схемы без разъединителей на входе и выходе магистрали (рисунок 7.11) применяются главным образом на ответвлениях от воздушных линий. При ответвлениях от кабельных линий эта схема применяется для неотчетственных подстанций мощностью, как правило, не выше 400 кВА, если не предусмотрена возможность резервирования по низкому напряжению.

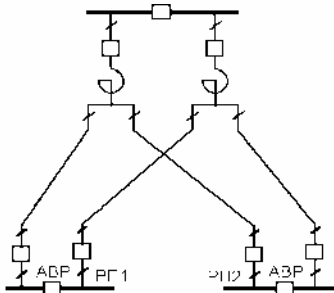
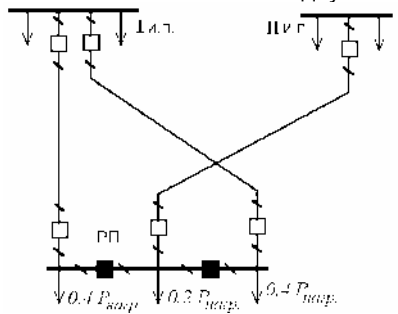
Более сложные магистральные схемы с несколькими параллельными сквозными магистралями (рисунок 7.12 - 7.16) могут быть применены для потребителей любой категории.

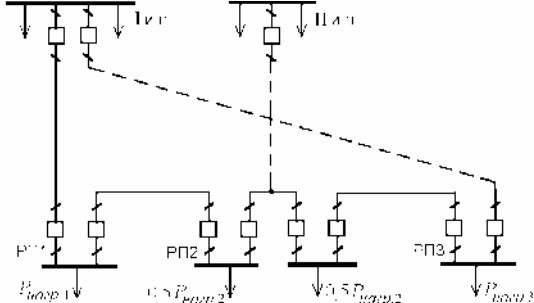
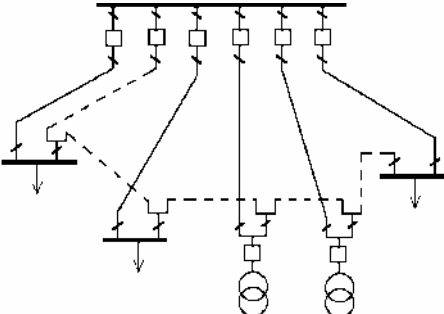
На больших предприятиях с крупными сосредоточенными нагрузками, в частности на предприятиях черной металлургии, для распределения электроэнергии в сетях 6-10 кВ на первых ступенях – от центра питания (ГПП, ТЭЦ, ЦРП) до распределительных пунктов (РП), при кабельной системе применяются в основном радиальные схемы.

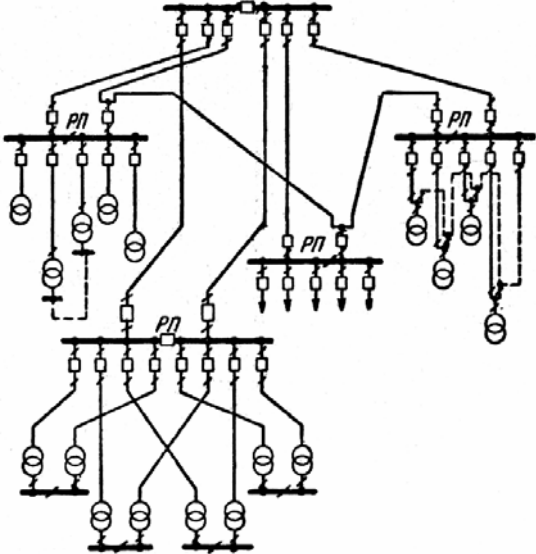
На энергоемких предприятиях цветной металлургии и химической промышленности целесообразно также применение мощных шинных магистралей 6-35 кВ (рисунок 7.17), используемых одновременно и в качестве поперечных связей между источниками питания предприятия (ТЭЦ – ГПП или ГПП1 – ГПП2). Преимущества этой системы: экономия кабелей, надежность, большая перегрузочная способность, а также возможность расширения схемы и исправления повреждений без перерыва электроснабжения потребителей.

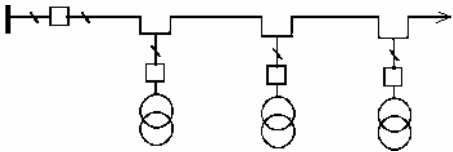
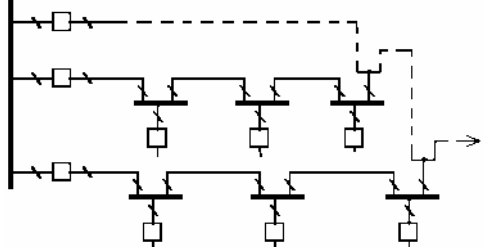
Таблица 7.3 – Классификация и область применения основных схем внутризаводских распределительных сетей

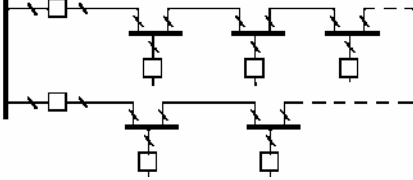
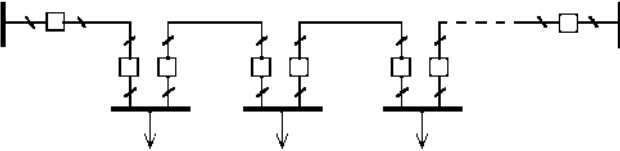
Наименование схемы	Область применения и характеристика схемы
а) Радиальные схемы	
<p>Радиальная одиночная схема без резервирования</p>  <p>Рисунок 7.3.</p>	<p>Для обособленно расположенных однотрансформаторных подстанций при отсутствии значительных нагрузок I категории и возможности быстрого ремонта поврежденной линии. Потребители I категории могут резервироваться через перемычку низкого напряжения от соседней подстанции.</p>
<p>Радиальная схема с двумя кабелями на линию</p>  <p>Рисунок 7.4.</p>	<p>Для небольших обособленных потребителей при наличии нагрузок I категории (например, удаленных насосных станций). В нормальном режиме работает один кабель, а второй включается при отсоединении первого для ремонта или испытания.</p>
<p>Две радиальные линии</p>  <p>Рисунок 7.5.</p>	<p>Для крупных обособленных пунктов потребления и объектов с нагрузками I и II категории (подстанции мощностью более 2000-3000 кВА, крупные электропечи и т.п.). каждая линия рассчитывается на полную нагрузку потребителей I категории. В нормальном режиме линии работают раздельно, каждая на свою секцию; а при выходе из работы одной линии, вторая принимает на себя нагрузку I категории.</p>

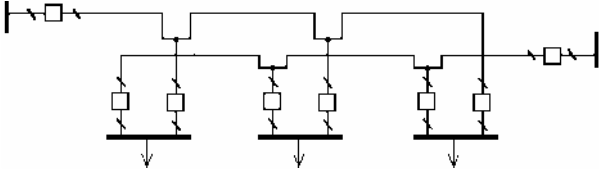
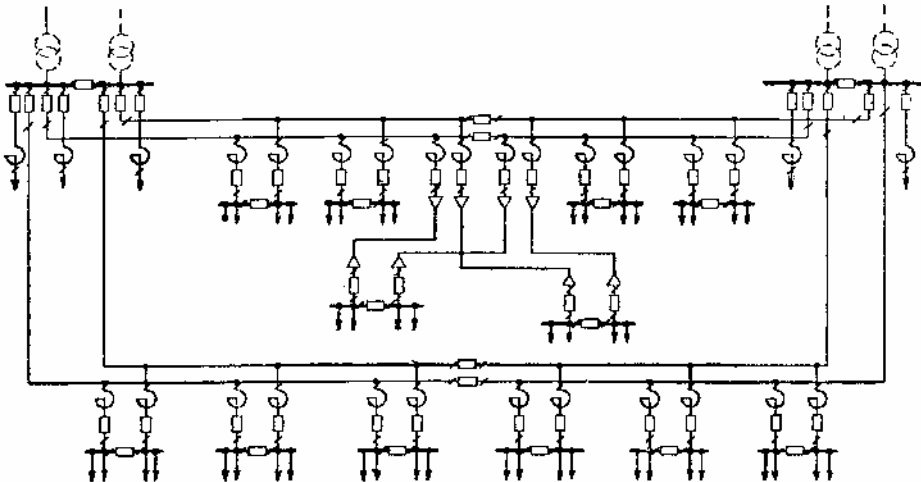
Наименование схемы	Область применения и характеристика схемы
<p>Радиальная схема с одним выключателем и реактором на две линии</p>  <p>Рисунок 7.6.</p>	<p>Модификация второй схемы (рисунок 7.4) для линий средней мощности. При наличии двух РП сокращается количество ячеек на питающем пункте</p> <p>Автоматическое включение резерва на РП восполняет тот недостаток схемы, что при повреждении одной линии временно прекращается питание во второй неповрежденной линии.</p>
<p>Радиальная схема с питанием от двух источников</p>  <p>Рисунок 7.7.</p>	<p>Применяется для мощных РП (8000 -10000 кВа). Каждая питающая линия рассчитана на 60% общей нагрузки РП. Загрузка линий в нормальном режиме показана на схеме.</p>

Наименование схемы	Область применения и характеристика схемы
<p>Радиальная схема с радиальным резервированием от второго пункта</p>  <p>Рисунок 7.8</p>	<p>Применяется для РП небольшой мощности. Рабочее питание обеспечивается от источника I и.п. Второй источник (II и.п.) – маломощный, неэкономичный или удаленный, – служит для резервирования питания.</p>
<p>Радиальная схема с магистральным резервированием</p>  <p>Рисунок 7.9</p>	<p>При отключении любой линии подстанция переключается на питание от общей резервной магистрали (показана пунктиром).</p>

Наименование схемы	Область применения и характеристика схемы
<p data-bbox="132 227 766 281">Радиальная двухступенчатая схема с промежуточными распределительными пунктами</p>  <p data-bbox="384 904 531 930">Рисунок 7.10</p>	<p data-bbox="810 227 1463 337">Применяется для крупных объектов при значительном числе одно- и двухтрансформаторных подстанций малой мощности и рассредоточенном расположении их на генплане предприятия.</p>

Наименование схемы	Область применения и характеристика схемы
б) Магистральные схемы	
<p data-bbox="268 263 646 319">Одиночная магистральная схема без входных разъединителей</p>  <p data-bbox="383 487 534 520">Рисунок 7.11</p>	<p data-bbox="810 274 1460 464">Применяется преимущественно при воздушных магистралях или при легкодоступной для ремонта кабельной трассе (например, прокладка в канале). Допускается для неответственных потребителей: жилые поселки, склады и т.п., – в тех случаях, когда допустим перегрев электроснабжения на время отключения поврежденного участка</p>
<p data-bbox="156 565 758 621">Одиночная магистральная схема с общей резервной магистралью</p>  <p data-bbox="383 901 534 935">Рисунок 7.12</p>	<p data-bbox="810 565 1460 733">Применяется для нагрузок III и II категорий, когда допускается перерыв электроснабжения на время отыскания и отключения поврежденного участка магистрали. К одной магистрали присоединяется до пяти подстанций мощностью до 1000 кВА каждая.</p>

Наименование схемы	Область применения и характеристика схемы
<p>Кольцевая разомкнутая магистральная схема</p>  <p>Рисунок 7.13.</p>	<p>Применяется для нагрузок III и II категорий, когда допускается перерыв электроснабжения на время отключения повреждённого участка кольца.</p> <p>К одному кольцу присоединяется до пяти подстанций мощностью до 630 кВА каждая.</p> <p>В нормальном режиме кольцо размыкается примерно посередине с целью снижения токов КЗ и упрощения релейной защиты.</p>
<p>Двойная сквозная магистральная схема с автоматами на стороне НН трансформатора</p>  <p>Рисунок 7.14</p>	<p>Применяется для нагрузок I категории при питании от двухтрансформаторных ГПП без сборных шин.</p> <p>Схема автоматически обеспечивает 100-процентное резервирование питания в линиях и в трансформаторах.</p>
<p>Одиночная магистраль с двухсторонним питанием</p>  <p>Рисунок 7.15</p>	<p>Применяется в случае необходимости обеспечения аварийного питания от независимого источника.</p> <p>В нормальном режиме потребители получают питание, как правило, от одного (основного) источника</p>

Наименование схемы	Область применения и характеристика схемы
<p data-bbox="183 213 730 238">Двойная магистраль с двухсторонним питанием</p>  <p data-bbox="384 412 528 434">Рисунок 7.16</p>	<p data-bbox="810 213 970 238">Применяется:</p> <ol data-bbox="810 244 1422 431" style="list-style-type: none"> 1) при необходимости питания от двух независимых источников при значительных нагрузках I категории; 2) при расположении группы потребителей между двумя источниками питания, когда встречное питание дает экономические преимущества по сравнению со схемами одностороннего питания, независимо от требований бесперебойности.
 <p data-bbox="384 932 528 955">Рисунок 7.17</p>	<p data-bbox="1134 468 1453 955">Мощные магистрали с двусторонним питанием. Выполняются, как правило, шинпроводами. Применяются на крупных энергоемких предприятиях цветной и черной металлургии для обеспечения бесперебойного электроснабжения ТП и РП. Схема обладает повышенной перегрузочной способностью; отличается небольшим расходом цветного металла и простотой увеличения пропускной способности.</p>

7.3. Надежность релейной защиты и противоаварийной автоматики

Современные устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) систем электроснабжения являются многофункциональными, многоканальными системами, имеющими сложные взаимосвязи, как между собой, так и с другими видами автоматики, а также с защищаемым объектом и окружающей его частью энергосистемы. Поэтому надежность и эффективность этих устройств нужно рассматривать в тесной связи с режимами работы систем электроснабжения.

По последствиям для системы электроснабжения отказы релейной защиты подразделяют на расстройки, дефекты и аварии.

Под **расстройкой** понимают неправильную установку органов регулирования РЗА при полностью исправных ее элементах. Для восстановления нормальной работы в этом случае достаточно провести настройку (правильно выставить уставки защиты).

Дефектом называют неисправность, выявленную в процессе монтажа, наладки или технического обслуживания РЗА и не приводящую к ущербу для системы электроснабжения.

Если же в результате появившейся неисправности неправильная работа защиты усугубляет отрицательные последствия возникших в силовой части повреждений или сама приводит к отключению потребителей, то такое событие называют **аварией**.

В дополнение к обычным требованиям надежности, предъявляемым ко всем техническим системам, работоспособность устройств релейной защиты оценивается специфическими критериями чувствительности и селективности.

Под **чувствительностью** понимается способность отключение всех аварийных режимов во всей защищаемой зоне, а под **селективностью** – избирательность действия защиты с четким срабатыванием при повреждениях в защищаемой зоне и таким же четким несрабатыванием при повреждениях вне зоны защиты.

Соответственно, действия защиты, нарушающие эти требования можно считать отказами функционирования, среди которых можно выделить:

- а) ложные срабатывания (при отсутствии аварии в зоне защиты);
- б) излишние срабатывания (при аварии вне зоны защиты);
- в) отказ в срабатывании (при аварии на защищаемом объекте).

Соответственно, показатели надежности для этих трех режимов необходимо рассматривать отдельно (таблица 7.4).

Таблица 7.4 - Показатели надёжности элементов РЗиА

Наименование элементов	Параметр потока отказов, 1/год		
	отказы срабатывания	излишние срабатывания	ложные срабатывания
1. Реле времени	0,0005	0,0003	-
2. Реле тока	0,0001	0,0002	-
3. Реле направления мощности	0,006	0,002	-
4. Реле сопротивления	0,0004	0,006	-
5. Реле напряжения (минимальное)	0,0002	0,00005	-
6. Дифференциальное токовое реле (типа РНТ или ДЗТ)	0,001	0,0008	0,0002
7. Промежуточное реле	0,0005	-	0,0006
8. Выходная цепь защиты			
9. Вторичная токовая цепь МТЗ и отсечки	0,0005	0,0005	0,0002
10. Вторичная токовая цепь дифференциальной защиты	-	0,007	0,007
11. Вторичная цепь напряжения	0,002	0,002	0,002
12. Источник оперативного тока	0,0003	-	-
13. Трансформатор тока	0,0003	-	-
14. Газовая защита силового трансформатора	0,45	0,1	1
15. Устройства АПВ	0,7	12,0	

Важнейшим способом повышения надёжности РЗиА является введение в схему резервных (избыточных) элементов. В релейной защите систем электроснабжения наиболее часто используется три вида избыточности:

а) Временная избыточность характеризуется периодом времени, в течение которого отказавший элемент релейной защиты не приводит к отказу электроснабжения защищаемого объекта (рисунок 7.18).

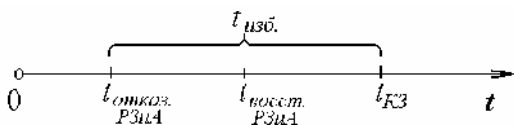


Рисунок 7.18 – Временная избыточность релейной защиты при коротком замыкании.

Если релейная защита находится в режиме дежурства и в ней появляется неисправность с точки зрения ложных срабатываний, но не позволяющая правильно сработать при внешнем КЗ, то при ее восстановлении к моменту времени ($t_{восст.} < t_{КЗ}$) аварийных последствий отказа для электроснабжения потребителей не будет, и отказ исправности не станет отказом функционирования. Таким образом, временная избыточность равна:

$$t_{изб} = (t_{к.з.} - t_{отказа}); \quad (7.16)$$

б) Под **схемной избыточностью** понимают дублирование пусковых и исполнительных органов релейной защиты для повышения надежности ее срабатывания или несрабатывания. Характерным примером схемной избыточности является включение нескольких токовых реле в схему токовой отсечки (рисунок 7.19).

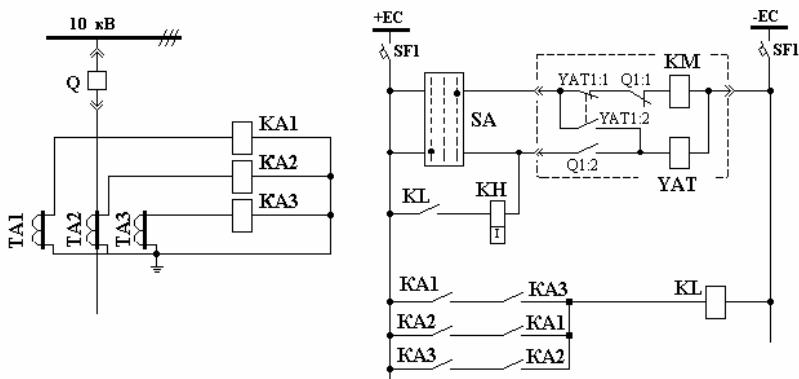


Рисунок 7.19 – Трехфазная токовая отсечка с «голосованием».

В данной схеме сигнал на отключение защищаемого объекта подается при замыкании любой из трёх цепочек (KA1-KA3, KA2-KA1 или KA3-KA2), но в каждой должны совпасть два сигнала. Тем самым снижается вероятность ложного срабатывания защиты.

Вероятность отказа срабатывания определяется выражением:

$$Q_{o.c.} = (Q_1 + Q_2) \cdot (Q_1 + Q_3) \cdot (Q_3 + Q_3) = (2Q)^3 = 8Q^3 \ll Q_i; \quad (7.17)$$

а вероятность ложного срабатывания -

$$Q_{л.с.} = Q_1 \cdot Q_2 + Q_1 \cdot Q_3 + Q_2 \cdot Q_3 = 3Q^2 < Q_i. \quad (7.18)$$

в) В отличие от схемной избыточности, **функциональная** обеспечивается взаимным резервированием различных устройств защиты данного присоединения или защит, установленных ближе к источнику питания, но реагирующих на те же виды повреждений. Пример - резервирование токовой отсечки максимальной токовой защитой с большей выдержкой времени.

Для оценки всех трёх аспектов функционирования защиты (чувствительности, селективности и надёжности) расчеты проводятся в трёх режимах:

- 1) в режиме дежурства (до момента требования на срабатывание) оценивается вероятность ложных срабатываний;
- 2) в режиме внутренних КЗ (в защищаемой зоне) – вероятность отказа срабатывания;
- 3) в режиме внешних КЗ (за пределами зоны защиты) – вероятность излишних срабатываний.

При этом для каждого режима составляется своя модель надёжности (структурная схема), отражающая функциональную взаимосвязь элементов в соответствующем режиме работы.

Пример 7.2. Рассмотрим порядок расчета релейной защиты на примере трехфазной МТЗ кабельной линии (рисунок 7.20).

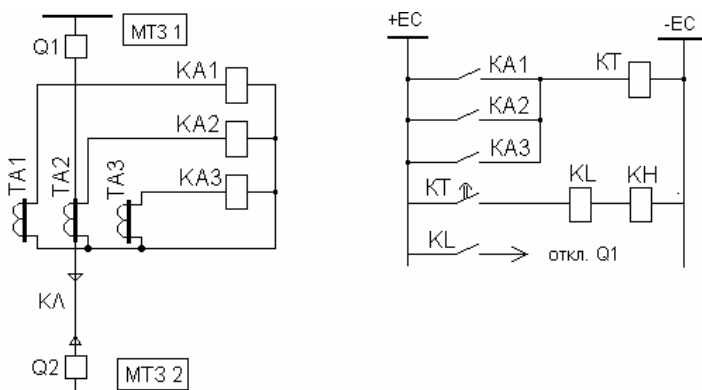


Рисунок 7.20 – Схема трехфазной МТЗ к примеру 7.2.

1) В режиме дежурства ток срабатывания защиты намного больше рабочего тока линии, поэтому повреждение трансформатора тока, соединительных проводов или оперативных цепей не могут привести к ложному срабатыванию. Защита будет правильно функционировать, если исправно каждое из реле КА1, КА2, КТ и КЛ, поэтому структурная схема надежности для данного режима имеет вид:

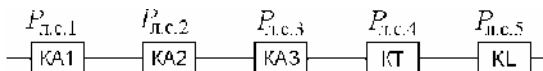


Рисунок 7.21 – Структурная схема надежности МТЗ для режима дежурства.

Вероятность правильной работы (отсутствия ложных срабатываний) в режиме дежурства определяется по выражению:

$$P_{л.с.} = P_1 \cdot P_2 \cdot P_3 \cdot P_4 \cdot P_5 = \exp(-t \cdot \sum_{i=1}^n \lambda_i).$$

2) При однофазном КЗ на защищаемой линии к отказу срабатывания защиты помимо неисправности реле могут привести обрывы или короткие замыкания во вторичных токовых и оперативных цепях, поэтому в схему надежности дополнительно включаются трансформатор тока и соединительные провода:

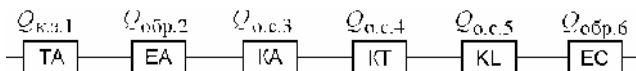


Рисунок 7.22 – Структурная схема надежности МТЗ для режима внутреннего однофазного КЗ в защищаемой зоне.

где $Q_{к.з.}$ – вероятность отказа типа «короткое замыкание» в обмотках трансформатора тока;

$Q_{обр.}$ – вероятность отказа типа «обрыв» в токовых (EA) и оперативных (EC) цепях релейной защиты;

$Q_{о.с.}$ – вероятность отказа срабатывания реле;

Отказ функционирования релейной защиты не всегда однозначно приводит к отказу срабатывания, если до момента требования на срабатывания произойдет ее восстановление. Поэтому в данном режиме основным расчетным показателем является коэффициент готовности защиты:

$$k_{\Sigma} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i}{\sum_{i=1}^n \lambda_i + \sum_{i=1}^n \mu_i} \quad (7.19)$$

где λ_i - интенсивность отказов функционирования защиты;

μ_i - интенсивность восстановления.

Интенсивность восстановления релейной защиты принимается:

- при внезапных ремонтах после отключения короткого замыкания равной интенсивности повреждений защищаемого присоединения:

$$\mu_i = \omega_{\kappa.з.i}$$

- при проведении плановых профилактических ремонтов – в зависимости от периодичности профилактики ($T_{\text{проф.}}$):

$$\mu_i = \frac{1}{T_{\text{проф}}}.$$

3) При двух- или трехфазном КЗ на защищаемой линии происходит взаимное резервирование пусковых органов защиты (трансформаторов тока и токовых реле), поэтому структурная схема надежности имеет два-три параллельных участка:

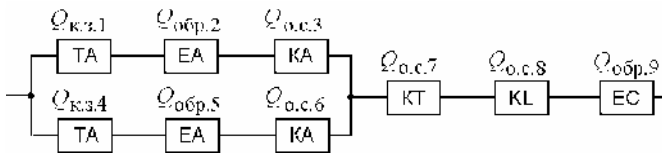


Рисунок 7.23 – Структурная схема надежности МТЗ для режима двухфазного КЗ.

3) При внешнем коротком замыкании излишнее (неселективное) срабатывание МТЗ происходит только при неправильной уставке времени срабатывания ($t_{\text{МТЗ1}} \leq t_{\text{МТЗ2}}$) поэтому схема замещения включает только один элемент:



Рисунок 7.24 – Структурная схема надежности для режима внешнего КЗ.

Работоспособность схемы в этом режиме характеризуется коэффициентом готовности реле времени:

$$k_{э.КТ} = \frac{\omega_{КТ}}{\omega_{КТ} + \mu_{КТ}}.$$

Как видно из примера расчета, для отказа системы электропитания необходимо, чтобы отказ схемы РЗиА совпал с «заявкой на срабатывание» – аварийным или ненормальным режимом силового электрооборудования. До этого момента неработоспособность цепей защиты может остаться незамеченной.

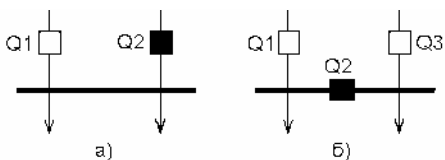
Это является одной из главных особенностей расчета и анализа надежности систем электроснабжения. С точки зрения теории массового обслуживания [20] устройства РЗиА считаются «сервисными» по отношению к защищаемому присоединению. Если заявка на срабатывание или несрабатывание «обслужена» должным образом, вне зависимости от исправности РЗиА – ущерба для системы электроснабжения не будет. Поэтому вероятность бесперебойного электроснабжения можно записать, как вероятность одновременно появления двух независимых случайных событий:

$$P_{рез.} = P_{(сил./РЗиА)} \cdot P_{РЗиА} \quad (7.20)$$

где $P_{(сил./РЗиА)}$ - условная вероятность отказа системы электропитания при безотказной работе РЗ и А.

Рассмотрим расчет надёжности системы электроснабжения, оснащенной устройством АВР.

Пример 7.3. Принципиальные схемы РП с АВР на резервном вводе и секционном выключателе приведены на рисунке 7.25.



Нарушение электроснабжения в такой схеме произойдет:

- при отказе (неотключении) Q1),
- при отказе (невыключении) Q2,
- при отсутствии напряжения на резервном источнике питания.

Рисунок 7.25 – Принципиальные схемы электроснабжения к примеру 7.3.

Зададимся условными обозначениями:

$P(A1)$, $Q(A1)$ – вероятность безотказной работы и вероятность отказа выключателя рабочего ввода;

$P(A2)$, $Q(A2)$ – вероятность безотказной работы и вероятность отказа выключателя резервного ввода;

$Q(S / A1 \cdot A2)$ - условная вероятность отказа системы электроснабжения при безотказной работе коммутационных аппаратов (полная потеря питания);

$Q(S / \overline{A1} \cdot A2)$ - условная вероятность отказа системы электроснабжения при условии безотказной работы выключателя рабочего ввода;

$Q(S / A1 \cdot \overline{A2})$ - условная вероятность отказа системы электроснабжения при условии безотказной работы выключателя резервного ввода;

$Q(S / \overline{A1} \cdot \overline{A2})$ - условная вероятность отказа электроснабжения при совпадении отказов выключателей рабочего и резервного вводов.

Пользуясь этим обозначениями, можно записать:

$$Q(S / \overline{A1} \cdot A2) = Q(S / A1 \cdot \overline{A2}) = Q(S / \overline{A1} \cdot \overline{A2}) = 1,$$

т. к. при отказе АВР теряют питание все потребители РП.

Результирующая вероятность отказа системы по формуле полной вероятности с учетом зависимых случайных событий определится формулой:

$$\begin{aligned} Q_{рез.} = & Q(S / A1 \cdot A2) \cdot P(A1) \cdot P(A2) + Q(S / \overline{A1} \cdot A2) \cdot Q(A1) \cdot P(A2) + \\ & + Q(S / A1 \cdot \overline{A2}) \cdot P(A1) \cdot Q(A2) + Q(S / \overline{A1} \cdot \overline{A2}) \cdot Q(A1) \cdot Q(A2), \end{aligned} \quad (7.21)$$

Зададимся числовыми значениями $P(A1) = 0,95$, $P(A2) = 0,99$, $Q(S / A1 \cdot A2) = 0,1$ и рассчитаем вероятности безотказной работы для схем с активным и пассивным резервом.

Для схемы с пассивным резервом (рисунок 7.25-а) по формуле (7.21):

$$Q_{рез.}^{(a)} = 0,1 \cdot 0,99 \cdot 0,95 + 1 \cdot 0,05 \cdot 0,99 + 1 \cdot 0,95 \cdot 0,01 + 1 \cdot 0,05 \cdot 0,01 = 0,154;$$

$$P_{рез.}^{(a)} = 1 - Q_{рез.}^{(a)} = 0,846.$$

Для схемы с активным резервом (рисунок 7.25-б) работоспособность АВР зависит от двух одинаковых вводных выключателей – Q1 и Q3, для которых $P(A1) = P(A3) = 0,95$, поэтому:

$$P'(A1) = P(A1) \cdot P(A3) = 0,95^2 = 0,90; \quad Q'(A1) = 1 - P'(A1) = 1 - 0,9 = 0,1.$$

Поскольку отказ только рабочего ввода вызывает потерю питания лишь у половины потребителей, условные вероятности отказа силовой части переписываются в следующем виде:

$$Q'(S/\overline{A1} \cdot A2) = Q'(S/A1 \cdot \overline{A2}) = Q'(S/\overline{A1} \cdot \overline{A2}) = 0,5.$$

Условная (собственная) вероятность безотказной работы силовой части с учетом кратности резервирования $k_{p.} = 1/1$ определяется:

$$P'(S/A1 \cdot A2) = 2(P'(A1)) - (P'(A1))^2 = 2 \cdot 0,9 - 0,9^2 = 0,99;$$

$$Q'(S/A1 \cdot A2) = 1 - P'(S/A1 \cdot A2) = 1 - 0,99 = 0,01.$$

В итоге, результирующая вероятность отказа электроснабжения для схемы с активным резервом по формуле (7.21), с учетом замены:

$$\begin{aligned} Q_{рез.}^{(\delta)} &= Q'(S/A1 \cdot A2) \cdot P'(A1) \cdot P(A2) + Q'(S/\overline{A1} \cdot A2) \cdot Q'(A1) \cdot P(A2) + \\ &+ Q'(S/A1 \cdot \overline{A2}) \cdot P'(A1) \cdot Q(A2) + Q'(S/\overline{A1} \cdot \overline{A2}) \cdot Q'(A1) \cdot Q(A2) = \\ &= 0,01 \cdot 0,9 \cdot 0,99 + 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,99 + 0,5 \cdot 0,9 \cdot 0,01 + 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,01 = 0,063. \end{aligned}$$

$$P_{рез.}^{(\delta)} = 1 - Q_{рез.}^{(\delta)} = 0,936.$$

Таким образом, схема с активным резервированием обладает большей надежностью.

7.4. Вопросы для самоконтроля

1. Дайте определение степени резервирования системы электро-снабжения? Как она влияет на надежность электроснабжения?
2. Сформулируйте основные требования, предъявляемые к схемам внешнего электроснабжения. Какими способами можно повысить надежность питающей сети?
3. Опишите особенности режимов работы и область применения двухцепных линий электропередачи.
4. Какие критерии используются при построении систем внутреннего электроснабжения?
5. Сравните эффективность и надежность радиальных и магистральных схем электроснабжения. Сформулируйте их область применения.
6. Перечислите специфические критерии надежности устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики. Какие основные виды отказов возникают в этих системах?

7. Какими способами можно повысить надежность работы РЗиА?
8. Поясните понятие временной избыточности и способы ее реализации на практике.
9. Что понимается под функциональной и схемной избыточностью устройств РЗиА? В чем отличие этих понятий?
10. Запишите уравнение для определения вероятности безотказной работы системы электроснабжения с учетом надежности вторичных цепей.

В заключение следует отметить, что в данной работе приведена лишь наиболее общая теоретическая база, позволяющая решать самые различные задачи надежности. Анализ реальных процессов применительно к различным элементам систем электроснабжения возможно потребует корректировки предложенных расчетных алгоритмов или разработки специфических моделей надежности.

Также предполагается развитие информационного и программного обеспечения в данной области. Однако описание всех частных прикладных проблем в одном пособии нереально, поэтому с конкретными примерами применения теории надежности в исследованиях электротехнических устройств можно познакомиться в приводимых ниже источниках.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – М.: Издательство стандартов, 1990. – 24 с.
2. Правила устройства электроустановок. – М.: Главгосэнергонадзор РФ, 2000.
3. ГОСТ 27.310-95 ССНТ Анализ видов, последствий и критичности отказов техники. Основные положения. – М.: Издательство стандартов, 1998.
4. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике. Учебное пособие для вузов. – Л.: Энергия, 1990 – 204 с.
5. Михайлов В.В. Надежность электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоиздат, 1982 – 130 с.
6. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика: Учеб. пособие. – М.: Высш. шк., 2001. – 479 с.
7. Белых Б.П., Заславец Б.И. Распределительные электрические сети рудных карьеров. – М.: Недра, 1978 – 240 с.
8. Синьчугов Ф.И. Расчет надежности схем электрических соединений. – М.: Энергия, 1981 – 172 с.
9. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учебн. пособие для вузов. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 312 с.
10. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
11. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / под ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
12. Справочник по проектированию электроснабжения / под.ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
13. Пригода В.П. Введение в теорию эксперимента: Учебное пособие. – Магнитогорск: МГМИ, 1991. – 108 с.
14. Тюрин Ю.Н., Макаров А.А. Статистический анализ данных на компьютере. – М.: Инфра-М, 1998. – 528 с.
15. Компьютер для студентов, аспирантов и преподавателей: Учебное пособ. / Под ред. В.Б. Комягина. – М.: ТРИУМФ, 2001. – 656 с.
16. Дьяконов В.П. Mathcad 2000: Учебный курс. – СПб.: Питер, 2001. – 560 с.
17. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с.
18. Шапиро И.М. Двухцепные воздушные линии: эффективность и область применения // Энергетическое строительство. – 1992. – № 11. – С. 25-32.
19. Справочник энергетика промышленных предприятий. Т.1 – Электроснабжение / Под общ. Ред. А.В.А. Федорова, Г.В. Сербиновского, Я.М. Большама. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 840 с.
20. Шалин А.И. Надежность релейной защиты энергосистем: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2001. – 177 с.

СТАТИСТИЧЕСКИЕ КОНСТАНТЫ И РАСПРЕДЛЕНИЯ

Таблица П 1.1 - 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	0,644	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	0,088	2,0	0,001

Таблица П 2.2 - Значения интеграла вероятности $\Phi(x) = \frac{2}{\pi} \int_0^x e^{-t^2} dt$

x	$\Phi(x)$	x	$\Phi(x)$	x	$\Phi(x)$
0,00	0,0000	0,95	0,8209	1,90	0,9928
0,05	0,0564	1,00	0,8427	1,95	0,9942
0,10	0,1125	1,05	0,8624	2,00	0,9953
0,15	0,1680	1,10	0,8802	2,05	0,9963
0,20	0,2227	1,15	0,8961	2,10	0,9970
0,25	0,2763	1,20	0,9103	2,15	0,9976
0,30	0,3286	1,25	0,9229	2,20	0,9981
0,35	0,3794	1,30	0,9340	2,25	0,9985
0,40	0,4284	1,35	0,9438	2,30	0,9988
0,45	0,4755	1,40	0,9523	2,35	0,9991
0,50	0,5205	1,45	0,9597	2,40	0,9993
0,55	0,5633	1,50	0,9661	2,45	0,9995
0,60	0,6039	1,55	0,9716	2,50	0,9996
0,65	0,6420	1,60	0,9736	2,55	0,9997
0,70	0,6778	1,65	0,9804	2,60	0,9998
0,75	0,7112	1,70	0,9838	2,65	0,9998
0,80	0,7421	1,75	0,9867	2,70	0,9999
0,85	0,7707	1,80	0,9891	2,75	0,9999
0,90	0,7969	1,85	0,9911	2,80	0,9999
0,95	0,8209	1,90	0,9928	3,00	1,0000

Таблица П 2.3 - Значения гамма-функции $\Gamma(x)$

x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$
1,00	1,00000	1,25	0,90640	1,50	0,88623	1,75	0,91906
1	0,99433	6	0,90440	1	0,88659	6	0,92137
2	0,98884	7	0,90250	2	0,88704	7	0,92376
3	0,98355	8	0,90072	3	0,88757	8	0,92623
4	0,97844	9	0,89904	4	0,88818	9	0,92877
1,05	0,97350	1,30	0,89747	1,55	0,88887	1,80	0,93138
6	0,96874	1	0,89600	6	0,88964	1	0,93408
7	0,96415	2	0,89464	7	0,89049	2	0,93685
8	0,95973	3	0,89338	8	0,89142	3	0,93969
9	0,95546	4	0,89222	9	0,89243	4	0,94261
1,10	0,95135	1,35	0,89115	1,60	0,89352	1,85	0,94561
1	0,94740	6	0,89018	1	0,89468	6	0,94869
2	0,94359	7	0,88931	2	0,89592	7	0,95184
3	0,93993	8	0,88854	3	0,89724	8	0,95507
4	0,93642	9	0,88785	4	0,89864	9	0,95838
1,15	0,93304	1,40	0,88726	1,65	0,90012	1,90	0,96177
6	0,92980	1	0,88676	6	0,90167	1	0,96523
7	0,92670	2	0,88636	7	0,90330	2	0,96877
8	0,92373	3	0,88604	8	0,90500	3	0,97240
9	0,92089	4	0,88581	9	0,90678	4	0,97610
1,20	0,91817	1,45	0,88566	1,70	0,60864	1,95	0,97988
1	0,91558	6	0,88560	1	0,91057	6	0,98374
2	0,91311	7	0,88563	2	0,91258	7	0,98768
3	0,91075	8	0,88575	3	0,91467	8	0,99171
4	6,90852	9	0,88595	4	0,91683	9	0,99581
						2,00	1,00000

**ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Таблица П 2.1 - Единичные показатели надежности работы энергоблоков с паротурбинными установками

Оборудование	Средняя частота отказов, ω , 1/год	Среднее время восстановления $T_{в.}$, час	Средняя частота плановых остановов, $\omega_{пл.}$, 1/год	Среднее время планового простоя $T_{пл.}$, ч
Эн.блок 150-165 МВт	7,2	49	17	120
в т.ч. котлоагрегат	5,2	44		
- турбина	1,3	43		
- турбогенератор	0,7	91		
Эн.блок 180-210 МВт	10,5	45	9,3	155
в т.ч. котлоагрегат	7,6	47		
- турбина	1,8	45		
- турбогенератор	1,1	58		
Эн.блок 250-300 МВт	9,8	45	8,0	150
в т.ч. котлоагрегат	6,6	38		
- турбина	2,5	68		
- турбогенератор	0,7	83		
Энергоблок 500 МВт	29,5	70	3,6	345
в т.ч. котлоагрегат	12,7	56		
- турбина	8,1	85		
- турбогенератор	8,7	136		
Энергоблок 800 МВт	15,6	74	5,1	277
в т.ч. котлоагрегат	11,2	50		
- турбина	3,3	99		
- турбогенератор	1,1	179		

Таблица П 2.2 - Единичные показатели надежности линий электропередач

Тип линий	Номинальное напряжение, кВ	Материал опор	Число цепей		Средняя частота устойчивых отказов, 1/100 км-год	Среднее время восстановления, ч	Средняя частота плановых простоев, 1/год	Среднее время планового простоя, ч
В о з д у ш н ы е	До 1 кВ				25	2,0	0,17	5
	6...10 кВ				7,6	5,0	0,17	6
	35 кВ	Сталь	Одноцепные		0,9	9,0	2,1	16,0
			Двух-цепные	откл. 1 цепь	1,1	6,0	1,0	13,0
				откл. 2 цепи	0,3	8,0	0,3	9,0
		Железобетон	Одноцепные		0,7	10,0	1,2	15,0
			Двух-цепные	откл. 1 цепь	0,8	10,0	1,3	14,0
				откл. 2 цепи	0,1	12,0	0,2	13,0
		Дерево	Одноцепные		1,5	13,0	2,5	16,0
	110 кВ	Сталь	Одноцепные		1,3	9,0	2,1	15,0
			Двух-цепные	откл. 1 цепь	1,7	7,0	3,8	15,0
				откл. 2 цепи	0,2	10,0	0,4	19,0
		Железобетон	Одноцепные		0,7	11,0	1,6	16,0
			Двух-цепные	откл. 1 цепь	1,0	9,0	2,4	12,0
				откл. 2 цепи	0,2	15,0	0,4	13,0
		Дерево	Одноцепные		1,5	10,0	3,6	14,0
	220 кВ	Сталь	Одноцепные		0,5	11,0	2,8	17,0
			Двух-цепные	откл. 1 цепь	0,6	11,0	3,3	14,0
				откл. 2 цепи	0,1	15,0	0,5	24,0
		Железобетон	Одноцепные		0,4	9,0	1,8	24,0
			Двух-цепные	откл. 1 цепь	0,5	9,0	1,1	17,0
				откл. 2 цепи	0,1	8,0	0,3	10,0
		Дерево	Одноцепные		0,6	11,0	5,4	18,0
	330 кВ	Сталь	Одноцепные		0,6	11,0	3,0	21,0
			Двух-цепные	откл. 1 цепь	0,9	10,0	7,3	15,0
				откл. 2 цепи	0,1	2,0	0,3	11,0
		Железобетон	Одноцепные		0,3	15,0	2,9	20,0

Тип линий	Номинальное напряжение, кВ	Материал опор	Число цепей	Средняя частота устойчивых отказов, 1/100 км-год	Среднее время восстановления, ч	Средняя частота плановых простоев, 1/год	Среднее время планового простоя, ч
Воздушные	500 кВ	Сталь	Одноцепные	0,2	14,0	3,1	18,0
		Железо-бетон	Одноцепные	0,2	13,0	3,5	23,0
	750		Одноцепные	0,2	20,0	0,17	25,0*
	1150*		Одноцепные	0,2	25,0	0,17	25,0
Кабельные	до 1			10,0	2	1,0	2,0*
	6...10 кВ			7,5	16,0	1,0	2,0
	20...35 кВ			3,2	16,0	1,0	2,0

Таблица П 2.3 - Единичные показатели надежности трансформаторов

Номинальная мощность, МВа	Номинальное напряжение, кВ	Средняя частота отказов 1/год	Среднее время восстановления, ч	Средняя частота текущих ремонтов, 1/год	Средняя продолжительность текущего ремонта, ч	Средняя частота капитальных ремонтов, 1/год	Средняя продолжительность кап.ремонта, ч
До 2,5	6...20	0,016	50	0,25	6	0,166	150
	35	0,010	40	0,25	6	0,166	200
2,5... 7,5	6...20	0,008	120	0,25	8	0,166	150
	35	0,007	65	0,25	26	0,166	200
	110	0,018	40	0,25	28	0,166	250
10...80	35 и ниже	0,012	70	0,75	26	0,166	200
	110	0,014	70	0,75	28	0,166	280
	220	0,035	60	0,75	28	0,166	300
Более 80	110	0,075	95	1,0	30	0,166	300
	220	0,025	60	1,0	30	0,166	330
	330	0,053	45	1,0	30	0,166	380
	500...750	0,024*	220	1,0	50	0,166	400

Таблица П 2.4 - Единичные показатели надежности выключателей

Вид выключателей	Номинальное напряжение, кВ	Средняя частота отказов: КЗ / обрыв цепи;	Среднее время восстановления, ч	Вероятность отказа на коммутационную операцию *	Вероятность отказа при отключении КЗ **	Средняя частота капитальных ремонтов, 1/год	Средняя продолжительность кап. ремонта, ч	Средняя частота текущих ремонтов, 1/год	Средняя продолжительность текущего ремонта, ч
Автоматические	До 1 кВ	0,02 /0,03	4			0,33	10	0,67	8
Электромагнитные	6...10	0,01 /0,01	11	0,002	0,027	0,2	24	0,8	16
Маломасляные	10	0,003 /0,007	20	0,003	0,005	0,14	8	0,86	8
	20	0,002 /0,008	26	0,003	0,005	0,14	10	0,86	8
	35	0,014 /0,016	25	0,005	0,005	0,14	9	0,86	8
	110..150	0,02 /0,04	20	0,006	0,013	0,14	30	0,86	8
Масляные баковые	35	0,002 /0,007	30	0,006	0,006	0,14	12	0,86	8
	110	0,005 /0,011	40	0,004	0,006	0,14	23	0,86	8
	220	0,015 /0,040	50	0,011	0,009	0,14	43	0,86	8
Воздушные	35	0,004 /0,016	40	0,013	0,012	0,2	29	0,8	8
	110	0,003 /0,017	20	0,004	0,004	0,2	45	0,8	12
	220	0,004 /0,016	55	0,004	0,006	0,2	122	0,8	15
	330	0,005 /0,026	48	0,002	0,006	0,2	160	0,8	16
	500	0,025 /0,125	60	0,007	0,003	0,2	130	0,8	20
	750	0,050 /0,200	75	0,009	0,003	0,2	270	0,8	30
	1150*	0,060 /0,240	90	0,010	0,004	0,2	350	0,8	40

* - отношение количества отказов выключателей при выполнении коммутационных операций (в т.ч. отключений КЗ) к общему количеству операций;

** - отношение количества отказов выключателей при отключении КЗ к количеству отключенных КЗ.

**Таблица П 2.5 - Единичные показатели надежности
неавтоматических коммутационных аппаратов**

Аппарат	Номинальное напряжение, кВ	Средняя частота отказов, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Средняя частота капитальных ремонтов, 1/год	Средняя продолжительность кап. ремонта, ч	Средняя частота Текущих ремонтов 1/год	Средняя продолжительность текущего ремонта, ч
Разъединители	6...10	0,01	1	0,166	4	0,834	3
	35	0,01	6	0,166	6	0,834	4
	110	0,01	11	0,166	8	0,834	5
	220	0,01	7	0,166	13	0,834	6
	330	0,01	10	0,166	18	0,834	7
	500	0,01	14	0,166	31	0,834	8
	750	0,01	14	0,166	81	0,834	16
	1150	0,01	20	0,166	100	0,834	16
Отделители	35	0,015	3	0,33	7	0,667	4
	110	0,01	3,5	0,33	10	0,667	5
	220	0,01	3,5	0,33	16	0,667	6
Коротко- замыкатели	35	0,01	4	0,33	8	0,667	4
	110	0,01	6	0,33	6	0,667	5
	220	0,01	6	0,33	8	0,667	6

**Таблица П 2.6 - Единичные показатели надежности сборных шин
распределительных устройств (на одно присоединение)**

Номинальное напряжение, кВ	Средняя частота отказов, 1/год	Среднее время восстановления, ч	Средняя частота капитальных ремонтов, 1/год	Средняя продолжительность кап. ремонта, ч	Средняя частота текущих ремонтов 1/год	Средняя продолжительность текущего ремонта, ч
6...10	0,030	5	0,166	5	0,834	2
20...35	0,020	7	0,166	4	0,834	2
110...150	0,016	5	0,166	4	0,834	3
220	0,013	5	0,166	3	0,834	3
330	0,013	5	0,166	3	0,834	3
500	0,013	5	0,166	5	0,834	3
750	0,010	6	0,166	5	0,837	4
1150*	0,010	7	0,166	7	0,837	4

Средняя вероятность отказов в системах 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	$(1,0 \pm 0,6) \cdot 10^{-2}$ $(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-3}$ $(1,0 \pm 0,5) \cdot 10^{-5}$

Таблица П 4.1 - Характеристики удельных ущербов предприятий

Наименование отрасли и предприятия	Средняя величина удельного основного ущерба у.е./кВт·ч	Удельный ущерб внезапности при полном отключении, у.е./кВт ...при продолжительности отключения, ч			Показатель степени, α	Доля нагрузки технологической брони, %	Удельный ущерб при невосполняемом дефиците энергии, у.е./кВт·ч	Удельный ущерб при последующей компенсации недоданной энергии, у.е./кВт·ч
		0,5	1,0	3,0				
1. Топливная промышленность								
Добыча нефти	0,4	3,5	3,5	3,5	8	12	0,60	0,10
Нефтепереработка	0,6	1,5	1,5	1,5	1	90	1,00	0,15
Шахты	0,2	0,2	0,3	0,8	4	20	0,35	0,10
Добыча торфа	0,25	0	0	0	0	0	0,35	0,15
2. Черная металлургия								
Горно-обога- тельные комби- наты (ГОК)	0,15	0,35	0,45	0,7	3,0	35	0,35	0,05
Металлургиче- ский завод пол- ного цикла	0,4	2,9	4,0	8,0	2	33	0,60	0,20
Трубопрокатный завод	0,3	0,5	0,5	0,5	4	33	0,45	0,10
Завод ферро- сплавов	0,1	0,07	0,10	0,35	4	5	0,35	0,02
Производство высококачест- венных сталей	0,25	0,5	0,1	0,1	5	20	0,35	0,10
3. Цветная металлургия								
Глиноземный завод	0,15	10	11	12	2	10	0,35	0,10
Алюминиевый завод	0,10	0	0,05	0,35	16	5	0,35	0,02
Медеплавильный завод	0,40	0,30	0,50	1,6	20	5	0,55	0,25

Продолжение табл. П 4.1

Наименование отрасли и предприятия	Средняя величина удельного основного ущерба у.е./кВт·ч	Удельный ущерб внезапности при полном отключе- нии, у.е./кВт ...при продол- жительности отключения, ч			Показатель степени, α	Доля нагрузки техноло- гической брони, %	Удельный ущерб при не- восполняемом дефиците энергии, у.е./кВт·ч	Удельный ущерб при последующей компенса- ции недоданной энергии, у.е./кВт·ч
		0,5	1,0	3,0				
4. Химическая промышленность								
Серный карьер и рудники	1,5	0,15	0,15	0,15	1	5	2,00	0,90
Фосфорный карьер	0,25	0,15	0,15	0,15	1	5	0,40	0,15
Суперфосфат- ный завод	0, 1 5	0,21	0,30	0,80	3	50	0,35	0,10
Содовый завод	0,60	25,0	30,0	42,0	5	35	0,90	0,35
Завод азотно-туковых удобрений	0,10	2,1	3,0	5,0	15	10	0,35	0,01
Лакокрасочный завод	0,30	6,3	6,3	6,3	22	10	0,50	0,05
Химфармзавод	0,30	100	100	100	2	60	0,50	0,10
Электрохим- комбинат	0,20	0,3	0,5	0,5	2	50	0,45	0,10
Производство смола и пластмасс	0,80	0,3	2,0	2,0	2	30	1,20	0,20
Карбидный завод	0,10	0,10	0,15	0,26	2,0	30	0,60	0,10
5. Нефтехимическая промышленность								
Нефтехимиче- ский комбинат орг.синтеза	1,00	4,8	12,5	27,5	2	60	2,00	0,35
Шинный завод	0,60	6,5	6,5	6,5	3	50	1,20	0,15
Завод асбесто- вых технических изделий	0,20	0,15	0,20	0,20	3	50	0,35	0,10
Завод резино- технических изд.	0,60	2,0	2,0	2,0	3	50	1,20	0,10
6. Машиностроение и металлообработка								
Завод турбостроения	0,25	2,50	5,30	15,0	6	30	0,40	0,10

Продолжение табл. П 4.1

Наименование отрасли и предприятия	Средняя величина удельного основного ущерба у.е./кВт·ч	Удельный ущерб внезапности при полном отключении, у.е./кВт ...при продолжительности отключения, ч			Показатель степени, α	Доля нагрузки технической брони, %	Удельный ущерб при невосполняемом дефиците энергии, у.е./кВт·ч	Удельный ущерб при последующей компенсации недоданной энергии, у.е./кВт·ч
		0,5	1,0	3,0				
Завод подъемно-транспортного оборудования	0,6	2,5	5,3	15,0	6	30	1,00	0,20
Завод химического оборудования	0,80	0,7	1,5	1,5	3	35	1,40	0,25
Тракторный завод	3,00	1,7	1,7	1,7	1	35	6,0	0,45
Завод топливных насосов	0,40	1,0	1,0	1,0	5	5	0,70	0,20
Завод кузнечно-прессового оборудования	0,80	1,7	1,7	1,7	1	35	1,30	0,35
Электрокабельный завод	0,20	1,5	1,5	1,5	4	35	0,50	0,1-
Завод крупного электромашиностроения	0,20	2,2	2,6	4,4	6	30	0,35	0,05
То же, среднего	0,30	1,0	1,0	1,0	7	30	0,50	0,10
То же, малого	0,40	0,8	1,6	3,8	7	30	0,70	0,10
Приборостроительный завод	1,20	1,5	2,0	3,0	7	30	2,20	0,30
Завод роликоподшипников	0,20						0,35	0,05
Завод шарикоподшипников	0,30	8,8	0,8	0,8	3	35	0,50	0,1
Инструментальные заводы	0,45	0,4	0,5	1,4	2	35	0,75	0,15
Часовой завод	0,50	2,0	2,0	2,0	7	30	0,80	0,30
Судостроительный завод	0,40	—	—	—	—	5	0,60	0,20
Электромеханический завод	0,20	0,5	0,5	0,5	3	30	0,60	0,15
Завод металлоконструкций	0,40	0,25	0,25	0,25	3	30	0,70	0,15

Продолжение табл. П 4.1

Наименование отрасли и предприятия	Средняя величина удельного основного ущерба у.е./кВт·ч	Удельный ущерб внезапности при полном отключении, у.е./кВт ...при продолжительности отключения, ч			Показатель степени, α	Доля нагрузки технологической брони, %	Удельный ущерб при невосполняемом дефиците энергии, у.е./кВт·ч	Удельный ущерб при последующей компенсации недоданной энергии, у.е./кВт·ч
		0,5	1,0	3,0				
7. Деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность								
Деревообрабатывающие предприятия	0,80	0,15	0,15	0,15	1	5	1,50	0,30
Целлюлозно-бумажный комбинат	0,10	0,3	0,4	3,2	3	40	0,35	0,05
8. Производство строительных материалов								
Цементный завод (мокрый способ пр-ва)	0,15	0,2	1,0	1,0	2	46	0,35	0,04
То же, сухой способ	0,40	0,2	1,0	1,0	2	46	0,40	0,10
Шиферный завод	0,40	2,0	2,5	2,5	1	10	0,80	0,15
Завод мягких кровельных материалов	0,40	10,0	10,0	10,0	3	40	0,70	0,10
Завод крупнопанельного домостроения	0,70	0,6	0,6	0,6	20	5	1,10	0,40
Завод сборного железобетона	0,70	0,6	0,6	0,6	20	5	1,10	0,40
Бетонный завод	1,60	0,2	0,25	0,40	3	5	3,0	0,10
Керамико-плиточный завод	0,40	0,2	0,25	0,40	3	5	0,80	0,15
9. Легкая промышленность								
Хлопкозавод	3,0	-	-	-	-	5	7,30	0,30
Хлопчатобумажный комбинат	0,50	6,0	6,0	6,0	5	30	0,70	0,35
Ситценабивная фабрика	0,90	8,0	10,0	20,0	7	30	1,20	0,70
Чулочноносочная фабрика	2,00	0,1	0,1	0,1	1	5	4,80	0,65

Окончание табл. П 4.1

Наименование отрасли и предприятия	Средняя величина удельного основного ущерба у.е./кВт·ч	Удельный ущерб внезапности при полном отключении, у.е./кВт ...при продолжительности отключения, ч			Показатель степени, α	Доля нагрузки технологической брони, %	Удельный ущерб при невосполняемом дефиците энергии, у.е./кВт·ч	Удельный ущерб при последующей компенсации недоданной энергии, у.е./кВт·ч
		0,5	1,0	3,0				
Фабрика бельевого трикотажа	2,20	0,1	0,1	0,1	1	5	4,00	0,60
Фабрика верхнего трикотажа	5,00	0,1	0,1	0,1	1	5	10,0	0,65
Швейная фабрика	4,00	0,1	0,1	0,1	1	5	7,60	0,60
Кожевенный комбинат	0,70	0,4	0,4	0,4	5	5	1,20	0,10
Обувная фабрика	1,50	1,60	2,1	2,1	7	5	2,80	0,35
10. Пищевая промышленность								
Мелькомбинат	1,20	0,8	0,8	0,8	4	5	2,50	0,15
Хлебозавод	0,8	15,8	22,0	29,0	2	30	2,0	0,30
Завод овощных и фруктовых консервов	1,80	0,2	10,0	18,5	5	30	3,20	0,50
Прочие предприятия пищевой промышленности	1,00	2,5	6,0	4,0	5	30	3,00	0,70
Прочие отрасли промышленности	0,8			-	-	10	1,50	0,20
Строительство, транспорт	1,00	0	0	0	0	10	1,50	0,80
Электрифицированная железная дорога **	0,40	—	—	—	—	—	0,60	0,20
Газопроводы **	0,30	0	0	0	0	0	0,50	0,15
Коммунально-бытовой сектор	1,50	0	0	0	0	0	2,20	0,80
Сельское хозяйство	1,50	—	—	—	—	—	2,20	0,80

*) Оценка ущербов приведена в условных единицах, равных приблизительно доллару США.

**) Без учета простоя или снижения производительности на смежных участках.

Таблица П 4.2 - Рекомендуемые категории надежности электроснабжения приемников электрической энергии некоторых отраслей промышленности

Наименование производства, цеха и т. п.	Наименование оборудования или отделения	Категория надежности по ПУЭ	Примечание
1. Заводы черной металлургии			
<u>Коксохимические заводы или цехи</u>	Коксовый блок, основные химцехи	I	
	Углеподготовка и углеобога-тельные фабрики	II	
<u>Доменный цех</u>	Рудный (шихтовый) двор	II	Допустимый перерыв в электроснабжении 30 мин.
	Насосы охлаждения, система загрузки, вентиляторы нагрева кау-перов	I	
	Литейный двор, (пушка, кран литейного двора)	I	Прекращение электроснаб-жения вызывает остановку печи; возможна авария
	Воздуходувка и газоочистка	I	
<u>Сталеплавильный цех</u>	Разливочная машина (кран, кан-товка ковша, привод ленты)	I	
	Завалочные машины, заливные краны, лебедки заслонок печей, механизмы наклона конвертеров, насосы, все оборудование электросталеплавильных печей,	I	
	Краны печного и разливочного пролетов, толкатели тележек с изложницами, тележки для раз-ливки стали, дутьевые вентилято-ры, воздуходувки.	II	
	Прочее оборудование сталепла-вильного цеха	II	
б) Шихтовый двор	Мостовые краны, дробильное и размалывающее оборудование и др.	II	
в) Двор изложниц	Мостовые краны, транспортеры	II	
	Механизмы для смазки изложниц	II	
г) Отделение непре-рывной разливки стали	Все оборудование	I	

Продолжение табл. П 4.2

Наименование производства, цеха и т. п.	Наименование оборудования или отделения	Категория надежности по ПУЭ	Примечание
Литейные цехи	Привод для дутья вагранки, разливочные краны	I	
	Прочие механизмы	II	
Прокатный цех	Главные и вспомогательные приводы блюмингов, слябингов, сортовых станов и листовых станов холодной прокатки.	II	Остановка вызывает значительный недоотпуск продукции
	Непрерывные станы горячей прокатки	I	Остановка вызывает расстройство технологического процесса
Общезаводские и подсобные цехи	Насосные станции охлаждения и водоснабжения печей большой теплоемкости (доменных, мартеновских, нагревательных печей прокатных станов и т.п.)	I	При продувке конвертера кислородом следует относить к I категории
	Прочие насосные	II	
	Котельные ТЭЦ и ПВС	I	
	Общезаводские и цеховые компрессорные станции	II	
	Кислородные станции	I - II	
Вспомогательные цехи	Механические, кузнечные, штамповочные, сварочные цехи, гаражи, локомотивные депо и др.	III	
2. Горнорудные предприятия			
<u>Рудники и шахты</u> Подъемные и транспортные устройства	Клетьевая подъемная машина	I - II	Перерыв эл.снабжения снижает производительность и вызывает опасность для жизни людей
	Скиповая подъемная машина	II - III	
	Пассажирская канатная дорога	I	
	Грузовая канатная дорога (при отсутствии склада)	II	
	Грузовая канатная дорога (при наличии склада)	III	
Установка сжатого воздуха	Компрессоры	II	Перерыв эл.снабжения снижает производительность

Продолжение табл. П. 4.2

Наименование производства, цеха и т. п.	Наименование оборудования или отделения	Категория надежности по ПУЭ	Примечание
Основная шахтная вентиляция	Вентиляторы на рудниках, опасных по газу Вентиляторы на прочих рудниках	I II	
<u>Обогатительные фабрики</u>		II - III	
а) Корпуса крупного и среднего дробления	Дробилки, транспортеры	II	
б) Отделение измельчения	Мельницы, классификаторы	II	
в) Насосное отделение	Песковые насосы	II	
г) Флотационное отделение	Флотационные машины	I	
д) Корпус обжига	Приводы вращающихся печей	I	Перерыв питания вызывает остановку фабрики
<u>Агломерационные фабрики</u>	Все электроприемники	II	
3. Металлообрабатывающая промышленность			
Механические и механосборочные цехи	Станки холодной обработки металла и сантехвентиляция	II	Остановка может вызвать простой завода
Термические цехи	Печи термической обработки	II	
Кузнечные, штамповочные и прессовые цехи	Молоты, прессы, печи для нагрева и термической обработки, производственная вентиляция	II	
Литейные цехи	Привод дутья вагранки Транспортеры, краны, станки Прочие механизмы	I II III	
Малярные цехи	Машины для окраски Сушильные аппараты	III - II III - II	В зависимости от взрывоопасности
Подсобные цехи и общезаводские установки	Пожарные насосы Насосы хозяйственной воды Центральные компрессорные	I II - III II	

Наименование производства, цеха и т. п.	Наименование оборудования или отделения	Категория надежности по ПУЭ	Примечание
4. Целлюлозно-бумажная промышленность			
Варочный отдел	Сантехвентиляция помещения с парами кислоты и едких газов	II	
Кислотный отдел	Колчеданные печи, охлаждение, Сантехвентиляция помещения с парами кислоты и едких газов	II II	
Оберточный отдел	Бумагоделательные машины с производственной вентиляцией и вспомогательными механизмами Ремонтные краны	II III	
Отбельный отдел	Сантехническая вентиляция помещения с едкими парами и газами (хлор)	II	
Картонный отдел	Машины для производства картона	II	
5. Резиновая промышленность			
Развесочная и меловая	Транспортеры, сита, мельницы и т. п.	III	
Вальцовка	Смесительные вальцы и смесители	II	Непрерывная работа, иногда в две смены
Заготовительный цех	Разнородное мелкое оборудование (резательные, закаточные и т.п. станки)	III	
Вулканизация	Автоклавы и индивидуальные вулканизаторы	III	
Цех гидравлики	Насосы и компрессоры	II	
Клеевой цех	Смесители	III	
Отделочные	Закаточные станки	III	
Компрессорная и гидронасосная	Компрессоры и насосы	II	

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	3
1. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ	4
2. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕОРИИ НАДЕЖНОСТИ	6
2.1. Понятие и классификация отказов	6
2.2. Свойства системы и элемента в теории надежности	8
2.3. Восстанавливаемые и невосстанавливаемые элементы	9
2.4. Вопросы для самоконтроля	10
3. СТАТИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОЦЕНКИ, АНАЛИЗА И КОНТРОЛЯ НАДЕЖНОСТИ	11
3.1. Вероятностные показатели надежности невосстанавливаемых элементов	11
3.2. Статистические показатели надежности восстанавливаемых сис- тем	13
3.3. Математический аппарат теории надежности	18
3.4. Законы распределения случайных величин в теории надежности ..	21
3.5. Испытания на надежность	28
3.6. Проверка статистических гипотез	34
3.7. Вопросы для самоконтроля	40
4. МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРО- СНАБЖЕНИЯ	41
4.1. Модели отказов невосстанавливаемых элементов	42
4.2. Модели надежности восстанавливаемых элементов	45
4.3. Модели надежности для резервированных систем	47
4.3.1. Модели надежности при однократном резервировании	50
4.3.2. Модели надежности при многократном резервировании	53
4.4. Вопросы для самоконтроля	55
5. АНАЛИЗ И КОЛИЧЕСТВЕННЫЕ РАСЧЕТЫ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	56
5.1. Аналитический метод расчета надежности электроснабжения	56
5.2. Логико-вероятностный метод расчета надежности электро- снабжения с помощью дерева отказов	63
5.3. Таблично-логический метод расчета надежности электро- снабжения	70
5.4. Вопросы для самоконтроля	77

6. ЭКОНОМИКО-МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	79
6.1. Оценка ущерба потребителя при нарушении электроснабжения	79
6.2. Оценка ущерба потребителя при нарушении качества электро- энергии	84
6.3. Экономический ущерб энергоснабжающей организации в результате нарушения режима электроснабжения	88
6.4. Выбор оптимальных вариантов электроснабжения с учетом надежности	90
6.5. Вопросы для самоконтроля	95
7. РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	96
7.1. Выбор схемы внешнего электроснабжения	96
7.2. Выбор схемы внутреннего электроснабжения	103
7.3. Надежность релейной защиты и противоаварийной автоматики	112
7.4. Вопросы для самоконтроля	120
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	122
ПРИЛОЖЕНИЯ	123
Приложение 1. Статистические константы и распределения	123
Приложение 2. Показатели надежности элементов систем электро- снабжения	125
Приложение 3. Средняя вероятность отказов в системах автоматиче- ского управления электроснабжением	130
Приложение 4. Характеристики удельных ущербов предприятий	131