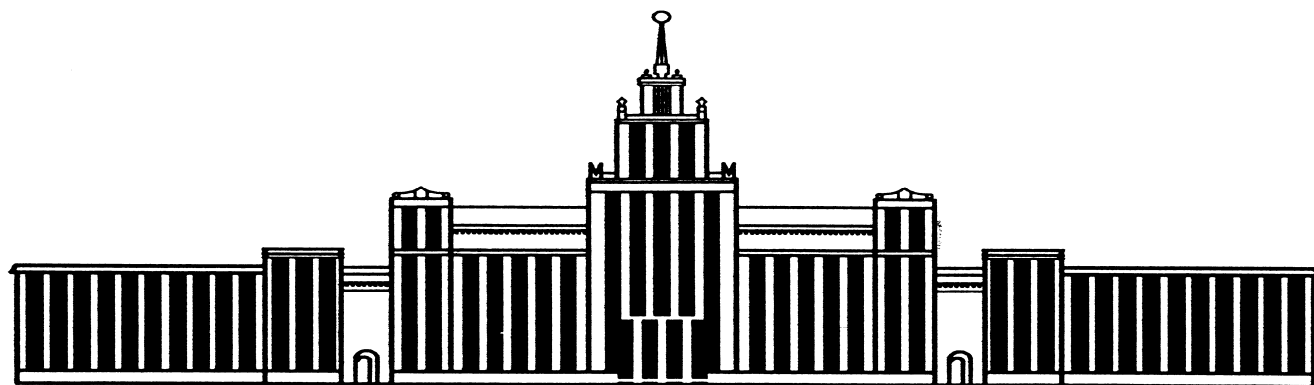


---

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

---



---

ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

---

621.316  
С141

**В.И. Сафонов, П.В. Лонзингер**

**НАДЕЖНОСТЬ  
СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**  
Учебное пособие

---

Челябинск  
2014

---

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Южно-Уральский государственный университет  
Кафедра «Системы электроснабжения»

621.316  
С141

**В.И. Сафонов, П.В. Лонзингер**

# **НАДЕЖНОСТЬ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ**

Учебное пособие

Челябинск  
Издательский центр ЮУрГУ  
2014

УДК 621.316  
С141

Одобрено  
учебно-методической комиссией  
энергетического факультета

Рецензенты:  
А.С. Знаев, Н.Н. Беглецов

Сафонов, В.И.

С141 **Надежность систем электроснабжения: Учебное пособие** / В.И. Сафонов, П.В. Лонзингер – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2014. – 90 с.

Учебное пособие содержит краткое изложение лекций по дисциплинам «Надежность электроснабжения» и «Способы и средства повышения надежности работы электрооборудования СЭС». Первая из дисциплин входит в программу подготовки бакалавров, а вторая – магистров по направлению 140400 «Электроэнергетика и электротехника». В учебном пособии рассматриваются математические модели надежности, их применение к системам электроснабжения промышленных предприятий и учет надежности при технико-экономическом сравнении вариантов систем электроснабжения. Пособие предназначено для студентов очной и заочной форм обучения.

УДК 621.316

## Вступительная лекция

# ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕОРИИ НАДЕЖНОСТИ

### Понятие надежности

**Надежность** – способность объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах.

Надежность является *внутренним свойством объекта*, заложенным при проектировании и изготовлении, которое проявляется при функционировании объекта. Надежность проявляется *в процессе выполнения* заданного объема функций. Если нет наблюдения за объектом в процессе его работы, то нельзя сделать вывод о его фактической надежности. Надежность проявляется различно в зависимости *от условий эксплуатации*. Нельзя оценивать надежность объекта в отрыве от условий эксплуатации.

**Надежность электроснабжения** – непрерывное обеспечение потребителей электроэнергией заданного качества в соответствии с графиком электропотребления и по схеме, которая предусмотрена для длительной эксплуатации.

Особенности надежности СЭС:

- а) *характер электроснабжения*, учитывающий непрерывность и неразрывность процесса производства, передачи и потребления энергии;
- б) *многоцелевое использование электроэнергии* при наличии потребителей с различными требованиями к надежности и качеству электроэнергии;
- в) *пренебрежимо малая вероятность полного отказа системы*, а также полного планового или внепланового ремонта ее вследствие большого количества источников и потребителей, потенциальной режимной избыточности элементов;
- г) *элементы СЭС представляют из себя достаточно сложные системы* состоящие из элементов, характеристики которых по надежности выявлены недостаточно и зависят от конструктивных особенностей, вида и качества материалов, сборки, условий эксплуатации и т.п.;
- д) *трудность получения статических материалов испытаний*, которые практически невозможно воспроизвести из-за трудностей в создании реальных условий работы и большого среднего времени безотказной работы.

Вопросы, относящиеся к надежности, изложены в следующих нормативных документах:

- 1) ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения [1];
- 2) ГОСТ 27.310-95 Анализ видов, последствий и критичности отказов техники. Основные положения [2];
- 3) Правила устройства электроустановок [3].

Далее изложены основные положения из этих документов.

## Состояния объекта

Объект может быть в рабочем или нерабочем состоянии.

**Нерабочее состояние** – 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.

## Отказы

**Отказ** – нарушение работоспособности объекта или не соответствие требованиям, установленным нормативно-технической документацией.

*Внезапные отказы* характеризуются резким, скачкообразным изменением основных параметров системы (элемента) вследствие воздействия многих случайных факторов. *Постепенные отказы* наступают вследствие плавного изменения параметров системы при ее износе и старении. Например, постепенное старение изоляции, впоследствии приводящее к короткому замыканию.

*Устойчивый отказ*, если для его устранения требуется ремонт или элемент не подлежит восстановлению. *Неустойчивые отказы* могут самоустраниться. Кратковременные самоустраняющиеся отказы часто называют *сбоями*. Например, схлестывания проводов ЛЭП при порывах ветра может привести к возникновению короткого замыкания, которое будет устранено релейной защитой. Этот отказ относится к самоустраняющимся, т.к. ликвидируется при помощи автоматического повторного включения (АПВ) без вмешательства обслуживающего персонала.

*Повреждения* – разрушение оборудования, поломка деталей, нарушение целостности электрических и магнитных цепей, порча изоляции. *Неисправности* – разрегулировка механизмов и защитных устройств без их разрушения, порчи и т.п.

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* является нарушение установленных правил и условий эксплуатации объекта.

*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.

*Анализ видов, последствий и критичности отказов* включает:

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

### **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**.

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).

*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.

*Сохраняемость* – свойство объекта сохранять исправное и работоспособное состояние после его хранения и транспортировки.

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

*Режимная управляемость* – способность системы обеспечивать включение, отключение или другое изменение режима работы элементов по заданному алгоритму.

*Устойчивость* – способность возвращаться в устойчивое состояние после прекращения возмущающего воздействия, которое нарушило нормальный режим.

*Живучесть* – это свойство системы противостоять крупным возмущениям режима, не допуская 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.

### **Категории электроприемников**

**I категория** – электроприемники, *перерыв электроснабжения* которых может повлечь за собой *опасность для жизни людей, значительный материальный ущерб*.

**Особая группа** – электроприемники, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью *предотвращения угрозы жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования*. Например, электродвигатели насосов водоохлаждения доменных печей и механизмов поворота конвертеров.

**II категория** – электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к *массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества жителей*.

**III категория** – все остальные электроприемники.

Надежность электроснабжения определяется **числом независимых источников питания и схемой электроснабжения** потребителей, поэтому обеспечение надежности электроснабжения, как правило, связано с **дополнительными экономическими затратами**.

Электроприемники I категории *обязательно*, а II категории *предпочтительно* 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.

### **Средства обеспечения надежности**

Существует два направления повышения надежности:

– **повышение надежности элементов**, из которых состоит рассматриваемый объект;

– создание объекта с высокой степенью надежности из относительно ненадежных элементов, используя различные **виды резервирования**.

Максимального эффекта в повышении надежности, очевидно, можно добиться рациональным сочетанием этих двух направлений.

**Резервирование – повышение надежности введением избыточности**, которое, в свою очередь, подразделяется на следующие виды: *структурное и функциональное*.

*Структурное резервирование* – использование избыточных элементов структуры объекта, т.е. элементов, которые не являются необходимыми для выполнения возложенных на объект функций. Например, двухтрансформаторная подстанция.

*Функциональное резервирование* – использование способности элемента выполнять дополнительные функции, повышая надежность работы системы за счет перераспределения функций при отказах элементов. Например, межсистемная ЛЭП.

Также для обеспечения надежности необходимо техническое обслуживание, ремонт, управление и измерения показателей.

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

*Ремонт* – обеспечение надежности путем выполнения комплекса работ для восстановления работоспособности объекта. Ремонты включают в себя *предупредительные* (текущие, капитальные) и *аварийные*.

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

*Измерение надежности*. Так как надежность определяется совокупностью ряда свойств, то для количественной характеристики свойства вводится один или несколько *показателей*.

### **Задача теории надежности**

Задачи теории надежности:

- *разработка и изучение методов обеспечения эффективности работы различных объектов в процессе их эксплуатации;*
- *определение и изучение количественных характеристик надежности и их связи с показателями экономичности.*

Курс лекций по надежности СЭС включает в себя три раздела: математический, технический и экономический. Цель первого раздела заключается в рассмотрении математической модели надежности, второго – в изучении технических средств обеспечения надежности, третьего – в изучении связи технических и экономических показателей надежности.



# Лекция 1

## СЛУЧАЙНОЕ СОБЫТИЕ

### Основные определения

**Случайным событием** называется факт, который в результате опыта может произойти или не произойти (все определения даны в соответствии с [4,5]).

**Вероятностью события** называется численная мера степени объективной возможности этого события. Вероятность события  $A$  обозначают  $P(A)$ . **Достоверным** называется событие  $B$ , которое в результате опыта непременно должно произойти  $P(B) = 1$ . **Невозможным** называется события  $C$ , которое в результате опыта не может произойти  $P(C) = 0$ . Вероятность любого события  $A$  заключена между нулем и единицей  $0 \leq P(A) \leq 1$ .

**Полной группой событий** называется несколько событий таких, что в результате опыта непременно должно произойти хотя бы одно из них. Несколько событий в данном опыте называются **несовместными**, если никакие два из них не могут появиться вместе. Несколько событий в данном опыте называются **равновозможными**, если по условиям опыта нет оснований считать какое-либо из них более возможным, чем любое другое.

Если несколько событий: 1) образуют полную группу; 2) несовместны; 3) равновозможны, то они называются **случаями**. Случай называется **благоприятным событием**, если появление этого случая влечет за собой появление события. Если результаты опыта сводятся к случаям, то вероятность события  $A$  вычисляется по формуле  $P(A) = m/n$ , где  $n$  – общее число случаев,  $m$  – число случаев, благоприятных событию  $A$ .

### Теорема сложения вероятностей

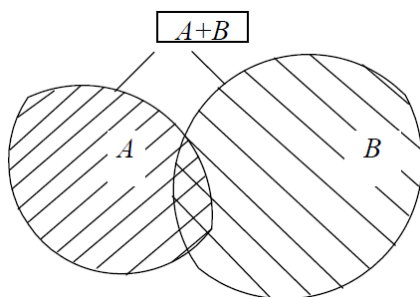
**Суммой двух событий  $A$  и  $B$**  называется событие  $C$ , состоящее в появлении хотя бы одного из событий  $A$  или  $B$  (рис. 1.1а).

Вероятность суммы двух **несовместных** событий равна сумме вероятностей этих событий

$$P(A+B) = P(A) + P(B).$$

В случае, когда события  $A$  и  $B$  совместны, вероятность их суммы выражается формулой

а)



б)

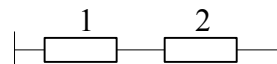


Рис. 1.1

$$P(A+B) = P(A) + P(B) - P(AB),$$

где  $AB$  – произведение событий  $A$  и  $B$ .

**Пример 1.1.** Два резистора соединены последовательно. Вероятность обрыва в резисторе 0,1. Составить схему надежности, если отказом элемента и отказом системы является обрыв цепи.

**Решение.** Отказ системы возможен при обрыве в одном из резисторов или в двух одновременно. **Если к отказу системы приводит отказ хотя бы одного из элементов, то элементы на структурной схеме надежности соединяют последовательно (рис. 1.1б).**

При последовательном соединении элементов вероятность отказа согласно теореме сложения вероятностей

$$P = P_1 + P_2 - P_1 P_2 = 0,1 + 0,1 - 0,1 \cdot 0,1 = 0,19.$$

При малых вероятностях отказа последнее слагаемое можно не учитывать.

### Теорема умножения вероятностей

**Произведением двух событий  $A$  и  $B$**  называется событие  $C$ , состоящее в совместном появлении события  $A$  и события  $B$  (рис. 1.2а).

Вероятность произведения двух **зависимых** событий равна вероятности одного из них, умноженной на условную вероятность другого при наличии первого

$$P(AB) = P(A) P(B/A) = P(B) P(A/B).$$

Для **независимых** событий  $P(AB) = P(A) P(B)$ .

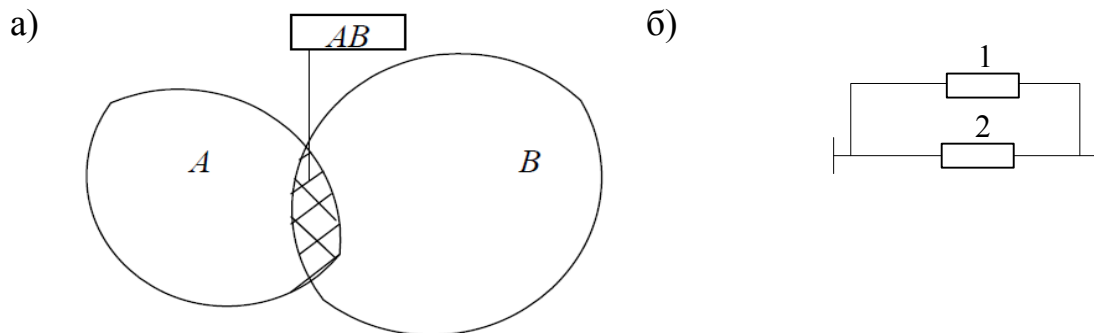


Рис. 1.2

**Пример 1.2.** Два резистора соединены последовательно. Вероятность короткого замыкания в резисторе 0,1. Составить схему надежности, если отказом элемента и отказом системы является короткое замыкание.

**Решение.** Отказ в системе возможен при одновременном коротком замыкании в двух резисторах. **Если к отказу системы приводит отказ всех элементов, то элементы на структурной схеме надежности соединяют параллельно (рис. 1.2б).**

При последовательном соединении элементов вероятность отказа согласно теореме умножения вероятностей

$$P = P_1 P_2 = 0,1 \cdot 0,1 = 0,01.$$

**При параллельном соединении элементов вероятность отказа системы намного меньше.**

### Формула полной вероятности

Если об обстановке опыта можно сделать  $n$  исключаящих друг друга гипотез  $H_0, H_1, \dots, H_n$  и если событие  $A$  может появиться только при одной из этих гипотез, то вероятность события  $A$  вычисляется по формуле полной вероятности

$$P(A) = P(H_0)P(A/H_0) + P(H_1)P(A/H_1) + \dots + P(H_n)P(A/H_n),$$

где  $P(H_k)$  – вероятность гипотезы,  $P(A/H_k)$  – условная вероятность события  $A$  при этой гипотезе.

**Пример 1.3.** Вдоль ЛЭП происходит три грозových разряда. Вероятность попадания в ЛЭП первого разряда 0,4 (событие  $B_1$ ); второго – 0,5 ( $B_2$ ); третьего – 0,7 ( $B_3$ ). ЛЭП выходит из строя при одном попадании молнии с вероятностью 0,2; при двух попаданиях с вероятностью 0,6; при трех попаданиях с вероятностью 1. Найти вероятность выхода ЛЭП из строя.

**Решение.** Рассмотрим четыре гипотезы:  $H_0$  – в ЛЭП не попало ни одного грозowego разряда;  $H_1$  – в ЛЭП попал один разряд молнии;  $H_2$  – в ЛЭП попало два разряда молнии;  $H_3$  – в ЛЭП попало три разряда молнии. Эти гипотезы имеют место при следующих сочетаниях событий:

$$H_0 = \bar{B}_1 \bar{B}_2 \bar{B}_3; H_1 = B_1 \bar{B}_2 \bar{B}_3 + \bar{B}_1 B_2 \bar{B}_3 + \bar{B}_1 \bar{B}_2 B_3;$$

$$H_2 = \bar{B}_1 B_2 B_3 + B_1 \bar{B}_2 B_3 + B_1 B_2 \bar{B}_3; H_3 = B_1 B_2 B_3.$$

Пользуясь теоремами сложения, умножения и свойствами противоположных событий, находим вероятности этих гипотез:

$$P(H_0) = 0,6 \cdot 0,5 \cdot 0,3 = 0,09; P(H_1) = 0,4 \cdot 0,5 \cdot 0,3 + 0,6 \cdot 0,5 \cdot 0,3 + 0,6 \cdot 0,5 \cdot 0,7 = 0,36;$$

$$P(H_2) = 0,6 \cdot 0,5 \cdot 0,7 + 0,4 \cdot 0,5 \cdot 0,7 + 0,4 \cdot 0,5 \cdot 0,3 = 0,41; P(H_3) = 0,4 \cdot 0,5 \cdot 0,7 = 0,14.$$

Условные вероятности события  $A$  (выход из строя ЛЭП) при этих гипотезах:  $P(A/H_0) = 0$ ;  $P(A/H_1) = 0,2$ ;  $P(A/H_2) = 0,6$ ;  $P(A/H_3) = 1$ .

Применяя формулу полной вероятности, получаем:

$$P(A) = P(H_0)P(A/H_0) + P(H_1)P(A/H_1) + P(H_2)P(A/H_2) + P(H_3)P(A/H_3) = 0,09 \cdot 0 + 0,36 \cdot 0,2 + 0,41 \cdot 0,6 + 0,14 \cdot 1 = 0,458.$$

### Формула Байеса

Если до опыта вероятности гипотез  $P(H_k)$  и в результате опыта появилось событие  $A$ , то с учетом этого события новые условные вероятности для гипотез вычисляются по **формуле Байеса**.

$$P(H_k / A) = \frac{P(H_k)P(A/H_k)}{\sum_{k=1} P(H_k)P(A/H_k)}$$

Формула Байеса позволяет «пересмотреть» вероятности гипотез с учетом наблюдаемого результата опыта.

**Пример 1.4.** Кабель работает в двух режимах: номинальном, с перегрузкой. Первый режим работы составляет 80 % времени эксплуатации, второй – 20 %. Вероятность выхода кабеля из строя в течении времени  $t$  в первом режиме – 0,1, во втором – 0,7. Найти вероятность выхода из строя кабеля и вероятность выхода из строя при работе в номинальном режиме.

**Решение.** Возможны две гипотезы:  $H_1$  – работа кабеля в номинальном режиме,  $H_2$  – работа кабеля с перегрузкой. По условию их вероятности  $P(H_1) = 0,8$  и  $P(H_2) = 0,2$ . Вероятность события  $A$  при этих гипотезах  $P(A/H_1) = 0,1$  и  $P(A/H_2) = 0,7$ . По формуле полной вероятности определяем вероятность выхода из строя кабеля

$$P(A) = P(H_1)P(A/H_1) + P(H_2)P(A/H_2) = 0,8 \cdot 0,1 + 0,2 \cdot 0,7 = 0,22.$$

Вероятность того, что кабель вышел из строя, работая в номинальном режиме, определим по формуле Байеса

$$P(H_1/A) = \frac{P(H_1)P(A/H_1)}{P(H_1)P(A/H_1) + P(H_2)P(A/H_2)} = \frac{0,8 \cdot 0,1}{0,22} = 0,364.$$

### Схема Бернулли

Опыты называются **независимыми**, если вероятность того или иного исхода каждого опыта не зависит от того, какие исходы имели другие опыты. Независимые опыты производятся как в одинаковых условиях и вероятность появления какого-то события  $A$  во всех опытах одна и та же.

Если производится  $n$  независимых опытов в одинаковых условиях, причем в каждом из них с вероятностью  $p$  появляется событие  $A$ , то вероятность того, что **событие  $A$  произойдет в этих опытах ровно  $m$  раз** выражается формулой биномиального распределения вероятностей:

$$P_{m,n} = C_n^m p^m (1-p)^{n-m}.$$

Допустим, что производится **большое количество независимых опытов** в каждом из которых **событие  $A$  имеет очень малую вероятность**. Тогда для вычисления вероятности  $P_{m,n}$  можно воспользоваться приближенной формулой

$$P_{m,n} \approx \frac{(np)^m}{m!} e^{-np},$$

где  $np = a$  – параметр закона Пуассона, которым приближенно заменяется биномиальное распределение.

От этого свойства закона Пуассона – **выражать биномиальное распределение при большом числе опытов и малой вероятности события** – происходит его название, часто применяемое в учебниках статистики: **закон редких событий**.

**Пример 1.5.** Вероятность отказа трансформатора в течении месяца  $q = 0,01$ . Определить вероятность безотказной работы трансформатора в течение 10 месяцев.

**Решение.** «Успешным» событием в данном случае является отказ. Поэтому формулу биномиального распределения и распределения Пуассона применяем при  $m = 0$  (нет ни одного успешного события).

Расчет по биномиальному распределению  $P_{0,n} = (1 - q)^n$ . Расчет по распределению Пуассона  $P_n^0 = e^{-qn}$ . Расчеты, выполненные в MCAD, показывают, что различие между биномиальным распределением и распределением Пуассона незначительно.

$q := 0.01$        $n := 1..12$        $\text{ORIGIN} := 1$

$P_{1,n} := (1 - q)^n$	P =		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		1	0.99	0.98	0.97	0.961	0.951	0.941	0.932	0.923	0.914	0.904
$P_{1,n} := e^{-q \cdot n}$	P =		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
		1	0.99	0.98	0.97	0.961	0.951	0.942	0.932	0.923	0.914	0.905

Вероятность безотказной работы трансформатора за 10 месяцев равна 0,905.

В литературе приведены другие примеры анализа надежности различных технических систем [4,5], энергетических систем [6].

**Закон редких событий является основой для математической модели надежности объекта СЭС.** Однако его формулировка с использованием понятия «случайное событие» не всегда удобна. Лучше воспользоваться понятием «случайная величина».

## Лекция 2

# СЛУЧАЙНАЯ ВЕЛИЧИНА

**Случайной величиной** называется величина, которая в результате опыта может принять то или иное значение, неизвестно заранее, какое именно (все определения даны в соответствии с [4,5]). *Дискретной* случайной величиной называется случайная величина, принимающая отдельные друг от друга значения, которые можно перенумеровать. *Непрерывной* случайной величиной называется случайная величина, возможные значения которой непрерывно заполняют какой-то промежуток.

### Основные законы распределения

**Законом распределения** случайной величины называется всякое соотношение, устанавливающее связь между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями. Закон распределения может иметь **разные формы**.

**Рядом распределения** дискретной случайной величины  $X$  называется таблица, где перечислены возможные значения этой величины  $x_1, x_2, \dots, x_k$  с соответствующими им вероятностями  $p_1, p_2, \dots, p_k$ . Графическое изображение ряда распределения называется **многоугольником распределения**.

**Функцией распределения** случайной величины  $X$  называется функция  $F(x)$ , выражающая вероятность того, что  $X$  примет значение, меньшее  $x$ :  $F(x) = P(X < x)$ .

Функция  $F(x)$  – неубывающая функция,  $F(-\infty) = 0$ ,  $F(+\infty) = 1$ . Функция распределения может задавать как дискретную случайную величину (рис. 2.1а), так и непрерывную случайную величину (рис. 2.1б).

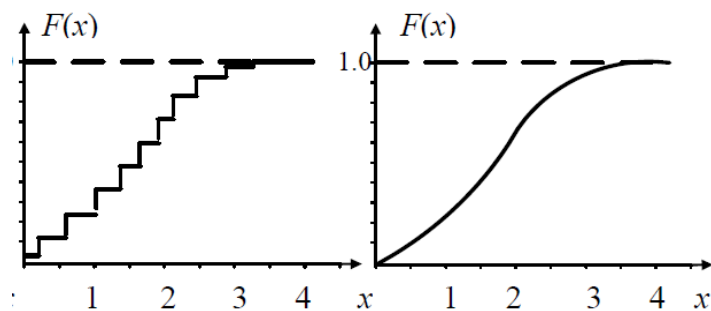


Рис. 2.1

**Плотностью распределения** непрерывной случайной величины называется функция  $f(x) = F'(x)$ . Символ «'» обозначает производную. Функция распределения выражается через плотность распределения формулой

$$F(x) = \int_{-\infty}^x f(x) dx.$$

Вероятность попадания на участок от  $\alpha$  до  $\beta$  для непрерывной случайной величины выражается формулой

$$P(\alpha < X < \beta) = \int_{\alpha}^{\beta} f(x) dx.$$

Кривая, изображающая плотность распределения случайной величины, называется **кривой распределения** (рис. 2.2).

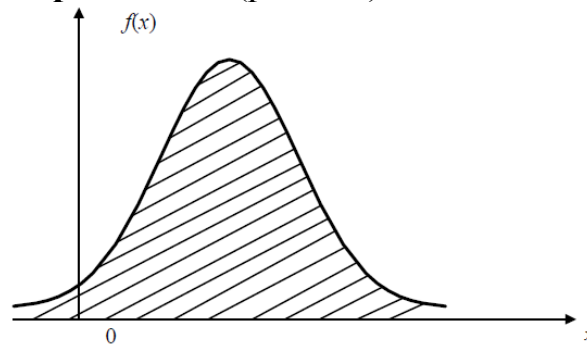


Рис. 2.2

Для задания дискретной случайной величины можно использовать: *функцию распределения; ряд распределения; многоугольник распределения.*

Для задания непрерывной случайной величины можно использовать: *функцию распределения; плотность распределения; кривую распределения.*

**Пример 2.1.** Вероятность отказа трансформатора в течение года  $q=0,12$ . Построить функцию распределения отказа трансформатора за 10 лет.

**Решение.** Для распределения Пуассона  $P_n^0 = e^{-qn}$  функция распределения отказа трансформатора  $F_n = 1 - e^{-qn}$ . Кривая распределения, показанная на рис. 2.3, построена в пакете MCAD.

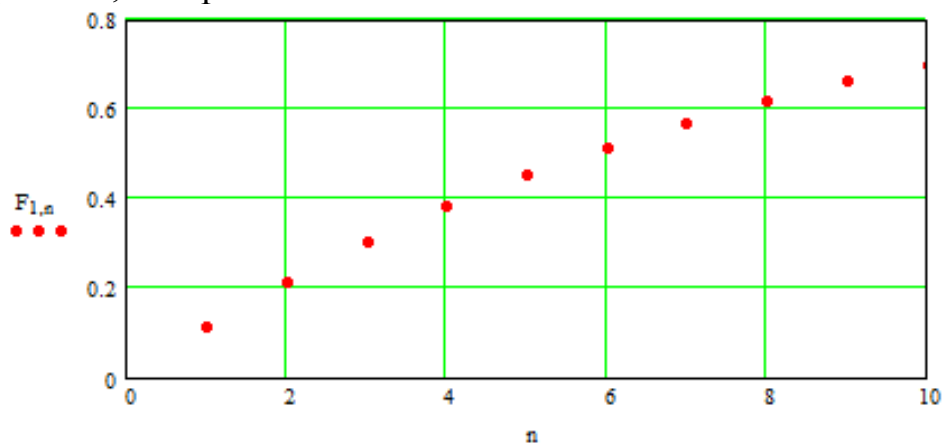


Рис. 2.3.

### Дополнительные законы распределения

Рассмотренные выше законы распределения используются в основном при математических расчетах. Для теории надежности более удобными являются вероятность безотказной работы и плотность вероятности отказа.

**Вероятность безотказной работы**  $P(t)$  – это вероятность того, что в заданном интервале времени  $t$  не произойдет ни одного отказа:  $P(t) = P(T > t)$ .

**Плотность вероятности возникновения отказа**, определяемая для заданного момента времени,

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

где  $\Omega(t)$  – математическое ожидание числа отказов за время  $t$ ,  $r(t)$  – число отказов за время  $t$ .

Связь между различными формами законов распределения представлена в табл. 2.1.

Таблица 2.1

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

Законы распределения представляют полную информацию о случайной величине, но не всегда удобны в инженерных расчетах. Поэтому часто используют только некоторые характеристики случайной величины.

### Основные характеристики случайной величины

**Математическим ожиданием** случайной величины  $X$  называется ее среднее значение, вычисляемое по формулам:

– для дискретной случайной величины  $m_x = \sum_{i=1}^n x_i p_i$  ;

– для непрерывной случайной величины  $m_x = \int_{-\infty}^{\infty} x f(x) dx$  .

**Центрированной случайной величиной** называется разность между случайной величиной  $X$  и ее математическим ожиданием  $\dot{X} = X - m_x$  .

**Дисперсией** случайной величины  $X$  называется математическое ожидание квадрата соответствующей центрированной случайной величины.



Дисперсия вычисляется по формулам:

– для дискретной случайной величины  $D_x = \sum_{i=1}^n (x_i - m_x)^2 p_i$ ;

– для непрерывной случайной величины  $D_x = \int_{-\infty}^{\infty} (x - m_x)^2 f(x) dx$ .

В случае размерной случайной величины, размерности математического ожидания и дисперсии различны. Поэтому вместо дисперсии пользуются **средним квадратическим отклонением (СКО)**. СКО случайной величины  $X$  называется корень квадратный из дисперсии

$$\sigma_x = \sqrt{D_x}.$$

**Пример 2.2.** Вероятность отказа трансформатора за год  $q=0,12$ . Рассчитать математическое ожидание и СКО функции отказа трансформатора.

**Решение.** Случайная величина отказов трансформатора имеет экспоненциальное (пуассоновское) распределение  $f(x) = qe^{-qx}$ .

Математическое ожидание отказа трансформатора  $m_x = \int_{-\infty}^{\infty} xf(x)dx$ .

Дисперсия отказа трансформатора  $D_x = \int_{-\infty}^{\infty} (x - m_x)^2 f(x)dx$ .

Среднеквадратическое отклонение отказа трансформатора  $\sigma_x = \sqrt{D_x}$ .

Расчеты выполнены в MCAD:

$$\begin{array}{lll} M := \int_0^{150} x \cdot q \cdot e^{-qx} dx & M = 8.333 & \frac{1}{q} = 8.333 \\ D := \int_0^{150} (x - M)^2 \cdot q \cdot e^{-qx} dx & D = 69.444 & \sqrt{D} = 8.333 \end{array}$$

Математическое ожидание и СКО отказа трансформатора равны 8,3 года. Это означает, что отказ трансформатора может наступить и в первый и в 12-ый год эксплуатации, но средняя наработка на отказ трансформатора составляет 8,3 года.

**Математическое ожидание и СКО для распределения Пуассона** равны  $1/q$  и зависят только от параметра Пуассона  $q$ . Именно этот параметр приводится в справочной литературе для различных элементов СЭС. Большое СКО это следствие работы в сложных условиях, когда отказ наступает из-за случайного сбоя в системе, а не старения элемента.

## Лекция 3

### ЗАКОНЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СЛУЧАЙНЫХ ВЕЛИЧИН

При исследовании надежности систем электроснабжения, как правило, используются теоретические законы нормального и экспоненциального распределения, закон Пуассона и распределение Вейбулла [7].

#### Нормальный закон распределения

**Нормальный закон распределения** возникает при суммировании законов распределения большого числа незначительных событий. Например, надежность устройства зависит от качества его составляющих, использованных для них материалов, квалификации рабочих и т.д.

Нормальный закон распределения используется в том случае, когда доля внезапных отказов мала, т.е. для систем, работающих **в благоприятных условиях эксплуатации**. **Плотность нормального распределения** для параметра **наработки на отказ** имеет следующий вид:

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

где  $T_0$  – математическое ожидание случайной величины (средняя наработка на отказ);  $\sigma$  – среднее квадратичное отклонение времени между отказами.

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

$$P(t) = 0,5 + \frac{1}{2\pi} \int_0^z \exp\left(-\frac{z^2}{2}\right) dz = 0,5 + \Phi\left(\frac{T_0 - t}{\sigma}\right),$$

$z(t) = (T_0 - t)/\sigma$  – вспомогательная переменная;  $\Phi(z)$  – функция Гаусса (интеграл вероятности). Значение функции  $\Phi(z)$  принимается по справочным таблицам (см. рис. 3.1. или [4,7]).

$x$	$\Phi(x)$
0,00	0,0000
0,05	0,0564
0,10	0,1125

Рис. 3.1.

Параметр потока отказов при нормальном распределении определяется по формуле:

$$\omega(t) = \frac{\exp(0,5z^2(t))}{\sqrt{2\pi} \cdot \sigma \cdot \Phi(z(t))}.$$

Графические зависимости для основных характеристик надежности при нормальном законе распределения приведены на рис. 3.2.

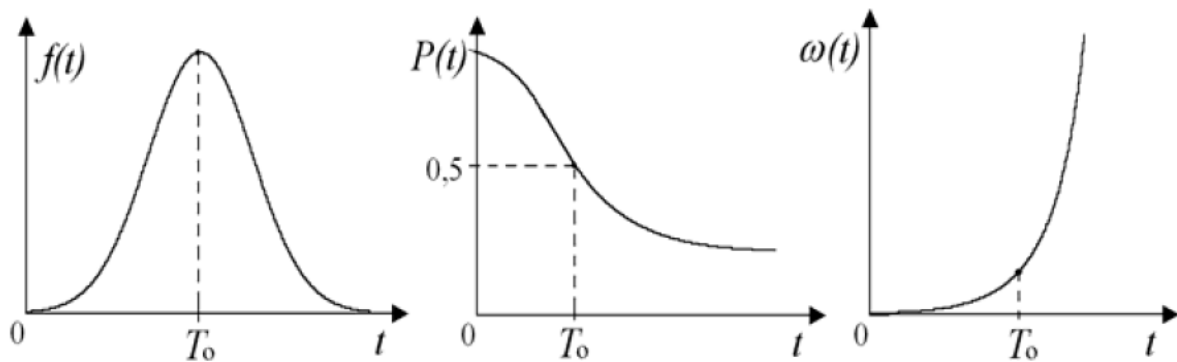


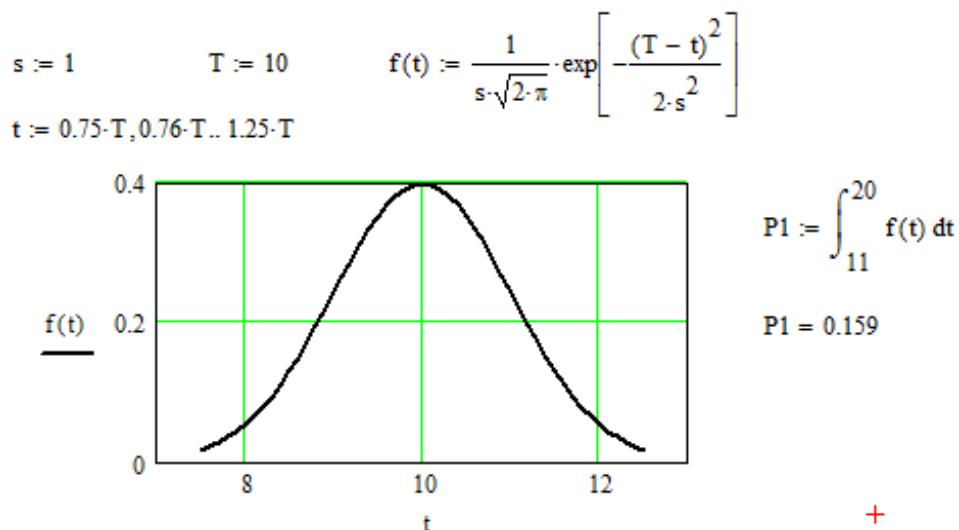
Рис. 3.2.

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 несут существенно влияют на надежность, а **при длительной эксплуатации надежность системы снижается значительно**.

Аналогично при помощи нормального распределения можно описать выполнение плановых ремонтов. Тогда вместо наработки на отказ в выражении будет среднее время планового ремонта. В отличие от аварийного ремонта, плановый ремонт выполняется по определенной инструкции (в благоприятных условиях). Отклонения времени планового ремонта от указанных в инструкции значений возникает из-за большого числа мелких факторов (квалификации рабочих, фактического состояния узлов устройства, качества запасных частей и т.д.).

**Пример 3.1.** Математическое ожидание времени планового ремонта 10 часов, его СКО – 1 час. Построить плотность функции распределения наработки на отказ и найти вероятность того, что плановый ремонт продлится более 11 часов.

**Решение.** Продолжительность плановых ремонтов подчиняется нормальному закону распределения с математическим ожиданием  $m_x = 10$  часов и СКО  $\sigma_x = 1$  час.



Плотность нормального распределения для параметра наработки на отказ вид  $f(t) = \frac{1}{\sigma_x \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{(t-m_x)^2}{2\sigma_x^2}\right)$ . Вероятность продолжительности ремонта более 11 часов это площадь под графиком плотности функции распределения  $P = \int_{11}^{\infty} f(t)dt$ . Расчеты выполнены в MCAD. Вероятность проведения планового ремонта более 11 часов составляет 0,159.

### Экспоненциальный закон распределения

**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**:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t}, \quad P(t) = \exp\left(-\int_0^t \lambda dt\right) = e^{-\lambda t}, \quad T_0 = \int_0^t e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda}.$$

При экспоненциальном законе математическое ожидание и средне-квадратическое отклонение совпадают с параметром закона ( $1/\lambda$ ). Это свойство часто используется на практике для проверки гипотезы (см. лекцию 4) об экспоненциальном характере изменения надежности. По статистическим данным об отказах определяют среднее значение и среднее квадратичное отклонение потока отказов. Их равенство является доказательством правдоподобия принятой гипотезы, а существенное отличие означает, что закон отличается от экспоненциального.

Основные характеристики надежности при экспоненциальном законе распределения приведены на рис. 3.3.

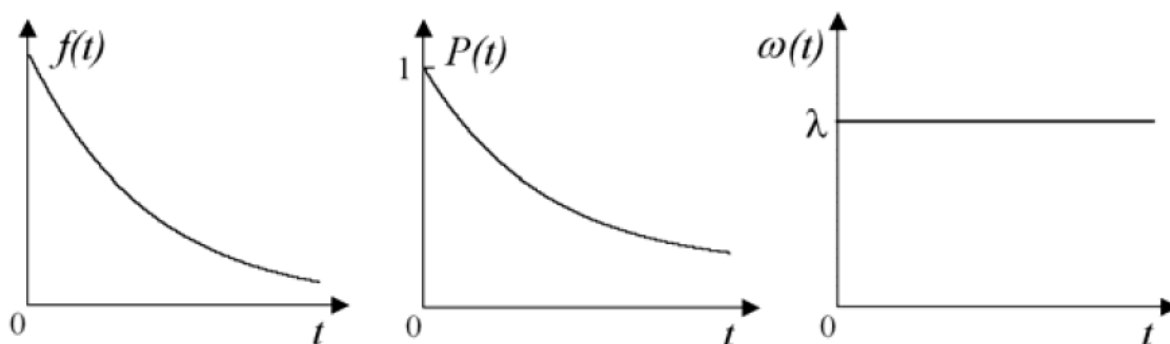


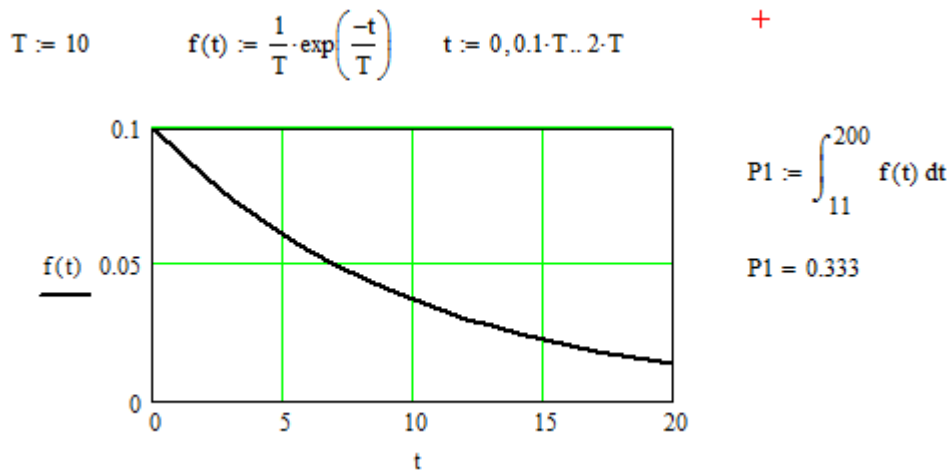
Рис. 3.3.

Аналогично при помощи экспоненциального распределения можно описать выполнение аварийных ремонтов. Тогда вместо наработки на отказ в выражении будет среднее время аварийного ремонта. В отличие от планового ремонта, при выполнении аварийного ремонта большая часть времени уходит на поиск неисправности, доставку необходимого оборудования и запасных частей и т.д. (неблагоприятные условия).

**Пример 3.2.** Математическое ожидание времени аварийного ремонта 10 часов. Построить плотность функции распределения наработки на отказ и найти вероятность того, что аварийный ремонт продлится более 11 часов.

**Решение.** Продолжительность аварийных ремонтов подчиняется экспоненциальному закону распределения с математическим ожиданием и СКО  $m_x = \sigma_x = 10$  часов. Плотность экспоненциального распределения для

параметра наработки на отказ вид  $f(t) = \frac{1}{m_x} \exp\left(-\frac{t}{m_x}\right)$ . Вероятность продолжительности ремонта более 11 часов это площадь под графиком плотности функции распределения  $P = \int_{11}^{\infty} f(t) dt$ . Расчеты выполнены в MCAD.



Вероятность проведения планового ремонта более 11 часов составляет 0,333.

### Распределение Пуассона

**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:

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

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 можно переписать в следующем виде:

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

где  $t$  – время, для которого определяется вероятность появления  $r$  отказов в системе;  $T$  – среднее время работы системы между двумя отказами.

Пусть система испытывается в течение времени  $t=T$ . 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.

### Распределение Вейбулла

**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:

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

где  $a$  и  $b$  – положительные постоянные. Отсюда

$$P(t) = 1 - F(t) = \exp\left(-\left(\frac{t}{a}\right)^b\right).$$

При значениях  $b < 1$  функция 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**. Для плотности вероятности и параметра потока отказов справедливы уравнения:

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

Основные характеристики надежности распределения Вейбулла приведены на рис. 3.4.

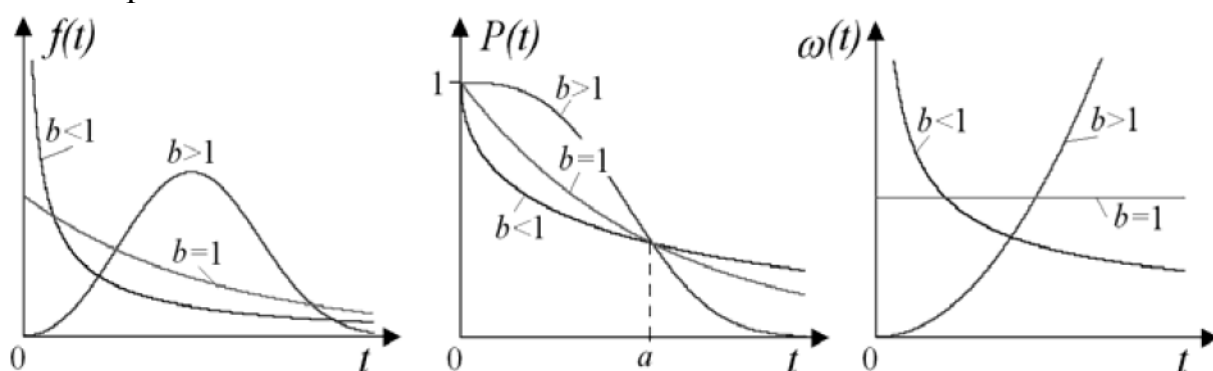


Рис. 3.4.

Распределения Вейбулла, экспоненциальное и нормальное распределения описывают вероятность отказа элемента в **различные этапы «жизненного цикла»**. Во время наладочных работ – распределение Вейбулла, в ходе эксплуатации – экспоненциальное распределение, на этапе старения – нормальное распределение.

## Лекция 4

# ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

### Генеральная совокупность и случайная выборка

Множество объектов, которые могут отличаться друг от друга значением определенной характеристики, называется **генеральной совокупностью** (все определения даны в соответствии с [8-10]). Число объектов генеральной совокупности называется ее **объемом**.

Часть генеральной совокупности, случайным образом отобранная для наблюдений, называется **случайной выборкой**. Число объектов выборки называется ее **объемом**. Выборка называется **представительной** (репрезентативной), если она **отражает свойства генеральной совокупности**.

На практике исследователь располагает реализацией случайной выборки, когда известны  **$n$  выборочных значений**. По этим значениям выполняется расчет **выборочных параметров**, которые служат приближением к **параметрам генеральной совокупности**. Чем больше объем выборки  $n$ , тем ближе выборочные параметры к параметрам генеральной совокупности.

Если выборочные значения равновероятны, то математическое ожидание выборки совпадает со средним арифметическим и имеет вид

$$M = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i = \bar{x}.$$

Указанное свойство выполняется только для выборочных параметров. Если рассматривать генеральную совокупность, то среднее арифметическое от выборочных параметров приближается к математическому ожиданию генеральной совокупности при увеличении объема выборки.

### Статистическая оценка результатов измерения

Результаты измерений принято характеризовать при помощи двух статистических критериев: **ширины доверительного интервала**  $[x_1, x_2]$ , внутри которого могут лежать результаты отдельных измерений и **доверительной вероятности**  $p$  того, что они **не выпадают из этого интервала**. Вместо доверительной вероятности  $p$ , можно задавать **уровень значимости**  $\alpha = 1 - p$ . Графически это показано на рис. 4.1 для распределения величины вблизи математического ожидания  $M$  (верхняя ось) и для нормированного нормального распределения (нижняя ось).

Из таблицы функции Лапласа можно получить доверительные вероятности, важные для практических задач. Вероятность того, что случайная погрешность не превышает  $\pm \sigma$ ,  $\pm 2\sigma$  и  $\pm 3\sigma$  равны соответственно 0,68; **0,95** и **0,997**. Такие оценки можно использовать для объема выборки  $n > 20$ .

Фактически выше была проведена проверка того, что **результаты измерений величины  $x$  находятся внутри доверительного интервала**

$[\mu - 2\sigma, \mu + 2\sigma]$ . Уровень значимости при этом взят равным  $\alpha = 0,05$ . Это значение чаще всего используется для решения практических задач.



Рис. 4.1

### Проверка статистических гипотез

**Статистическая гипотеза** – это предположение о том, что рассматриваемая случайная величина подчиняется определенному закону распределения. Оценка соответствия статистической гипотезы опытным данным производится путем применения определенного правила, называемого **статистическим критерием**.

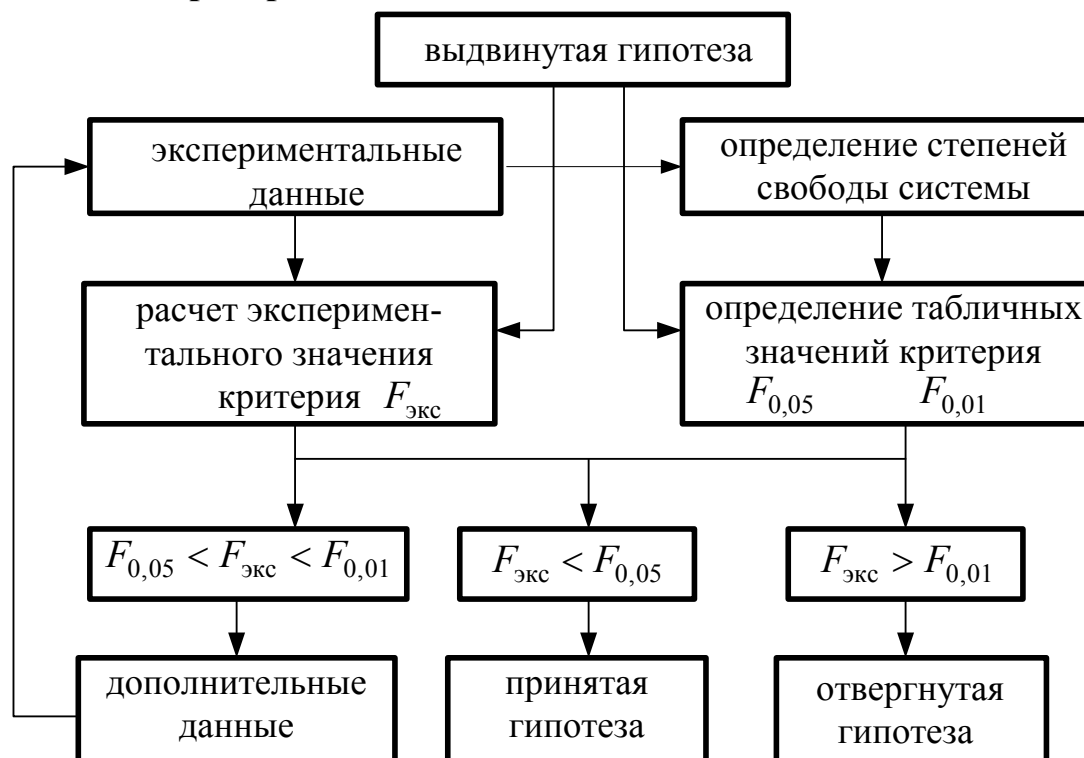


Рис. 4.2



При выдвинутой гипотезе, всегда существует вероятность **принять гипотезу, когда она не верна и отвергнуть гипотезу, когда она верна**. Попадание значений случайной величины в некоторый интервал, называемый **критической областью**, свидетельствует о неприемлемости анализируемой гипотезы. Вероятность попадания случайной величины в критическую область характеризуется **уровнем значимости  $\alpha$** .

На практике, как правило, применяют уровень значимости  $\alpha = 0,05$  для принятия гипотезы и уровень значимости  $\alpha = 0,01$  для отбрасывания гипотезы. Если при этом возникает ситуация, когда гипотеза не может быть ни принята, ни отвергнута, рекомендуется провести дополнительные эксперименты для уточнения гипотезы.

Проверка статистической гипотезы включает следующие этапы (см. рис. 4.2):

- 1) *формулировка статистической гипотезы;*
- 2) *вычисление экспериментального значения критерия;*
- 3) *получение табличного значения критерия;*
- 4) *оценка возможности принятия гипотезы.*

### Критерий Пирсона

Пусть для каждого из  $k$  интервалов  $[x_i - dx; x_i + dx]$  области определения случайной величины  $x$  известна вероятность попадания  $m_i$  в этот интервал. Такие данные называются **статистическим распределением выборки** (рис. 4.3).

Графическое изображение статистического распределения выборки называется **гистограммой**.

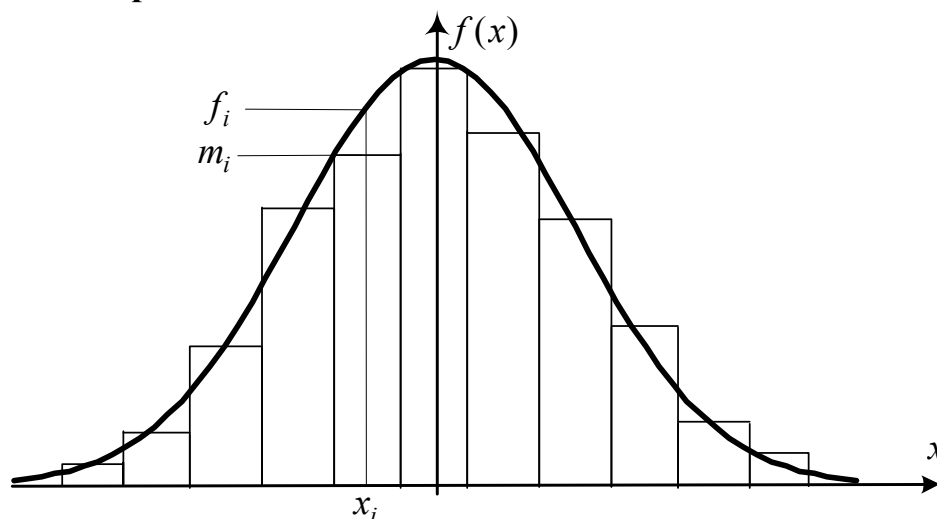


Рис. 4.3

**Статистическая гипотеза** заключается в том, что данная величина подчиняется **нормальному закону распределения**.

Для проверки гипотезы сначала по экспериментальным данным вычисляют оценки математического ожидания  $M$  и дисперсии  $D$  по выборке. По

этим данным получают функцию распределения вероятности для нормального распределения

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-M)^2}{2D}}.$$

Используя гистограмму или статистическое распределение выборки, вычисляют величину

$$\chi^2_{\text{экс}} = k \sum_{i=1}^k \frac{(m_i - f_i)^2}{f_i},$$

где  $m_i$  – экспериментальная вероятность попадания в  $[x_i - dx; x_i + dx]$  интервал,  $f_i$  – теоретическое значение вероятности попадания в этот интервал, оцененное для середины интервала (см. рис. 4.3).

Далее по таблице находят значение критерия Пирсона  $\chi^2_{\alpha}(f)$  (см. рис. 4.4 или [4, 5, 8]), зависящее от уровня значимости  $\alpha$  и числа степеней свободы статистической системы  $f = k - 3$ . Для принятия гипотезы используется уровень значимости  $\alpha = 0,05$ . Отбрасывание гипотезы происходит при уровне значимости  $\alpha = 0,01$ .

Значения критерия  $\chi^2_{0,05}(f)$  при уровне значимости  $\alpha = 0,05$

$f$	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$\chi^2_{0,05}(f)$	3,84	5,99	7,81	9,49	11,1	12,6	14,1	15,5	16,9	18,3

Рис. 4.4

Если на уровне значимости  $\alpha = 0,05$  выполняется условие

$$\chi^2_{\text{экс}} < \chi^2_{0,05}(f),$$

то гипотеза о выбранном законе распределения принимается.

Если на уровне значимости  $0,01$  выполняется условие

$$\chi^2_{\text{экс}} > \chi^2_{0,01}(f),$$

то гипотеза о выбранном законе распределения отвергается.

В случае, когда значение  $\chi^2_{\text{экс}}$  удовлетворяет соотношению

$$\chi^2_{0,05}(f) < \chi^2_{\text{экс}} < \chi^2_{0,01}(f),$$

то гипотезу нельзя однозначно ни принять, ни отвергнуть. В этом случае рекомендуется провести дополнительные эксперименты для проверки гипотезы.

Достоинством критерия Пирсона является **возможность его использования для проверки гипотезы о законе распределения независимо от характера распределения.**

**Пример 4.1.** Вероятность времени капитального ремонта трансформатора получена по результатам наблюдений

час	<7	8	9	10	11	12	>13	
кол	2	5	10	20	9	6	3	

Проверить, выполняется ли для приведенных данных нормальный закон распределения.

**Решение.** Вычисления выполняем в пакете MCAD.

По экспериментальным данным

$$X := (7 \ 8 \ 9 \ 10 \ 11 \ 12 \ 13)$$

$$K := (2 \ 5 \ 10 \ 20 \ 9 \ 6 \ 3) \quad s := \sum_{n=1}^7 K_{1,n} \quad s = 55$$

$$P := \frac{K}{s} \quad P = (0.036 \ 0.091 \ 0.182 \ 0.364 \ 0.164 \ 0.109 \ 0.055)$$

определяем математическое ожидание и СКО предполагаемого нормального закона распределения

$$M := \sum_{n=1}^7 X_{1,n} \cdot P_{1,n} \quad M = 10.073$$

$$D := \sum_{n=1}^7 (X_{1,n} - M)^2 \cdot P_{1,n} \quad D = 1.958 \quad s1 := \sqrt{D} \quad s1 = 1.399$$

Далее вычисляем экспериментальное значение критерия

$$f1(x) := \frac{1}{s1 \cdot \sqrt{2 \cdot \pi}} \cdot \exp \left[ -\frac{(x - M)^2}{2 \cdot D} \right] \quad n := 1..7 \quad F1_{1,n} := f1(X_{1,n})$$

$$F1 = (0.026 \ 0.095 \ 0.213 \ 0.285 \ 0.229 \ 0.11 \ 0.032)$$

$$7 \cdot \sum_{n=1}^7 \left[ \frac{(F1_{1,n} - P_{1,n})^2}{F1_{1,n}} \right] = 0.459$$

Табличное значение критерия 9,49 (см. рис. 4.4). На уровне значимости  $\alpha = 0,05$  выполняется условие  $\chi_{\text{экс}}^2 < \chi_{0,05}^2(f)$ , гипотеза о выбранном законе распределения принимается.

### Критерий Фишера

Пусть имеются две системы независимых наблюдений случайной величины  $x$  с объемами выборки  $n_1$  и  $n_2$  и выборочными дисперсиями  $D_1$  и  $D_2$  соответственно. Если генеральные дисперсии, соответствующие выборочным дисперсиям равны  $\sigma^2 = \sigma_1^2 = \sigma_2^2$ , то отношение выборочных дисперсий  $D_1 / D_2$  является случайной величиной, функция плотности вероятности которой называется  $F$  – **распределением**.

Проверяемая статистическая гипотеза заключается в том, что **две выборки относятся к одной генеральной совокупности**.

Для проверки гипотезы вычисляем по экспериментальным данным отношение выборочных дисперсий  $F_{\text{экс}} = D_1 / D_2$  ( $D_1 > D_2$ ) и сравниваем это отношение с табличным значением критерия Фишера.

**Критерий Фишера**  $F_{\alpha}(f_1, f_2)$  зависит от числа степеней свободы  $f_1 = n_1 - 1$  и  $f_2 = n_2 - 1$  каждой из выборок и уровня значимости  $\alpha$  (см. рис. 4.5 или [4, 5, 8]). Для принятия гипотезы используется уровень значимости  $\alpha = 0,05$ , для отбрасывания – уровне значимости  $\alpha = 0,01$ .

Значения критерия Фишера  $F_{0,05}(f_1, f_2)$  при уровне значимости  $\alpha = 0,05$

$f_2 \backslash f_1$	$f_1$							
	2	4	6	8	12	24	40	100
1	200	225	230	240	245	250	250	250
2	19	19	19,3	19,4	19,4	19,4	19,5	19,5

Рис. 4.5

Если на уровне значимости  $\alpha = 0,05$  выполняется условие

$$F_{\text{экс}} < F_{0,05}(f_1, f_2),$$

то выборки относятся к одной генеральной совокупности.

Если на уровне значимости  $\alpha = 0,01$  выполняется условие

$$F_{\text{экс}} > F_{0,01}(f_1, f_2),$$

то выборки относятся к разным генеральным совокупностям.

В случае, когда значение  $F_{\text{экс}}$  удовлетворяет соотношению

$$F_{0,05}(f_1, f_2) < F_{\text{экс}} < F_{0,01}(f_1, f_2),$$

то гипотезу нельзя однозначно ни принять, ни отвергнуть. В этом случае необходимо провести дополнительные эксперименты для проверки гипотезы.

### Методы определения показателей

Наработка на отказ многих элементов системы электроснабжения составляют 10 и более лет. Поэтому единственным возможным вариантом получения данных о надежности этих объектов является **анализ работы действующих объектов**.

Длительность наблюдения и массив статистических данных определяются продолжительностью эксплуатации и общим количеством действующих объектов. Основные трудности получения показателей надежности состоят в том, что процесс **функционирования объектов не зависит от наблюдателя**, который должен суметь извлечь объективную информацию о надежности объектов **по записям**, выполненным **большим числом разных наблюдателей**. Эта информация используется для проектирования новых систем, состоящих из эксплуатируемых объектов.

### Стендовые испытания

**Стендовые испытания** являются централизованными и проводятся на заводах-изготовителях [7]. Это весьма дорогостоящий вид испытаний, осуществляемый не в реальных, а в **имитируемых условиях эксплуатации**. 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 **проверкой экстремальных воздействий**, а следовательно – ускорить получение данных. Существенное значение имеет **планирование испытаний**, т.е. определение плана испытаний и их объема.

Для этого необходимо задать: *признаки отказа* изделия; *показатель надежности* для данного изделия; *условия испытания*; *способ контроля работоспособности*; *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  $T_{\Sigma}$  или после отказа всех изделий).

Для обозначения **планов испытаний в ГОСТ 27.002-95** [11] 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  $T$* .

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

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

Если при испытании  $N$  объектов за время  $t$  не будет ни одного отказа, результаты испытаний считаются положительными. Если же произойдет хотя бы один отказ, то требуемое значение вероятности не подтверждается.

**Пример 4.2.** Определить объем испытаний с вероятностью безотказной работы  $P(t_p) = 0,9$  в течение расчетного времени  $t_p = 240$  ч. Доверительную вероятность  $\beta = 0,95$ .

**Решение.** Закон распределения наработки на отказ для данного типа оборудования неизвестен, поэтому необходимое число изделий

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

Если за 240 ч не произойдет ни одного отказа 29 элементов, то  $P(240) \geq 0,9$ . В противном случае  $P(240) < 0,9$ .

## Лекция 5

# ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЭС

### Восстанавливаемые и невосстанавливаемые элементы

Все элементы СЭС можно разделить на восстанавливаемые и невосстанавливаемые. При этом **восстанавливаемым** считают объект, **работоспособность которого при возникновении отказа подлежит восстановлению** (ремонт).

Однако в ряде случаев *надежность отремонтированных элементов значительно отличается от надежности новых, а затраты на восстановление элемента приближаются к стоимости нового*. В таких случаях элемент признается **невосстанавливаемым**.

Большинство элементов СЭС восстанавливаемые. К невосстанавливаемым можно отнести: плавкие вставки предохранителей, электрические лампы, простейшие электромагнитные и полупроводниковые реле, конденсаторы, резисторы и т.п.

Рассмотрим отдельно показатели надежности для восстанавливаемых и невосстанавливаемых элементов. Показатели надежности элементов даны в соответствии с [7].

### Показатели надежности невосстанавливаемых элементов

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:

$$P(t) = P(T \geq t),$$

где  $T$  – время непрерывной работы системы до первого отказа. На практике ее определяют *по статистическим (эксплуатационным) данным* об отказах:

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

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:

$$Q(t) = P(T \leq t)$$

Для *статистического определения* вероятности отказа:

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

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

$$\lambda(t) = \frac{1}{P(t)} \frac{dQ(t)}{dt} = \frac{n(t)}{(N_0 - n(t))t}.$$

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

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

$$T_o = \frac{\sum_{k=1}^N t_{pk}}{N},$$

где  $N$  – число испытываемых образцов;  $t_{pk}$  – срок службы  $k$ -го образца.

Показатели 1-4 можно использовать также для восстанавливаемых элементов, но для них более актуальны другие показатели.

### Показатели надежности восстанавливаемых элементов

5) Основной характеристикой восстанавливаемых систем является **поток отказов**  $\omega(t)$  – плотность вероятности возникновения отказа восстанавливаемой системы (элемента), определяемая для заданного момента времени. Пусть  $r(t)$  – число отказов за время  $t$ ,  $\Omega(t)$  – математическое ожидание числа отказов за время  $t$ . Таким образом, функция

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

характеризует **интенсивность потока отказов** восстанавливаемых систем.

Изменение параметра потока отказов во времени называется **характеристикой жизни объекта** (рис. 5.1).



Рис. 5.1

*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:

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

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:

$$T_o = \frac{\sum_{k=1}^r t_k}{r},$$

где  $r$  – число отказов системы за время испытания  $t$ ;  $t_k$  – время безотказной работы между  $(k-1)$ -м и  $k$ -м отказами.

Для нескольких образцов

$$T_o = \frac{\sum_{k=1}^N T_{ok}}{N},$$

где  $T_{ok}$  – наработка на отказ  $k$ -го образца;  $N$  – число образцов.

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

$$T_B = \frac{\sum_{k=1}^r \tau_k}{r},$$

где  $r$  – число отказов системы за определенный период;  $\tau_k$  – время восстановления после  $k$ -го отказа. Для нескольких образцов:

$$T_B = \frac{\sum_{m=1}^N \sum_{k=1}^r \tau_{km}}{\sum_{m=1}^N r_m},$$

где  $N$  – число испытываемых образцов;  $r_m$  – число отказов  $m$ -го образца;  $\tau_{km}$  – время восстановления  $m$ -го образца после  $k$ -го отказа.

8) **Коэффициент готовности** ( $k_\Gamma$ ) – *вероятность того, что система будет работоспособна в произвольно выбранный момент времени*. Статистически определяется отношением суммарного времени пребывания системы в работоспособном состоянии к общему времени эксплуатации системы

$$k_\Gamma = \frac{t_P}{t_P + t_\Pi} = \frac{\sum_{k=1}^r t_{Pk}}{\sum_{k=1}^r t_{Pk} + \sum_{k=1}^r t_{\Pi k}},$$

где  $t_P$  – время пребывания системы в работоспособном состоянии;  $t_\Pi$  – время вынужденного простоя;  $r$  – число перерывов в работе, включая отказы и остановки для проведения профилактики.

**Коэффициент готовности является важным показателем надежности систем электроснабжения.**



9) **Коэффициент вынужденного простоя** ( $k_{\Pi}$ ) определяет вероятность того, что система в данный момент неработоспособна

$$k_{\Pi} = \frac{t_{\Pi}}{t_p + t_{\Pi}} = 1 - k_{\Gamma}.$$

10) **Коэффициент отказов** ( $k_{ok}$ ) определяется отношением числа отказов системы по причине выхода из строя данного типа элементов к общему числу отказов системы:

$$k_{ok} = \frac{r_k}{r_{\Sigma}},$$

где  $r_k$  – число отказов системы из-за элементов  $k$ -го типа;  $r_{\Sigma}$  – общее число отказов системы за тот же промежуток времени.

При одновременном испытании  $N$  однотипных систем:

$$k_{ok} = \frac{\sum_{m=1}^N r_{km}}{\sum_{m=1}^N r_m},$$

Коэффициент отказов – вероятность того, что в течение заданного интервала времени в системе произойдет отказ, вызванный отказом элемента  $k$ -го типа. Показатель позволяет **определить, надежность каких элементов является недостаточной.**

11) **Коэффициент относительного простоя** ( $k_{оп}$ ) – отношение времени простоя системы из-за отказов  $k$ -го элемента ( $T_{Bk}$ ) к общему времени простоя системы  $T_{B\Sigma}$ :

$$k_{оп} = \frac{r_k T_{Bk}}{r_{\Sigma} T_{B\Sigma}},$$

Данный показатель более полно **характеризует последствия отказов отдельных элементов** и время восстановления системы.

### **Потребители информации о надежности**

Показатели надежности разделяют на оперативные и технические.

**Оперативные показатели** характеризуют качество функционирования системы с точки зрения потребителя. 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** назначаются для отдельных элементов систем электроснабжения и имеют значение только для энергетиков. 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 с учетом особенностей эксплуатации и технического обслуживания.

**Пример 5.1.** [12] Структурная схема надежности системы электроснабжения предприятия показана на рис. 5.2. Журнал ремонтов ее элементов представлен в табл. 5.1. Номинальная загрузка одной ветви 1 МВт. В рабочем режиме коэффициент загрузки каждой из дублируемых ветвей 0,9, в аварийном режиме – не более 1,4. Найти оперативные и технические показатели надежности системы.

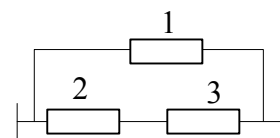


Рис. 5.2

Таблица 5.1

Период	Элемент 1		Элемент 2		Элемент 3	
	День ремонта	Время рем., ч	День ремонта	Время рем., ч	День ремонта	Время рем., ч
0–30 дней	–	–	5 (ав.) 20 (ав.)	4 4	–	–
30–60 дней	35 (ав.)	4	42 (ав.)	7	–	–
60–90 дней	–	–	62 (пл.)	20	–	–
90–120 дней	105 (пл.)	10	–	–	–	–
120–150 дней	–	–	142 (ав.)	2	–	–
150–180 дней	–	–	–	–	155 (ав.)	17
180–210 дней	-	-	197 (ав.)	3	–	–
210–240 дней	235 (ав.)	2	215 (ав.) 234 (ав.)	6 6	–	–
240–270 дней	265 (ав.)	6	249 (ав.) 258 (ав.) 268 (пл.)	4 12 24	252 (ав.)	9
270–300 дней	–	–	–	–	–	–
300–330 дней	328(ав.)	9	–	–	–	–
330–360 дней	348(пл.)	11	338 (ав.)	3	–	–

**Решение.**

### 1. Оперативные показатели надежности

По журналу ремонтов (табл. 5.1) в табл. 5.2 получаем продолжительность ремонтов элементов за 360 дней.

Таблица 5.2

	Элемент 1	Элемент 2	Элемент 3	Итого
Аварийные ремонты, ч	21	51	26	98
Плановые ремонты, ч	21	44	–	65
Всего	42	95	26	163

В рабочем состоянии коэффициент загрузки каждой из ветвей 0,9. Тогда передаваемая мощность  $P = 0,9P_{н1} + 0,9P_{н2} = 1,8P_{н} = 1,8$  МВт. При отключении одного из элементов, система может пропустить  $P_r = 1,4P_{н} = 1,4$  МВт.

**Ограничение по мощности**  $1,8P_{н} - 1,4P_{н} = 0,4P_{н} = 0,4$  МВт.

Общий объем поставки за 360 дней  $360 \cdot 24 \cdot 1,8 = 15550$  МВт ч. Согласно расчету продолжительность ограничений 163 ч. Следовательно, **общий недоотпуск электроэнергии**  $163 \cdot 0,4 = 62,5$  МВт ч, что составляет  $62,5/15550 = 0,0042$  или **0,4 %**.

**Коэффициент готовности** это отношение времени, в течение которого система полностью работоспособна к времени наблюдения

$$K_r = \frac{t_h}{t} = \frac{8640 - 163}{8640} = 0,98.$$

**Коэффициент вынужденного простоя** это отношение времени, в течение которого система неработоспособна к времени наблюдения. В данном примере в системе были ограничения электроснабжения, связанные с аварийными и плановыми ремонтами элементов. Поэтому лучше называть это коэффициентами ограничений:

$$K_{o1} = \frac{t_g}{t} = \frac{98}{8640} = 0,011 \text{ (аварии)}; K_{o1} = \frac{t_g}{t} = \frac{65}{8640} = 0,009 \text{ (плановый ремонт)}.$$

## 2. Технические показатели надежности

Согласно журналу ремонтов (табл. 5.1) **наработка на отказ** является случайной величиной, имеющей закон распределения (табл. 5.3).

Таблица 5.3

Номер отказа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Элемент 1, дн.	35	130	30	63						
Элемент 2, дн.	5	15	22	80	55	18	9	19	15	70
Элемент 3, дн.	155	97								

Числовые характеристики случайной величины рассчитаны в табл. 5.4.

Таблица 5.4

	Элемент 1	Элемент 2	Элемент 3
Матем. ожидание $M = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$ , дн.	64,5	30,8	126
Дисперсия $D = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - M)^2$ , дн <sup>2</sup>	1588	656	841
СКО $\sigma = \sqrt{D}$ , дн.	39,9	25,6	29

Согласно журналу ремонтов (табл. 5.1) **время восстановления** является случайной величиной, имеющей закон распределения (табл. 5.5).

Таблица 5.5

Номер отказа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Элемент 1, ч	4	2	6	9						
Элемент 2, ч	4	4	7	2	3	6	6	4	12	3
Элемент 3, ч	17	9								

Характеристики случайной величины рассчитаны в табл. 5.6.

Таблица 5.6

	Элемент 1	Элемент 2	Элемент 3
Матем. ожидание $M = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i$ , ч	5,25	5,1	13
Дисперсия $D = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - M)^2$ , ч <sup>2</sup>	6,69	7,5	16
СКО $\sigma = \sqrt{D}$ , ч	2,59	2,7	4

**Коэффициент отказов** это отношение числа отказов данного элемента к общему числу отказов:

$$K_{(o1)} = 4/16=0,25, K_{(o2)} = 10/16=0,625, K_{(o3)} = 2/16=0,125.$$

**Коэффициент относительного простоя** это отношение времени простоя данного элемента к общему времени простоя

$$K_{(on1)} = 21/98=0,21, K_{(on2)} = 51/98=0,52, K_{(on3)} = 26/98=0,27.$$

Отказы элементов приводят только к ограничениям поставок электроэнергии, а не отказу системы. Тем не менее расчет коэффициентов отказов и относительного простоя полезны для планирования деятельности энергетиков (количество запасных частей, их вид, число и квалификация рабочих и т.д).

### 3. Выводы

По оперативным показателям (для потребителя).

Рассмотренная система имеет **высокую надежность**, поскольку коэффициент готовности 0,98. **Нерабочие состояния ее элементов приводили только к ограничениям в электроснабжении.** Основной задачей энергетической системы является передача энергии, и эта задача выполнена на 99,6%.

По техническим показателям (для энергетиков).

Из элементов **наименее надежным является 2-ой элемент**, о чем свидетельствуют наибольшие значения коэффициента отказов 0,625 и коэффициента относительного простоя 0,52. Эти значения получены выше с учетом только аварийных ремонтов. Отказы элементов приводили только к ограничениям (а не перерывам) электроснабжения.

Рассмотренные выше показатели надежности удобно использовать для оценки **надежности существующих систем.** На этапе проектирования систем электроснабжения нужен другой набор показателей надежности.

## Лекция 6

# ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СЭС

### Построение математической модели надежности

**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. **Модель** – это упрощенное представление реального объекта или процесса, которое отражает его наиболее существенные черты.

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

Если состояние 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).

### Модель восстанавливаемого элемента

Элемент может находиться в двух состояниях:  $E_1$  – работоспособное,  $E_0$  – неработоспособное. Параметр потока отказов восстанавливаемой системы  $\omega$ , интенсивность восстановления  $\mu$ . Переход из одного состояния в другое можно представить в виде графа (рис. 6.1), на котором указаны вероятности перехода из одного состояния в другое.

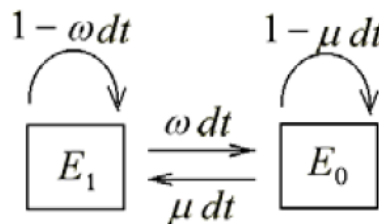


Рис. 6.1.

По графу строим систему дифференциальных уравнения, описывающую изменение состояния каждого элемента

$$\frac{dP_1}{dt} = -\omega P_1(t) + \mu P_0(t), \quad \frac{dP_0}{dt} = \omega P_1(t) - \mu P_0(t).$$

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  $P_0(t) + P_1(t) = 1$ , решение системы

$$P_1(t) = \frac{\mu}{\omega + \mu} \left( 1 + \frac{\omega}{\mu} \exp(-t(\omega + \mu)) \right), \quad P_0(t) = \frac{\omega}{\omega + \mu} (1 - \exp(-t(\omega + \mu))).$$

Временные зависимости вероятностей  $P_1(t)$  показаны на рис. 6.2 при различных значениях параметра  $\mu$ . При  $\mu=0$  элемент не восстанавливаем, при  $\mu=\infty$  элемент абсолютно надежный.

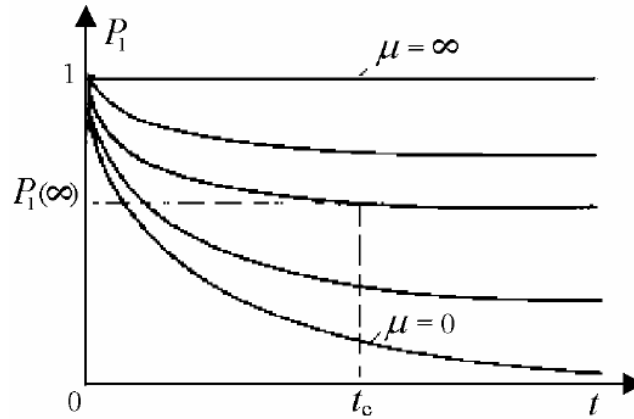


Рис. 6.2.

При большом  $t$  ( $t \rightarrow \infty$ ) вероятности  $P_1(t)$  и  $P_0(t)$  перестают зависеть от времени и стремятся к коэффициенту готовности и коэффициенту вынужденного простоя системы

$$P_1(\infty) = \frac{\mu}{\omega + \mu} = K_{\Gamma}, \quad P_0(\infty) = 1 - K_{\Gamma} = K_{\Pi}.$$

**Коэффициент вынужденного простоя и коэффициент готовности это вероятность нерабочего и рабочего состояния системы.**

Т.к. время наработки на отказ много больше времени восстановления, то

$$\omega + \mu = \frac{1}{T} + \frac{1}{t_{\text{в}}} \approx \frac{1}{t_{\text{в}}}$$

зависит только от **среднего времени восстановления элемента**. Поэтому нестационарность коэффициентов готовности и вынужденного простоя, наблюдается только в течении времени  $t$ , сравнимом с  $t_{\text{в}}$  (см. рис. 6.3.):

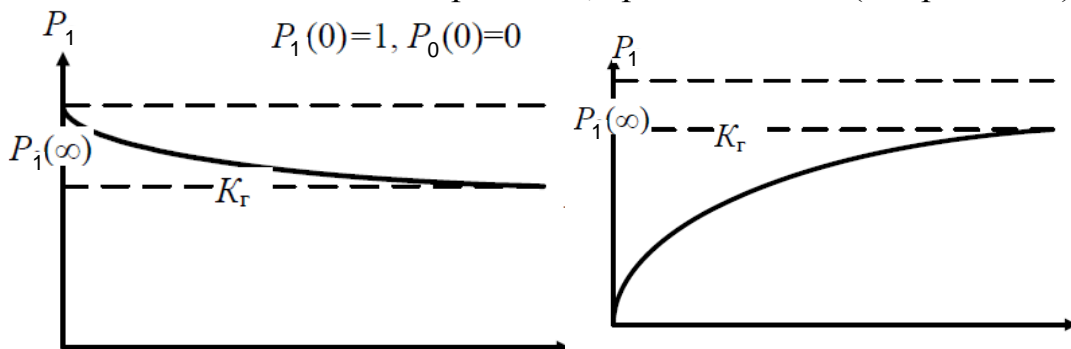


Рис. 6.3.

при  $P_1(0)=1, P_0(0)=0$ ,  $K_{\Gamma}(t) = K_{\Gamma} + K_{\Pi} \exp(-t/t_{\text{в}})$ ,  $K_{\Pi}(t) = K_{\Pi} - K_{\Pi} \exp(-t/t_{\text{в}})$ ;  
при  $P_1(0)=0, P_0(0)=1$ ,  $K_{\Gamma}(t) = K_{\Gamma} - K_{\Gamma} \exp(-t/t_{\text{в}})$ ,  $K_{\Pi}(t) = K_{\Pi} + K_{\Gamma} \exp(-t/t_{\text{в}})$ .

Нестационарность коэффициентов готовности и вынужденного простоя можно учитывать только **при проведении плановых ремонтов** элементов системы, поскольку среднее время планового ремонта сравнимо со средним временем аварийного ремонта. Во время эксплуатации элемента (время наработки на отказ много больше времени восстановления) достаточно использовать установившиеся значения коэффициентов

$$P_1(\infty) = K_{\Gamma} = \omega t_{\text{в}}, \quad P_0(\infty) = K_n = 1 - \omega t_{\text{в}}.$$

### Справочные данные о надежности элементов

1. **Параметр потока отказов** одного элемента  $\omega$  (год<sup>-1</sup>), т.е. среднее количество отказов в единицу времени.
2. **Среднее время восстановления** (замены, аварийного ремонта)  $T_{\text{в}}$ , час на одно восстановление.
3. **Параметр потока преднамеренных отключений** элемента  $\omega_{\text{пл}}$ , год<sup>-1</sup>.
4. **Средняя продолжительность** одного **преднамеренного отключения** элемента (в основном для профилактических и капитальных ремонтов)  $T_{\text{пл}}$ , час на одно отключение.

Пример справочной таблицы приведен на рис. 6.4. Для некоторых элементов СЭС в справочнике приводят отдельно данные для профилактических и для капитальных ремонтов.

Оборудование	Средняя частота отказов, $\omega$ , 1/год	Среднее время восстановления $T_{\text{в}}$ , час	Средняя частота плановых остановов, $\omega_{\text{пл}}$ , 1/год	Среднее время планового простоя $T_{\text{пл}}$ , 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		

Рис. 6.4.

По справочным данным вычисляют:

- коэффициент (вероятность) вынужденного простоя  $K_{\text{в}} = \frac{\omega T_{\text{в}}}{8760}$ ;
- коэффициент (вероятность) планового ремонта  $K_{\text{пл}} = \frac{\omega_{\text{пл}} T_{\text{пл}}}{8760}$ .

### Структурные схемы надежности

**Структурной надежностью** технической системы называют результирующую надежность системы при заданной схеме, т.е. при известном порядке соединения и известных значениях надежности всех входящих в нее элементов. *Структурные схемы строят, исходя из логического анализа работы.*

На практике вводят ряд допущений:

1. Все перерывы электроснабжения по продолжительности отключений делятся на два вида – *длительные*, связанные с ремонтными работами, и *кратковременные*, ликвидируемые путем оперативных переключений в схеме.

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

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.

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.

Различают три способа соединения элементов: **последовательное, параллельное и смешанное**.

### Последовательное соединение элементов

**Последовательным** называется соединение элементов в системе, когда отказ любого элемента приводит к отказу всей системы (рис. 6.5.).

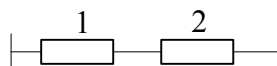


Рис. 6.5.

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.

**Два последовательно соединенных элемента можно заменить эквивалентным элементом с параметрами:**

– частота аварийных ремонтов  $\omega_{12} = \omega_1 + \omega_2$ ;

– коэффициент вынужденного простоя  $K_{B12} = K_{B1} + K_{B2}$ ;

– время восстановления  $T_{B12} = \frac{8760 K_{B12}}{\omega_{12}}$ .



Плановые ремонты последовательно соединенных элементов можно организовать одновременно, поэтому в эквивалентном элементе:

- частота плановых ремонтов  $\omega_{nl12} = \max(\omega_{nl1}, \omega_{nl2})$ ;
- коэффициент плановых ремонтов  $K_{nl12} = \max(K_{nl1}, K_{nl2})$ ;
- время планового ремонта  $T_{nl12} = \frac{8760K_{nl12}}{\omega_{nl12}}$ .

Обобщить приведенные выше формулы на большее количество соединенных последовательно элементов не составляет труда.

**Пример 6.1.** Рассчитать вероятность отказа батареи статических конденсаторов, состоящей из 10 одинаковых конденсаторов, соединенных параллельно. Частота отказа одного конденсатора  $0,01 \text{ год}^{-1}$ .

**Решение.** При отказе одного из конденсаторов происходит отказ всей батареи, поэтому структурная схема надежности будет последовательной. Частота отказа батареи  $\omega = n\omega_k = 10 \cdot 0,01 = 0,1 \text{ год}^{-1}$ .

### Параллельное соединение элементов

**Параллельным** (рис. 6.6) называется такое соединение элементов в структурной схеме технической системы, когда отказ системы наступает при отказе всех элементов.

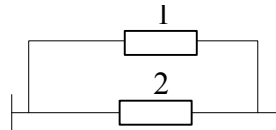


Рис. 6.6.

Два последовательно соединенных элемента можно заменить эквивалентным элементом с параметрами

- частота аварийных ремонтов  $\omega_{12} = \omega_1 K_{B2} + \omega_2 K_{B1}$ ;
- коэффициент вынужденного простоя  $K_{B12} = K_{B1} K_{B2}$ ;
- время восстановления  $T_{B12} = \frac{8760K_{B12}}{\omega_{12}}$ .

Плановые ремонты параллельно соединенных элементов можно организовать не отключая систему, поэтому частоту и коэффициент плановых ремонтов не рассчитывают. Однако плановые ремонты влияют на коэффициент и частоту аварийных отключений. Добавочные значения

$$\omega_{(12)} = \omega_2 (1 - \exp(-T_{nl1} / T_{e2})) K_{nl1} + \omega_1 (1 - \exp(-T_{nl2} / T_{e1})) K_{nl2};$$

$$K_{(12)} = K_{e2} (1 - \exp(-T_{nl1} / T_{e2})) K_{nl1} + K_{e1} (1 - \exp(-T_{nl2} / T_{e1})) K_{nl2}.$$

Часто в инженерных расчетах не учитывают нестационарный характер надежности системы, вытекающий из ее математической модели, а пользуются упрощенными формулами:

$$\omega_{(12)} = \omega_2 K_{nl1} + \omega_1 K_{nl2}; \quad K_{(12)} = K_{e2} K_{nl1} + K_{e1} K_{nl2}.$$

**С учетом плановых ремонтов для эквивалентного элемента:**

- частота аварийных ремонтов  $\omega_{12} = \omega_{12} + \omega_{(12)}$ ;
- коэффициент вынужденного простоя  $K_{B12} = K_{B12} + K_{(12)}$ ;
- время восстановления  $T_{B12} = \frac{8760 K_{B12}}{\omega_{12}}$ .

Обобщать приведенные выше формулы на большее количество соединенных параллельно элементов как правило нецелесообразно, поскольку для инженерных расчетов участки схемы, в которых три и более параллельных цепей можно считать абсолютно надежными.

**Пример 6.2.** Рассчитать вероятности различных состояний двухтрансформаторной подстанции, если коэффициент готовности одного трансформатора  $K_T=0,99$ .

**Решение.** Для двухтрансформаторной подстанции возможны следующие состояния: 1) оба трансформатора в рабочем состоянии; 2) первый трансформатор в рабочем состоянии, а второй в ремонте; 3) второй трансформатор в рабочем состоянии, а первый в ремонте; 4) оба трансформатора в ремонте. Вероятности этих состояний легко получить из очевидного равенства  $(K_{T1} + K_{B1})(K_{T2} + K_{B2}) = 1$ .

Вероятность рабочего состояния обоих трансформаторов  $K_{T1}K_{T2} = 0,9801$ . Вероятность вынужденного простоя одного из трансформаторов  $K_{T1}K_{B2} + K_{B1}K_{T2} = 0,0198$ . Вероятность вынужденного простоя двух трансформаторов  $K_{B1}K_{B2} = 0,0001$ .

**Вероятность потери питания** при двухтрансформаторной подстанции в 100 раз ниже, чем в случае однострансформаторной подстанции.

### Смешанное соединение элементов

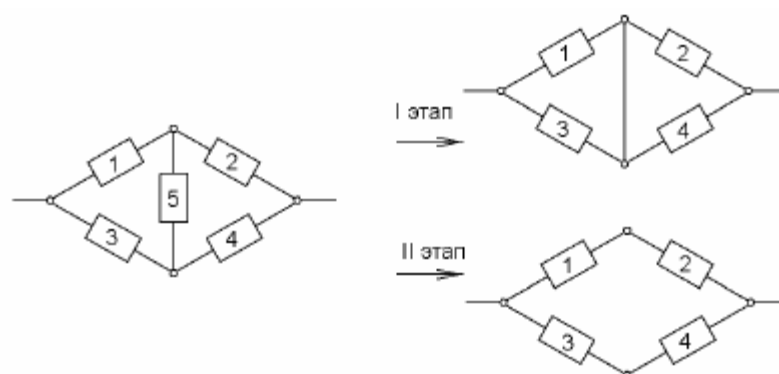


Рис. 6.7

При смешанном соединении элементов (рис. 6.7) в структурной схеме расчет проводится в два этапа. В структурной схеме исключаются один или несколько элементов, образующих поперечные связи 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 –  $K_{\max}$  и  $K_{\min}$ . Результирующая вероятность безотказной работы системы:

$$K = K_{\min} + 0,5(K_{\max} - K_{\min})(K_{\max} + K_{\min}).$$

Смешанное соединение на структурных схемах надежности достаточно редко, т.к. все отказы в системе при инженерных расчетах, как правило, можно представить как одновременные отказы одного или двух элементов.

### Последовательность расчета

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. Эти данные в дальнейшем используются при технико-экономическом расчете.**

**Пример 6.3** [12]. Дана структурная схема надежности проектируемой СЭС предприятия (рис. 6.8). Получить данные для оценки экономических рисков. Численные данные:  $\omega_1 = 0,5 \text{ год}^{-1}$ ,  $\omega_2 = 1$

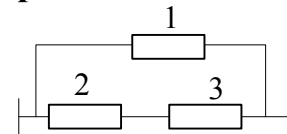


Рис. 6.8.

$\text{год}^{-1}$ ,  $\omega_3 = 0,2 \text{ год}^{-1}$ ,  $T_{в1}=10 \text{ ч}$ ,  $T_{в2}=20 \text{ ч}$ ,  $T_{в3}=5 \text{ ч}$ ,  $\mu_1 = 1 \text{ год}^{-1}$ ,  $\mu_2 = 0,5 \text{ год}^{-1}$ ,  $\mu_3 = 0,5 \text{ год}^{-1}$ ,  $T_{р1}=15 \text{ ч}$ ,  $T_{р2}=40 \text{ ч}$ ,  $T_{р1}=20 \text{ ч}$ .

#### Решение 1. Данные об элементах системы

Оценку надежности системы необходимо проводить в рабочем режиме и при плановых ремонтах.

В рабочем режиме по частоте отказов и среднему время восстановления вычисляют коэффициент вынужденного простоя:

$$K_{в1} = \frac{\omega_1 T_{в1}}{8760} = 5,7 \cdot 10^{-4}, K_{в2} = \frac{\omega_2 T_{в2}}{8760} = 2,3 \cdot 10^{-3}, K_{в3} = \frac{\omega_3 T_{в3}}{8760} = 1,1 \cdot 10^{-4}.$$

Для оценки надежности элементов системы при плановых ремонтах необходимо из таблиц взять частоту ремонтов и их среднее время. По этим данным вычисляют коэффициент планового простоя:

$$K_{п1} = \frac{\mu_1 T_{п1}}{8760} = 1,7 \cdot 10^{-3}, K_{п2} = \frac{\mu_2 T_{п2}}{8760} = 2,3 \cdot 10^{-3}, K_{п3} = \frac{\mu_3 T_{п3}}{8760} = 1,1 \cdot 10^{-3}.$$

### 2. Оценка надежности системы в рабочем режиме

На структурной схеме надежности элементы 2 и 3 соединены последовательно. При эквивалентном преобразовании схемы (рис. 6.9) параметры элементов вычисляются по формулам:

$$\omega_{2,3} = \omega_2 + \omega_3 = 1,2 \text{ год}^{-1}, K_{\epsilon 2,3} = K_{\epsilon 2} + K_{\epsilon 3} = 2,4 \cdot 10^{-3},$$

$$T_{2,3} = \frac{8760 K_{2,3}}{w_{2,3}} = 17,5 \text{ ч}.$$

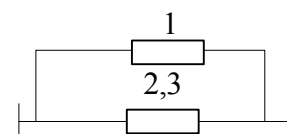


Рис. 6.9.

Надежность ветви 2,3 в основном определяется менее надежным элементом 2. После преобразования элементы 1 и 2,3 соединены параллельно. При эквивалентном преобразовании схемы параметры элементов вычисляются по формулам:

$$\omega_{(p)} = \omega_{2,3}K_1 + \omega_1K_{2,3} = 1,9 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}, \quad K_{\epsilon} = K_{\epsilon 2,3}K_{\epsilon 1} = 1,4 \cdot 10^{-6}.$$

Коэффициент вынужденного простоя системы много меньше коэффициентов для каждого из элементов. Система оказалась намного надежнее каждого из ее элементов, поскольку в системе элемент 1 и элементы 2,3 дублируют функции друг друга.

### 3. Оценка надежности системы при плановых ремонтах

Ущерб потребителя при плановых ремонтах может возникать из-за простоя или уменьшения надежности системы.

Ущерб от простоя можно оценить по коэффициентам аварийных и плановых ремонтов. В рассматриваемом случае все элементы системы дублированы, поэтому их ремонт можно осуществлять без остановки системы. В этом случае коэффициент плановых ремонтов рассчитывать не нужно.

Уменьшение надежности системы при плановых ремонтах связано с возможностью аварии в работающей части системы во время плановых ремонтов.

Ремонт ветви с элементом 1 осуществляется 1 раз в год ( $1/\mu_1 = 1/1 = 1$ ). Продолжительность ремонта 15 часов. Коэффициент плановых ремонтов для ветви 1  $K_{n1} = 1,7 \cdot 10^{-3}$ . Ремонт ветви с элементами 2 и 3 лучше организовать одновременно 1 раз в 2 года ( $1/\mu_2 = 1/0,5 = 2, 1/\mu_3 = 1/0,5 = 2$ ). Продолжительность этого ремонта будет определять ремонт элемента 2 и равняться  $T_{n2,3} = 40$  часов. Коэффициент плановых ремонтов для ветви 2,3

$$K_{n2,3} = \frac{\mu_{2,3}T_{n2,3}}{8760} = \frac{0,5 \cdot 40}{8760} = 2,3 \cdot 10^{-3}.$$

С учетом плана ремонтов, изменение частоты отказов системы при ремонте элемента 1  $\omega_{(1)} = \omega_{2,3}(1 - \exp(-T_{n1}/T_{2,3}))K_{n1} = 1,2 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}$ , при ремонте ветви с элементами 2 и 3  $\omega_{(2,3)} = \omega_1(1 - \exp(-T_{n2,3}/T_1))K_{n2,3} = 1,1 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}$ .

Плановые ремонты существенно влияют на надежность системы. Коэффициент простоя для элемента 1  $K_{(1)} = K_{\epsilon 2,3}(1 - \exp(-T_{n1}/T_{2,3}))K_{n1} = 1,3 \cdot 10^{-6}$ , при ремонте элемента 2  $K_{(2,3)} = K_{\epsilon 1}(1 - \exp(-T_{n2,3}/T_1))K_{n2,3} = 1,3 \cdot 10^{-6}$ .

### 4. Данные для оценки экономических рисков

В результате для оценки экономических рисков получено: частота отказов системы  $\omega = \omega_{(p)} + \omega_{(2,3)} + \omega_{(1)} = 4,2 \cdot 10^{-3} \text{ год}^{-1}$ ;

среднее время восстановления  $T = \frac{8760K}{\omega} = 10,5 \text{ ч}$ ;

коэффициент вынужденного простоя  $K = K_{\epsilon} + K_{(2,3)} + K_{(1)} = 5 \cdot 10^{-6}$ .

## Лекция 7

### НАДЕЖНОСТЬ ТИПОВЫХ ЭЛЕМЕНТОВ И СХЕМ СЭС

Для всех элементов СЭС в справочниках имеются следующие данные: частота отказов  $\omega$ , год<sup>-1</sup>; среднее время восстановления  $T_{\text{в}}$ , ч; частота плановых ремонтов  $\omega_n$ , год<sup>-1</sup>; среднее время планового ремонта  $T_n$ , ч. В зависимости от элемента могут приводиться дополнительно другие данные.

#### Трансформаторы

Силовые трансформаторы [15, 16] относятся к высоконадежным элементам СЭС. Срок их службы несколько десятков лет. Надежность трансформаторов **уменьшается с увеличением номинального напряжения и номинальной мощности**. Это связано с увеличением нагрузок на изоляцию, проводники и магнитопроводы. Отказами трансформаторов являются: отключения, вызванные повреждением обмоток и регулировочных устройств; отключения, вызванные повреждениями смежных элементов; отключения, вызванные ложными действиями релейной защиты.

**Диагностика трансформаторов** и их текущий ремонт позволяет уменьшить фактор внезапности отказов. Отключение трансформаторов до значительного развития повреждений позволяют значительно сократить затраты на ремонт, которые могут достигать половины начальной стоимости трансформаторов.

Для трансформаторов (см. рис. 7.1 или [7, 13, 14]) в справочниках **отдельно приводятся данные по текущим и капитальным ремонтам**. Это связано с большой продолжительностью капитальных ремонтов, во время которых снижается надежность СЭС.

Номинальная мощность, МВa	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

Рис. 7.1.

#### Линии

Разнообразие конструкций линий электропередач, климатических условий и условий эксплуатации приводит к тому, что фактические показатели надежности могут существенно отличаться от средних [15, 16]. Отклонение от средних значений также объясняется сезонной нестационарностью потока отказов, связанных с гололедом и грозами.

Основными причинами отключений **воздушных линий** являются: грозовые перекрытия изоляции, гололедные отложения, нагрузка ветра, вибрация и пляска проводов, повреждения изоляторов, обрывы проводов и повреждение опор. Если питание потребителей осуществляется по двухцепным линиям, то кроме отказов отдельных линий могут быть совместные отказы, вызванные общими причинами. Например, при падении опоры или грозовом разряде отключаются обе линии.

Отказы воздушных линий бывают устойчивые и самоликвидирующиеся. К последним относятся отключения, вызванные ударом молнии в линию, и ликвидируемые автоматическим повторным включением.

Для **кабельных линий** характерны устойчивые отказы. Основными их причинами являются: нарушение механической прочности кабелей строительными машинами, старение межфазной и общей изоляции, коррозия покрытия, попадание влаги в кабель. Большинство отказов кабельных линий проявляется в виде однофазного замыкания на землю.

В справочной литературе (см. рис. 7.2 или [7, 13, 14]) надежность линий зависит от номинального напряжения, типа линий (воздушные, кабельные) и материала опор (металлические, деревянные и т.д.). Частоту отказов (1/100 км год) необходимо пересчитывать на длину линии. Остальные параметры не пересчитывают.

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
	До 1 кВ			25	2,0	0,17	5
	6...10 кВ			7,6	5,0	0,17	6

Рис. 7.2.

### Коммутационная аппаратура

При работе **выключатели могут оказываться в самых различных режимах** [15, 16]: в отключенном и включенном состоянии без токовой нагрузки, во включенном положении при протекании рабочего тока и тока к.з., в движении при осуществлении операций включения и выключения. В связи с тем, что отказ выключателя в каждом из этих режимов приводит к различным последствиям, то в справочной литературе (см. рис. 7.3 или [7, 13, 14]) **приводится несколько частот отказов**.

Например, обрыв цепи выключателя приводит к **отключению одной линии**, на которой установлен выключатель. Короткое замыкание выключателя или отказ в отключении к.з. приводит к срабатыванию следующей

ступени релейной защиты и **отключению нескольких линий**. Под отказом на коммутационную операцию понимают отношение количества отказов выключателей при выполнении коммутационных операций (в т.ч. отключений КЗ) к общему количеству операций. Количество отключаемых к.з. пропорционально длине линии, поэтому **надежность выключателя зависит от места его установки**.

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

Рис. 7.3.

Надежность выключателей зависит от вида выключателей и номинального напряжения. Выключатели относятся к достаточно надежным элементам СЭС. Однако, **при большом числе присоединений к секции шин, выключатели могут оказывать существенное влияние на надежность СЭС**.

Надежность работы **отделителей и короткозамыкателей** зависит от тех же факторов, что и надежность выключателей. Основные виды повреждений отделителей: перекрытие изоляции и ложные срабатывания под нагрузкой, отказы в действии при отключении поврежденного элемента. К повреждениям **короткозамыкателей** относятся их ложные срабатывания, приводящие к отключению исправного трансформатора и отказ в действии при повреждениях трансформатора.

Отказы **разъединителей** возникают в статическом положении (включенном или отключенном) и при проведении операций включения или выключения. Отказы разъединителей – это обычно перекрытия изоляции и последующие к.з.. Отказы разъединителей, связанные с повреждением его привода не приводят к к.з. и требуют только дополнительных оперативных переключений. Количественно показатели повреждаемости разъединителей невелики и могут быть учтены в показателях надежности выключателей и сборных шин.

### Секции шин

**Сборные шины** относятся к крайне важным элементам СЭС [15, 16]. Если повреждение кабельной линии приводит к отключению только одной

линии, то повреждение секции шин приводит к отключению **всех потребителей, подключенных к данной секции шин**. Как правило, сборные шины высокого напряжения имеют воздушную изоляцию. Отказы систем шин – это перекрытие изоляции и последующие к.з., требующие немедленного отключения. В зону сборных шин входят подключаемые к шинам трансформаторы и другие элементы СЭС. Поэтому в справочной литературе (см. рис. 7.4 или [7, 13, 14]) материал по отказам сборных шин распределительных устройств приводят 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

Рис. 7.4

### Релейная защита

Устройства релейной защиты являются элементами, обеспечивающими нормальное функционирование других элементов СЭС. Поэтому надежность релейной защиты обычно учитываются в показателях надежности этих элементов [15, 16].

В зависимости от неисправности, отказы элементов релейной защиты приводят к различным последствиям для СЭС. **Отказ на срабатывание приводит к развитию аварии** и отключению более широкого участка электрической сети, чем это требуется. **Излишнее срабатывание** приводит к отключению исправного оборудования. Излишнее срабатывание делится на работу при отсутствии повреждения (**ложное**) и работу при повреждениях вне зоны обслуживания данного устройства (неселективное). Данные о надежности в каждом случае приводятся в справочной литературе (см. рис. 7.5 или [7, 13, 14]) и используются при составлении схем надежности релейной защиты.

Наименование элементов	Параметр потока отказов, 1/год		
	отказы срабатывания	излишние срабатывания	ложные срабатывания
1. Реле времени	0,0005	0,0003	-

Рис. 7.5.



## Радиальные схемы

**Радиальные схемы** подразделяют на одно- и двухступенчатые.

В **одноступенчатой схеме** (рис. 7.6а) повреждение любого элемента приводит к отключению этой линии. На промышленном предприятии одноступенчатые схемы применяются при непосредственном питании трансформаторных подстанций и других приемников высокого напряжения от основного источника питания (собственной электростанции предприятия или ГПП). Их целесообразно применять, если потребители расположены в разных направлениях от источника энергии.

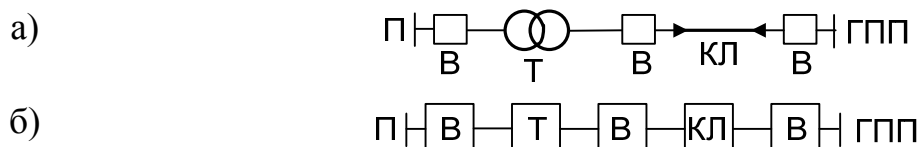


Рис. 7.6.

На структурной схеме (рис. 7.6б) надежности все элементы соединяют последовательно. Частота отключений всей схемы равна сумме частот отключений ее  $N$  элементов  $\omega = \sum_{k=1}^N \omega_k$ . Коэффициент вынужденного простоя

(вероятность аварии) всей схемы равен сумме коэффициентов вынужденного простоя ее элементов  $K_B = \sum_{k=1}^N K_{BK}$ .

В **двухступенчатых схемах** (рис. 7.7а) используются промежуточные распределительные пункты (РП). При повреждении в сети любого из элементов 1...4 вся система отключается одним из выключателей 1 или 3. Если повреждается один из элементов 6...9, то выключателем 5 отключается только соответствующая радиальная линия, а остальная часть схемы остается под напряжением. При отказе выключателя 5 (обрыв) также происходит отключение только одной линии. При к.з. одного из выключателей 5 (или отказе в отключении к.з.) происходит отключение всех линий.

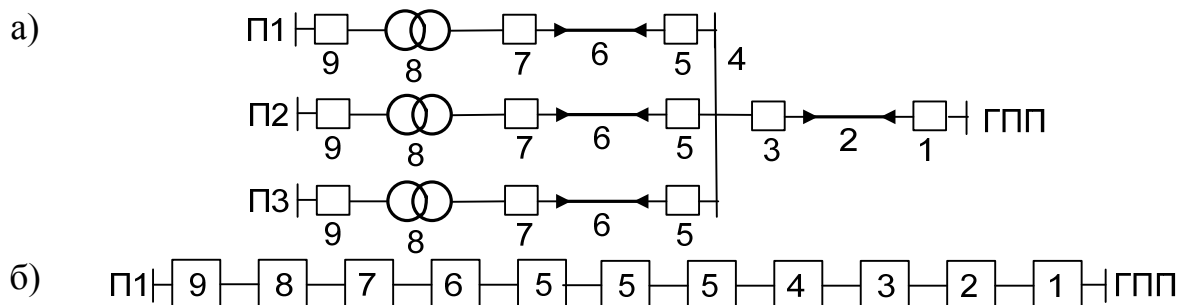


Рис. 7.7.

Структурная схема надежности составляется для каждого потребителя. На структурной схеме надежности (рис. 7.7б) все элементы соединяются последовательно. При этом дополнительно учитывается надежность выключателей 5 в остальных присоединенных к РП линиях.

Частота отключений всей схемы равна сумме частот отключений ее  $N$  элементов, по которым протекает ток к потребителю, плюс частоты повреждений  $s-1$  выключателей, подсоединенных к РП  $\omega = \sum_{k=1}^N \omega_k + (s-1)\omega_{\text{выкл}}$ .

Коэффициент вынужденного простоя схемы также равен сумме коэффициентов вынужденного простоя ее элементов плюс коэффициенты простоя  $s-1$  выключателей, подсоединенных к РП  $K_{\text{в}} = \sum_{k=1}^N K_{\text{вк}} + (s-1)K_{\text{выкл}}$ .

Очевидно, что если выключатели 5 убрать из схемы, то ее надежность серьезно уменьшится, поскольку повреждение любого элемента будет приводить к отключению всех потребителей.

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.

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 более удобно и экономично выполнять за счет магистральных схем.

### Простые магистральные схемы

**Магистральные схемы** подразделяются на одиночные магистрали с односторонним и двусторонним питанием, кольцевые магистрали и схемы.

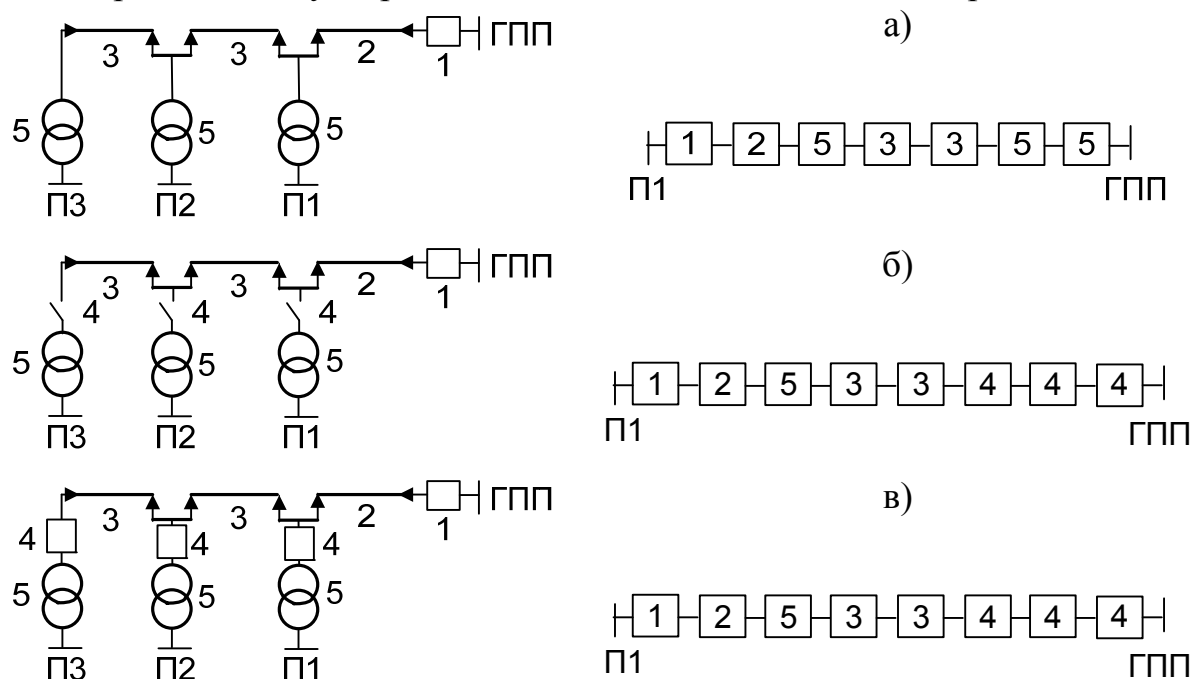


Рис. 7.8.

с несколькими параллельными (сквозными) магистралями в различных вариантах. Магистральные схемы целесообразно применять, если несколько потребителей находятся в одном направлении от источника питания

Надежность электроснабжения для простых магистральных схем зависит от способа присоединения трансформаторных подстанций, а также от типов коммутационных аппаратов. Рассмотрим три случая.

Ответвления присоединяются **без коммутационных аппаратов** (рис. 7.8а). В этом случае **повреждение любого элемента схемы приводит к отключению всей магистрали**. На структурной схеме надежности все элементы магистрали соединяются последовательно. Коэффициент вынужденного простоя одного ответвления будет равен сумме коэффициентов вынужденного простоя всех ответвлений.

В местах присоединения ответвлений к магистральной линии установлены **разъединители** (рис. 7.8б). Повреждение любого элемента, по которому протекает ток к данному потребителю, естественно приводит к отключению этого потребителя. Поврежденные элементы других ответвлений **могут быть отключены вручную только через время  $t$** . С учетом этого рассчитывают коэффициенты вынужденного простоя остальных ответвлений. По сравнению с предыдущим примером эти коэффициенты будут меньше, поскольку время ремонта больше времени включения разъединителей. Коэффициент вынужденного простоя одного ответвления будет равен сумме коэффициентов вынужденного простоя всех ответвлений.

В третьем случае в местах присоединения ответвлений к магистральной линии установлены **автоматические выключатели** (рис. 7.8в). Тогда повреждение элемента другого ответвления приводит к **срабатыванию выключателя**. К коэффициенту вынужденного простоя данного ответвления необходимо добавить коэффициент вынужденного простоя выключателей остальных ответвлений (при к.з. и при отказе в отключении к.з.).

Из трех случаев самым надежным является вариант с автоматическими выключателями. Рассмотренный пример показывает один из основных принципов обеспечения надежности СЭС – **секционирование СЭС** с применением автоматических выключателей.

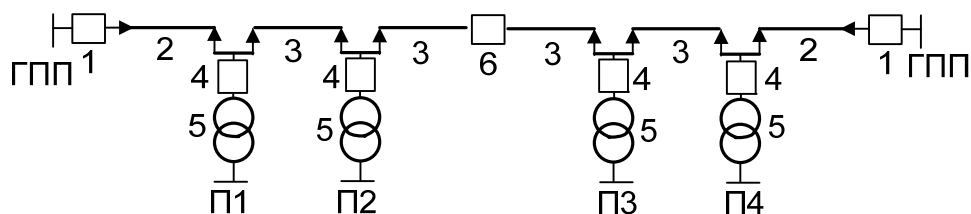


Рис. 7.9

Надежность одиночной магистрали **может быть повышена за счет установки секционирования секционного выключателя** (рис. 7.9). В этой схеме создается возможность переключения оборудования с поврежденной магистрали на исправную. Продолжительность аварийного простоя

при аварии в линии 3 будет определяться временем  $t_1$ , необходимым для отключения поврежденной части магистрали и включением секционного выключателя. Это время значительно меньше, чем время восстановления  $T_v$  поврежденной линии 3.

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 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.

### Двойные магистрали

Применение двойных магистралей (рис. 7.10) позволяет значительно увеличить надежность электроснабжения. При отказе одной из магистралей, подключенное к ней оборудование может быть переключено на исправную магистраль. Коэффициент вынужденного простоя оборудования определяется временем переключения с одной магистрали на другую и одновременным отказом двух магистралей. Первую составляющую можно свести фактически к нулю за счет применения автоматики.

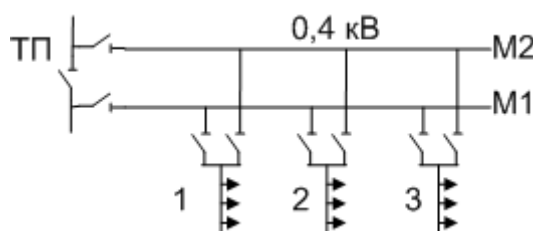


Рис. 7.10

Коэффициент вынужденного простоя двух магистралей  $K_{B12} = K_{B1}K_{B2}$ , что значительно меньше чем  $K_{B1} = K_{B2}$ . Оборудование достаточно надежно, коэффициенты вынужденного простоя составляют  $K_{B1} = K_{B2} \approx 0,01$  и меньше. Поэтому **применение резервирования снижает вынужденный простой оборудования в 100 раз**  $K_{B12} = K_{B1}K_{B2} \approx 0,0001$  и более. Более сложные магистральные схемы с параллельными сквозными магистралями могут быть применены для потребителей любой категории.

На энергоемких предприятиях цветной металлургии и химической промышленности целесообразно применение мощных шинных магистралей 6-35 кВ, 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.

## Примеры анализа типовых схем

**Пример 7.1.** Сравнить частоты отказов типовые схемы однотрансформаторных подстанций 110 кВ (рис. 7.11).

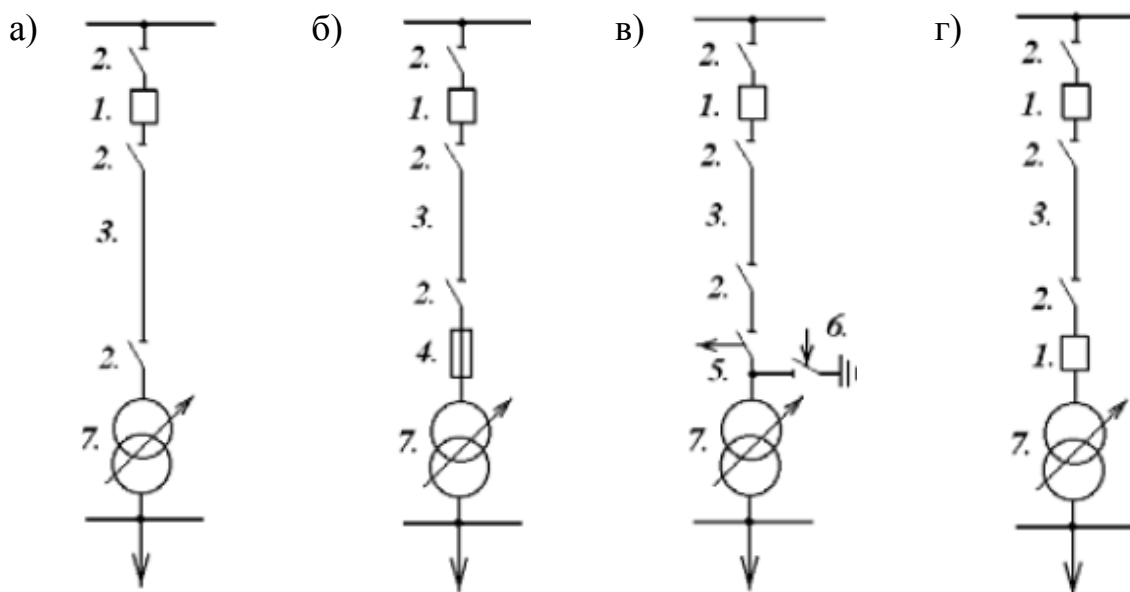


Рис. 7.11.

**Решение.** Параметры потока отказов отдельных элементов составляют [7, 13, 14]: разъединителя  $\omega_1=0,03 \text{ год}^{-1}$ ; выключателя  $\omega_2=0,02 \text{ год}^{-1}$ ; воздушной ЛЭП длиной 25 км  $\omega_3=1,0 \cdot 25/100 = 0,25 \text{ год}^{-1}$ ; предохранителя  $\omega_4=0,05 \text{ год}^{-1}$ ; отделителя  $\omega_5=0,04 \text{ год}^{-1}$ ; короткозамыкателя  $\omega_6=0,04 \text{ год}^{-1}$ ; трансформатора  $\omega_7=0,01 \text{ год}^{-1}$ .

Перерыв питания для таких подстанций вызывается отказом любого из элементов системы, поэтому на структурных схемах надежности все элементы соединены последовательно. Интенсивность отказов электроснабжения определяется:

$$\text{для схемы а) } \omega = \omega_1 + 3\omega_2 + \omega_3 + \omega_7 = 0,35 \text{ год}^{-1};$$

$$\text{для схемы б) } \omega = \omega_1 + 3\omega_2 + \omega_3 + \omega_4 + \omega_7 = 0,4 \text{ год}^{-1};$$

$$\text{для схемы в) } \omega = \omega_1 + 3\omega_2 + \omega_3 + \omega_5 + \omega_6 + \omega_7 = 0,43 \text{ год}^{-1};$$

$$\text{для схемы г) } \omega = 2\omega_1 + 3\omega_2 + \omega_3 + \omega_7 = 0,38 \text{ год}^{-1}.$$

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 ( $\omega_3$ ).

**Пример 7.2** [7]. Сравнить частоты отказов двух вариантов типовых схем питания двухтрансформаторных подстанций 110 кВ (рис. 7.12).

**Решение.** Параметры надежности элементов составляют [7, 13, 14]: трансформатор: частота отказов  $\omega_1=\omega_2=0,02 \text{ год}^{-1}$ , время восстановления  $T_{1в}=T_{2в}=0,02 \text{ год}$ , коэффициент плановых ремонтов  $K_{1п}=K_{2п}=0,007$ ; отделитель  $\omega_5=\omega_6=0,02 \text{ год}^{-1}$ ,  $T_{5в}=T_{6в}=0,0004 \text{ год}$ ,  $K_{5п}=K_{6п}=0,001$ ;

воздушной ЛЭП длиной 50 км  $\omega_3 = \omega_4 = 1,0 \cdot 50 / 100 = 0,5 \text{ год}^{-1}$ ,  $T_{3в} = T_{4в} = 0,001 \text{ год}$ ,  $K_{3п} = K_{4п} = 0,005$ ;

короткозамыкатель  $\omega_7 = \omega_8 = 0,02 \text{ год}^{-1}$ ,  $T_{7в} = T_{8в} = 0,0004 \text{ год}$ ,  $K_{7п} = K_{8п} = 0,001$ ;

масляный выключатель  $\omega_9 = \omega_{10} = \omega_{11} = 0,03 \text{ год}^{-1}$ ,  $T_{9в} = T_{10в} = T_{11в} = 0,003 \text{ год}$ ,  $K_{9п} = K_{10п} = K_{11п} = 0,006$ .

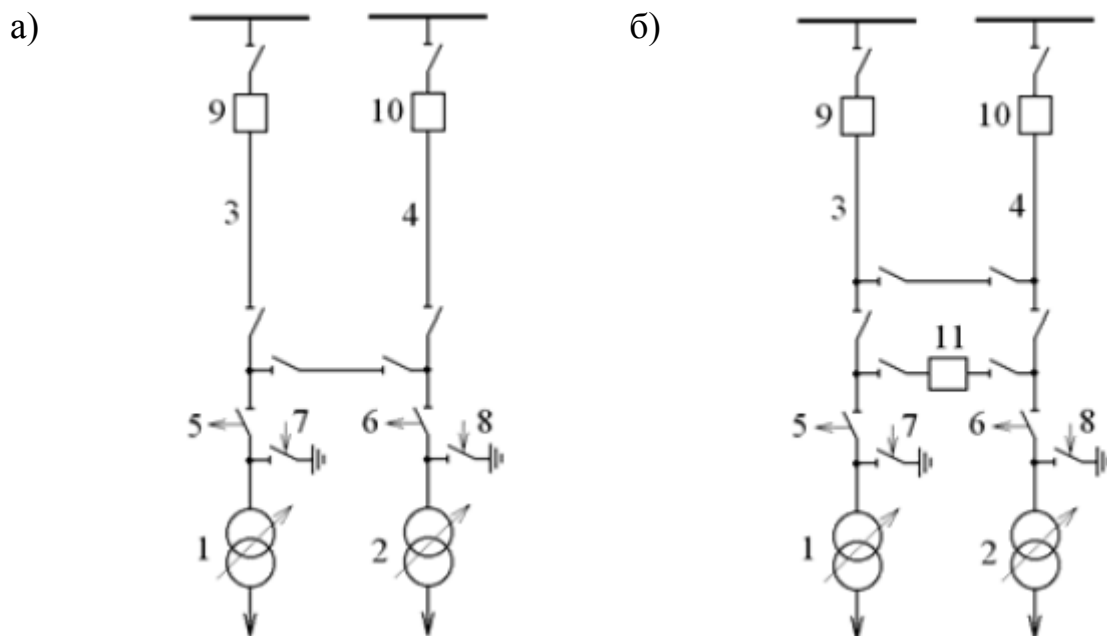


Рис. 7.12

Структурные схемы надежности составляем отдельно для кратковременных отключений и для длительных отключений.

В схему для кратковременных отключений последовательно соединяем все коммутационные аппараты, отказ которых может помешать выполнить оперативные переключения (рис. 7.13а для схемы на рис. 7.12а и рис. 7.13б для схемы на рис. 7.12б). Для схемы с автоматическим коммутационным аппаратом в перемычке (рис. 7.12б) интенсивность кратковременных отключений определяется только надежностью этого аппарата.

В схеме для длительных отключений учитываем взаимное резервирование элементов (рис. 7.13в).

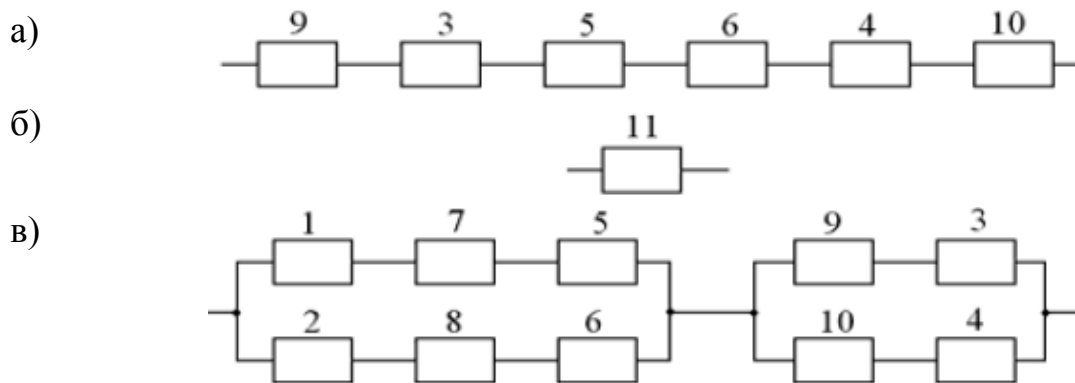


Рис. 7.13

Частота кратковременных отключений:

для схемы (рис. 7.12а)  $\omega = \omega_9 + \omega_3 + \omega_5 + \omega_6 + \omega_4 + \omega_{10} = 1,1 \text{ год}^{-1}$ ;

для схемы (рис. 7.12б)  $\omega = \omega_{11} = 0,03 \text{ год}^{-1}$ .

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. 7.13в:

$$\begin{aligned} \omega = & (\omega_1 + \omega_7 + \omega_5)(\omega_2 T_{2e} + \omega_8 T_{8e} + \omega_6 T_{6e} + K_{2n} + K_{8n} + K_{6n}) + \\ & + (\omega_2 + \omega_8 + \omega_6)(\omega_1 T_{1e} + \omega_7 T_{7e} + \omega_5 T_{5e} + K_{1n} + K_{7n} + K_{5n}) + \\ & + (\omega_9 + \omega_3)(\omega_{10} T_{10e} + \omega_4 T_{4e} + K_{10n} + K_{4n}) + \\ & + (\omega_{10} + \omega_4)(\omega_9 T_{9e} + \omega_3 T_{3e} + K_{9n} + K_{3n}) = 0,0134 \text{ год}^{-1}. \end{aligned}$$

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 и аварийных отключений электрооборудования.

**Пример 7.3** [7]. Составить структурные схемы надежности схемы релейной защиты (рис. 7.14) в нормальном режиме, при одно- двух- и трехфазном к.з. на защищаемой линии.

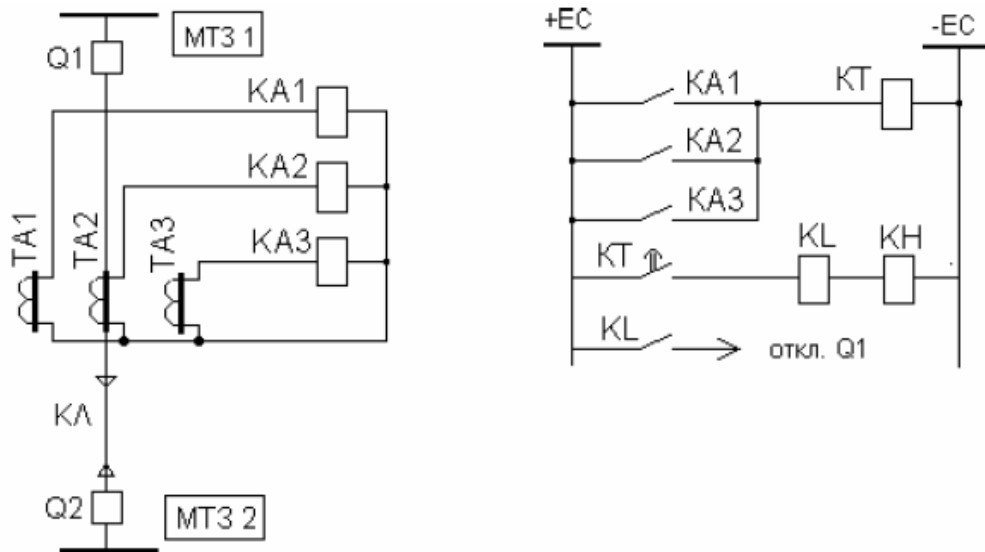


Рис. 7.14

**Решение.**

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 KA1, KA2, KT и KL, поэтому структурная схема надежности для данного режима показано на рис. 7.15а.

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 (рис. 7.15б): На этой схеме  $Q_{к.з.}$  – вероятность отказа при коротком замыкании в обмотках трансформатора тока;  $Q_{обр.}$  – вероятность отказа обрыва в токовых (ЕА) и оперативных (ЕС) цепях релейной защиты;  $Q_{о.с.}$  – вероятность отказа срабатывания реле.

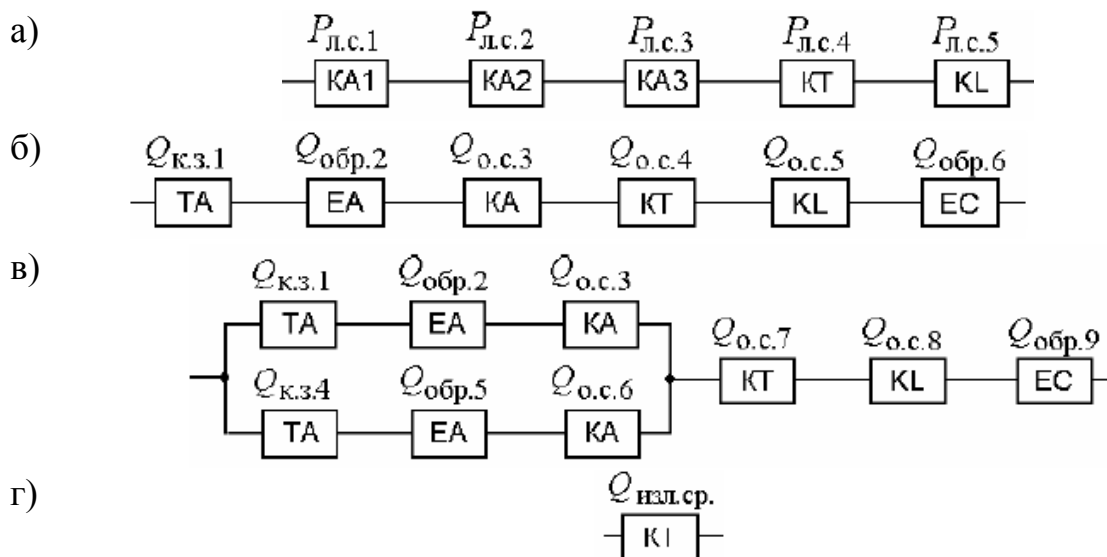


Рис. 7.15.

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:

При внешнем коротком замыкании излишнее (неселективное) срабатывание МТЗ происходит только при неправильной уставке времени срабатывания ( $t_{МТЗ1} \leq t_{МТЗ2}$ ) поэтому схема замещения включает только один элемент (рис. 7.15г).

Как видно из примера расчета, для отказа системы электроснабжения 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 [17] 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.



## Лекция 8

### МЕТОДЫ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ СЭС

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** [7, 13].

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

#### Аналитический метод

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 элементов, функционально связанных между собой, каждый из которых может находиться в двух состояниях – работоспособности или отказа. Этот метод был подробно рассмотрен ранее.

#### Логико-вероятностный метод

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).

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**.

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.

Конечное высказывание определяется высказываниями второго уровня и установлением логических связей («ИЛИ», «И») между ними. Сначала

выявляется возможность реализации события или состояния конечного уровня как *дизъюнкции* («ИЛИ») *простых высказываний* второго уровня. При невозможности реализации конечного уровня как дизъюнкций простых высказываний, выявляются *дизъюнкции сложных высказываний*, определяющие реализацию конечного. Может оказаться, что простые и сложные высказывания не формируют конечное высказывание с помощью дизъюнкции, тогда определяются *конъюнктивно* («И») *связанные события* или состояния. В таких случаях конечное высказывание может реализоваться при совпадении во времени двух и более событий.

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

Следует отметить связь полученного дерева отказов и структурных схем надежности. На структурной схеме надежности элементы соединяются **последовательно**, если отказ одного из них приводит к отказу системы. Это **соответствует логической функции «ИЛИ»** на дереве отказов. На структурной схеме надежности элементы соединяются **параллельно**, если отказ системы наступает при отказе всех элементов. Это **соответствует логической функции «И»** на дереве отказов.

При проведении инженерных расчетов для нагрузок **всех категорий**, кроме первой особой, можно **не учитывать совпадение трех событий**. Для **первой особой категории** (три источника по ПУЭ) можно **не учитывать совпадение четырех событий**. Это замечание позволяет формировать более простые деревья отказов, в которых не учитываются заведомо маловероятные события.

**Пример 8.1.** Рассмотрим типовую схему питания секции BV 6 кВ собственных нужд, предназначенной для электроснабжения механизмов (10 электродвигателей и 5 трансформаторов), которые обеспечивают безопасность АЭС (рис. 8.1). Составить дерево отказов и структурную схему надежности для оценки частоты потери системного питания секции BV.

**Решение.** Основным высказыванием в дереве отказов является «**потеря питания секции BV**». Это событие возможно при «повреждении в зоне

**Повреждение в зоне секции ВА** возможно при «отключении секции шин» (1) или «повреждении выключателей, подключенных к секции» (2) и при «отказе в отключении к.з.» и при «к.з. в присоединенных устройст-

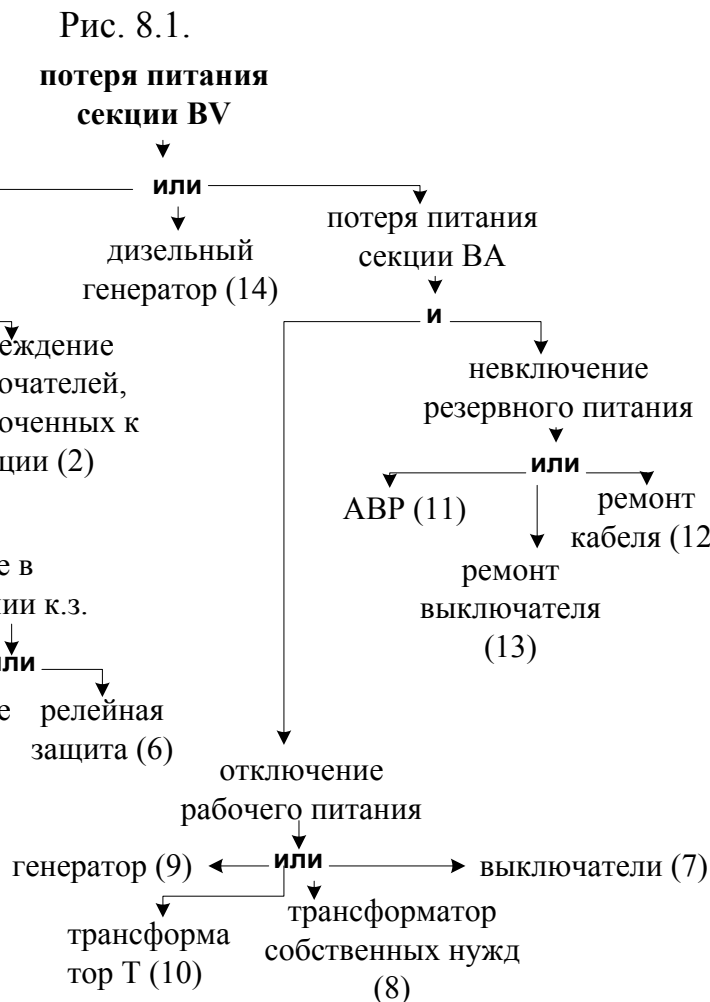


Рис. 8.2.

**Повреждение в зоне секции ВА** возможно при «отключении секции шин» (1) или «повреждении выключателей, подключенных к секции» (2) и при «отказе в отключении к.з.» и при «к.з. в присоединенных устройст-

вах». Отказ в отключении к.з. может возникнуть из-за выключателя (5) и релейной защиты (6). К.з. в присоединенных устройствах может возникнуть в двигателях (3) и трансформаторах (4).

**Потеря питания секции ВА** возможна при «отключении рабочего питания» и «невключении резервного питания». Далее проводим анализ причин каждого события.

**Отключение рабочего питания** возможно из-за отказа: генератора, аппаратного комплекса генератора (9), трансформатора Т (10), трансформатора собственных нужд (8), выключателей (7).

**Невключение резервного питания** возможно: при отказе АВР (11), ремонте выключателя (13) и кабеля резервного питания (12). Более подробный анализ каждого события проводить не будем, поскольку частоты этих событий можно найти в справочной литературе.

Теперь результаты анализа можно представить в виде дерева отказов (рис. 8.2). Пронумеровав элементарные события на дереве отказов можно представить результаты анализа в виде более привычной структурной схемы надежности (рис. 8.3).

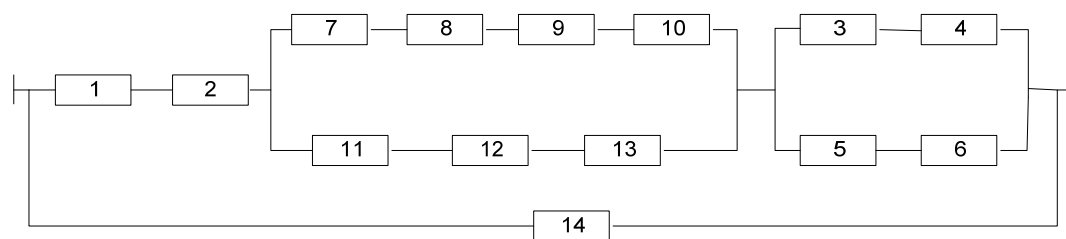


Рис. 8.3

Как и требуется для объектов особой первой категории электроснабжения осуществляется от трех независимых источников.

### Таблично-логический метод

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.

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

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.

Номер элемента	Состояние системы	
	1	2
1	—	...
2	1Г1Л/1Г	...
3	—	...
4	1Г1Л/1Г	...
5	—/1Л	...
6	—/1Л	...
7	—/1Л	...
8	1Г1Л/1Л	...
9	2Г2Л/—	...

Введем коды аварийных ситуаций: 1Г – отказ одного генератора; 1Л – повреждение одной линии; 1Г1Л – отказ одной линии и одного генератора; 1Л1Л~ – повреждение одной линии при ремонте другой; 2Г2Л – полное погашение электростанции.

60

## Лекция 9

# ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### Средства повышения надежности

**Резервирование** – единственное мероприятие, которое может снизить до нуля недоотпуск электроэнергии. Одновременно это мероприятие дает возможность выполнять плановые ремонты и преднамеренные отключения без обесточивания потребителей.

**Кардинальным средством повышения надежности СЭС является введение коммутационных аппаратов**, позволяющих выделить поврежденные участки и тем самым обеспечить питание других потребителей.

При построении схем электроснабжения потребителей 1-ой и 2-ой категорий должно проводиться глубокое секционирование во всех звеньях СЭС от узловой подстанции до цеховых электрических сетей напряжением 0,4 кВ.

Надежность работы СЭС повышается при **широком использовании автоматики нормального режима и быстродействующей автоматики аварийных режимов**. Автоматика аварийных режимов состоит из устройств релейной защиты при коротких замыканиях, автоматики аварийного ввода резерва (АВР) и автоматики повторного включения (АПВ). Действия автоматики **локализует масштабы повреждения оборудования и сокращает продолжительность перерывов электроснабжения**.

Любой дополнительный элемент СЭС – это дополнительные затраты. Поэтому рассмотрим некоторые эффективные технические приемы, используемые для повышения надежности.

### Способы резервирования в СЭС предприятия

Для **нагрузок 3-ей категории** применяется радиальная схема с одним или двумя кабелями (рис. 9.1) или простая магистральная схема (рис. 9.2). При этом необходима доступность для ремонта любого участка СЭС, что обеспечивается для воздушной линии или при прокладке кабеля в канале.

В этих схемах при **незначительной мощности нагрузок 1-ой и 2-ой категорий** (до 10-20 %) резервирование осуществляется по перемычкам на стороне низкого напряжения от соседних ТП (рис. 9.3). В случае аварии нагрузка 3-ей категории отключается, а нагрузка 1-ой и 2-ой категории

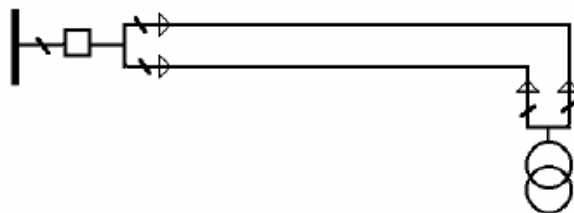


Рис. 9.1.

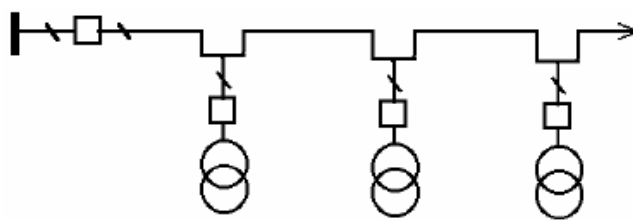


Рис. 9.2

переключается на питание по резервной линии. Переключения лучше предусмотреть в автоматическом режиме, особенно при наличии нагрузок 1-ой категории.

Применение резервирования на низком напряжении для более значительных мощностей ответственных нагрузок ограничивается требованиями к качеству электроэнергии. Резервная линия до соседних ТП может быть значительной длины, поэтому падение напряжения будет выходить за пределы, установленные нормативными документами.

Если **мощность нагрузок 1-ой и 2-ой категории совсем мала** (например, резервное освещение), то целесообразно рассмотреть установку аккумуляторных батарей или генераторов в качестве резервного источника питания.

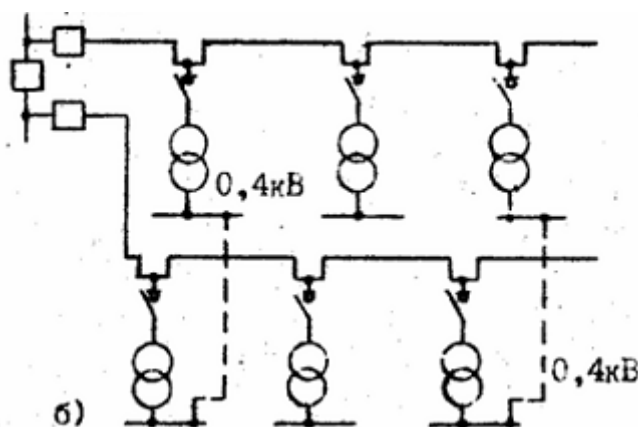


Рис. 9.3

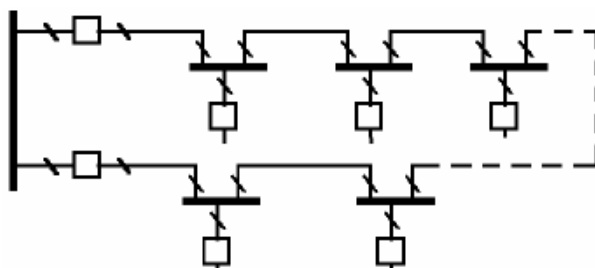


Рис. 9.4

Если мощность нагрузки 2-ой категории значительна (до 50 %) и при технологическом процессе допускается некоторый перерыв электроснабжения, то целесообразно рассматривать вариант **резервирования на высоком напряжении**. Его можно осуществить, например, по кольцевой разомкнутой магистральной схеме (рис. 9.4) или по магистрали с двухсторонним питанием (рис. 9.5).

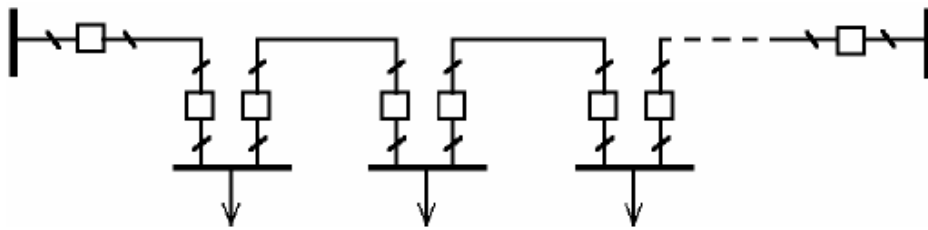


Рис. 9.5

Рассмотренные выше варианты резервирования позволяют сэкономить на СЭС, в случае незначительной доли ответственных нагрузок. При большой доле ответственных нагрузок должно применяться резервирование всех элементов СЭС.

При большой мощности нагрузок 1-ой и 2-ой категорий питание двухтрансформаторных подстанций радиальными линиями (рис. 9.6) осуществляется **от разных секций сборных шин РП (ГПП)**. Пропускная способность каждой линии и трансформатора рассчитывается на покрытие всех нагрузок в нормальном режиме и дополнительно нагрузок 1-ой и 2-ой категории в **послеаварийном режиме**, когда выходит из работы одна линия или трансформатор.

При применении радиальных схем осуществляется **глубокое секционирование всей СЭС**, начиная от основных центров питания и кончая сборными шинами напряжением 0,4 кВ цеховых подстанций. На секционных аппаратах обычно предусматривается АВР.

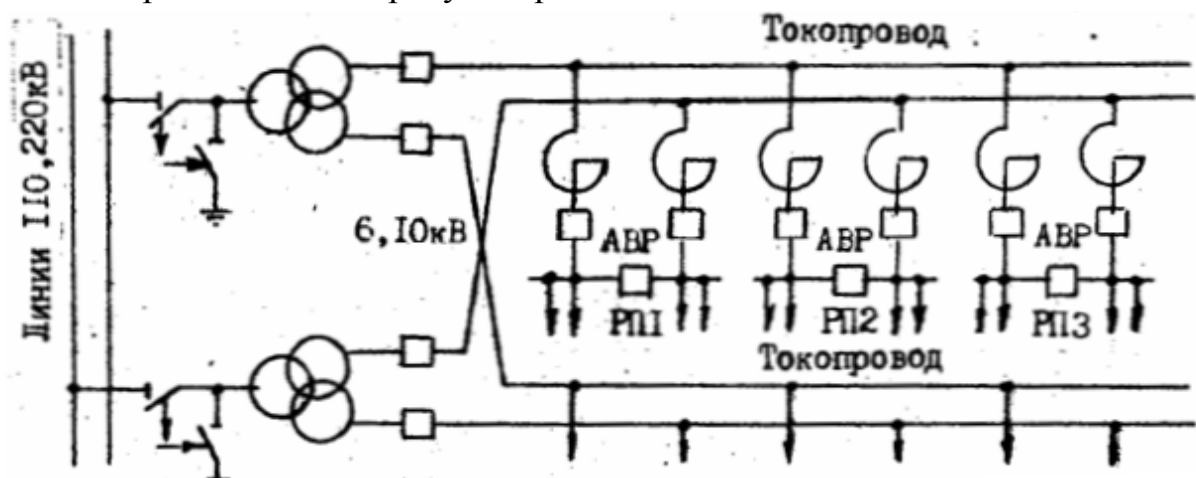


Рис. 9.6

Аналогичные приемы применяются при наличии нагрузок **особой 1-ой категории**, которые согласно ПУЭ требуют трех альтернативных источников питания. Если мощность нагрузки особой 1-ой совсем мала, то третий источник может быть аккумулятором или генератором. При увеличении мощности нагрузки можно предусмотреть резервирование на стороне низкого или высокого напряжения от соседних цехов. При дальнейшем увеличении мощности необходима трехтрансформаторная ГПП и линии с двойным резервированием. На таких предприятиях также целесообразно рассмотреть вопрос о собственной электростанции.



## Способы резервирования в СЭС цеха

Для нагрузок 3-ей категории используются схемы без резервирования (рис. 9.7). При большой мощности нагрузок 1-ой и 2-ой категории применяется резервирование всех элементов (рис. 9.8).

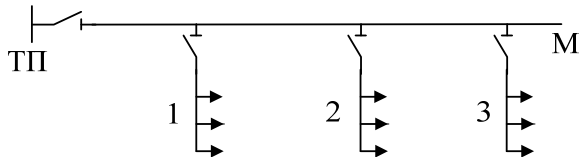


Рис. 9.7.

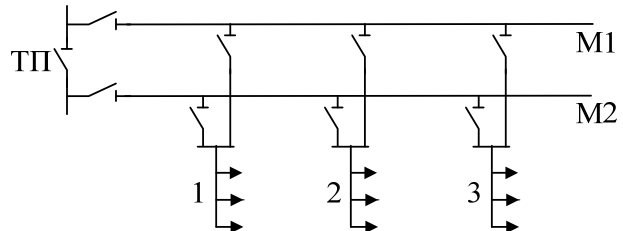


Рис. 9.8.

Если мощность нагрузок 1-ой и 2-ой категории очень мала, то в качестве дублирующего источника используется аккумуляторы или дизель-генераторы. При увеличении мощности ответственных нагрузок может применяться **резервирование на низком напряжении** от соседних трансформаторных подстанций (рис. 9.9).

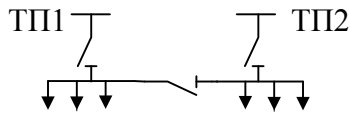


Рис. 9.9.

## Выбор числа трансформаторов

На ГПП число трансформаторов в большинстве случаев принимается равным двум [18, 19]. Это обеспечивает **надежное электроснабжение потребителей всех категорий** при достаточно простой схеме и конструкции понизительной подстанции.

Однотрансформаторные ГПП применяются редко, когда может быть обеспечено автоматическое восстановление питания всех основных потребителей по связям вторичного напряжения от соседних ГПП или других источников питания.

Иногда на ГПП устанавливают три трансформатора. Это целесообразно при наличии **крупных резкопеременных и ударных нагрузок** (прокатные станы, дуговые сталеплавильные печи и т.д.) и **крупных электроприемников особой группы первой категории**.

Число трансформаторов на цеховых ТП определяется в зависимости от **категории надежности электроснабжения**, удельной плотности нагрузки, числа рабочих смен и т.д.

Однотрансформаторные ТП 10/0.4 кВ применяются для потребителей 3-ей категории и потребителей 2-ой категории при условии их **резервирования на низком напряжении** между соседними ТП. Наличие этих связей также позволяет экономично решать вопрос питания в периоды очень малых нагрузок (ночные смены, выходные) путем отключения части трансформаторов.

Двухтрансформаторные ТП применяются для питания потребителей 1-ой и 2-ой категорий. Их рекомендуется выбирать: при преобладании на-

грузок 1-ой категории, при наличии электроприемников особой группы, для сосредоточенной цеховой нагрузки и отдельно стоящих объектов общезаводского назначения (насосные и компрессорные станции, газовое хозяйство и т.д.).

### **Выбор мощности силовых трансформаторов**

**Допустимая (наибольшая) загрузка трансформаторов в нормальном режиме работы определяется категорией питаемых электроприемников, числом трансформаторов и способом их резервирования.** Необходимо, чтобы при отключении одного трансформатора, остальной (остальные) был загружен с коэффициентом загрузки не более 1,4. При этом можно предусмотреть отключение нагрузки 3-ей категории.

Для трансформаторов рекомендуется применять следующие коэффициенты загрузки в нормальном режиме:

- 1) *при преобладании нагрузок 1-ой категории* при двухтрансформаторной подстанции **0,65...0,7**;
- 2) *при преобладании нагрузок 2-ой категории* при однострансформаторной подстанции и взаимном резервировании трансформаторов по связям вторичного напряжения **0,7...0,8**;
- 3) *при преобладании нагрузок 2-ой и 3-ей категории* при наличии резерва трансформаторов **0,9...0,95**;
- 4) *при преобладании нагрузок 1-ой и 2-ой категории* и взаимном резервировании **трех** трансформаторов, питающихся от трех источников **0,93**.

Следует отметить, что от 5 до 35 % мощности трансформатора не используется в нормальном режиме. Эта мощность предназначена только для работы в послеаварийном режиме или при плановых ремонтах трансформаторов, т.е. не более 1 % времени. Такое использование дорогостоящего оборудования **экономически не оправдано**.

Наиболее полно используются возможности трансформаторов на трехтрансформаторных подстанциях (резерв 7 % мощности). Поэтому когда есть технические основания для установки трех трансформаторов на ГПП, это нужно делать и по экономическим соображениям.

Другим способом полного использования мощности трансформаторов в нормальном режиме является установка трансформаторов **с форсированной системой охлаждения**. В нормальном режиме принудительная циркуляция масла выключена и трансформатор работает с коэффициентом загрузки близким к 1. В **послеаварийном режиме включается принудительная система охлаждения**, за счет чего номинальная мощность трансформатора повышается на 60 %. Дополнительная возможная перегрузка на 40 % позволяет работать с коэффициентом загрузки равным  $1,6 \cdot 1,4 = 2,2$  относительно нормального режима, т.е. один трансформатор может в течение продолжительного времени взять на себя нагрузку двух трансформаторов.

## Лекция 10

# УЩЕРБ ОТ НЕНАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

### Виды ущерба

Ненадежность электроснабжения приводит к возникновению ущерба у потребителя электроэнергии, у смежных производств и у самой СЭС.

**Ущерб у потребителя** складывается из двух составляющих:

- **от внезапности** нарушения электроснабжения, приводящего к расстройству технологического процесса, повреждению основного оборудования, браку, порче сырья и готовой продукции;

- **из-за простоя** производственного персонала, зависящего от глубины нарушения электроснабжения и его длительности.

**Ущерб смежным производствам** возникает из-за вынужденного простоя на данном производстве. Он обуславливает необходимость создавать резерв запасных частей и готовой продукции.

**Ущерб в системе электроснабжения** при отказах отдельных ее элементов складывается из затрат:

- **на внеплановые аварийные ремонты** отказавшего оборудования;

- **на дополнительные потери** при выработке и распределении электроэнергии в течение времени ликвидации аварии и восстановления оптимального режима работы СЭС.

### Удельный ущерб

Ограничения электроснабжения потребителя приводит к недовыпуску конкретной продукции, снижению ее качества, порче определенного количества сырья и готовой продукции, простою отдельных механизмов и обслуживающего их персонала, ремонту конкретных элементов СЭС. Поскольку все эти материалы и работы имеют определенную стоимость, то в конкретном случае можно точно установить ущерб. Сложнее обстоит дело с оценкой ущерба, который может возникнуть в будущем при отказах проектируемых СЭС. Здесь возможны лишь приблизительные расчеты, опирающиеся на данные о прошлых авариях на аналогичных объектах.

Среди существующих методов использования статистических данных об ущербе наилучшими являются методы, в основе которых лежит понятие удельного ущерба.

**Удельный ущерб** – это ущерб, приходящийся на единицу чего либо: на одно отключение, на один агрегат или единицу его производительности, на одного работающего, на единицу выпускаемой продукции, на единицу потребляемой мощности. В электроэнергетике используется удельный ущерб, приходящийся **на единицу недоотпущенной электроэнергии (руб/кВт ч) и на единицу мощности предприятия (руб/кВт).**

Данные об удельных ущербах приводятся в справочной литературе (см. рис. 10.1 и [7, 13, 14]).

1	2	3			4	5	6	7
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, $\alpha$	Доля нагрузки технологической брони, %	Удельный ущерб при невозможном 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

Рис. 10.1

Удельные ущербы зависят от **длительности полных отключений**. При внезапных отключениях удельный ущерб больше, чем при отключениях с предупреждением. Частичное ограничение потребления мощности, как правило, приводит к меньшим удельным ущербам. Поэтому при определении ущерба в случае частичных ограничений удельный ущерб нужно умножать на поправочный коэффициент, зависящий от глубины ограничения и отрасли промышленности.

При оценке ущерба следует учитывать, что не всякий перерыв электроснабжения может причинить ущерб производству. Возможны перерывы, которые не отражаются на производстве. Например, компрессорные станции металлургических заводов, прокатные станы допускают перерыв электроснабжения не более 1-2 с, а печи сопротивления – 5-10 мин и более.

#### **Влияние технологического процесса на надежность**

**Технологические особенности предприятия** и режимы его работы (сменность, загруженность смен) **существенно влияют на надежность СЭС**. Это положение можно рассмотреть на примере завода, имеющего двухсменный режим работы при пятидневной рабочей неделе. Проведение планового ремонта наиболее ответственных элементов СЭС может быть перенесено на нерабочую смену или выходные дни. При этом исключается возможность наложения аварий на плановые ремонты резервирующих друг друга цепей. Если даже такое наложение произойдет, то никакого влияния на режим работы предприятия оно не окажет. Надежность таких схем должна определяться без учета плановых отключений элементов.

Если предприятие имеет непрерывное производство (металлургическое, химическое, нефтеперерабатывающее и т.д.), то показатели плановых ремонтов должны учитываться.

В ряде случаев перерыв электроснабжения одного из цехов или технологической установки не приводит к значительному ущербу. Это может быть определено при анализе технологических связей предприятия. Так,

при малых перерывах для механических цехов машиностроительного завода начинают использоваться запасы, что позволяет продолжать выпуск продукции. Только использование всех запасов может привести к ущербу.

Противоположным примером может служить отделение подготовки шихты ферросплавного завода. Перерыв электроснабжения такого производства ведет к простою не только этого отделения, но и дуговых печей, что приводит к значительному ущербу.

В ряде случаев необходимый запас надежности обеспечивается не только резервированием в электрической схеме, но и введением технологического резервирования. Так, на нефтеперерабатывающих предприятиях многие ответственные насосные агрегаты дублируются, и отключение одного из них не приводит к остановке технологического процесса.

*В каждом случае анализа уровня надежности следует изучать технологические связи и особенности каждого вида производства.*

В общем случае нагрузка потребителя состоит из электроприемников аварийной брони, технологической брони и прочих (рис. 10.2).

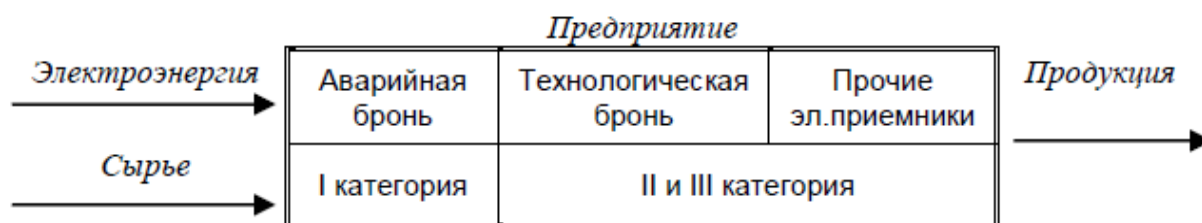


Рис. 10.2

Потеря питания электроприемников **аварийной брони** (1-я категория по ПУЭ) связана с повреждением оборудования, инструмента, возможностью взрывов, пожаров и других аналогичных последствий. Нагрузка аварийной брони **имеет одно- или двухкратное резервирование**. Ущерб от потери питания таких электроприемников **является недопустимым**.

Внезапные отключения электроприемников **технологической брони** (2-я категория по ПУЭ) 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.

### Оценка ущерба потребителю

В приближенных расчетах будем считать, что количество выпускаемой предприятием продукции (и его доход) пропорционально полученной электроэнергии  $\Pi = kP_{\text{ср}}t_{\text{раб}}$ , где  $P_{\text{ср}}$  – средняя потребляемая мощность, кВт;  $t_{\text{раб}}$  – нормативное время работы потребителя, час,  $k$  – коэффициент, зависящий от характера производства. Тогда *ущерб от простоя будет пропорционален снижению производительности*  $Y = \Delta\Pi = kP_{\text{ср}}t_{\text{огр}}$ , где  $t_{\text{огр}}$  – время нарушения электроснабжения, час.

### Ущерб от аварийных простоев

$$Y_{\epsilon} = y_t^B K_{\epsilon} P_{\text{ср}} t_{\text{раб}},$$

где  $K_{\epsilon}$  – коэффициент вынужденного простоя,  $y_t^B$  – удельный ущерб, руб/кВт ч, см. столбец 6 таблицы на рис. 10.1.

### Ущерб от плановых простоев

$$Y_n = y_t^П K_{\text{п}} P_{\text{ср}} t_{\text{раб}},$$

где  $K_{\text{п}}$  – коэффициент планового ремонта,  $y_t^П$  – удельный ущерб, руб/кВт ч, см. столбец 7 таблицы на рис. 10.1.

**Ущерб от внезапности** возникает из-за порчи оборудования (факт отключения) и брака продукции (зависит продолжительность отключения  $T_{\epsilon}$ ). Он может быть рассчитан по формуле

$$Y_0 = k y_0(T_{\epsilon}) \omega P_{\text{ср}} \left( \frac{P_{\text{ср}} - P_{\phi}}{P_{\text{ср}}} \right)^{\alpha},$$

где  $\omega$  – частота вынужденного простоя,  $y_0(T_{\epsilon})$  – удельный ущерб, руб/кВт, см. столбец 3 таблицы на рис. 10.1,  $k$  – доля технологической брони, см. столбец 5 таблицы на рис. 10.1,  $P_{\phi}$  – мощность нагрузки при частичном отключении,  $\alpha$  – показатель степени, зависящий от вида предприятия, см. столбец 4 таблицы на рис. 10.1.

**Ущерб смежным производствам** наступает при ограничении электроснабжения на промежутки времени  $t > T_{\text{кр}}$  и может быть рассчитан

$$Y_{\text{см}} = \beta y_t^B K_{\epsilon} P_{\text{ср}} t_{\text{раб}},$$

где  $y_t^B$  – удельный ущерб, руб/кВт ч, см. столбец 6 таблицы на рис. 10.1,  $\beta$  – коэффициент, учитывающий долю аварий с продолжительностью  $t > T_{\text{кр}}$  и определяемый из закона распределения времени отключения.

**Ущерб СЭС** от дополнительных потерь во время аварийного режима работы может быть рассчитан по формуле

$$Y_{\text{СЭС}} = a(P_{\text{ав}} - P_{\text{норм}})T_{\text{в}},$$

где  $P_{\text{ав}}$  и  $P_{\text{норм}}$  – потери электроэнергии в аварийном и нормальном режимах.

В случае, когда предприятие и часть СЭС, в которой произошла авария, принадлежат одному собственнику, **полный экономический ущерб** равен сумме всех составляющих ущерба.

В случае, когда собственники предприятия и СЭС различны, на стадии оценки инвестиционного проекта все составляющие ущерба также целесообразно складывать. Ущерб предприятию и смежным производствам согласно договору между предприятием и СЭС будет компенсироваться СЭС.

В условиях рыночной экономики ущерб СЭС от ненадежности электроснабжения может быть намного больше. Например, собственник предприятия, недовольный надежностью электроснабжения, может принять решение

о строительстве **собственных генерирующих мощностей** и частичном отказе от услуг СЭС. В результате доходы СЭС могут значительно уменьшиться.

### Цена риска

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, кроме среднегодового ущерба в общие затраты, связанные с ненадежностью электро-снабжения необходимо добавить затраты на риск (на его страхование или проценты в банке в случае компенсации ущерба от реальной аварии). Тогда

$$Y_{\text{общ}} = \bar{Y} + C_p \sigma(Y),$$

где  $\sigma(Y)$  – СКО среднегодового ущерба,  $C_p$  – цена риска, которая зависит от того, каким ресурсным потенциалом обладает субъект, принимающий решение. Цена риска

$$C_p = \alpha \sqrt{\frac{P_{\text{пр}}}{\sum P_{\kappa}}},$$

где  $\alpha$  характеризует допускаемую степень риска ( $\alpha = 3 \dots 9$ );  $P_{\text{пр}}$  – ресурсы, вложенные в проект;  $\sum P_{\kappa}$  – средний годовой ресурс предприятия.

В случае, если все экономические решения принимаются государством, то величина  $\sum P_{\kappa}$  очень велика по сравнению с затратами по какому-то конкретному объекту, и цена риска приближается к нулю. Поэтому во всех расчетах вполне допустимо пользоваться средними значениями ущерба.

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

СКО среднегодового ущерба нужно оценивать в зависимости от его вида. Для ущерба, связанного с плановыми отключениями, закон распределения ущерба близок к нормальному. Тогда при  $\sigma(Y) \leq 0,3Y$  с достоверностью 0,999 можно принять  $\alpha = 3$ , а с достоверностью 0,99997  $\alpha = 4$ .

Для ущерба, связанного с внезапными отключениями, закон распределения близок к Пуассоновскому (экспоненциальному) и СКО равно математическому ожиданию ущерба. Если  $\sigma(Y) \approx Y$ , то достоверность 0,999 обеспечивается при  $\alpha \approx 7$ , а достоверность 0,9999 при  $\alpha \approx 9$ .

В любом случае, общие затраты на риск пропорциональны среднегодовому ущербу. Коэффициент пропорциональности зависит от вида ущерба (плановые или аварийные отключения), ресурсов предприятия и вероятности того, что риск не будет больше принятой оценки. Методика, основанная на удельных ущербах, также может применяться, только результат нужно умножать на поправочный коэффициент больший единицы.

## Примеры оценки ущерба

**Пример 10.1.** СЭС промышленного предприятия состоит из одно-трансформаторных ТП трех цехов по 2 МВА каждая. Технологические связи между цехами показаны на рис. 10.2. На схеме указаны допустимые остановки электроснабжения без брака продукции, запас сырья для работы каждого цеха и удельный ущерб от простоя и внезапности в каждом цехе. Определить ущерб при авариях трансформаторов на предприятии.

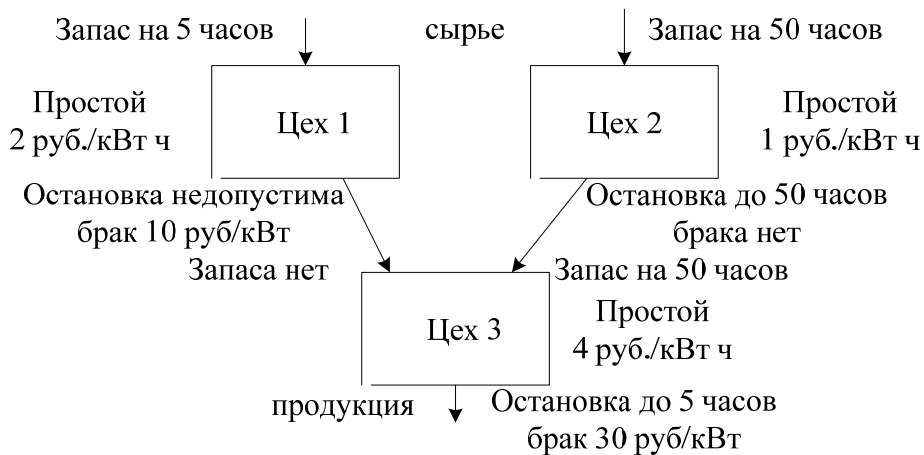


Рис. 10.2

**Решение.** Справочные данные по авариям трансформаторов 10/0,4 кВ по 2 МВА [7, 13, 14]: время восстановления  $T_{\text{в}}=50$  часов, частота отказов  $\omega=0,016 \text{ год}^{-1}$ .

Из рассмотрения технологических связей видно, что **авария на ТП1** приводит к браку продукции цеха 1 и остановке производства в цехах 1 и 3. Остановка более 5 часов приводит к браку продукции цеха 3. Среднегодовой ущерб от аварии:

**в цехе 1** от простоя

$$y_{\text{е1}} P \cdot 8760 \cdot T_{\text{е}} \omega / 8760 = 2 \text{руб./кВт} \cdot \text{ч} \cdot 2 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot 50 \text{ч} \cdot 0,016 \text{год}^{-1} = 3,2 \text{ т.руб./год.};$$

от внезапности  $y_{\text{о1}} P \omega = 10 \text{руб./кВт} \cdot 2 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot 0,016 \text{год}^{-1} = 0,3 \text{ т. руб./год.};$

**в цехе 2** от простоя и внезапности – отсутствуют;

**в цехе 3** от простоя

$$y_{\text{е3}} P \cdot 8760 \cdot (T_{\text{е}} - T_3) \omega / 8760 = 4 \text{руб./кВт} \cdot \text{ч} \cdot 2 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot 45 \text{ч} \cdot 0,016 \text{год}^{-1} = 5,8 \text{ т.р./г.};$$

от внезапности  $y_{\text{о}} P \omega = 30 \text{руб./кВт} \cdot 2 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot 0,016 \text{год}^{-1} = 1 \text{ т. руб./год.}$

Среднегодовой ущерб от аварий трансформатора ТП1 10 тыс. руб./год.

**Авария на ТП2** при времени ремонта до 50 часов не приводит к срыву технологического процесса, перерыв электроснабжения более 50 часов приводит к остановке работы цехов 1 и 3 и браку их продукции (для цеха 1 сразу, для цеха 3 через 5 часов). Среднегодовой ущерб от аварии:

**в цехе 1** от простоя

$$y_{\text{е1}} P \cdot 8760 \cdot T_{\text{е}} \omega / 8760 = 2 \text{руб./кВт} \cdot \text{ч} \cdot 2 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot 50 \text{ч} \cdot 0,016 \text{год}^{-1} \cdot 0,5 = 1,6 \text{ т.руб./г.}$$

(коэффициент 0,5 взят, т.к. время восстановление трансформатора подчи-



няется закону Пуассона с математическим ожиданием и СКО 50 часов, следовательно, каждая 2-я авария не будет проходить без последствий для технологического процесса);

от внезапности  $y_{01}P\omega = 10 \text{руб/кВт} \cdot 2 \cdot 10^3 \text{кВт} \cdot 0,016 \text{год}^{-1} \cdot 0,5 = 0,2 \text{ т. руб./год}$ ;

**в цехе 2** от простоя

$y_{e2}P \cdot 8760 \cdot T_e \omega / 8760 = 1 \text{руб/кВт} \cdot \text{ч} \cdot 2 \cdot 10^3 \text{кВт} \cdot 50 \text{ч} \cdot 0,016 \text{год}^{-1} = 1,6 \text{ т.руб./год.}$ ;

от внезапности – отсутствует;

**в цехе 3** от простоя

$y_{e3}P \cdot 8760 \cdot T_e \omega / 8760 = 4 \text{руб/кВт} \cdot \text{ч} \cdot 2 \cdot 10^3 \text{кВт} \cdot 45 \text{ч} \cdot 0,016 \text{год}^{-1} \cdot 0,5 = 2,9 \text{ т.руб./г.}$ ;

от внезапности  $y_{03}P\omega = 30 \text{руб/кВт} \cdot 2 \cdot 10^3 \text{кВт} \cdot 0,016 \text{год}^{-1} \cdot 0,5 = 0,5 \text{ т. руб./год}$ .

Среднегодовой ущерб от аварий трансформатора ТП2 7 тыс. руб./год.

**Авария на ТП3** приводит к остановке работы цехов 1 и 3 и браку их продукции (для цеха 1 сразу, для цеха 3 через 5 часов).

Среднегодовой ущерб от аварии:

**в цехе 1** от простоя

$y_e P \cdot 8760 \cdot T_e \omega / 8760 = 2 \text{руб/кВт} \cdot \text{ч} \cdot 2 \cdot 10^3 \text{кВт} \cdot 50 \text{ч} \cdot 0,016 \text{год}^{-1} = 3,2 \text{ т.руб./год.}$ ;

от внезапности  $y_0 P\omega = 10 \text{руб/кВт} \cdot 2 \cdot 10^3 \text{кВт} \cdot 0,016 \text{год}^{-1} = 0,3 \text{ тыс. руб./год}$ ;

**в цехе 2** от простоя и внезапности – отсутствуют;

**в цехе 3** от простоя

$y_e P \cdot 8760 \cdot T_e \omega / 8760 = 4 \text{руб/кВт} \cdot \text{ч} \cdot 2 \cdot 10^3 \text{кВт} \cdot 50 \text{ч} \cdot 0,016 \text{год}^{-1} = 6,4 \text{ т.руб./год.}$ ;

от внезапности  $y_0 P\omega = 30 \text{руб/кВт} \cdot 2 \cdot 10^3 \text{кВт} \cdot 0,016 \text{год}^{-1} = 1 \text{ тыс. руб./год}$ .

Среднегодовой ущерб от аварий трансформатора ТП3 10 тыс. руб./год.

Результаты могут быть полезны при рассмотрении проекта реконструкции одното́нсоваторных ТП1 и ТП3 в двухто́нсоваторные. Для цеха 2 наиболее целесообразным мероприятием по увеличению надежности является увеличение технологического резерва деталей до 100 ч.

**Пример 10.2.** Оценить ущерб заводу подъемно-транспортного оборудования мощностью 10 МВА, подключенному к СЭС с коэффициентом аварийных ремонтов  $K_v=0,001$ , коэффициентом плановых ремонтов  $K_n=0,01$ , частотой отказов  $\omega = 0,1 \text{ год}^{-1}$ .

Решение. Время восстановления  $T_v=8760K_v/\omega = 87,6 \text{ ч}$ . Справочные данные по удельным ущербам на заводе [7, 13, 14]: ущерб от внезапности 15 руб/кВт, ущерб от аварийных простоев 1 руб/кВт ч, ущерб от плановых простоев 0,2 руб/кВт ч. Доля технологической брони 0,3.

Ущерб от аварийных простоев  $Y_e = y_e^B K_v P_{cp} t_{pab} = 1 \cdot 0,001 \cdot 10^4 \cdot 8760 = 87,6 \text{ тыс. руб./год}$ ; от плановых простоев  $Y_n = y_n^B K_n P_{cp} t_{pab} = 0,2 \cdot 0,01 \cdot 10^4 \cdot 8760 = 175,2 \text{ тыс. руб./год}$ ; от внезапности  $Y_0 = \alpha y_0 (T_e) \omega P_{cp} = 0,3 \cdot 15 \cdot 0,1 \cdot 10^4 = 4,5 \text{ тыс. руб./год}$ . Всего ущерб 267,3 тыс.руб./год.

## Лекция 11

### КАПИТАЛЬНЫЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ЗАТРАТЫ

#### Методика расчета капитальных затрат

**Капитальные затраты** – это единовременные денежные средства, которые необходимы для строительства новых объектов, развития и реконструкции действующих электрических сетей.

Существует несколько подходов для определения капитальных вложений в объекты электроснабжения.

Наиболее полным и достоверным является **составление сметной документации**. Сметы составляют по рабочим чертежам и спецификациям. Они определяют стоимость отдельных объектов и видов работ. Однако составление сметной документации сопряжено со значительными трудностями, поскольку необходимо располагать обширной нормативно-справочной документацией.

#### Укрупненные показатели

Поэтому на начальных этапах проектирования допускается **упрощенный подход**, базирующийся на использовании **укрупненных показателей**, полученных на основе опыта проектирования и строительства различных объектов электрических сетей.

В укрупненных показателях учтены (и усреднены) многочисленные факторы, влияющие на стоимость строительства. Так на стоимость сооружения воздушных линий влияют: номинальное напряжение и площадь сечения проводов, число цепей, тип и материал опор, климатический район сооружения линии по гололеду и ветру, характер рельефа местности и условия прохождения трассы линии (населенная и ненаселенная местность), удаленность от производственных баз и др.

В справочнике [20, 23] (см. рис. 11.1) приведены только некоторые факторы: марка и сечение провода, тип и материал опор и район по гололеду. Остальные факторы являются несущественными или учет их крайне сложен и нецелесообразен на начальной стадии проектирования.

Опоры ВЛ	Марка и сечение провода (алюминий/сталь)	Стоимость строительства, тыс. руб. за 1 км, в районе по гололеду			
		I	II	III	IV
Железобетонные одноцепные	АС 70/11	6,1	(6,7)	(8)	(8,9)
	АС 95/16	6,3	6,7	(7,9)	(8,6)
	АС 120/19	6,5	6,8	7,7	(8,3)
	АС 150/24	7,2	7,8	7,9	8,3

Рис. 11.1

Цены 1991 года, заложенные в укрупненные показатели, с течением времени существенно изменились и продолжают изменяться. Это вызывает затруднения при проведении технико-экономических расчетов. Изменения цен учитывают путем введения **поправочного коэффициента**, зависящего от года реализации проекта. Этот коэффициент можно найти в интернете по запросу «калькулятор инфляции».

Капитальные вложения в линии электропередачи определяются по формулам  $K = Lq$ , где  $L$  – протяженность линий, км;  $q$  – укрупненный показатель руб./км. Можно использовать более сложные аппроксимационные формулы, учитывающие, что более короткие линии дороже из-за большого количества сложных опор. Например, величина капитальных вложений в короткие линии (до 5 км) определяется по формулам:

$$\text{для ВЛ 10 кВ } K = q \left( 0,86 + \frac{L}{L+10} \right) L; \text{ для ВЛ 35 кВ } K = q \left( 0,8 + \frac{L}{L+35} \right) L.$$

### Капитальные затраты на элементы СЭС

Существует другой методический подход расчета капитальных вложений [22]. Он основан на **аппроксимации укрупненных показателей стоимости отдельных элементов сетей**. В этом случае стоимость представляется в виде зависимости от **выбираемых параметров**.

Например, для линии электропередачи зависимость стоимости 1 км линии от *сечения проводов  $F$*  и *номинального напряжения  $U_{\text{ном}}$*  можно определить по аналитическому выражению вида:

$$K_{\text{л}} = A_{\text{л}} + B_{\text{л}} U_{\text{ном}}^2 + C_{\text{л}} F,$$

где  $A_{\text{л}}$ ,  $B_{\text{л}}$ ,  $C_{\text{л}}$  – коэффициенты аппроксимации, приводимые в справочниках [20, 23] (см. рис. 11.2).

Климатический район по гололеду	Число цепей	Опора	Коэффициенты		
			$A_{\text{л}}$ , тыс. руб/км	$B_{\text{л}} \cdot 10^{-6}$ , тыс.руб/(км·кВ) <sup>2</sup>	$C_{\text{л}}$ , тыс.руб/(км·мм) <sup>2</sup>
II	1	Стальная,	9,63	87,5	13
		ж/б	6,44	71,3	16
	2	Стальная,	11,04	255	29
		ж/б	8,7	214	36

Рис. 11.2

Для оборудования ТП также можно использовать аппроксимирующие зависимости. Стоимость одного трансформатора зависит от *номинального напряжения (ВН)  $U_{\text{ном}}$*  и *мощности  $S_{\text{ном}}$* . Ее можно определить по формуле

$$K_m = A_m + B_m U_{ном}^2 + C_m S_{ном}.$$

Стоимость одной ячейки с выключателем зависит от *номинального напряжения*  $U_{ном}$ :

$$K_я = A_я + B_я U_{ном}^2.$$

Стоимость компенсирующих устройств (батарей конденсаторов, шунтирующих реакторов, синхронных компенсаторов) укрупнено определяется с учетом их *мощности*  $Q_{ку}$ :

$$K_{ку} = A_{ку} Q_{ку}.$$

Постоянная часть затрат на ТП зависит от *номинального напряжения*  $U_{ном}$  и приближенно определяется по формуле

$$K_{мп} = A_{мп} + B_{мп} U_{ном}^2.$$

**Пример 11.1.** Определить капитальные затраты на строительство ТП 110/35 кВ с двумя трансформаторами мощностью 6300 кВ·А, двумя ячейками 110 кВ и двумя ячейками 35 кВ, при наличии продольной емкостной компенсации каждой из линий батареями конденсаторов мощностью 1 МВАр.

**Решение.** С использованием справочной литературы [20, 23] определяем затраты в ценах 1991 года.

Стоимость элементов, находящихся на ТП:

стоимость 1 трансформатора 110/35 кВ, мощностью 6300 кВ·А

$$K_m = A_m + B_m U_{ном}^2 + C_m S_{ном} = 20 + 1,43 \cdot 10^{-3} \cdot 110^2 + 0,886 \cdot 6,3 = 42,9 \text{ т.р.};$$

стоимость 1 ячейки 110 кВ:  $K_я = A_я + B_я U_{ном}^2 = 15 + 2,1 \cdot 10^{-3} \cdot 110^2 = 40,4 \text{ т.р.};$

стоимость 1 ячейки 35 кВ:  $K_я = A_я + B_я U_{ном}^2 = 15 + 2,1 \cdot 10^{-3} \cdot 35^2 = 17,6 \text{ т.р.};$

стоимость 1 компенсирующего устройства:  $K_{ку} = A_{ку} Q_{ку} = 4,6 \cdot 1 = 4,6 \text{ т.р.};$

постоянные затраты ТП:  $K_{мп} = A_{мп} + B_{мп} U_{ном}^2 = 50 + 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot 110^2 = 65,7 \text{ т.р.};$

Суммарные затраты  $K = 42,9 \cdot 2 + 40,4 \cdot 2 + 17,6 \cdot 2 + 4,6 \cdot 2 + 65,7 = 276,7 \text{ т.р.}$   
В ценах на 2014 год (коэффициент 150) стоимость ТП составит 41500 т. р.

### Методика расчета эксплуатационных затрат

Годовые эксплуатационные издержки включают затраты, связанные с поддержанием электрической сети в нормальном техническом состоянии, а также стоимость потерь электроэнергии в элементах электрической сети.

Ежегодные издержки включают следующие статьи расходов:

- **отчисления на амортизацию** объектов электрической сети;
- **расходы на поддержание технического состояния** электрической сети (технические обслуживания и текущие ремонты);
- **стоимость потерь электроэнергии** в элементах электрической сети.

### Амортизационные отчисления

Необходимость накопления **амортизационных отчислений** обусловлена тем, что каждый элемент электрической сети рассчитывается на опре-

деленный срок службы  $t_c$ . Амортизационные отчисления включают затраты на капитальный ремонт и средства на полное восстановление электрической сети, и обычно рассчитываются исходя из нормы отчислений на амортизацию:

$$I_a = \sum_{i=1}^n 0,01 K_i P_{ai},$$

где  $P_{ai}$  – годовая норма отчислений на амортизацию по  $i$ -му элементу сети, %;  $K_i$  – капитальные вложения в  $i$ -й элемент сети;  $n$  – количество элементов.

Годовая норма амортизационных отчислений дифференцирована по элементам электрической сети и утверждены Постановлением Правительства РФ от 1.01.2002 г. №1 [23] (см. рис. 11.3).

Наименование элементов электрических сетей	Срок полезного использования, лет	Коэффициент амортизации, $P_a$ , %
Трансформаторы, выключатели, разъединители, отделители, преобразователи статические	от 15 до 20	6,7 ... 5

Рис. 11.3

При установлении величины расходов на амортизацию следует учитывать как физический, так и моральный износ оборудования. При этом под моральным износом понимается ситуация, когда с течением времени выпускается новое оборудование, обладающее улучшенными техническими характеристиками, например, вакуумные и элегазовые выключатели по сравнению с масляными аппаратами.

Аналитическое выражение для определения годовой нормы отчислений на амортизацию имеет вид:

$$P_a = \frac{K - K_{\text{л}}}{K t_c},$$

где  $K$  – капитальные вложения;  $K_{\text{л}}$  – ликвидационная (остаточная) стоимость объекта после прекращения его функционирования, включая стоимость материалов и оборудования, которые могут быть использованы по другому назначению после ликвидации данного объекта;  $t_c$  – расчетный срок службы объекта. Из приведенного выражения видно, что норма на амортизацию обратно пропорциональна сроку службы.

### Эксплуатационные расходы

В [24] рекомендуется определять **эксплуатационные расходы** на ремонт и обслуживание электросетевого хозяйства через условные единицы (у.е.). Указанные условные единицы дифференцированы для различных элементов сетей [20, 23] (см. рис. 11.4).

Вид оборудования (элементов сети)	Единица измерения	Нормы у.е. на ед. измерения
<b>Воздушные линии электропередачи</b>		
а) напряжением 35-110 кВ, опоры двухцепные:		
металлические	1 км	3,3
железобетонные	1 км	2,6

Рис. 11.4

Затраты на обслуживание электрической сети

$$I_o = \gamma_c \sum_{i=1}^n Q_i,$$

где  $\gamma_c$  – стоимость эксплуатационных работ, соответствующая 1 у.е. (переходя например к ценам на 01.01.2009 г. можно принять  $\gamma_c = 2800$  руб/у.е.);  $Q_i$  – объем работ по обслуживанию  $i$ -го элемента сети, у.е (см. рис. 10.3).

При подсчете числа у.е. следует учитывать количество присоединение различного напряжения на ТП, число трансформаторов и других элементов в сети, поскольку у.е. приводятся как на 1 км линий, так и на единицу оборудования ТП.

### Стоимость потерь электроэнергии

Ежегодные издержки на покрытие **потерь электроэнергии** в звеньях электрической сети, тыс. руб., определяют по следующим формулам:

$$- \text{для линии: } I_n = (S_p / U_{ном})^2 R_0 L \tau c \cdot 10^{-5},$$

где  $S_p$  – расчетная максимальная нагрузка линии, кВ·А;  $U_{ном}$  – номинальное напряжение, кВ;  $R_0$  – удельное активное сопротивление проводов, Ом/км;  $L$  – длина линии, км;  $\tau$  – время потерь, ч/год;  $c$  – стоимость электроэнергии, коп/(кВт·ч).

$$- \text{для трансформатора: } I_n = ((S_p / S_{ном})^2 p_k \tau + p_x t_v) \cdot c \cdot 10^{-5},$$

где  $S_{ном}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;  $p_k$  и  $p_x$  – потери короткого замыкания и холостого хода трансформатора, кВт;  $t_v$  – время включенного состояния трансформатора.

**Пример 11.2.** Определить эксплуатационные расходы в ТП промышленного предприятия напряжением 35/10 кВ с трансформатором ТМН мощностью  $S_{ном}=4$  МВ·А, обеспечивающего нагрузку максимальной мощностью  $S_p=3,4$  МВ·А. Стоимость закупленной предприятием электроэнергии  $c=263$  коп/(кВт·ч), время потерь  $\tau=2000$  ч/г.

**Решение.** Эксплуатационные расходы для трансформатора складываются из: амортизационных отчислений, затрат на обслуживание и стоимости потерь энергии в трансформаторе. Расчеты выполним используя справочную информацию в [20, 23].

Капитальные вложения в ценах 2014 года оцениваем по укрупненному показателю и коэффициенту инфляции:  $K = qk = 40 \cdot 150 = 6000$  т.р.

Амортизационные отчисления считаем пропорциональными капитальным затратам:  $I_a = 0,01K_i P_{ai} = 0,01 \cdot 6000 \cdot 6 = 360$  т.р.

Затраты на обслуживание:  $I_o = \gamma_c Q_{mn} = 2,8 \cdot 145,8 = 408$  т.р.

По справочнику [23] находим потери трансформатора в режимах короткого замыкания  $p_k = 33,5$  кВт и холостого хода  $p_x = 6,7$  кВт. Учитывая эквивалентное время потерь и время работы трансформатора, получаем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе:

$$I_n = ((S_p / S_{ном})^2 p_k \tau + p_x t_g) \cdot c \cdot 10^{-5} = ((3,4 / 4)^2 \cdot 33,5 \cdot 2000 + 6,7 \cdot 8760) \cdot 263 \cdot 10^{-5} = 281,7 \text{ т.р.}$$

Итого годовые эксплуатационные расходы составляют:

$$360 + 408 + 282 = 1060 \text{ т.р.}$$

### Тарифы на электроэнергию

В настоящее время применяются в основном два вида тарифов: **одноставочные и двухставочные**.

**Одноставочный тариф** определяет плату за 1 кВт·ч, отпущенной потребителю электроэнергии

$$\Pi = b \cdot W_a,$$

где  $b$  – тарифная ставка, руб./(кВт·ч);  $W_a$  – количество потребленной электроэнергии, кВт·ч.

**Двухставочный тариф** состоит из основной и дополнительной ставок. **Основная ставка**  $\alpha$ , руб./(кВт·мес.), предусматривает плату за каждый кВт договорной (заявленной потребителем) мощности  $P_{д.макс}$ , участвующей в максимуме нагрузки ЭС. **Дополнительная ставка**  $\beta$ , руб./(кВт·ч), предусматривает плату за **потребленную электроэнергию**  $W_a$ , учтенную счетчиками. Общая плата за электроэнергию будет

$$\Pi = \alpha \cdot P_{д.макс} + \beta \cdot W_a.$$

Двухставочный тариф в большей степени *отвечает структуре себестоимости электроэнергии*. Основная ставка предусматривает возмещение потребителями условно постоянных затрат СЭС, идущих на развитие. Дополнительная ставка возмещает условно переменные затраты ЭС.

При оценке инвестиционных проектов в СЭС промышленного предприятия указанные выше тарифы позволяют определить стоимость закупленной электроэнергии. При оценке проектов в СЭС энергоснабжающей организации тарифы позволяют рассчитать доходы организации.

## Лекция 12

### СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СЭС

#### Постановка задачи

С точки зрения последствий перерывов электроснабжения все потребители электроэнергии можно разделить на два принципиально различных вида [15, 16]. К первому виду относятся такие потребители, перерыв электроснабжения которых недопустим либо из-за опасности для жизни людей, либо из-за особой важности работ потребителей. Ко второму виду относятся потребители, перерыв электроснабжения которых вызывает материальный ущерб. К первому виду следует отнести электроприемники 1-ой категории (по классификации ПУЭ), ко второму виду – все остальные электроприемники. Очевидно, что при указанном делении потребителей уровни надежности их электроснабжения должны определяться различно.

Для первого вида уровень надежности СЭС должен устанавливаться в соответствии с определенными нормами. В этом случае задача проектирования состоит в выборе варианта СЭС, обеспечивающего заданный уровень надежности при минимуме затрат (рис. 12.1а).

Для второго вида уровень надежности определяется на основе технико-экономического анализа. В этом случае задача заключается в определении оптимальных значений надежности и затрат из условия минимальной суммы затрат и ущербов от перерывов электроснабжения (рис. 12.1б).

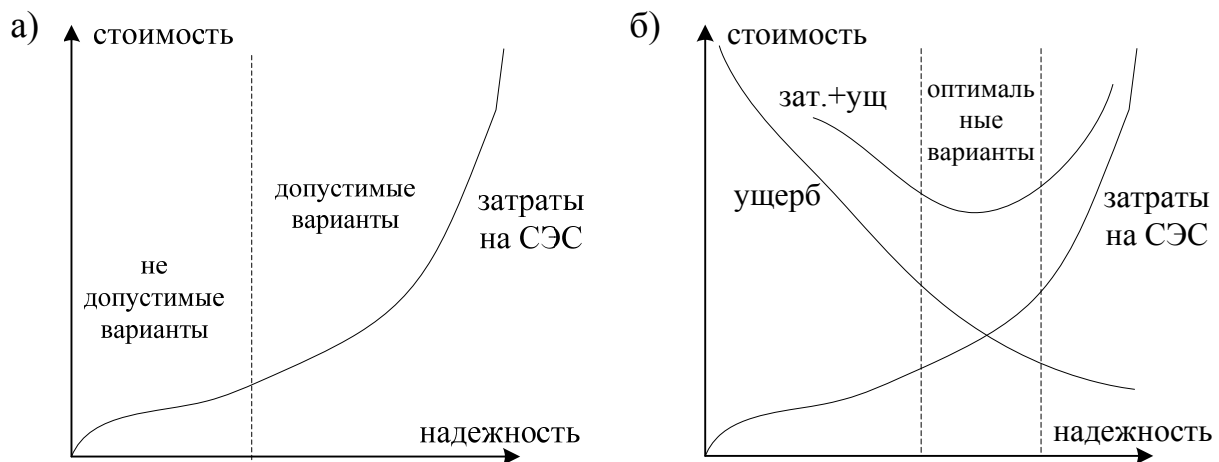


Рис. 12.1

В большинстве случаев организация электроснабжения потребителей может быть выполнена с использованием нескольких вариантов. Для таких ситуаций необходимо проводить **сравнительный анализ экономической эффективности альтернативных вариантов** построения сети.

Рассматриваемые варианты должны обеспечивать:

- *учет требований нормативных документов;*



- *требуемый уровень полезно отпускаемой электроэнергии;*
- *выполнение требований по надежности и качеству электроэнергии;*
- *выполнение требований по охране окружающей среды.*

Все экономические показатели сравниваемых вариантов определяются в ценах одного временного уровня. Выбранный вариант должен удовлетворять условию, при котором его **экономическое преимущество устойчиво сохраняется** при небольшом изменении исходных показателей в пределах вероятного диапазона их значений.

Для проведения технико-экономического анализа нужно использовать **единый критерий эффективности**. Этот экономический критерий должен учитывать баланс между интересами потребителей электроэнергии и интересами электроснабжающих организаций.

Для **энергоснабжающей организаций** обеспечение заданной надежности выражается в **повышении капитальных затрат и ежегодных издержек на содержание резервного электрооборудования**. Для потребителя энергии важно оценить **ущерб из-за ненадежности энергоснабжения** в случае нарушения технологического процесса и срыва поставок своей продукции.

### **Сравнение методик оценки эффективности проектов**

В выпущенных в СССР учебных пособиях в качестве основного критерия экономической эффективности сравниваемых вариантов принимались *приведенные годовые затраты*

$$I_n = EK_n + Z_n \rightarrow \min ,$$

где  $E$  – нормативный коэффициент эффективности;  $K_n$  – капитальные вложения  $n$ -го варианта;  $Z_n$  – ежегодные эксплуатационные расходы. Помимо приведенных затрат обычно проводился расчет *срока окупаемости капитальных вложений*.

Основной недостаток этой методики заключается в том, что в качестве *критерия выбора наилучшего варианта используются приведенные затраты, а не прибыль*, которая в наибольшей степени отвечает требованиям рыночной экономики. Такой подход также не может быть использован для проектов, направленных на *улучшение качества продукции*, так как в этом случае увеличиваются издержки на производство и реализацию продукции за счет применения более качественных и дорогостоящих материалов.

Рассмотренные выше показатели – минимум приведенной стоимости и срок окупаемости капитальных вложений применимы при **статической постановке задачи**, которая не учитывает динамику затрат и эффектов во времени. Так принимается, что капитальные вложения осуществляются однократно (т.е. делаются один раз перед началом эксплуатации), текущие эксплуатационные расходы постоянны и по годам не меняются. Эти показатели применимы при одинаковых по сравниваемым вариантам объемах продукции.

Наиболее общей постановкой задачи по определению эффективности инвестиций является **динамическая**, которая учитывает распределение во времени чистого притока и оттока капитала в течение срока эксплуатации объекта, поскольку прибыль, полученная в начальный период, предпочтительнее прибыли, полученной на более поздней стадии.

В настоящее время введены в действие «Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов и отбору их для финансирования» [21], в которых используются основные принципы, а также сложившиеся и апробированные в мировой практике подходы к оценке эффективности инвестиционных проектов, адаптированные к рыночной экономике.

Основные принципы, которые заложены в этих рекомендациях, сводятся к следующему:

- рассмотрение проекта *на протяжении всего расчетного периода*;
- *определение эффективности* инвестиционных проектов *на основе денежного потока*, учитывающего поступления и платежи при реализации проекта для всего расчетного периода;
- обязательное *приведение к начальному моменту стоимости*, как инвестируемого капитала, так и суммарных денежных потоков;
- *выбор дифференцированной ставки* в процессе дисконтирования денежного потока для различных инвестиционных проектов и вариаций формы используемой ставки в зависимости от целей оценки.

### Норма дисконта

Эффективность инвестиционного проекта должна определяться на основе денежного потока, представляющего собой зависимость от времени денежных поступлений и платежей для всего расчетного периода. Расчетный период целесообразно разбить на шаги, используемые для оценки финансовых показателей.

**Разновременные денежные потоки** (денежные поступления, капитальные вложения и пр.) **необходимо привести к их ценности на определенный момент времени**. Как правило, таким моментом является начало осуществления капитальных вложений.

Для приведения разновременных затрат используется **норма дисконта**  $E$ , равная норме дохода на капитал и выраженная в процентах в год. Приведение денежного потока для  $m$ -го периода к начальному моменту времени осуществляется путем умножения его на **коэффициент дисконтирования**:

$$\alpha_m = \frac{1}{(1 + E)^m}.$$

В рыночной экономике при использовании собственного капитала норма дисконта определяются исходя из депозитного процента по вкладам. На практике она выше этого процента за счет инфляции и риска, связанного с

инвестициями. В случае, когда весь капитал заемный, норма дисконта представляет собой соответствующую процентную ставку, определяемую условиями процентных выплат и погашений по займам.

С учетом темпов инфляции и рисков норму дисконта можно определить по следующей формуле

$$E = \frac{1+r}{1+i} + p - 1,$$

где  $r$  – ставка рефинансирования, установленная ЦБ РФ на текущий год;  $i$  – темпы инфляции;  $p$  – поправка на риск. Приблизительная поправка на риск оценивается экспертным путем в зависимости от целей инвестиционного проекта.

Таким образом, **норму дисконта можно определить как минимальный уровень доходности инвестиционного проекта, при котором он представляет экономический интерес.**

В мировой практике наибольшее распространение получил метод оценки экономической эффективности инвестиционного проекта с использованием следующих четырех показателей: **чистого дисконтированного дохода, индекса доходности, внутренней нормы доходности и срока окупаемости капитальных вложений.**

### Чистый дисконтированный доход

**Чистый дисконтированный доход (ЧДД)** характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта с учетом неравномерности эффектов (затрат, результатов), относящихся к различным периодам времени.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается по формуле

$$\text{ЧДД} = \sum_{m=0}^n \Phi_m \alpha_m,$$

где  $\Phi_m$  – денежный поток в  $m$ -ом временном интервале. Для признания проекта эффективным, необходимо, чтобы чистый дисконтированный доход проекта был положительным.

**Пример 12.1.** Для реализации проекта требуются инвестиции, вносимые единовременно в размере 500 тыс. руб. Чистые денежные притоки по годам ориентировочно составят (тыс. руб.) 1-й год – 200; 2-й год – 225; 3-й год – 260; 4-й год – 320. Ставку дисконта принимаем 20%. Сделать вывод об экономической целесообразности проекта на основе ЧДД.

**Решение.** Чистый дисконтированный доход:

$$\text{ЧДД} = \frac{200}{(1+0,2)^1} + \frac{225}{(1+0,2)^2} + \frac{260}{(1+0,2)^3} + \frac{320}{(1+0,2)^4} - 500 = 127,8 \text{ тыс. руб.}$$

Поскольку ЧДД положителен, целесообразна реализация проекта.

Применительно к электрическим сетям, ЧДД может быть определен по формуле

$$ЧДД = \sum_{m=0}^n \frac{D_m - I_m - K_m - Y_m}{(1 + E)^m},$$

где  $D_m$  – суммарный доход  $m$ -ом году за поставку электроэнергии;  $I_m$  – годовые эксплуатационные расходы;  $K_m$  – капитальные вложения;  $Y_m$  – ущерб (с учетом или без учета риска),  $n$  – расчетный срок инвестиционного проекта.

Если рассматривается несколько вариантов построения сети, то необходимо определять ЧДД для каждого варианта, и лучшим будет тот из вариантов, у которого ЧДД наибольший.

### Примеры оценки и реализации инвестиционных проектов

**Пример 12.2.** Энергоснабжающая организация закупает электроэнергию по 1,7 руб./кВт ч, а реализует потребителям по 2 руб./кВт ч. Капитальные затраты на проект, который заключается в подключении дополнительного потребителя мощностью 100 кВт, вносятся единовременно и составляют 500 тыс. руб. Эксплуатационные расходы составят (тыс. руб.) 1-й год – 20; 2-й год – 22; 3-й год – 26; 4-й год – 28. Ставка дисконта 20%. Сделать вывод об экономической целесообразности проекта.

**Решение.** Реализация проекта по годам:

– капитальные вложения – 500000 руб.;

– результаты реализации в 1-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 20000}{(1+0,2)^1} = 202333$  руб.;

– результаты реализации в 2-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 22000}{(1+0,2)^2} = 167222$  руб.;

– результаты реализации в 3-ем году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 26000}{(1+0,2)^3} = 137037$  руб.;

– результаты реализации в 4-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 28000}{(1+0,2)^4} = 113233$  руб.

$$ЧДД = \sum_{m=0}^n \frac{D_m - I_m - K_m}{(1 + E)^m} = -500 + 202 + 167 + 137 + 113 = 120 \text{ тыс. руб.}$$

Поскольку ЧДД положителен, целесообразна реализация проекта.

**Пример 12.3.** В примере 12.2 показатели надежности СЭС потребителя:  $T_g = 10$  ч – время восстановления,  $\omega = 10^{-1}$  год<sup>-1</sup> – частота отказов. Удельный ущерб:  $y_g = 50$  руб./кВт ч – от простоя,  $y_0 = 1000$  руб./кВт – от внезапности. Сделать вывод об экономической целесообразности проекта с учетом ущерба.

**Решение.** Среднегодовой ущерб

$$Y = y_g P \cdot 8760 \frac{\omega T_g}{8760} + y_0 P \omega = 50 \cdot 100 \cdot 10 \cdot 0,1 + 1000 \cdot 100 \cdot 0,1 = 25000 \text{ руб.}$$

Реализация проекта по годам:

- капитальные вложения – 500000 руб.;
- результаты в 1-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 20000 - 25000}{(1+0,2)^1} = 181500$  руб.;
- результаты в 2-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 22000 - 25000}{(1+0,2)^2} = 149861$  руб.;
- результаты в 3-ем году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 26000 - 25000}{(1+0,2)^3} = 122569$  руб.;
- результаты в 4-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 28000 - 25000}{(1+0,2)^4} = 101177$  руб.

$$ЧДД = \sum_{m=0}^n \frac{D_m - I_m - K_m - Y_m}{(1+E)^m} = -500 + 181 + 150 + 123 + 101 = 55 \text{ тыс. руб.}$$

Поскольку ЧДД положителен, реализация проекта целесообразна, однако ЧДД значительно уменьшился при учете ущерба.

**Пример 12.4.** В примере 12.2 при фактической реализации проекта авария произошла на 3-й год. Ущерб от аварии составил 400 тыс. руб. Оценить результаты реализации проекта.

**Решение.** Фактический ущерб от аварии может быть намного больше среднегодового ущерба. Согласно данным о частоте отказов  $\omega = 10^{-1}$  год<sup>-1</sup> авария происходит 1 раз в 10 лет. При этом сумма в  $25 \cdot 10 = 250$  тыс. руб. является только математическим ожиданием ущерба. Распределение Пуассона, описывающее аварийные отказы оборудования, имеет СКО равное математическому ожиданию. Поэтому авария с фактическим ущербом в 400 тыс. руб. вполне возможна.

Реализация проекта по годам:

- капитальные вложения – 500000 руб.;
- результаты в 1-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 20000}{(1+0,2)^1} = 202333$  руб.;
- результаты в 2-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 22000}{(1+0,2)^2} = 167222$  руб.;
- результаты в 3-ем году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 26000 - 400000}{(1+0,2)^3} = -94444$  руб.;
- результаты в 4-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 28000}{(1+0,2)^4} = 113233$  руб.

$$ЧДД = \sum_{m=0}^n \frac{D_m - I_m - K_m - Y_m}{(1+E)^m} = -500 + 202 + 167 - 94 + 113 = -112 \text{ тыс. руб.}$$

**Фактический ЧДД** оказался отрицательным. Если реализуемый проект является единственным проектом организации, то вместо ожидаемой прибыли организация потерпит убытки. Чтобы этого избежать, необходимо

дополнительно *страховать ответственность за возмещения ущерба*. Если проектов несколько, то *они взаимно страхуют друг друга*.

**Пример 12.5.** В примере 12.2 затраты на страховку составляют 45 тыс. руб. в год. Сделать вывод об экономической целесообразности проекта.

Реализация проекта по годам:

- капитальные вложения – 500000 руб.;
- результаты в 1-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 20000 - 45000}{(1+0,2)^1} = 164833$  руб.;
- результаты в 2-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 22000 - 45000}{(1+0,2)^2} = 135972$  руб.;
- результаты в 3-ем году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 26000 - 45000}{(1+0,2)^3} = 110995$  руб.;
- результаты в 4-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 100 \cdot 8760 - 28000 - 45000}{(1+0,2)^4} = 91532$  руб.

$$ЧДД = \sum_{m=0}^n \frac{D_m - I_m - K_m - Y_m}{(1+E)^m} = -500 + 165 + 136 + 111 + 91 = 3 \text{ тыс. руб.}$$

С учетом страховки проект становится фактически убыточным.

**Пример 12.5.** В примере 12.2 организация одновременно реализует 10 проектов. При фактической реализации проекта 1 авария с ущербом 400 тыс. руб. произошла на 3-й год; проекта 2 авария с ущербом в 100 тыс. руб. произошла в 4-ом году. Остальные восемь проектов работали без аварий. Оценить результаты реализации проектов.

**Решение.** Реализация проекта по годам:

- капитальные вложения – 5000 тыс. руб.;
- результаты в 1-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 1000 \cdot 8760 - 200000}{(1+0,2)^1} = 2023$  тыс. руб.;
- результаты в 2-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 1000 \cdot 8760 - 220000}{(1+0,2)^2} = 1672$  тыс. руб.;
- результаты в 3-ем году  $\frac{(2-1,7) \cdot 1000 \cdot 8760 - 260000 - 400000}{(1+0,2)^3} = 1139$  тыс. руб.;
- результаты в 4-ом году  $\frac{(2-1,7) \cdot 1000 \cdot 8760 - 280000 - 100000}{(1+0,2)^4} = 1084$  тыс. руб.

$$ЧДД = \sum_{m=0}^n \frac{D_m - I_m - K_m - Y_m}{(1+E)^m} = -5000 + 2023 + 1672 + 1139 + 1084 = 919 \text{ тыс. руб.}$$

ЧДД от совместной реализации 10 проектов положителен.

### Другие критерии экономичности проекта

**Индекс доходности (ИД)** представляет отношение суммы приведенных эффектов к величине капитальных вложений и равен

$$ИД = \frac{ЧДД + К}{К}.$$

Индекс доходности тесно связан с ЧДД. Если  $ЧДД > 0$ , то  $ИД > 1$ , и наоборот, если  $ЧДД < 0$ , то  $ИД < 1$ . Он строится из тех же элементов, что и ЧДД и является его выражением в относительной форме. Это означает, что из двух показателей (ИД и ЧДД) можно использовать один.

Индекс доходности необходимо рассчитывать, если из ряда потенциальных инвестиционных проектов, в силу *ограниченности финансовых ресурсов, необходимо выбрать несколько наиболее перспективных*. Приоритет в данном случае отдается проектам с наиболее высоким уровнем ИД.

Под **внутренней нормой доходности (ВНД)** понимают значение ставки дисконтирования  $E = E_{вн}$ , при которой ЧДД проекта равен нулю. Для расчета ВНД необходимо приравнять ЧДД к нулю и решить получившееся уравнение относительно нормы дисконта  $E$ .

ВНД показывает максимально допустимый относительный уровень расходов, которые могут быть вложены в данный проект. Например, если проект финансируется за счет ссуды коммерческого банка, то значение ВНД показывает *верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки*, превышение которой делает проект убыточным.

**Сроком окупаемости называется время, за которое поступления от производственной деятельности предприятия покрывают затраты на инвестиции.** При расчетах срока окупаемости необходимо использовать дисконтирование как для притока, так и оттока денежных средств.

### Выбор оптимального варианта СЭС

Для СЭС с резервированием всех элементов частота критических отказов, приводящих к значительному ущербу, незначительна и составляет около одной аварии за 10 и более лет. Точно прогнозировать экономическую ситуацию на такой срок в условиях рыночной экономики крайне проблематично. Поэтому рекомендуется *сравнивать по отдельности надежность вариантов и их экономичность*.

Считая вариант № 1 базовым, выполним его сравнение с вариантом № 2. При сравнении двух вариантов возможны следующие случаи.

а) Варианты неразличимы по ущербу  $Y$  (**равной надежности**):

$$\frac{|Y_2 - Y_1|}{Y_1} < 0,05,$$

но различимы по затратам без учета ущерба

$$\frac{ЧДД_2 - ЧДД_1}{ЧДД_1} > 0,05.$$

В этом случае вариант №2 считается лучшим, чем вариант №1.

б) Варианты неразличимы по затратам (**равной экономичности**):

$$\frac{|ЧДД_2 - ЧДД_1|}{ЧДД_1} < 0,05,$$

но различимы по ущербу

$$\frac{Y_2 - Y_1}{Y_1} > 0,05.$$

В этом случае при условии вариант №1 лучше, чем вариант №2.

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

$$\frac{ЧДД_2 - ЧДД_1}{ЧДД_1} > 0,05 \text{ и } \frac{|Y_2 - Y_1|}{Y_1} > 0,05.$$

В этом случае ЧДД вычисляется с учетом ущерба. Если выполняется неравенство

$$\frac{ЧДД'_2 - ЧДД'_1}{ЧДД'_1} > 0,05,$$

то вариант №2 признается лучшим, чем вариант №1.

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

$$\frac{|ЧДД_2 - ЧДД_1|}{ЧДД_1} < 0,05 \text{ и } \frac{|Y_2 - Y_1|}{Y_1} < 0,05.$$

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

Для организации, реализующей большое количество инвестиционных проектов, **взаимно страхующих ущербы друг друга**, целесообразно рассчитывать ЧДД с учетом ущерба. Если

$$\frac{ЧДД'_2 - ЧДД'_1}{ЧДД'_1} > 0,05,$$

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

$$\frac{|ЧДД'_2 - ЧДД'_1|}{ЧДД'_1} < 0,05,$$

то варианты сравнивают **по другим техническим критериям** (удобству монтажа и обслуживания, возможности модернизации и т.д.).

### **Особенности проектов в СЭС промышленных предприятий**

При сравнении вариантов необходимо различать проекты, выполняемые в СЭС города, района и т.д. и проекты, выполняемые в СЭС промышленного предприятия.

В первом случае задачей организации является передача и распределение закупленной энергии между многочисленными потребителями. Рас-



рассмотренная выше методика сравнения по ЧДД в этом случае применяется без изменений.

Во втором случае СЭС является частью промышленного предприятия. Рассмотренную выше методику можно применить без изменений, если выполнять комплексную оценку проекта, рассчитывая изменение ЧДД предприятия от реализации продукции (металла, машин и т.д.). Однако такая оценка проекта сложна и целесообразна только для крупных инвестиционных проектов в СЭС предприятия, направленных **на улучшение качества конечной продукции**. Если не учитывать изменение качества конечной продукции (а следовательно и ее рыночной стоимости), то инвестиционный проект в СЭС предприятия может оказаться убыточным.

Для менее масштабных проектов, **не связанных с изменением качества конечной продукции**, можно ограничиться анализом только энергетической части предприятия. Задачей СЭС промышленного предприятия является наиболее *экономичное распределение энергии* между технологическими установками. Задачей технологических установок является наиболее *рациональное использование этой энергии* на выполнение технологического процесса. Общей задачей энергосистемы предприятия является уменьшение **доли стоимости энергии в затратах на производство продукции**.

В этом случае стоимость энергии в затратах на производство конечной продукции предприятия для базового варианта СЭС можно считать «доходом СЭС». Тогда ЧДД базового варианта будет равной нулю. Любой проект с положительным ЧДД уменьшает долю энергозатрат в стоимости конечной продукции и, следовательно, его реализация целесообразна.

### Неэкономические критерии проекта

В рассмотренной выше модели надежности учитывается только возможность отключения потребителей. На самом деле **понятие надежности намного шире** и включает в себя другие показатели качества электроэнергии [11]: несинусоидальность, несимметрию и т.д. От отклонений этих параметров от оптимальных (номинальных) значений потребитель также несет ущерб из-за **ухудшения качества продукции**. Несоответствие параметров качества электроэнергии приводит к **дополнительным потерям энергии**, как у потребителя, так и у снабжающей организации.

Таким образом, при технико-экономическом обосновании необходимо проводить расчеты по **комплексной оценке технического совершенства вариантов СЭС**.

Основная трудность *многокритериальной оптимизации* обусловлена противоречивостью показателей и их *различной значимостью*. Широко применяется метод, когда из совокупности частных показателей качества выбирается *главная характеристика* и по ней производится сопоставление проектных решений. При этом должны выполняться *ограничения на все остальные частные показатели качества*. Главный показатель может

быть выбран из совокупности технических характеристик (например, надежность).

Ограниченность рассматриваемого подхода очевидна, та как часто не бывает *достаточных оснований для выбора* в качестве результирующей целевой функции того или иного *показателя*. Например, выбор в качестве главной характеристики системы электроснабжения только показателей надежности приводит к фактическому неучету таких показателей как пропускная способность, качество электроэнергии, протяженность линий электропередачи и др.

### Обобщенный показатель качества

Поэтому целесообразно ввести **обобщенный показатель качества**, представляющий собой функцию от единичных показателей. Наибольшее распространение при проектировании получили следующие методы формирования обобщенного показателя качества:

- построение обобщенного показателя качества *на основе физических зависимостей* частных показателей качества;
- *интегральный показатель* качества;
- мультипликативная и аддитивная *формы свертки частных показателей* качества;
- получение обобщенного показателя качества *путем экспертного опроса*.

При этом *наиболее строгим* и точным выражением качества принимаемых технических решений является получение обобщенного показателя *через физические зависимости* выходных характеристик внутри рассматриваемой системы и сложного технического комплекса, включающего данную систему. Однако такой подход весьма сложен и не всегда осуществим.

*Интегральный показатель* применяют, когда установлен полезный суммарный эффект от эксплуатации изделия и известны суммарные затраты на его создание и эксплуатацию.

В ряде случаев результирующую целевую функцию строят на основе *аддитивных или мультипликативных преобразований* над выбранной системой выходных характеристик:

$$K_{m+1} = \sum_{i=1}^n d_i k_i \text{ или } K_{m+1} = \prod_{i=1}^n (k_i)^{d_i},$$

где  $k_i$  – единичный критерий качества  $i$ -го показателя;  $d_i$  – весовой коэффициент, характеризующий важность  $i$ -го показателя.

Основным недостатком рассматриваемой группы обобщенных показателей качества является возможность взаимной компенсации разнородных компонентов. При этом аддитивная свертка имеет наиболее простую математическую структуру, что облегчает решение задачи.

Экспертные методы для оценки проектных разработок основаны на использовании обобщенного опыта и интуиции специалистов. Их следует

применять, когда определение единичного или обобщенного показателя невозможно или затруднено использование более объективных методов (измерительного, расчетного, установление физической зависимости между параметрами).

Одним из наиболее часто применяемых подходов при экспертном определении коэффициентов весомостей, когда каждому показателю присваивается место (ранг) в ряду показателей. Эксперта просят ранжировать все показатели в порядке их предпочтения, затем наиболее важному показателю присваивают номер 1, следующему по важности – номер 2 и т.д.

При этом согласованность мнений экспертов (до 20 специалистов) проверяется коэффициентом Кендалла:

$$W = \frac{12S}{m^2(n^3 - n)},$$

где  $S$  – сумма квадратов отклонений всех оценок рангов каждого объекта экспертизы от среднего арифметического суммы рангов;  $m$  – число экспертов;  $n$  – число ранжируемых показателей.

Коэффициент Кендалла изменяется в диапазоне  $0 < W < 1$ , причем 0 соответствует полной несогласованности, а 1 соответствует полной согласованности. Если значение  $W$  превышает 0,4...0,5 то качество оценки считается удовлетворительным, если  $W \geq 0,7 \dots 0,8$  – высоким.

Весовой коэффициент  $i$ -го показателя определяется по результату ранжировок  $n$  экспертов:

$$d_i = \frac{\sum_{j=1}^m (n+1 - w_{ij})}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^m w_{ij}},$$

где  $w_{ij}$  – место, на которое  $i$ -ый показатель поставлен при ранжировании  $j$ -м экспертом.

### Заключение

В материалах лекций рассмотрены некоторые способы решения основной задачи теории надежности – создание математической модели и получение критериев для выбора оптимальных вариантов систем электроснабжения. Более подробно теория надежности изложена в монографии [13], которая рекомендуется магистрам. Также будут полезны методические разработки других университетов [7, 20, 25-28],

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. ГОСТ 27.002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – М.: Издательство стандартов. 1990. – 24 с.
2. ГОСТ 27.310-95 Анализ видов, последствий и критичности отказов техники. Основные положения. – М.: Издательство стандартов. 1998. – 28 с.
3. Правила устройства электроустановок. – Новосибирск: Сибирское университетское издание, 2006. – 769 с.
4. Вентцель, Е.С. Теория вероятностей и ее инженерные приложения / Е.С. Вентцель, Л.А. Овчаров. – М.: Издательский центр «Академия», 2003. – 464 с.
5. Вентцель, Е.С. Теория вероятностей: учебник для вузов / Е.С. Вентцель. – М.: Высшая школа, 2001. – 576 с.
6. Волков, Л.Т. Надежность электроснабжения. Типовые задачи / Л.Т. Волков. – Челябинск: Издательство ЮУрГУ, 2009. – 65 с.
7. Шеметов, А.Н. Надежность электроснабжения: учебное пособие для студентов специальности 140211 «Электроснабжение» / А.Н. Шеметов. – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2006. – 135 с.
8. Сафонов, В.И. Статистическая обработка опытных данных в электротехнике / В.И. Сафонов, О.А. Миняева. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2010. – 72 с.
9. Спиридонов, В.П. Математическая обработка физико-химических данных. / В.П. Спиридонов, А.А. Лопаткин. – М.: Изд-во московского университета, 1970. – 220 с.
10. Чарыков, А.К. Математическая обработка результатов химического анализа: Учебное пособие для вузов / А.К. Чарыков. – Л.: Химия, 1984. – 168 с.
11. ГОСТ Р 54149–2010. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Издательство стандартов. 2012. – 16 с.
12. Сафонов, В.И. Надежность СЭС. Сборник задач и упражнений / В.И. Сафонов. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2013. – 64 с.
13. Китушин, В.Г. Надежность энергетических систем. Часть 1. Теоретические основы: Учебное пособие / В.Г. Китушин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с.
14. Справочник по проектированию электроснабжения / под.ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
15. Ершов, А.М. Надежность систем электроснабжения промышленных предприятий. Учебное пособие для студентов заочников. Ч.1. / А.М. Ершов. – Челябинск: ЧПИ, 1987. – 50 с.
16. Ершов, А.М. Надежность систем электроснабжения промышленных предприятий. Учебное пособие для студентов заочников. Ч.2. / А.М. Ершов. – Челябинск: ЧПИ, 1988. – 50 с.

17. Шалин, А.И. Надежность релейной защиты энергосистем: Учебное пособие. / А.И. Шалин. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2001. – 177 с.
18. Ершов, А.М. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Ч.1. / А.М. Ершов, О.А. Петров, Ю.В. Ситчихин. – Челябинск: ЧПИ, 1985. – 57 с.
19. Ершов, А.М. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту. Ч.2. / А.М. Ершов, О.А. Петров. – Челябинск: ЧПИ, 1987. – 44 с.
20. Хорольский, В.Я. Техничко-экономические расчеты распределительных электрических сетей / В.Я. Хорольский, М.А. Таранов, Д.В. Петров. – Ростов-на-Дону: «Терра Принт», 2009. – 132 с.
21. Методологические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов – М.: Экономика, 2000. – 132 с.
22. Герасименко, А.А. Передача и распределение электроэнергии / А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-на-Дону: ФЕНИКС, 2008. – 132 с.
23. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.А. Файбисовича. – М.: ЭНАС, 2006. – 132 с.
24. Водяников, В.Т. Экономическая оценка энергетики АПК. / В.Т. Водяников. – М.: «ИКФ ЭКМОС», 2002. – 132 с.
25. Учебно-методический комплекс по дисциплине «Надежность систем электроснабжения» / сост. Н.В. Савина – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2012, 175 с.
26. Слышалов, В.К. Основы расчета надежности систем электроснабжения: учеб. пособие / В.К. Слышалов. – Иваново, 2012. – 80 с.
27. Анищенко, В.А. Основы надежности систем электроснабжения. учебное пособие / В.А. Анищенко, И.В. Колосова. – Мн.: БНТУ, 2007. – 151 с.
28. Основы теории и расчёта надёжности систем. методические указания к решению задач / сост. А. Л. Плиско, Д. С. Александров. – Ульяновск УлГТУ, – 29 с.

## Содержание

Вступительная лекция. Основные положения теории надежности	3
Лекция 1. Случайное событие	8
Лекция 2. Случайная величина	13
Лекция 3. Законы распределения случайных величин	17
Лекция 4. Экспериментальное определение показателей надежности	22
Лекция 5. Показатели надежности при эксплуатации СЭС	29
Лекция 6. Показатели надежности при проектировании СЭС	36
Лекция 7. Надежность типовых элементов и схем СЭС	44
Лекция 8. Методы анализа надежности СЭС	56
Лекция 9. Технические решения, обеспечивающие надежность электроснабжения	61
Лекция 10. Ущерб от ненадежности электроснабжения	66
Лекция 11. Капитальные и эксплуатационные затраты	73
Лекция 12. Сравнение вариантов СЭС	79
Библиографический список	91