

Федеральное агентство по образованию
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ГОУ ВПО «АмГУ»

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой энергетики
_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2007 г.

НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ
ТЕПЛОВЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ПО ДИСЦИПЛИНЕ

для специальности 140101 – «Тепловые электрические станции»

Составитель: ст. преп. Храмцова Н.Н.

Благовещенск

2007 г.

Печатается по решению
редакционно-издательского совета
энергетического факультета
Амурского государственного
университета

Храмцова Н.Н.

Учебно-методический комплекс по дисциплине «Надежность оборудования ТЭС» для студентов специальности 140101 «Тепловые электрические станции». – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007. – 65 с.

Учебно-методический комплекс предназначен для оказания помощи студентам специальности 140101 «Тепловые электрические станции» в изучении дисциплины «Надежность оборудования ТЭС»: формирования знаний по вопросам надежности теплоэнергетического оборудования и поиска наиболее эффективных средств ее повышения.

© Храмцова Надежда Николаевна

© Амурский государственный университет, 2007

АННОТАЦИЯ

В рамках направления 650800 «Теплоэнергетика» на кафедре Энергетики реализуется подготовка дипломированного специалиста по специальности 140101. Государственный образовательный стандарт подготовки инженера по специальности 140101 "Тепловые электрические станции" включает изучение дисциплины "Надежность оборудования ТЭС" в разделе ДС.5

Согласно учебному плану специальности данная дисциплина изучается на пятом курсе обучения (девятый семестр), предусмотрены следующие виды занятий и формы контроля

Наименование	Всего часов
Лекции	28
Практические занятия	14
Самостоятельная работа	42
Вид итогового контроля	зачет
Общая трудоемкость дисциплины	84

Учебно-методический комплекс дисциплины «Надежность оборудования ТЭС» включает в себя:

1. Рабочую учебную программу дисциплины «Надежность оборудования ТЭС» (Амурский государственный университет, кафедра «Энергетика», 2006. Автор – Горбуленко В.В., доцент каф. «Энергетика»);

2. Настоящий учебно-методический комплекс.

В настоящем учебно-методическом комплексе приведен краткий конспект лекций, методические рекомендации по проведению практических занятий, график самостоятельной работы, задание и пример расчета домашнего расчетного задания, а также материалы по контролю качества образования (методические указания по организации контроля знаний студентов, критерии оценки знаний студентов, вопросы по проверке знаний).

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ДИСЦИПЛИНЫ, ЕЕ МЕСТО В УЧЕБНОМ ПРОЦЕССЕ

1.1. Цель преподавания дисциплины

Целью дисциплины является развитие инженерного мышления по вопросам надежности теплоэнергетического оборудования и поиска наиболее эффективных средств ее повышения.

1.2. Задачи изучения дисциплины

Задача дисциплины – подготовка будущих инженеров, знающих проблемы надежности ТЭС, владеющих методами расчета надежности на стадиях проектирования, изготовления, эксплуатации, а так же способных планировать, организовывать и обеспечивать выполнения мероприятий, направленных на обеспечение режимов работы и ремонтного обслуживания, гарантирующих надежное энергоснабжение.

1.3. Перечень дисциплин, освоение которых необходимо при изучении данной дисциплины:

Проблема обеспечения надежности имеет комплексный характер поэтому может успешно решаться при условии глубоких знаний следующих дисциплин:

- Режимы работы оборудования
- Основное и вспомогательное оборудование ТЭС
- Ремонт и испытание оборудования
- Водоподготовка
- Технология теплоэнергетики
- Техническая эксплуатация оборудования ТЭС
- Теория машин и механизмов: механизмы
- Технология конструкционных материалов: структура металлов, изменение ее при циклических воздействиях в условиях высоких температур
- Математические модели и методы расчета на ЭВМ: моделирование случайных процессов.
- Основы научных исследований: постановка эксперимента и обработка его результатов, методы оптимизации.

2. КРАТКИЙ КОНСПЕКТ ЛЕКЦИЙ

Тема 1

Введение. Основные понятия и определения надежности.

Энергоблоки являются важнейшим элементом тепловых электростанций (ТЭС) и энергосистем, от надежной работы которых зависит функционирование самой системы и объектов народного хозяйства, являющихся потребителями электроэнергии и тепла.

Проблема надежности энергоблоков и их элементов связана с вопросами определения показателей их надежности на стадиях проектирования, сооружения и эксплуатации.

При этом необходимо обеспечить:

- бесперебойное энергоснабжение потребителей;
- заданное количество отпускаемой энергии (частоту, напряжение электрического тока, давление и температуру пара и горячей воды);
- выполнение графиков нагрузки;
- максимальную экономичность;
- экологическую и техническую безопасность.

Энергоблоки представляют собой крупногабаритные малосерийные или штучные технические изделия, они во многих практических случаях не проходят контрольной общей сборки и испытаний на заводах-изготовителях. Все это в эксплуатации приводит к уменьшению долговечности и выходу из строя энергоблоков. Происходит и естественное их старение, требующее систематических профилактических ремонтов. Уже через 20...25 лет работы энергоблок значительно снижает свою надежность и экономичность, а через 30...40 лет практически требует замены.

Характерными условиями эксплуатации ТЭС являются нестационарность режимов работы, нестабильность топливного баланса, старение теплоэнергоснабжения, неодинаковое количество вновь изготовленного и прошедшего ремонтное обслуживание теплоэнергоснабжения энергоблока.

Значительное влияние на надежность работы энергоблоков оказывают большие массы металла теплоэнергоснабжения, температура которого резко изменяется при переменных режимах. Возникающие при этом температурные разветки приводят к уменьшению надежности всего энергоблока.

Значимость надежности ТЭС в значительной степени обостряется необходимостью обеспечения непрерывного баланса «выработка - потребление», когда в любой момент времени объем вырабатываемой энергии не может превышать спроса на неё.

Основные понятия

Надежность – свойство объекта (энергоблока) выполнять требуемые функции (по выработке энергии) в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Надежность выступает в роли функциональной категории качества как множества заданных функций энергоблока, которые имеют ограничения по времени и условиям функционирования (рис. 1).

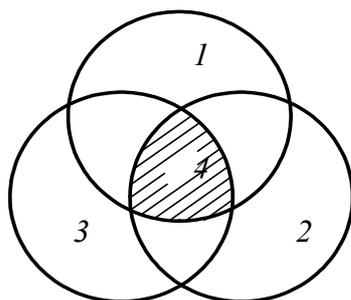


Рис 1.1. Иллюстрация понятия надежности:

1 – множество заданных функций, 2 – множество условий функционирования, 3 – множество временных интервалов, 4 – множество, характеризующее надежность

Множество заданных функций 1 зависит от типа энергоблока и включает:

- производство и выдачу электроэнергии в энергосистему (или непосредственно потребителям) согласно заданному графику нагрузки;
- производство и выдачу тепла потребителям;
- обеспечение качества выдаваемой электроэнергии (по частоте и напряжению) и тепла (по параметрам пара ли воды);
- транзит энергии через распределительные устройства.

Множество условий функционирования 2 определяет:

- вид топлива, его запасы;
- режим работы энергоблока;
- сезонные условия эксплуатации;
- аварийный резерв в энергосистеме;
- состояние связей с энергосистемой;
- экологическую и техническую безопасность.

Множество временных интервалов функционирования 3 включает:

- период эксплуатации энергоблока (начальный, нормальной эксплуатации, старения);
- период восстановительного или планового ремонта;
- период функционирования (сутки, месяц, год);
- период осенне-зимнего максимума или весенне-летнего минимума нагрузки.

Пример 1. Энергоблок выдает в энергосистему мощность N (множество 1) по постоянному графику нагрузки. Вероятность такого режима составляет P_N (множество 2) в течение $\tau_{\text{раб}}$ (множество 3). Надежность энергоблока определяется отпуском энергии с шин (множество 4): $\mathcal{E} = N \cdot P_N \cdot \tau_{\text{раб}}$, то есть его работоспособностью.

Работоспособность – состояние энергоблока (объекта), при котором он способен выполнять все или часть заданных функций в требуемом объеме.

Потеря работоспособности в теории надежности называется *отказом*. *Полный отказ* – при полной потере работоспособности, *частичный отказ* – при снижении работоспособности. *Внезапные отказы* являются следствием поломок или аварийных ситуаций. *Постепенные отказы* происходят из-за из-

носа деталей, загрязнения поверхностей нагрева, изменения проходных сечений в результате отложений и т.д.

Наработка на отказ – время работы энергоблока (объекта) от начала эксплуатации до отказа (или между двумя соседними отказами).

Восстановление – обеспечение уровня работоспособности энергоблока (объекта) путем проведения ремонта. Процесс функционирования энергоблока за период жизни характеризуется большим числом отказов и восстановлений.

Основными с позиций надежности являются следующие свойства энергоблока.

Безотказность – работоспособность в течение заданного времени (нулевая вероятность появления отказа).

Долговечность – сохранение работоспособности до наступления предельного состояния (при установленной системе технического обслуживания).

Предельное состояние характеризуется невозможностью восстановления энергоблока (объекта) в связи с достижением такого износа и старения, устранение которых становится невозможным или нецелесообразным.

Живучесть – свойство энергоблока противостоять возмущениям, не допуская их каскадного развития с массовым нарушением работоспособности потребителей.

Ремонтнопригодность – пригодность энергоблока к диагностике отказов и к устранению их последствий путем проведения технического обслуживания и ремонтов.

Безопасность – способность энергоблока обеспечить экологическую и техническую безопасность путем поддержания экологических и технических параметров на заданном уровне.

Режимная управляемость – свойство энергоблока поддерживать заданный режим с помощью средств управления.

Отказ и восстановление

Отказ и восстановление являются противоположными событиями. События, происходящие одно за другим в моменты времени τ_i , образуют поток событий. Простейший поток отказов и восстановлений графически представлен на рис. 2, где $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n$ – время наработки на отказ (от начала работы до отказа), а $\tau_{B1}, \tau_{B2}, \dots, \tau_{Bn}$ – время восстановления.

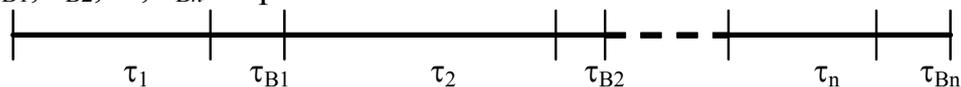


Рис. 2. Поток отказов и восстановлений

Потоки событий можно описать с помощью рядов распределения случайных величин, характеризующих вероятность появления этих событий $P(m)$, где m – число отказов (случайных событий). Есть ряд стандартных распределений: равномерное, нормальное, экспоненциальное и т.д. Особенность нормального закона распределения заключается в том, что он является предельным законом, к которому приближаются все другие законы распределения.

Для восстанавливаемых элементов вероятность безотказной работы (до наработки T_0) определяется как $P(\tau) = \exp(-\lambda\tau)$, где τ – рассматриваемый интервал времени; $\lambda = 1/T_0$ – интенсивность отказов. Под элементом понимается энергоагрегат, имеющий определенное функциональное назначение, не подлежащий дальнейшему структурному разделению. В качестве элемента могут рассматриваться энергоблок в составе энергосистемы или котел, турбина, электрогенератор – в составе энергоблока.

В процессе эксплуатации элемента интенсивность отказов изменяется (рис. 3). Период эксплуатации можно разделить на следующие области: приработки отказов 1, нормальной эксплуатации 2, отказов по причине старения оборудования 3.

Приработочные отказы возникают в начале эксплуатации из-за дефектов изготовления и монтажа. В области нормальной эксплуатации (рабочей области) интенсивность отказов является постоянной, а в области старения – постепенно увеличивается вследствие износа элементов. Старение частично компенсируется путем капитальных ремонтов с заменой изношенных деталей.

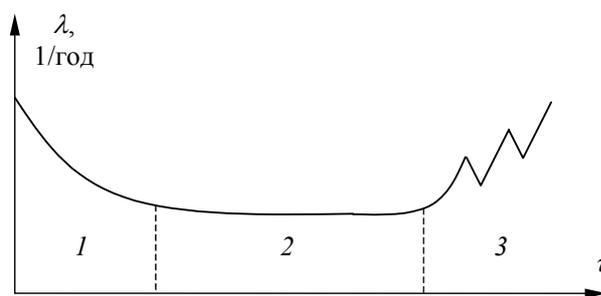


Рис. 3. Интенсивность отказов за период жизни элемента

Можно считать, что на элемент действуют потоки событий в форме марковских случайных процессов (когда состояние элемента в будущем не зависит от его прошлого, то есть от того, каким путем он достиг настоящего состояния).

Очевидно, практически любой случайный процесс можно представить как марковский, если в текущее состояние включить и его прошлое. В непрерывном процессе времени в любой его момент τ сумма вероятностей всех состояний элемента $\sum_{i=1}^n P_i(\tau) = 1$. Определение вероятностей каждого из состояний $P_1(\tau), \dots, P_n(\tau)$ является одной из основных задач теории надежности.

Вероятность события X определяется как $P(X) = \frac{m}{n}$, где m – число случайных событий, n – число всех событий.

Пример 2. Статистические данные анализа суточных графиков нагрузки энергоблока показывают, что длительность максимальной нагрузки в течение суток $\tau_{MAX} = 6$ ч. Вероятность возникновения максимальной нагрузки в течении суток как случайного события $P(X) = \frac{\tau_{MAX}}{24} = \frac{6}{24} = 0,25$.

Для энергоблоков и теплоэнергооборудования наиболее вероятны сложные события, являющиеся комбинацией нескольких событий.

Для независимых случайных событий, вероятность появления которых не зависит от вероятности других событий, справедлива аксиома: вероятность возникновения хотя бы одного из двух случайных независимых и несовместных событий равна сумме вероятностей этих событий, то есть $P(X_1 + X_2) = P(X_1) + P(X_2)$. События называются совместными, если при осуществлении одного из них возможно появление другого, если – нет, то события несовместны.

Пример 3. Вероятности погасания факела при выходе из строя пылепитателя первой горелки – $P(X_1) = 0,02$, второй – $P(X_2) = 0,015$. Вероятность погасания факела в топке котла, работающего с двумя горелками, равно (так как эти события являются независимыми и несовместными) $P(X_1 + X_2) = P(X_1) + P(X_2) = 0,02 + 0,015 = 0,035$.

Пример 4. На ТЭС в течение года производится ремонт турбогенератора при отказах оборудования с вероятностью $P(X_1) = 0,03$ и текущий ремонт (по графику ремонтов), вероятность которого $P(X_2) = 0,025$. Эти события (ремонты) являются несовместными и независимыми, следовательно, вероятность ремонта турбогенератора $P(X_1 + X_2) = P(X_1) + P(X_2) = 0,03 + 0,025 = 0,055$.

Из аксиомы о сумме вероятностей событий следует, что сумма вероятностей противоположных, то есть взаимоисключающих, событий равна единице: $P(X) + P(\bar{X}) = 1$, где \bar{X} – событие, противоположное событию X .

Пример 5. Тепловая схема энергоблока большую часть времени находится в нормальных условиях эксплуатации, при этом всё оборудование исправно. Состояние схемы в этом случае является рабочим, а его вероятность равна $P(X)$. Возможны случаи отказов отдельного оборудования или вывода его в плановый ремонт, что соответствует неработоспособному состоянию схемы с вероятностью $P(\bar{X})$. Очевидно, эти два состояния могут рассматриваться как независимые противоположные события, поэтому $P(X) + P(\bar{X}) = 1$. Если вероятность отказа схемы $P(\bar{X}) = 0,002$, то вероятность работоспособного состояния $P(X) = 1 - P(\bar{X}) = 1 - 0,002 = 0,998$.

Для зависимых случайных событий, вероятность которых зависит от вероятности других событий, вводится понятие условной вероятности. При этом условной вероятностью события X_1 по отношению к событию X_2 называется вероятность события X_1 при условии, что событие X_2 происходит:

$$P\left(\frac{X_1}{X_2}\right) = \frac{P(X_1 X_2)}{P(X_2)}.$$

Пример 6. Выход из строя одного из рабочих конденсатных насосов (событие X_2) увеличит вероятность отказа турбины (событие X_1), поскольку в этом случае турбина лишится резерва по конденсатным насосам. Так как эти события являются зависимыми, условная вероятность отказа турбины $P\left(\frac{X_1}{X_2}\right) = \frac{P(X_1 X_2)}{P(X_2)} = \frac{0,001}{0,01} = 0,1$, где вероятность отказа

турбины при отказе конденсатного насоса (вероятность произведенных двух событий) $P(X_1 X_2) = 0,001$.

Из этого следует: вероятность одновременного возникновения двух несовместных событий равна нулю, то есть $P(X_1 X_2) = 0$ (например, тепловая схема находится в ремонте, следовательно, не может возникнуть отказ этой схемы); вероятность одновременного возникновения двух независимых и совместных событий равна произведению их вероятностей, то есть $P(X_1 X_2) = P(X_1) \cdot P(X_2)$.

Пример 7. Вероятность появления максимальной нагрузки для ТЭС $P(X_1) = 0,8$. Вероятность отказа энергоблока $P(X_2) = 0,07$. Вероятность возникновения одновременно двух событий $P(X_1 X_2) = P(X_1) \cdot P(X_2) = 0,8 \cdot 0,07 = 0,56$.

С помощью аксиомы о сумме вероятностей и правила уменьшения вероятностей можно определить вероятность возникновения хотя бы одного из двух независимых и совместных случайных событий:

$$P(X_1 + X_2) = P(X_1) + P(X_2) - P(X_1 \cdot X_2).$$

Пример 8. Турбогенератор энергоблока во время работы может отключаться при отказе котла с вероятностью $P(X_1) = 0,054$ и электрической части – с вероятностью $P(X_2) = 0,005$. Тогда вероятность отключения турбогенератора $P(X_1 + X_2) = P(X_1) + P(X_2) - P(X_1)P(X_2) = 0,054 + 0,005 - 0,054 \cdot 0,005 = 0,0587$.

Вероятность сложного события X_1 зависит от вероятности событий X_2, \dots, X_n , комбинацией которых она является:

$$P(X_1) = P\left(\frac{X_1}{X_2}\right) \cdot P(X_2) + \dots + P\left(\frac{X_1}{X_n}\right) \cdot P(X_n).$$

Пример 9. На рис. 4. показана схема энергоблока. Работа турбины зависит от работы всех элементов, связанных техническим процессом. Вероятность отказа турбины $P(X_1)$ как сложного события

$$\begin{aligned} P(X_1) &= P\left(\frac{X_1}{X_2}\right)P(X_2) + \\ &+ P\left(\frac{X_1}{X_3}\right)P(X_3) + \\ &+ P\left(\frac{X_1}{X_4}\right)P(X_4) = \\ &= 1 \cdot 0,03 + 1 \cdot 0,01 + 1 \cdot 0,005 = 0,045. \end{aligned}$$

В этом выражении условная вероятность отказов элементов при непосредственной связи

$$P\left(\frac{X_1}{X_2}\right) = P\left(\frac{X_1}{X_3}\right) = P\left(\frac{X_1}{X_4}\right) = 1;$$

вероятности отказов котла – $P(X_2) = 0,03$, электрогенератора – $P(X_3) = 0,01$, конденсатора – $P(X_4) = 0,005$.

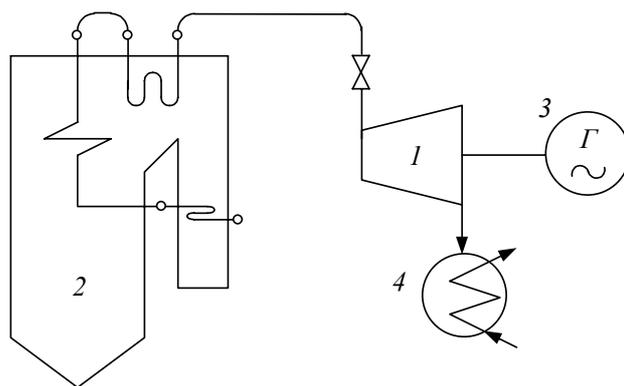


Рис. 4. Схема энергоблока:

1 – турбина, 2 – котел, 3 – электрогенератор, 4 – конденсатор

Показатели надежности

Надежность каждого элемента может быть представлена стационарными значениями показателей: коэффициентом готовности K_G , временем наработки на отказ T_0 , ч (или частотой отказов ω , 1/год), временем восстановления T_B , ч.

Коэффициент готовности характеризует вероятность работоспособного состояния в произвольно выбранный момент времени и для элемента с чередованием состояний «работа - восстановление» определяется как

$$K_G = \frac{T_0}{T_0 + T_B} = \frac{\mu}{\lambda + \mu}, \text{ поскольку для экспоненциального закона распределения}$$

$$T_0 = \frac{1}{\lambda}, T_B = \frac{1}{\mu}, \text{ где } \mu - \text{интенсивность восстановления.}$$

Частота отказов элементов оценивается числом повреждений (выходом из строя) элементов в единицу времени и определяется как отношение числа отказавших элементов n_0 за период Δt к общему числу однотипных элементов n :

$$\omega = \frac{n_0}{n \cdot \Delta t} = \frac{8760}{T_0} = 8760 \cdot \lambda.$$

Пример 10. Нарботка на отказ составляет для котла $T_0 = 1400$ ч. Тогда частота отказов $\omega = \frac{8760}{T_0} = \frac{8760}{1400} = 6,26 \text{ 1/год}$. Интенсивность отказов

$$\lambda = \frac{1}{T_0} = 7,14 \cdot 10^{-4} \text{ 1/год}.$$

Время восстановления элемента определяется временем восстановительного ремонта с учетом времени диагностики (обнаружения дефекта).

Пример 11. Частота отказов котла составляет $\omega = 6,26 \text{ 1/год}$, а время восстановления $T_B = 50$ ч. Определим коэффициент готовности котла:

$$K_G = \frac{T_0}{T_0 + T_B} = \frac{8760}{\left(\frac{8760}{\omega} + T_B\right)} = \frac{1400}{1400 + 50} = 0,965$$

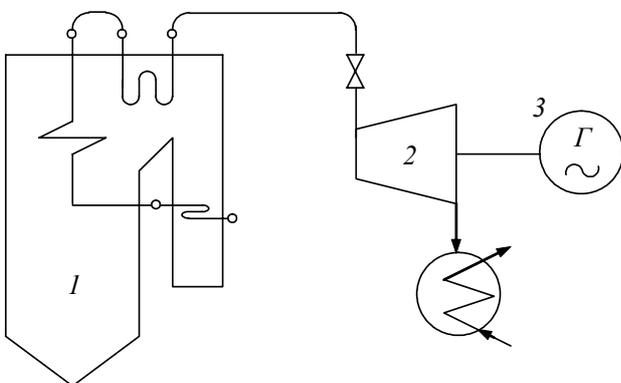


Рис. 5. Схема последовательных соединений элементов:

1 – котел, 2 – турбина, 3 – электрогенератор

На ТЭС элементы могут быть соединены между собой последовательно или параллельно.

При последовательном соединении (котел – турбина – электрогенератор) отказ одного из элементов приводит к отказу энергоблока (как последовательной структуры). В этом случае частота отказов энергоблока равна сумме частот отказов элементов

$$\omega = \sum_i \omega_i,$$

а время восстановления: $T_B = \frac{\sum_i \omega_i T_{Bi}}{\sum_i \omega_i}$.

Пример 11. Схема энергоблока представлена на рис. 5. Частоты отказов котла, турбины и электрогенератора – $\omega_1 = 6,26 \text{ 1/год}$, $\omega_2 = 1,45 \text{ 1/год}$, $\omega_3 = 0,55 \text{ 1/год}$. Соответствующее время восстановления: $T_{B1} = 50 \text{ ч}$, $T_{B2} = 45 \text{ ч}$, $T_{B3} = 90 \text{ ч}$.

Для энергоблока как последовательной структуры частота отказов

$$\omega = \sum_i \omega_i = \omega_1 + \omega_2 + \omega_3 = 6,26 + 1,45 + 0,55 = 8,26 \text{ 1/год}.$$

Наработка на отказ в целом энергоблока составит:
 $T_B = 8760 / \omega = 8760 / 8,26 = 1069 \text{ ч}$, а время восстановления

$$T_B = \frac{\sum_i \omega_i T_{Bi}}{\sum_i \omega_i} = \frac{\omega_1 T_{B1} + \omega_2 T_{B2} + \omega_3 T_{B3}}{8,26} = \frac{6,26 \cdot 50 + 1,45 \cdot 45 + 0,55 \cdot 90}{8,26} = 51,7 \text{ ч}$$

По этим данным коэффициент готовности энергоблока

$$K_\Gamma = \frac{T_0}{T_0 + T_B} = \frac{1069}{1069 + 51,7} = 0,954.$$

Параллельное соединение характерно для котлов, работающих на паровую магистраль (например, для ТЭЦ с поперечными связями), для схем с резервированием, для энергоблоков в энергосистеме.

Частота отказов, 1/год, для двух параллельно соединенных элементов

$$\omega = \frac{\omega_1 \omega_2 (T_{B1} + T_{B2})}{8760},$$

а время восстановления, ч,

$$T_B = \frac{T_{B1} \cdot T_{B2}}{T_{B1} + T_{B2}}.$$

На ТЭС при параллельно работающих элементах выход из строя одного из них приводит только к частичной потере работоспособности ТЭС. В этом случае используется коэффициент обеспечения заданного отпуска энергии

$$K_{об} = 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}},$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – недоотпуск энергии. В случае, описываемом коэффициентом готовности, $\frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}} = 1 - K_\Gamma = \frac{T_B}{T_0 + T_B}$.

При неравномерных графиках нагрузки возможно совпадение пониженной мощности N_i , вызванной частичным отказом, с её соответствующим уровнем W_j по графику нагрузки и даже её превышение, определяемое вероятностью $P_i(W_j \leq N_i) > 0$.

Пример 12. На рис. 6 представлен ступенчатый график нагрузки энергоблока с тремя уровнями мощности W_j : 1,0; 0,7; 0,5 и соответствующей продолжительностью τ_j : 0,3; 0,2; 0,5. Нагрузка покрывается энергоблоком, располагающим мощностью N_i : 1,0; 0,8; 0,6; 0,4 с соответствующей вероятностью P_i : 0,9; 0,05; 0,04; 0,01.

Частичный отказ, вызывающий снижение располагаемой мощности до величины, большей или равной нагрузке по графику в соответствующие периоды времени τ_j , не приводит к недоотпуску энергии.

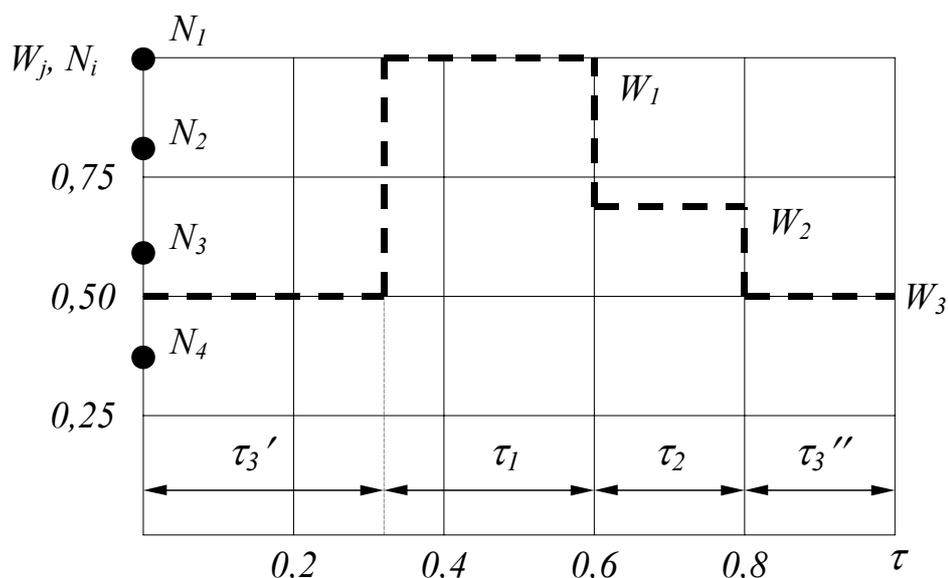


Рис. 6. Ступенчатый график нагрузки энергоблока:

W_1, W_2, W_3 – уровни мощности по графику нагрузки;
 N_1, \dots, N_4 – располагаемые мощности энергоблока; τ_j – относительная продолжительность W_j

риоды времени τ_j , не приводит к недоотпуску энергии.

В этом случае коэффициент недоотпуска энергии:

$$\begin{aligned} \frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}} &= \sum_j \sum_i (W_j - N_i) \tau_j P_i = (W_1 - N_2) \tau_1 P_2 + (W_1 - N_4) \tau_1 P_4 + (W_2 - N_3) \tau_2 P_3 + \\ &+ (W_2 - N_4) \tau_2 P_4 + (W_3 - N_4) \tau_3 P_4 = (1 - 0,8) \cdot 0,3 \cdot 0,05 + (1 - 0,6) \cdot 0,3 \cdot 0,04 + \\ &+ (1 - 0,4) \cdot 0,3 \cdot 0,01 + (0,7 - 0,6) \cdot 0,2 \cdot 0,04 + (0,7 - 0,4) \cdot 0,2 \cdot 0,01 + \\ &+ (0,5 - 0,4) \cdot 0,5 \cdot 0,01 = 0,0115 \end{aligned}$$

Коэффициент обеспечения заданного отпуска энергии

$$K_{OB} = 1 - \frac{\Delta \mathcal{E}}{\mathcal{E}} = 1 - 0,0115 = 0,9885.$$

Тема 2

Отказы и повреждения в работе энергооборудования

Отказы можно классифицировать по группам:

- из-за недостатка конструкции и низкого качества изготовления;
- ошибок эксплуатации;
- низкого качества монтажа;

- дефектов ремонта.

Недостатки конструкции обусловлены несовершенством конструкторской и нормативно-технической документации, методами расчета и математического моделирования, ошибками в расчетах.

Недостатки конструкции и изготовления обнаруживаются после 25...30 тыс. ч. эксплуатации.

Отказы из-за ошибок эксплуатации происходят вследствие несоответствия условий работы энергооборудования проектным режимам, нарушений производственных инструкций, случайных ошибок вахтенного персонала.

На рис. 1 показано распределение отказов на энергоблоках ТЭС.

Эксплуатация котлов сопровождается сложными физическими и химическими процессами в пароводяном тракте, в газоздушном тракте, в металле,

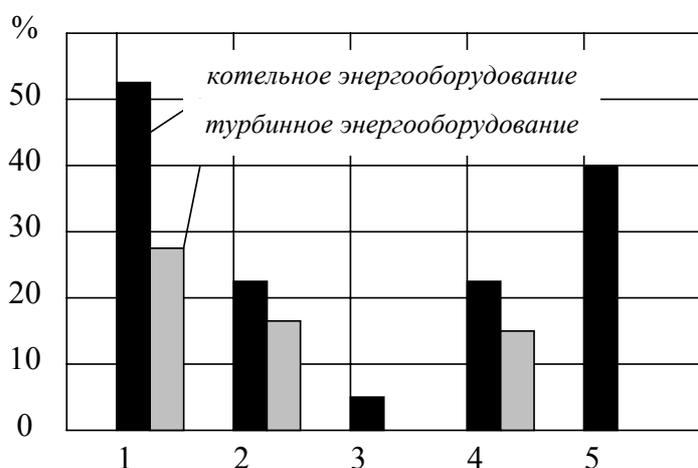


Рис. 1. Распределение отказов на энергоблоках ТЭС

1 – ошибки эксплуатации, 2 – дефекты ремонта, 3 – низкое качество монтажа, 4 – недостатки конструкции и низкое качество изготовления, 5 – невыясненные причины

из которого изготовлены элементы энергооборудования. Процессы горения, теплообмена, коррозии, образования отложений на поверхностях нагрева, изменения свойств и характеристик металла определяют в значительной мере показатели надежности котлов.

Характерными отказами из-за недостатков проектирования на котлах являются большие тепловые разверки на поверхностях нагрева, ускоренный их золовой износ. Распространены нарушения процесса гибки, литья, термообработки деталей из жаропрочных

сталей, сварки. Несоответствие фактических характеристик углей нормативным приводит к отклонению от заданных объемов продуктов сгорания и температуры на выходе их топки и как следствие – к нарушению работы конвективной части котла, увеличению золового износа. Низкое качество воды и пара приводит к резкому увеличению отложений, повышению температуры металла труб и к их пережогу.

Распределение отказов котлов

Паропроизводительность, т/ч	Доля отказов из-за повреждений, %				
	экономайзера	испарительных поверхностей	пароперегревателя	промпрегревателя	прочих элементов
2500...2650	43,9	19,5	26,8	7,4	2,4
1600...1800	4,1	9,4	37,4	48,4	0,7

950...1000	11,5	22,2	48,8	12,3	5,2
640...670	24,9	16,5	43,1	12,7	6,6
480...500	31,4	23,6	37,5	-	7,3
320...420	29,0	14,0	46,5	-	10,5
120...220	32,0	20,7	40,1	-	7,2

Доля отказов котельного энергооборудования

Наименование	Доля отказов, %
Поверхности нагрева	79,2
Котельно-вспомогательное энергооборудование	3,5
Топливоподача	2,0
Арматура	4,9
Автоматика	7,4
Прочие элементы котла	3,0

Трубы экранов в эксплуатации подвергаются действию лучистой энергии, коррозионно-активной среды продуктов сгорания топлива, что при малой скорости циркуляции и нарушениях водяного режима приводит к их повреждению и отказам в работе котлов. Следует отметить, что качество воды и пара оказывает решающее влияние на повреждаемость поверхностей нагрева. Заметное влияние оказывает приводящее к тепловым перекосам неравномерное поле температур по высоте газохода, в котором располагается пароперегреватель: тепловая нагрузка верхней и нижней части змеевиков может различаться на 20 %, а по ширине газохода – на 30 %. Пароперегреватели повреждаются ещё и потому, что при длительных наработках времени при температурах выше 500 °С структура металла претерпевает изменения. Снижается его жаропрочность из-за процесса сфероидизации цемента из пластинчатой структуры. Параллельно происходит переход легирующих элементов молибдена и хрома в карбиды. Появляются остаточные деформации и разрушения. На трубопроводах больше всего повреждаются гибы из-за коррозионно-усталостных процессов, а также из-за недостаточной компенсации температурных удлинений. К основным повреждениям запорной и регулирующей арматуры относятся дефекты в корпусах вентилях и задвижек, нарушения плотности.

По сравнению с котлами отказы в работе турбин происходят значительно реже. Вместе с тем физико-химические процессы, приводящие к снижению уровня надежности деталей турбин, имеют много общего с процессами на элементах котлов: изменение свойств металла при больших наработках времени, эрозионные процессы. Однако даже серьезные повреждения корпусов цилиндров, стопорных и регулирующих клапанов не приводят к отказам. Аварийные ситуации возникают при поломке лопаток, неисправностях в системе регулирования, повреждениях подшипников. Они вызываются несовершенством технологии пусков, остановов и режимов разгрузки. Повреждение рабочих лопаток под действием потока влажного пара проявляется на последних ступенях части низкого давления турбин. Повреждение роторов обусловливается недостатками изготовления и нарушением режимов пуска и останова, которые при-

водят к появлению остаточного прогиба. На рис. 2 приводится характерное распределение отказов турбин.

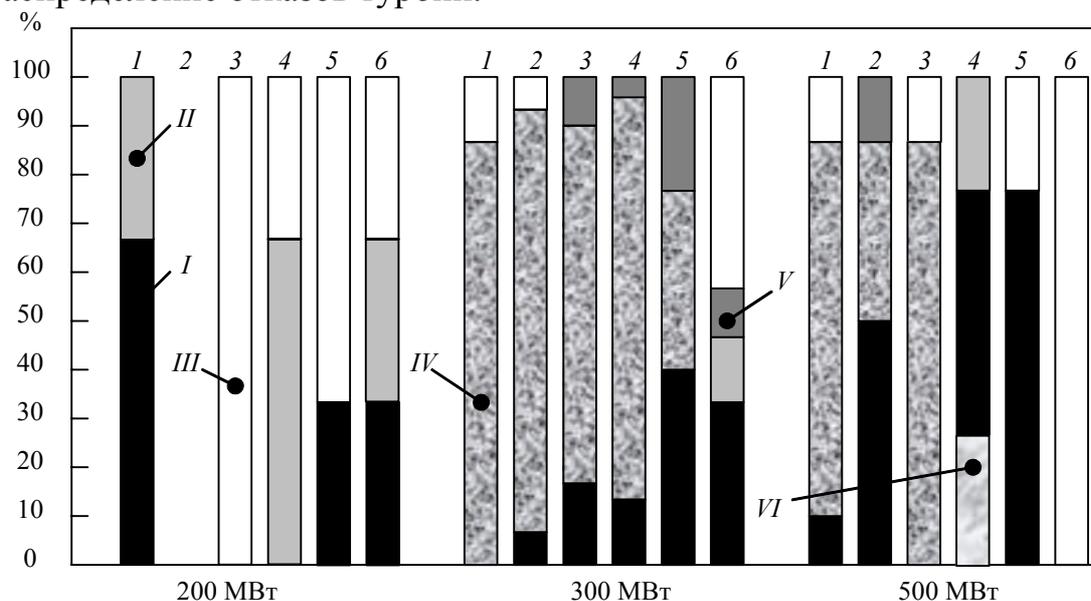


Рис.2. Основные причины отказов элементов турбоустановок мощностью 200...500 МВт по годам:

I, ..., 6 – годы, *I* – повреждения систем парораспределения и регулирования, *II* – повреждения маслосистемы, *III* – отказы из-за вибрации, *IV* – повреждения арматуры, *V* – дефекты подшипников, *VI* – повреждения проточной части

Ряд отказов можно предотвратить организационно-техническими мероприятиями. Например, обеспечением работы котлов только на проектном топливе, выбором оптимальных режимов работы. Другие отказы можно предотвратить только заменой оборудования или его отдельных элементов.

Своевременный ремонт высокого технологического уровня с учетом нормативно-технической документации и диагностики обеспечивает надежную длительную работу оборудования.

Сопоставление показателей надежности ПГУ и паротурбинных энергоблоков 200...500 МВт

Показатели	ПГУ	Энергоблоки
Коэффициент K_T , %	88,9	75...86
Коэффициент вынужденных простоев, %	7,5	6...7
Средняя наработка на отказ T_0 , ч	500...600	600...1100

Причинами вынужденных остановов ПГУ являются в основном отказы газовых турбин

Элементы ПГУ, вызывающие отказ	Вынужденные остановки, %	
	по продолжительности	по числу
Газовые турбины (и их вспомогательные системы)	65,3 (61,4)	58,4 (50,1)
Котлы-утилизаторы (и их системы)	16,5 (22,8)	20,3 (28,5)
Паровые турбины (и их системы)	12,7 (8,2)	11,0 (15,0)

Общестанционное оборудование (устройства управления, циркуляционная система и т.п.)	5,4 (7,6)	11,0 (6,4)
---	-----------	------------

Отказы элементов ГТУ

Элементы ПГУ, вызывающие отказ	Число отказов	Продолжительность отказов, тыс. ч.
Турбина	30	0,2
Компрессор	50	12,1
Ротор	40	1,1
Камера сгорания	210	8,0
Электрический генератор	120	19,5
<i>Вспомогательное оборудование:</i>		
- механическое	690	16,8
- электрическое	70	0,5
Устройства управления	1100	17,9

Проводятся капитальные (через 3...4 года), средние (через 2...3 года) и текущие (по несколько раз в год) ремонты. Практически не всегда выполняются ремонты высокого качества, поэтому нередки случаи отказов энергооборудования и по этой причине.

На ТЭС ведется учет аварий и отказов. Под аварией понимается такое нарушение режима ТЭС, когда энергопотребителям недоотпускается более 50 МВт·ч электроэнергии или более 500 МВт·ч теплоты. Отказом 1-й степени считается недоотпуск электроэнергии в размере 5...50 МВт·ч и теплоты 50...500 МВт·ч. К отказам 2-й степени относится недоотпуск электроэнергии менее 5 МВт·ч и теплоты менее 50 МВт·ч.

Аварии и отказы регистрируются оперативным персоналом в картах отказов. Каждая авария и отказ расследуется с установлением причины и конкретных мероприятий для предотвращения их в аналогичных случаях. Карты отказов для анализа поступают в энергоуправление и далее – в техэнерго для ежегодной подготовки и издания сборников по обзору повреждений энергооборудования ТЭС.

Показатели надежности энергооборудования

Энергооборудование	Мощность, МВт или производительность, т/ч	Показатели надежности	
		ω , 1/год	T_B , ч
Электродгенератор	150...165	0,55	91
	180...210	0,87	49
	250...300	0,59	66
	500	4,48	134
	800	0,89	179
Турбина	150...165	0,97	43
	175...210	1,45	45
	250...300	2,1	44
	500	4,22	85
	800	2,66	99

Котел	420...480	6,14	47
	640...670	6,14	47
	950...1000	4,05	35
	1600...1800	6,59	56
	2500...2600	9,08	50
<i>Питательные:</i>			
- электронасос	-	0,22	30
- турбонасос	-	1,56	37
<i>Подогреватели:</i>			
- ПНД	-	0,024	33
- ПВД	-	0,22	21
Дутьевой вентилятор	-	0,25	27
Дымосос	-	0,27	24
Конденсатор	-	0,18	22
Воздухоподогреватель регенеративный	-	0,28	16
Циркнасос	-	0,34	94
Конденсатный насос	-	0,22	37
Топливопадача (газ – мазут)	-	0,13	12
Деаэратор	-	0,01	33
Паропровод	-	1,05	72
Вентили, задвижки	-	0,006	27
Регулировочная арматура	-	0,01	17
Технологическая защита	-	0,033	52
Автоматическое регулирование	-	0,01	56

Тема 3

Теоретические основы методов оценки показателей надежности Метод расчета показателей надежности при использовании марковских процессов

В основе этого метода расчета надежности лежит описание функционирования энергоблоков марковским процессом с дискретным множеством состояний.

Метод используется в предположении экспоненциальных законов определения времени работы и восстановления $\lambda_i = \text{const}$, $\mu_i = \text{const}$. Рассмотрим методические подходы к оценке надежности энергоблока на примере графа состояний (рис. 1) с двумя состояниями: работоспособным – 1, полного отказа – 2.

Стрелки графа указывают направления возможных изменений состояний. Переход из состояния 1 в состояние 2 осуществляется по принципу однородного марковского процесса с интенсивностью λ (характеристикой является постоянство интенсивностей переходов). Переход из состояния 2 в 1 осуществляется с интенсивностью μ , так как энергоблок является восстанавливаемым.

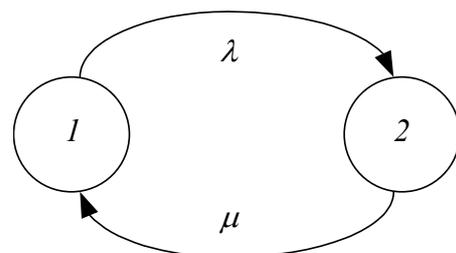


Рис. 1. Граф состояний энергоблока

Вероятность того, что в момент времени $\tau + \Delta\tau$ энергоблок находится в состоянии 1 оценивается следующим алгоритмом. Очевидно, что в состоянии 1 энергоблок по истечении времени $\tau + \Delta\tau$ может находиться по двум причинам: 1 – в момент времени τ он находился в состоянии 1 и за период $\Delta\tau$ не перешел в состояние 2 ; 2 – в момент времени τ энергоблок находился в состоянии 2 и за период времени $\Delta\tau$ перешел в состояние 1 .

Вероятность нахождения энергоблока в состоянии 1 определяется произведением $P_1(\tau)$ на вероятность $(1-\lambda\Delta\tau)$ того, что энергоблок не перешел в состояние 2 за время $\Delta\tau$. Аналогично получим $P_2(\tau)\mu\cdot\Delta\tau$. Используя правило сложения вероятностей, найдем

$$P_1(\tau + \Delta\tau) = P_1(\tau)(1-\lambda\Delta\tau) + P_2(\tau)\mu\cdot\Delta\tau$$

Преобразим это уравнение к виду: $\frac{P_1(\tau + \Delta\tau) - P_1(\tau)}{\Delta\tau} = -\lambda P_1(\tau) + \mu P_2(\tau)$.

При $\Delta\tau \rightarrow 0$ получим: $\frac{dP_1(\tau)}{d\tau} = -\lambda P_1(\tau) + \mu P_2(\tau)$.

Подобные дифференциальные уравнения называются уравнениями *Колмогорова*. Очевидно, что подобное уравнение можно составить для каждого состояния графа. При этом граф состояний будет описываться системой дифференциальных уравнений, в которой их количество равно числу состояний на графе.

Для второго состояния энергоблока найдем

$$\frac{dP_2(\tau)}{d\tau} = -\mu P_2(\tau) + \lambda P_1(\tau).$$

При составлении дифференциальных уравнений для каждого из состояний пользуются следующим математическим правилом. Производная вероятности (нахождения элемента в каждом из состояний) по времени равна алгебраической сумме произведений вероятностей состояний (связанных между собой стрелками на графе) на интенсивность переходов, при этом слагаемые берутся со знаком минус, если стрелка выходит из вершины, для которой записывается уравнение, и со знаком плюс, если стрелка входит в вершину графа.

Для решения системы уравнений *Колмогорова* дополнительно вводится уравнение нормировки

$$\sum P_i(\tau) = 1.$$

Применительно к графу на рис. 3.1 можно записать (опуская для простоты записи τ):

$$\begin{cases} \frac{dP_1}{d\tau} = -\lambda P_1 + \mu P_2, \\ P_1 + P_2 = 1. \end{cases}$$

При $\Delta\tau \rightarrow \infty$ устанавливается стационарный режим, для которого система уравнений запишется как

$$\begin{cases} -\lambda P_1 + \mu P_2 = 0, \\ P_1 + P_2 = 1. \end{cases}$$

Из решения следует, что $P_1 = \frac{\mu}{\lambda + \mu}$, $P_2 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu}$.

Граф состояний формируется на основе последовательной процедуры преобразования функциональной (технической схемы) энергоблока в структурную схему, на базе которой строится *граф достижимых состояний*.

Функциональная тепловая схема энергоблока (рис. 2) преобразуется в структурную схему в соответствии с принципом: включаются только те элементы и связи, которые структурно определяют надежность функционирования энергоблока.

По влиянию на надежность элементы функциональной тепловой схемы энергоблока можно разделить на четыре группы:

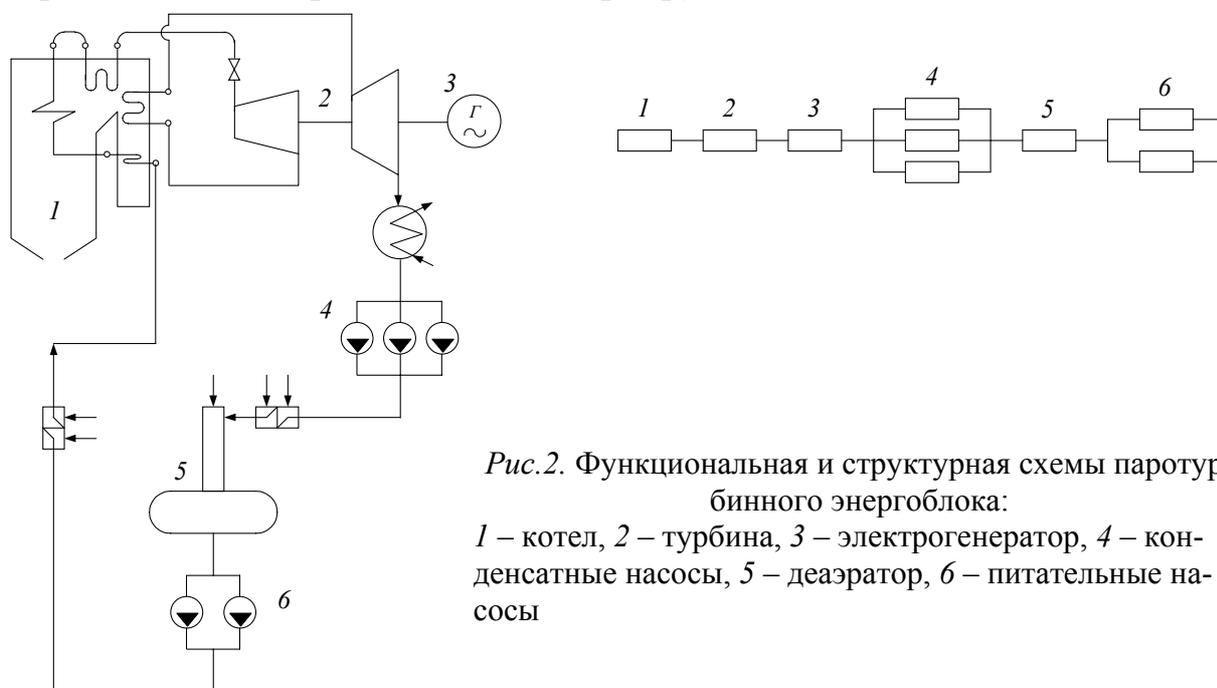


Рис.2. Функциональная и структурная схемы паротурбинного энергоблока:

1 – котел, 2 – турбина, 3 – электрогенератор, 4 – конденсатные насосы, 5 – деаэратор, 6 – питательные насосы

- элементы, отказ которых приводит к полному останову энергоблока (котел, турбина, главные паропроводы);
- элементы, отказ которых приводит к уменьшению энергетической производительности (питательные и конденсатные насосы, тягодутьевые машины);
- элементы, отказ которых приводит к понижению экономичности энергоблока (регенеративные подогреватели);
- элементы системы управления и аварийной защиты.

Отказ котла, турбины, электрогенератора и деаэратора (рис. 2) приводит к останову всего энергоблока. Отказ же питательного насоса уменьшает мощность энергоблока на 50 %, а аварийный останов конденсатного насоса снижает мощность на 30 %. Степень детализации структурной схемы определяется характером решаемой задачи.

На основе структурной схемы разделяются состояния энергоблока на работоспособные и неработоспособные. Граф включает только достижимые состояния.

Число возможных состояний определяется как $S_m = \prod_{j=1}^m (Z_j + 1)$, где m –

количество элементов структурной схемы, Z – количество однотипных единиц оборудования, составляющих данный сложный элемент (например, 6-й элемент схемы состоит из двух параллельно включенных питательных насосов). В общем случае сложный элемент может состоять из рабочих и резервных однотипных единиц оборудования.

Число достижимых состояний находится как

$$S = S_m \left(1 - \sum_{j=1}^m \frac{Z_j - z_j}{Z_j + 1} \right) + \prod_{i=1}^{m_*} (Z_i - z_i) - 1,$$

где m_* – число сложных элементов в схеме, для которых $Z_j > z_j$ – максимального количества отказавших единиц оборудования, при котором наступает отказ сложного элемента и как следствие – энергоблока.

Пример 1. Определить коэффициент готовности энергоблока, состоящего из котла и турбогенератора, структурная схема которого приведена на рис. 3.

Интенсивности отказов элементов: $\lambda_1 = 2 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$; $\lambda_2 = 1 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$. Интенсивности восстановлений: $\mu_1 = 1 \cdot 10^{-2} \text{ ч}^{-1}$; $\mu_2 = 1,25 \cdot 10^{-2} \text{ ч}^{-1}$.

Структурная схема состоит из двух элементов, $m = 2$.

Число возможных состояний

$$S_m = \prod_{j=1}^m (Z_j + 1) = (Z_1 + 1)(Z_2 + 1) = (1 + 1)(1 + 1) = 4 \text{ котел} \quad \text{турбогенератор}$$

, так как $Z_1 = 1, Z_2 = 1$.

Число достижимых состояний

$$S = S_m \left(1 - \sum_{j=1}^m \frac{Z_j - z_j}{Z_j + 1} \right) + \prod_{i=1}^{m_*} (Z_i - z_i) - 1 =$$

$$= 4 \left(1 - \frac{Z_1 - z_1}{Z_1 + 1} - \frac{Z_2 - z_2}{Z_2 + 1} \right) + 0 - 1 = 3,$$

так как $Z_1 = z_1, Z_2 = z_2, m_* = 0$ (отсутствуют сложные элементы, для которых $Z_j > z_j$).

Достижимые состояния: (0) = (0, 0) – энергоблок работоспособен (котел и турбогенератор находятся в работе); (1) = (1, 0) – энергоблок неработоспособен (котел отказал, турбогенератор работоспособен); (2) = (0, 1) – энергоблок неработоспособен (котел работоспособен, турбогенератор отказал). Состояние (3) = (1, 1), когда отказали одновременно и котел и

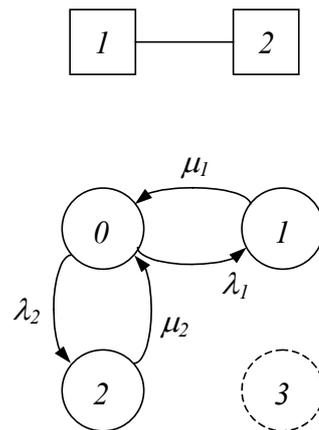


Рис. 3. Структурная схема энергоблока и граф достижимых состояний

турбогенератор, недостижимо, поскольку вероятность одновременного возникновения двух несовместных событий равна нулю (например, если котел отказал, то работоспособный турбогенератор остановлен и не работает, следовательно, не может возникнуть его отказ).

Система уравнений Колмогорова:

$$\begin{cases} \frac{dP_0}{d\tau} = -(\lambda_1 + \lambda_2)P_0 + \mu_1 P_1 + \mu_2 P_2, \\ \frac{dP_1}{d\tau} = \lambda_1 P_0 - \mu_1 P_1, \\ P_0 + P_1 + P_2 = 1. \end{cases}$$

Решая систему, например, методом преобразований Лапласа, найдем вероятность работоспособного состояния P_0 , которая совпадает с нестационарным значением коэффициента готовности $K_G(\tau)$:

$$P_0 = \frac{\mu_1 \mu_2}{a_1 a_2} \left[1 + \frac{1}{a_1 - a_2} (a_2 e^{a_1 \tau} - a_1 e^{a_2 \tau}) \right] + \frac{\mu_1 + \mu_2}{a_1 + a_2} (e^{a_1 \tau} - e^{a_2 \tau}) + \frac{1}{a_1 - a_2} (a_1 e^{a_1 \tau} - a_2 e^{a_2 \tau})$$

$$\text{где } a_{1,2} = \frac{-(\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2)}{2} \pm \sqrt{\frac{(\lambda_1 + \lambda_2 + \mu_1 + \mu_2)^2}{4} - (\lambda_1 \mu_2 + \mu_1 \mu_2 + \lambda_2 \mu_1)}.$$

Подставляя значения $\lambda_1, \lambda_2, \mu_1, \mu_2$, найдем $a_1 = -1,021 \cdot 10^{-2}$; $a_2 = -1,258 \cdot 10^{-2}$.

Из выражения для P_0 следует, что при $\tau = 0$ $P_0 = 1$, а при $\tau \rightarrow \infty$ $P_0 = \frac{\mu_1 \mu_2}{a_1 a_2}$.

Результаты расчета по полученной формуле приведены на рис. 4. из рисунка следует, что при $\tau > 400$ ч $K_G(\tau)$ приближается к стационарному значению. При $\tau \rightarrow \infty$ система уравнений Колмогорова:

$$\begin{cases} -(\lambda_1 + \lambda_2)P_0 + \mu_1 P_1 + \mu_2 P_2 = 0, \\ \lambda_1 P_0 - \mu_1 P_1 = 0, \\ P_0 + P_1 + P_2 = 1. \end{cases}$$

Решая систему относительно P_0 (по правилу Крамера), найдем:

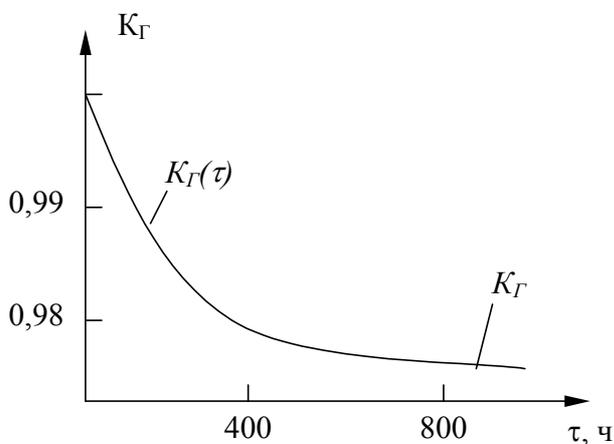


Рис. 4. Динамическое и статическое значения коэффициента готовности

$$P_0 = \begin{vmatrix} 0 & \mu_1 & \mu_2 \\ 0 & -\mu_1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} \cdot \left\{ \begin{vmatrix} -(\lambda_1 + \lambda_2) & \mu_1 & \mu_2 \\ \lambda_1 & -\mu_1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} \right\}^{-1} =$$

$$= \frac{\mu_1 \mu_2}{\lambda_1 \mu_2 + \mu_1 \mu_2 + \lambda_2 \mu_1} = \frac{1}{1 + \lambda_1 / \mu_1 + \lambda_2 / \mu_2}.$$

Подставив в эту формулу исходные данные, получим стационарный коэффициент готовности $K_{\Gamma} = P_0 = 0,972$.

Оценка показателей надежности энергоблока по модели дерева событий

Для оценки показателей надежности тепловая схема энергоблока представляется совокупностью элементов, имеющих последовательное или параллельное соединение. Параллельное соединение понимается в том смысле, что имеется резервирование (например, питательных, конденсатных насосов и других элементов схемы).

Модель дерева событий (отказов) представляется в виде:

$$(\omega T) = \sum_{i=1}^n \omega_i T_{Bi} + \sum_{j=1}^m \prod_{1}^2 \omega_j T_{Bj} + \sum_{y=1}^k \prod_{1}^3 \omega_y T_{By},$$

где n – количество последовательно соединенных элементов; m, k – количество элементов с одним и двойным резервированием.

Вероятность состояния отказов в этом случае:

$$P = \left(\frac{\omega T}{8760} \right) = \sum_{i=1}^n P_i + \sum_{j=1}^m \prod_{1}^2 P_j + \sum_{y=1}^k \prod_{1}^3 P_y.$$

Соответственно коэффициент простоя энергоблока

$$q = \frac{P}{1 + P}$$

и коэффициент готовности

$$K_{\Gamma} = 1 - q = \frac{1}{1 + P}.$$

Модель дерева отказов записывается относительно расчетного элемента тепловой схемы (которыми могут быть котел или турбина). Такая модель дает возможность представить отдельные состояния энергоблока: отказа (аварийного останова), частичной нагрузки, планового ремонта.

Пример 2. Определить длительность аварийного останова котла вследствие отказов элементов тепловой схемы энергоблока, показанной на рис. 5. Оценить коэффициент простоя и коэффициент готовности энергоблока. Исходные данные представлены в таблице.

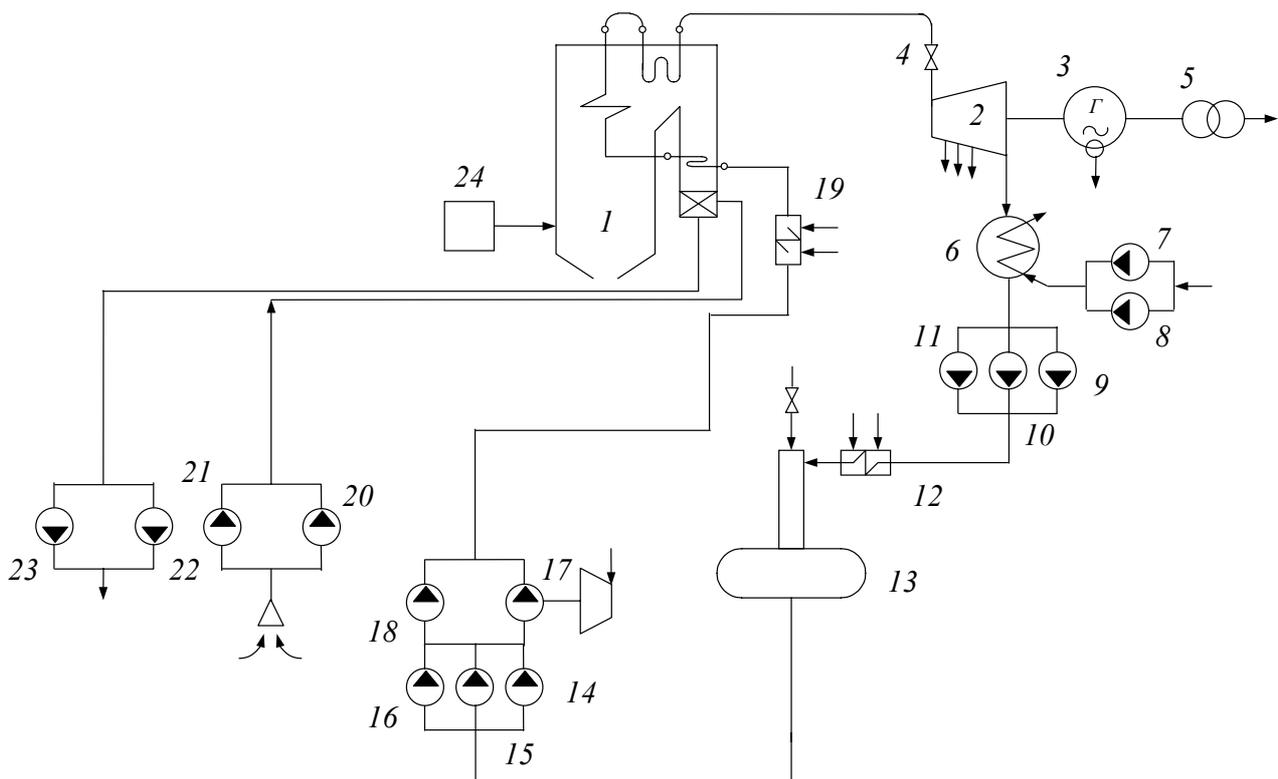


Рис. 5. Расчетная тепловая схема энергоблока

Исходные данные и расчетные показатели надежности

Наименование элемента	№ на рис. 3.5	Частота отказов ω , 1/год	Время восстановления T_B , ч	ωT , ч/год	Вероятность состояния отказа, P
Котел	1	6,69	38	254,2	$2,9 \cdot 10^{-2}$
Турбина	2	2,55	68	173,4	$2 \cdot 10^{-2}$
Электродгенератор	3	0,59	66	39	$0,4 \cdot 10^{-2}$
Паропровод	4	2,1	38	79,8	$0,9 \cdot 10^{-2}$
Силовой трансформатор	5	0,02	26	0,52	$6 \cdot 10^{-5}$
Конденсатор	6	0,18	22	4	$4 \cdot 10^{-4}$
Конденсатный насос	9, 10, 11	0,22	37	8,1	$9 \cdot 10^{-4}$
ПНД	12	0,024	33	0,8	$9 \cdot 10^{-5}$
Деаэратор	13	0,01	33	0,33	$4 \cdot 10^{-5}$
Бустерный насос	14, 15, 16	0,35	19,4	6,8	$8 \cdot 10^{-4}$
Питательный турбонасос	17	1,56	37	57,7	$6,6 \cdot 10^{-3}$
Питательный электронасос	18	0,22	30	6,6	$8 \cdot 10^{-4}$
ПВД	19	0,22	21	4,6	$5 \cdot 10^{-4}$
Дутьевой вентилятор	20, 21	0,25	27	6,7	$8 \cdot 10^{-4}$
Дымосос	22, 23	0,27	24	6,5	$7 \cdot 10^{-4}$
Топливоподача (газ – мазут)	24	0,13	12	1,6	$2 \cdot 10^{-4}$
Циркнасос	7, 8	0,34	94	32	$3,6 \cdot 10^{-3}$

Длительность и вероятность состояния отказа собственно котла рассчитывается как

$$\omega_1 T_{B1} = 6,69 \cdot 38 = 254,2 \text{ Ч/год}; \quad P_1 = \frac{\omega_1 T_{B1}}{8760} = 2,9 \cdot 10^{-2}.$$

Аналогично – для турбины:

$$\omega_2 T_{B2} = 2,55 \cdot 68 = 173,4 \text{ Ч/год}; \quad P_2 = \frac{\omega_2 T_{B2}}{8760} = 2 \cdot 10^{-2}.$$

Вероятность состояния отказа энергоблока вследствие отказов элементов тепловой схемы, приводящих к останову котла:

$$\begin{aligned} P &= \sum_{i=1}^{10} P_i + \sum_{j=1}^4 \prod_{l=1}^2 P_j + \sum_{y=1}^2 \prod_{l=1}^3 P_y = (P_1 + P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_{12} + P_{13} + P_{19} + P_{24}) + \\ &+ [(P_7 P_8) + (P_{17} P_{18}) + (P_{20} P_{21}) + (P_{22} P_{23})] + [(P_9 P_{10} P_{11}) + (P_{14} P_{15} P_{16})] = \\ &= (2,9 \cdot 10^{-2} + 2 \cdot 10^{-2} + 0,4 \cdot 10^{-2} + 0,9 \cdot 10^{-2} + 6 \cdot 10^{-5} + 4 \cdot 10^{-4} + 9 \cdot 10^{-5} + 4 \cdot 10^{-5} + \\ &+ 5 \cdot 10^{-4} + 2 \cdot 10^{-4}) + [(3,6 \cdot 10^{-3})^2 + (6,6 \cdot 10^{-3} \cdot 8 \cdot 10^{-4}) + (8 \cdot 10^{-4})^2 + (7 \cdot 10^{-4})^2] + \\ &+ [(9 \cdot 10^{-4})^3 + (8 \cdot 10^{-4})^3] = (0,0638) + [0,000019] + [12 \cdot 10^{-10}] \approx 0,0638. \end{aligned}$$

Длительность состояния отказа

$$\omega T = P \cdot 8760 = 0,0638 \cdot 8760 = 559 \text{ Ч/год}.$$

Коэффициент простоя энергоблока

$$q = \frac{P}{1+P} = \frac{0,0638}{1+0,0638} = 0,06.$$

Коэффициент готовности

$$K_T = \frac{1}{1+P} = 1 - q = 1 - 0,06 = 0,94.$$

Тема 4

Выбор резервов

Распространенным из возможных способов обеспечения надежности энергоблоков является резервирование ответственных элементов (питательных насосов, тягодутьевых машин и т.п.).

Для наиболее характерных схем резервирования можно получить зависимости для расчета вероятностей возможных состояний. При этом принимаются следующие допущения:

- функции распределения наработки на отказ и времени восстановления подчиняются экспоненциальному закону;
- интенсивность отказов λ и восстановлений μ всех элементов одинакова;
- показатели надежности рассчитываются для достаточно длительного отрезка времени, обеспечивающего стационарность потока событий.

Для примера рассмотрим схему на рис. 1. Резервный элемент ненагружен. Такая схема может использоваться в тех случаях, когда продолжительность включения в работу резервного элемента невелика, его можно держать в отключенном состоянии. Вероятность его отказа в период нахождения в резерве принимается равной нулю. Для стационарных потоков событий можно записать:

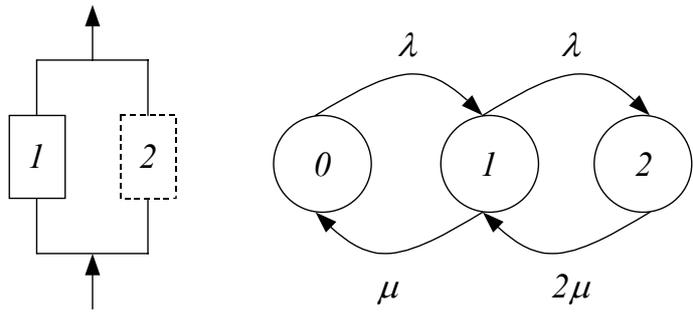


Рис. 1. Схема и граф состояний с ненагруженным резервом:

1 – рабочий, 2 – резервный элементы

$$\begin{cases} -\lambda P_0 + \mu P_1 = 0; \\ -(\lambda + \mu)P_1 + \lambda P_0 + 2\mu P_0 = 0; \\ P_0 + P_1 + P_2 = 1. \end{cases}$$

Решив систему уравнений, найдем:

$$P_0 = \frac{2}{\left(1 + \frac{\lambda}{\mu}\right)^2 + 1}; \quad P_1 = \frac{\lambda P_0}{\mu}; \quad K_T = P_0 + P_1.$$

Аналогичным образом можно определить вероятности работоспособных событий для различных схем включения резерва

Вероятности состояний для схем резервирования

Резерв	Схема	Вероятности состояний
Один элемент в работе, другой – в нагруженном резерве		$P_0 = \frac{1}{\left(1 + \frac{\lambda}{\mu}\right)^2},$ $P_1 = \frac{2\lambda P_0}{\mu}$
Два элемента в работе, один – в ненагруженном резерве		$P_0 = \frac{3}{2\left(1 + \frac{\lambda}{\mu}\right)^3 + 1},$ $P_1 = \frac{2\lambda P_0}{\mu}, \quad P_2 = \frac{\lambda P_1}{\mu}$
Два элемента в работе, один – в нагруженном резерве		$P_0 = \frac{3}{\left(1 + \frac{\lambda}{\mu}\right)^3},$ $P_1 = \frac{3\lambda P_0}{\mu}, \quad P_2 = \frac{3\lambda P_1}{\mu}$

Для случая, когда резервные элементы находятся в ненагруженном резерве, вероятность безотказной работы за время τ системы, содержащей n рабочих и m резервных элементов, определяется как

$$P(\tau) = e^{-n\lambda\tau} \sum_{0 \leq y \leq m} \frac{(n\lambda\tau)^y}{y!},$$

где y – число отказавших элементов.

Если m резервных элементов находятся в нагруженном резерве, вероятность безотказной работы за время τ системы:

$$P(\tau) = \sum_{0 \leq y \leq m} C_{m+n}^y [1 - P_i(\tau)]^y P_i^{m+n-y}(\tau),$$

где $C_{m+n}^y = \frac{(m+n)!}{y!(m+n-y)!}$, $P_i(\tau)$ – вероятность безотказной работы элемента.

Пример 1. На рис. 2 показана схема включения однотипных котлов на ТЭЦ с поперечными связями. Три котла ($n=3$) – рабочие, а один ($m=1$) – находится в резерве. Интенсивность отказа котла $\lambda=4 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}$. Оценить вероятность безотказной работы для $\tau = 500 \text{ ч}$.

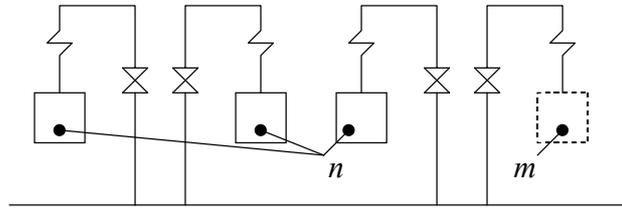


Рис. 2. Схема включения котлов на ТЭЦ: n – рабочие котлы, m – резервный котел

Если котел держать в ненагруженном резерве, вероятность безотказной работы системы котлов ТЭЦ

$$P(\tau) = e^{-n\lambda\tau} \cdot \sum_{0 \leq y \leq m} \frac{(n\lambda\tau)^y}{y!} = e^{-3 \cdot 4 \cdot 10^{-4} \cdot 500} \times$$

$$\times \left[\frac{(-3 \cdot 4 \cdot 10^{-4} \cdot 500)^{y=0}}{0!} + \frac{(-3 \cdot 4 \cdot 10^{-4} \cdot 500)^{y=1}}{1!} \right] = 0,878$$

Для случая нагруженного резервирования

$$P(\tau) = C_{m+n}^{y=0} [1 - P_i(\tau)]^{y=0} \cdot P_i^{m+n-0}(\tau) + C_{m+n}^{y=1} [1 - P_i(\tau)]^{y=1} \cdot P_i^{m+n-1}(\tau) =$$

$$= 1 \cdot [1 - 0,818]^0 \cdot 0,818^{1+3-0} + 4 \cdot [1 - 0,818]^1 \cdot 0,818^{1+3-1} = 0,846,$$

где $P_i(\tau) = e^{-\lambda\tau} = e^{-4 \cdot 10^{-4} \cdot 500} = 0,818$.

При резервировании m из n однотипных элементов коэффициент готовности определяется по выражению

$$K_{\Gamma} = \sum_0^m C_n^m \cdot K_{\Gamma_i}^{n-m} \cdot (1 - K_{\Gamma_i})^m,$$

где K_{Γ_i} – коэффициент готовности элемента.

Пример 2. Оценить коэффициент готовности ТЭС при $K_{Гi} = 0,91$ и количестве энергоблоков $n=5$.

Для ТЭС с резервным энергоблоком ($m=1$) коэффициент готовности

$$K_{Г} = \sum_0^m C_n^m \cdot K_{Гi}^{n-m} \cdot (1 - K_{Гi})^m = C_5^0 \cdot K_{Гi}^{5-0} (1 - K_{Гi})^0 + C_5^1 \cdot K_{Гi}^{5-1} (1 - K_{Гi})^1 = 0,928.$$

Для ТЭС без резерва ($m=0$)

$$K_{Г} = C_5^0 \cdot K_{Гi}^{5-0} (1 - K_{Гi})^0 = K_{Гi}^5 = 0,621,$$

где $C_5^0 = \frac{n!}{0!n!} = 1.$

Выбор резерва в энергосистеме

Одной из основных задач обеспечения надежности энергосистем является создание резерва мощности, необходимого для проведения ремонтов, технического обслуживания и уменьшения аварийного недоотпуска энергии (при заданном коэффициенте надежности энергоснабжения).

Скрытый резерв заключен в работающем оборудовании, которое несет полную нагрузку и может быть догружено практически мгновенно. Горячий (или вращающийся) резерв создается за счет котлов, находящихся под давлением пара и турбогенераторов на холостом ходу. Холодный резерв обеспечивается специальными резервными установками с малым временем пуска и набора нагрузки. Такими установками являются ГТУ и ГЭС. При определении резерва мощности используется следующий алгоритм.

Неоднородная (реальная) энергосистема (принципиальная схема которой показана на рис. 3) эквивалентуруется в однородную, состоящую из однотипных энергоблоков одинаковой мощности, с одинаковыми основными параметрами надежности.

Эквивалентирование основано на равенстве матожиданий случайной величины аварийной мощности неоднородной и однородной энергосистем:

$$\begin{cases} \sum_1^n N_n q_n = n_{\text{Э}} N_{\text{Э}} q_{\text{Э}}, \\ \sum_1^n N_n^2 q_n (1 - q_n) = n_{\text{Э}} N_{\text{Э}}^2 q_{\text{Э}} (1 - q_{\text{Э}}), \end{cases}$$

где $n = i + j + \gamma$; N_n, q_n – мощность и аварийность n -го энергоблока неоднородной энергосистемы; $n_{\text{Э}}$ – количество эквивалентных энергоблоков; $N_{\text{Э}}, q_{\text{Э}}$ – мощность и аварийность эквивалентного энергоблока.

Решая эти уравнения, найдем:

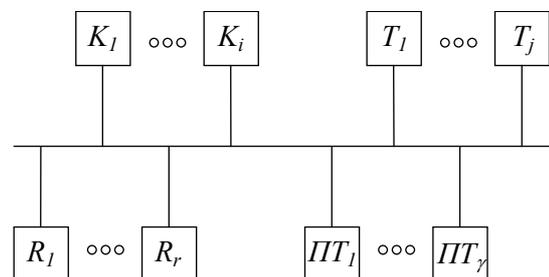


Рис. 3. Схема энергосистемы:

$K_i, T_j, ПТ_{\gamma}$ – конденсационные и теплофикационные энергоблоки;
 R_r – резервные энергоблоки

$$n_{\text{Э}} = \frac{\sum_1^n N_n q_n \left(\sum_1^n N_n - \sum_1^n N_n q_n \right)}{\sum_1^n N_n^2 q_n (1 - q_n)}; \quad q_{\text{Э}} = \frac{\sum_1^n N_n q_n}{\sum_1^n N_n}; \quad N_{\text{Э}} = \frac{\sum_1^n N_n}{n_{\text{Э}}}.$$

Величина относительного резерва мощности в энергосистеме рассчитывается как: $r = \frac{v \cdot \sqrt{n_{\text{Э}} q_{\text{Э}}} + n_{\text{Э}} q_{\text{Э}} + 0,5}{n_{\text{Э}}}$, где v - аргумент функции нормального

распределения. Для надежности энергоснабжения $P_{\text{Э}} = 0,999; 0,99; 0,9$ $v \approx 3,1;$

$2,3; 1,3$. Величина резерва $\sum N_r = r \sum_1^n N_n$.

Резервирование отпуска теплоэнергии

Резервирование отпуска тепловой энергии имеет свои особенности. Системы теплоснабжения допускают некоторое кратковременное отключение теплового потребителя при снижении температуры внутри отапливаемых помещений. Принята ступенчатая градация пониженных значений температуры при наступлении отказов. Полный отказ системы происходит при температуре в помещении $t_{\text{ВЛ}}$ ниже $0 \text{ } ^\circ\text{C}$ при замораживании системы. Вероятность того, что эти условия наступят, принимается равной $0,03$. Следующая ступень температуры – $t_{\text{ВЛ}} = +10 \text{ } ^\circ\text{C}$ (при частичном отказе теплооборудования). Для нее принимается вероятность наступления неблагоприятных условий $0,14$. Анализ возможных отказов в системах теплоснабжения показывает, что наиболее крупные из них связаны с отказами сетевых трубопроводов большого диаметра (на уровне 1 м).

Основными путями, обеспечивающими гибкость и резервы системы теплоснабжения, являются:

- сооружение резервной бойлерной установки, питаемой редуцированным (через РОУ) острым паром;

- установка резервных сетевых трубопроводов;

- установка резервных котельных в районе теплопотребления;

- возможность форсирования мощности отдельных элементов системы;

- использование электрообогревательных установок в качестве замещающих аварийных элементов системы теплоснабжения.

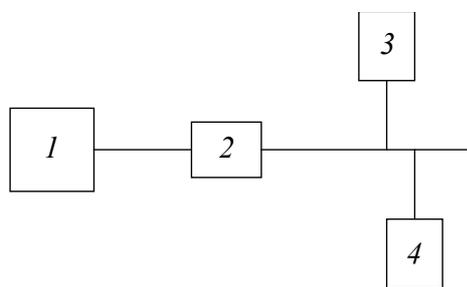


Рис. 4. Принципиальная схема теплоснабжающей системы:

1 – основной источник, 2 – магистральный теплопровод, 3 – районная котельная, 4 – пиково-резервная котельная

Недоотпуск тепловой энергии коммунально-бытовым потребителям рассмотрим на примере теплоснабжающей системы (рис. 4), состоящей из основного источника тепловой мощности Q_0 , магистрального теплопровода, пиково-резервной котельной производительно-

стью $Q_{ПК} = (m+r)Q_{ПКi}$ (m, r – число рабочих и резервных котлов единичной мощностью $Q_{ПКi}$) и районной котельной производительностью $Q_{РК} = nQ_{РКj}$ (n – число водогрейных котлов единичной мощностью $Q_{РКj}$).

Располагаемая тепловая мощность такой системы

$$Q_C = Q_0 + nQ_{РКj} + mQ_{ПКi}.$$

Отказ функционирования наступает в момент времени, когда снижение мощности системы вследствие отказа работоспособности ΔQ превысит величину резерва. Недоотпуск теплоты $\Delta Q_H = \Delta Q - rQ_{ПКi}$ в течение периода времени $\tau_{ОТК}$ приводит к снижению температуры воздуха внутри отапливаемых помещений от t_{B0} до t_B в соответствии с формулой:

$$\tau_{ОТК} = \beta \ln \left(\frac{t_{B0} - t_H}{t_B - t_H} \right),$$

где β – коэффициент теплоаккумулирующей способности зданий, ч; t_H – температура наружного воздуха, °С.

В случае неполного прекращения подачи топлива и снижения её до уровня относительной величины φ значение t_B можно определить зависимостью

$$t_B = e^{-\frac{\tau_{ОТК}}{\beta}} [t_{B0} - \varphi(t_{B0} - t_H) - t_H] + \varphi(t_{B0} - t_H) + t_H. \quad (*)$$

Время восстановления

$$\tau_B = a + bd,$$

где a, b – коэффициенты, зависящие от вида отказа теплопровода и аварийно-восстановительного технологического процесса ($a = 3, b = 45$); d – диаметр трубопровода.

Предельно допустимый диаметр трубопровода, отказ которого не вызывает снижения температуры воздуха внутри отапливаемых помещений ниже допустимой (t_{B1}, t_{B2}),

$$d_{доп} = \frac{\frac{\tau_{доп}}{1 + v_\tau U_P} - a}{b},$$

где v_τ – коэффициент вариации ($v_\tau = 0,1 \dots 0,2$); U_P – квантиль нормального распределения, соответствующая вероятности того, что время восстановления τ_B теплопровода не превысит допустимого значения $\tau_{доп}$.

На рис. 5 приведена номограмма определения допустимого диаметра магистрального теплопровода и соответствующей мощности основного источника.

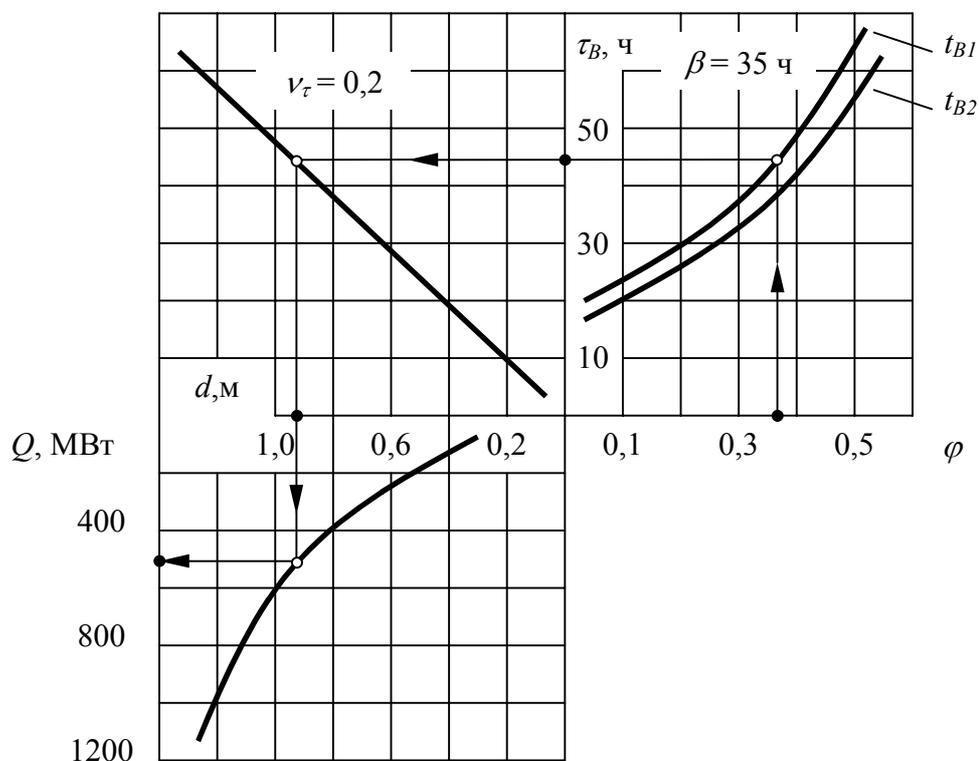


Рис. 5. Номограмма допустимого диаметра магистрального теплопровода d и транспортируемой теплоты Q от относительной мощности φ основного источника теплоснабжения

Пример 3. Рассмотрим систему отпуска технологического пара, представленную на рис. 6. Отпуск пара осуществляется из регулируемого отбора турбины по двум паропроводам, каждый из которых имеет 100%-ную пропускную способность. Резервом на случай отказа турбоагрегата служит РОУ. Для принятой схемы граф возможных состояний будет следующим: S_0 – в работе турбоагрегат и оба паропровода; S_1 – отказал турбоагрегат и отпуск пара осуществляется через РОУ; S_2 – в работе турбоагрегат, отказал один из паропроводов; S_3 – состояние отказа, которое наступает при одновременном выходе из строя турбоагрегата и РОУ, либо обоих паропроводов. Определим вероятность каждого из состояний.

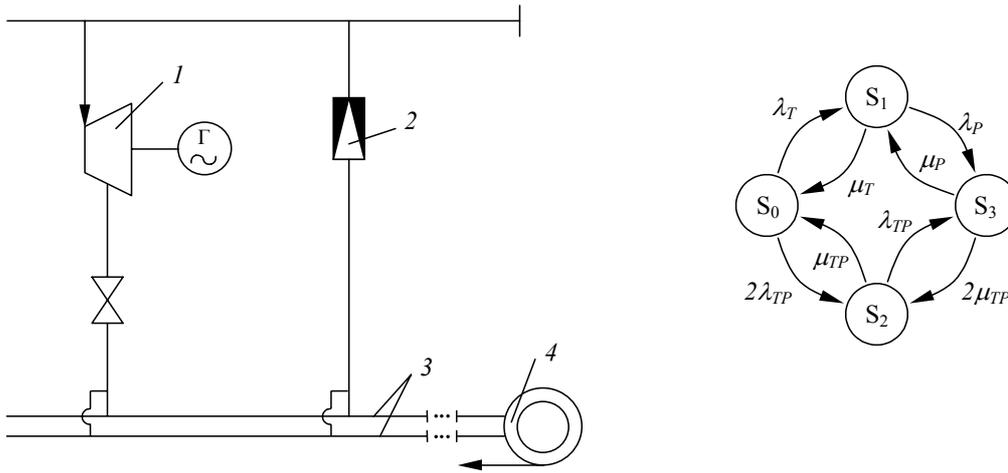


Рис. 6. Схема и граф состояний отпуска технологического пара:

1 – турбина с производственным отбором; 2 – РОУ; 3 – паропроводы; 4 – потребитель пара; S_0, \dots, S_3 – состояния системы

Значения интенсивностей отказов (ч^{-1}): турбоагрегата $\lambda_T = 10^{-3}$, РОУ $\lambda_P = 10^{-4}$, транзитного паропровода $\lambda_{TP} = 0,5 \cdot 10^{-3}$ и соответственно – восстановлений: $\mu_T = 2 \cdot 10^{-2}$; $\mu_P = 4 \cdot 10^{-2}$; $\mu_{TP} = 5 \cdot 10^{-2}$. Рассмотрим стационарный поток событий. Тогда система уравнений для графа состояний будет иметь вид:

$$\begin{cases} -P_0(\lambda_T + 2\lambda_{TP}) + P_1\mu_T + P_2\mu_{TP} = 0; \\ P_0\lambda_T - P_1(\lambda_P + \mu_T) + P_3\mu_P = 0; \\ P_0 \cdot 2\lambda_{TP} - P_2(\mu_{TP} + \lambda_{TP}) + P_2 \cdot 2\mu_{TP} = 0; \\ P_0 + P_1 + P_2 + P_3 = 1. \end{cases}$$

Вероятность отказа составит

$$P_3 = \frac{D_3}{D},$$

где D_3, D – определители:

$$D = \begin{vmatrix} -(\lambda_T + 2\lambda_{TP}) & \mu_T & \mu_{TP} & 0 \\ \lambda_T & -(\lambda_P + \mu_T) & 0 & \mu_P \\ 2\lambda_{TP} & 0 & -(\mu_{TP} + \lambda_{TP}) & 2\mu_{TP} \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} = -151 \cdot 10^{-6};$$

определитель переменной найдем заменой коэффициентов соответствующего столбца свободными членами

$$D = \begin{vmatrix} -(\lambda_T + 2\lambda_{TP}) & \mu_T & \mu_{TP} & 0 \\ \lambda_T & -(\lambda_P + \mu_T) & 0 & 0 \\ 2\lambda_{TP} & 0 & -(\mu_{TP} + \lambda_{TP}) & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} = -0,2 \cdot 10^{-6}.$$

$$\text{Коэффициент готовности } K_G = 1 - P_3 = 1 - \frac{0,2 \cdot 10^{-6}}{151 \cdot 10^{-6}} = 0,999.$$

Учет свойства временной избыточности

Свойство временной избыточности подразумевает *резерв* времени в работе системы теплоснабжения, обусловленный тепловой инертностью потребителей, тепловых сетей, запасами горячей воды в баках-аккумуляторах, в деаэраторах, обычно пополняемый к моменту возникновения следующего отказа.

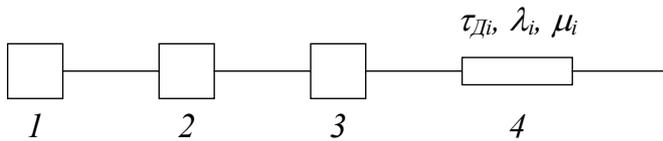


Рис.7. Структурная схема котельной:

1 – котлы, 2 – деаэрационно-питательная установка, 3 – сетевые подогреватели, 4 – магистральный теплопровод

При постоянных значениях резерва времени элементов (рис. 7) τ_{Di} и при $\tau > \tau_{ДС}$ (резерва времени системы) вероятность безотказной работы

$$P(\tau, \tau_{ДС}) = e^{-(1-F_{ВС})(\tau-\tau_{ДС})\lambda_C}$$

Здесь λ_C – интенсивность отказов системы $\lambda_C = \sum_{i=1}^n \lambda_i$;

$$\tau_{ДС} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i \tau_{Di} e^{-\mu_i \tau_{Di}}}{\sum_{i=1}^n \lambda_i e^{-\mu_i \tau_{Di}}}; \text{ функция распределения времени восстановления системы}$$

$$F_{ВС} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i (1 - e^{-\mu_i \tau_{Di}})}{\sum_{i=1}^n \lambda_i}, \text{ где } \mu_i \text{ – интенсивность восстановления } i\text{-го элемента.}$$

Тема 5

Режимная надежность энергоблока

Функционирование энергоблока характеризуются следующими режимами: стационарным, резерва, ремонта, останова, пуска, регулирования.

Относительное время нахождения энергоблока в резерве

$$\varphi_r = \frac{\tau_r \lambda_r}{8760},$$

где τ_r – среднее время простоя энергоблока в резерве (0...10 ч); λ_r – частота режима отключения (40...100 1/год).

Относительное время ремонта

$$\varphi_t = \frac{\tau_B \lambda_t + \tau_P \lambda_P}{8760},$$

где λ_r – частота отказов, $\lambda_r = 8760\lambda$ 1/год; $\tau_B = 1/\mu$, ч; $\tau_P = 1/\mu$; μ_{Pl} – интенсивность плановых ремонтов ($1,1 \cdot 10^{-3} \dots 1,5 \cdot 10^{-3}$); λ_P – частота плановых ремонтов (21/год); τ_P – средняя продолжительность планового ремонта (700...900 ч).

Относительное время режима пуска

$$\varphi_i = \frac{\tau_{\Pi}(\lambda_r + \lambda_P)}{8760},$$

где τ_{Π} – средняя продолжительность режима пуска (2...6 ч).

Относительное время режима регулирования нагрузки

$$\varphi_j = \frac{\tau_{PH} \cdot m \cdot n_C}{8760},$$

где $n_C = 365(1 - \varphi_r - \varphi_i - \varphi_j)$ – расчетное количество суток; m – количество ступеней (1...4) в суточном графике нагрузки; τ_{PH} – средняя продолжительность режима регулирования (0,3...0,5 ч).

Относительное время режима останова

$$\varphi_\gamma = \frac{\tau_0(\lambda_P + \lambda_r)}{8760},$$

где τ_0 – средняя продолжительность режима останова (0,3...0,5 ч).

Стационарный режим характеризуется относительным временем

$$\varphi_S = 1 - \sum_{K=1}^5 \varphi_K.$$

Интегральный коэффициент готовности энергоблока

$$K_{\Gamma} = \sum_{K=1}^5 \varphi_K K_{\Gamma K} = \varphi_r K_{\Gamma r} + \varphi_i K_{\Gamma i} + \varphi_j K_{\Gamma j} + \varphi_\gamma K_{\Gamma \gamma} + \varphi_S K_{\Gamma S},$$

где $K_{\Gamma K}$ – коэффициенты готовности энергоблока в режимах резерва, пуска, регулирования нагрузки, останова, стационарном,

$$K_{\Gamma K} = K_{\Gamma S} - (e^{\varphi_K} - 1).$$

Отклонение нагрузки энергоблока от номинальной приводит к снижению уровня надежности при регулировании.

Пример 1. Определить для энергоблока интегральный коэффициент готовности при следующих условиях: $\tau_P = 10$ ч, $\lambda_r = 100$ 1/год, $\mu = 0,033$ ч⁻¹, $\lambda = 3 \cdot 10^{-4}$ ч⁻¹, $\lambda_P = 2$ 1/год, $\mu_{Pl} = 1,1 \cdot 10^{-3}$ ч⁻¹, $\tau_{\Pi} = 2,5$ ч, $m = 2$, $\tau_{PH} = 0,4$ ч, $\tau_0 = 0,3$ ч.

Относительное время нахождения энергоблока в резерве

$$\varphi_r = \frac{\tau_r \lambda_r}{8760} = \frac{10 \cdot 100}{8760} = 0,12.$$

Относительное время ремонта

$$\varphi_i = \frac{\tau_B \lambda_i + \tau_P \lambda_P}{8760} = \frac{8760 \frac{\lambda}{\mu} + \frac{\lambda_P}{\mu_{Pl}}}{8760} = \frac{8760 \frac{3 \cdot 10^{-4}}{0,033} + \frac{2}{1,1 \cdot 10^{-3}}}{8760} = 0,23.$$

Режим пуска

$$\varphi_i = \frac{\tau_{\Pi}(\lambda_r + \lambda_P)}{8760} = \frac{2,5(2 + 100)}{8760} = 0,03.$$

Режим регулирования нагрузки

$$\varphi_j = \frac{\tau_{PH} \cdot t \cdot n_C}{8760} = \frac{\tau_{PH} \cdot t \cdot 365(1 - \varphi_r - \varphi_t - \varphi_i)}{8760} = \frac{0,4 \cdot 2 \cdot 365(1 - 0,12 - 0,23 - 0,03)}{8760} = 0,02$$

Режим останова

$$\varphi_\gamma = \frac{\tau_0(\lambda_p + \lambda_r)}{8760} = \frac{0,3(2 + 100)}{8760} = 0,003.$$

Стационарный режим

$$\varphi_S = 1 - \sum_{K=1}^5 \varphi_K = 1 - 0,403 = 0,597.$$

Стационарный коэффициент готовности

$$K_{GS} = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{0,033}{0,033 + 3 \cdot 10^{-4}} = 0,99.$$

Режимные коэффициенты готовности

$$K_{Gr} = K_{GS} - (e^{\varphi_r} - 1) = 0,99 - (e^{0,12} - 1) = 0,86;$$

$$K_{Gi} = K_{GS} - (e^{\varphi_i} - 1) = 0,99 - (e^{0,03} - 1) = 0,96;$$

$$K_{Gj} = K_{GS} - (e^{\varphi_j} - 1) = 0,99 - (e^{0,02} - 1) = 0,97;$$

$$K_{G\gamma} = K_{GS} - (e^{\varphi_\gamma} - 1) = 0,99 - (e^{0,003} - 1) = 0,98.$$

Интегральный коэффициент готовности энергоблока

$$K_G = \varphi_r K_{Gr} + \varphi_i K_{Gi} + \varphi_j K_{Gj} + \varphi_\gamma K_{G\gamma} + \varphi_S K_{GS} = 0,12 \cdot 0,86 + 0,03 \cdot 0,96 + \\ + 0,02 \cdot 0,97 + 0,003 \cdot 0,98 + 0,597 \cdot 0,99 = 0,745.$$

Режимная надежность котла (для k -го режима) определяется как

$$K_{Gk} = \prod_1^z K_{Gz}^k,$$

где для режима пуска $z = 6$, для режимов регулирования, нагрузки, останова и стационарного $z = 5$; K_{Gz}^k – коэффициенты готовности соответственно парогенерирующих поверхностей (K_{G1}^k), топливоподачи (K_{G2}^k), тягодутьевых устройств (K_{G3}^k), линии питательной воды (деаэратор, питательный насос, ПВД) (K_{G4}^k), главных паропроводов транспорта пара (K_{G5}^k), растопочного сепаратора (K_{G6}^k).

Режимная надежность турбогенератора (для k -го режима) оценивается как

$$K_{GT} = \prod_{f=1}^5 K_{Gf}^k,$$

где для режима пуска $f = 5$, для режимов регулирования нагрузки, останова, стационарного $f = 4$; K_{Gf}^k – коэффициенты готовности турбины (K_{G1}^k),

конденсационного устройства, включающего в себя конденсатор, конденсатные и циркуляционные насосы ($K_{Г2}^k$), блочной обессоливающей установки ($K_{Г3}^k$), электрогенератора ($K_{Г4}^k$), валоповоротного устройства ($K_{Г5}^k$).

В случае отсутствия данных по отказам энергооборудования, например, растопочного сепаратора, валоповоротного устройства, показатели надежности определяются по верхней и нижней границам вероятности отказов:

$$P_B = 1 - \sqrt[n]{1 - \delta} = 1 - \sqrt[500]{1 - 0,9} = 0,0046; \quad P_H = 0,$$

где условно принимается, что в эксплуатации находится, например, $n = 500$ единиц оборудования данного типа, а коэффициент доверия $\delta = 0,9$. Средняя величина является характеристикой надежности элемента и составляет

$$P = \frac{P_B + P_H}{2} = \frac{0,0046}{2} = 0,0023 \quad \text{и соответственно коэффициент готовности}$$

$$K_G = \frac{1}{1 + P} = \frac{1}{1 + 0,0023} = 0,998.$$

Между надежностью энергооборудования и качеством вырабатываемой энергии существует определенная зависимость. Так, например, полный или частичный отказ энергоблоков в системе приводит к возникновению дефицита активной мощности и, как правило, к снижению частоты отдаваемого потребителям переменного тока. Отклонение частоты от номинального значения 50 Гц допускается в пределах $\pm 0,1$ Гц, а напряжения – $\pm 5\%$ (для электродвигателей – до $+10\%$).

При работе на нормируемой частоте номинальной мощности энергоблока N соответствует расход топлива B . Снижение частоты в энергосистеме на Δf приводит к уменьшению электрической мощности энергоблока до $N_{\Delta f}$ при неизменном расходе топлива. Для поддержания номинальной мощности необходимо дополнительно израсходовать топливо ΔB при форсировании энергоблока. Тогда при работе энергоблока на пониженной частоте в течении периода времени T_f суммарный расход топлива составит

$$B_f = (B + \Delta B)T_f = BT_f \left(1 + \theta_f \frac{f_H}{B} \bar{\Delta f} \right),$$

где $\bar{\Delta f} = \frac{\Delta f_i}{f_H}$ – относительная частота; $\theta_f = \left[\frac{\partial(\Delta B)}{\partial(\Delta f)} \right]_N$ – коэффициент

относительного прироста расхода топлива энергоблоком от уменьшения частоты. В большинстве случаев можно считать, что снижение частоты на 1% приводит к уменьшению нагрузки на 2...2,5%.

Тема 6

Обеспечение надежности энергооборудования

При обеспечении надежности оборудования учитываются следующие главные факторы:

- конструкция агрегата, определяющая тепловой поток на поверхностях нагрева, степень неравномерности их обогрева, уровень температур металла;
- конструкционные материалы, определяющие механические и термические напряжения в металле;
- технология изготовления и монтажа (её влияние усиливается с ростом единичных мощностей энергоблоков в связи с увеличением количества комплектующих элементов);
- водно-химический режим, определяющий интенсивность процессов коррозии металла;
- режим эксплуатации, зависящий от характера нагрузки энергоблока, качества сжигаемого топлива, организации ремонтов.

Для энергетического оборудования характерен длительный срок эксплуатации (30...50 лет).

Гарантируемые в технической документации показатели надежности закладываются в ходе проектирования по следующим основным направлениям:

- выбор и расчет тепловой схемы;
- применение конструктивных решений, учитывающих качество топлива и питательной воды, сейсмичность района;
- резервирование оборудования;
- выбор конструктивных материалов, соответствующих особенностям эксплуатации;
- выполнение комплекса расчетов (тепловых, прочностных, гидравлических, газодинамических) для обоснования решений по выбору конструкции агрегатов;
- отработка конструкторских решений на технологичность.

Успехи энергомашиностроения в повышении надежности паровых котлов и турбин позволили перейти преимущественно к моноблочной схеме *котел – турбина* при резервировании отдельных агрегатов технологических систем.

Расчетный срок службы энергооборудования исходя из характеристик длительной прочности металла принимают на уровне 200 тыс. ч и более. Вместе с тем, поскольку оборудование (особенно котлы) и трубопроводы имеют высокую металлоемкость, показатели надежности должны достигаться при минимальном объеме легирования дорогостоящими и дефицитными элементами – никелем, молибденом, вольфрамом, ниобием.

Важнейшими исходными показателями при выполнении расчетов на прочность являются допускаемые напряжения сталей.

Анализ информации об эксплуатации надежности энергооборудования показывает, что значительная часть аварийных остановов вызывается дефектами изготовления и монтажа. Уменьшение числа этих дефектов достигается:

- повышением степени заводской готовности путем выпуска оборудования в блочном исполнении (укрупненными блоками поставляются котлы, турбины, оборудование водоподготовки);
- применением современных способов и методов диагностики и контроля;

- применением прогрессивного технологического оборудования;
- механизацией и автоматизацией процессов сварки;
- заменой литых и сварных фасонных элементов (под давлением) на цельноштампованные конструкции;
- применением мембранных поверхностей нагрева.

Техническое обслуживание и ремонты регламентируются технической документацией, в которой учитывается:

- диагностика и контроль технического состояния оборудования;
- объемы и сроки технического обслуживания, капитальных, средних и текущих ремонтов;
- организация и производство ремонтных работ.

Капитальным считается в энергетике ремонт, при котором исправность агрегата восстанавливается полностью.

При среднем ремонте устраняется неисправность путем замены отдельных быстроизнашиваемых деталей.

Аварийные ремонты выполняются как работы, обеспечивающие безотказную эксплуатацию оборудования до ближайшего планового ремонта.

Капитальный ремонт котлов, например, предусматривает контроль технического состояния труб поверхностей нагрева с заменой изношенных труб, их креплений, коллекторов; восстановление змеевиков труб. При капитальном ремонте турбины происходит её вскрытие и выемка роторов. Проводится диагностика цилиндров, лопаток, дисков с устранением дефектов. Средние ремонты отличаются от капитальных меньшими объемами. Текущие – направлены на выполнение ремонтных операций, не требующих длительного простоя оборудования. Все эти ремонты выполняются на оборудовании через регламентированные промежутки времени. При этом объемы и содержание работ повторяются, то есть ремонт оборудования имеет циклический характер. Например, для угольного энергоблока 300 МВт продолжительность текущего ремонта составляет 16, среднего – 27, а капитального 50...70 суток.

Текущие ремонты проводятся ежегодно, средние и капитальные – раз в 3...4 года (при этом первый средний ремонт выполняется во второй год) для каждого двенадцатилетнего цикла. Из-за физического старения оборудования возрастает объем и продолжительность ремонтов, особенно капитальных. Ремонтные циклы повторяются до тех пор, пока не возникает необходимость демонтажа из-за недопустимого физического износа и морального старения оборудования.

При изменении режима работы оборудования происходит изменение параметров во всех элементах: в котле, паропроводах, турбине, электрогенераторе, вспомогательном оборудовании. Однако наиболее существенные последствия, лимитирующие скорость изменения режимов, возникают в паровой турбине. При пуске турбины ротор удлиняется, при остановке – сокращается. Наиболее опасным является расширение и сокращение ротора турбины относительно статора. Температурные напряжения накладываются на рабочие напряжения от давления, вращения и т.д.

При высоких температурах маневренные режимы обуславливают протекание чередующихся процессов знакопеременного пластического деформирования. Наибольшую опасность маневренные режимы представляют для высокотемпературных зон роторов ЦВД, ЦСД турбин. При пусках из холодного состояния горячий пар подается на холодный ротор, где происходит конденсация и возникает температурный удар вследствие интенсивного теплообмена. При пусках из горячего состояния, наоборот, на горячий ротор подается относительно холодный пар, остывший при движении в охладившихся за ночь паропроводах. Дополнительная опасность для роторов ЦВД, ЦСД возникает вследствие вероятности (при резких изменениях режимов работы) попадания внутрь турбины воды и холодного пара из паропроводов (и даже регенеративных подогревателей). При этом возможен остаточный прогиб ротора.

Эксплуатация характерна циклами: разгрузки и нагрузки, пусков из различных тепловых состояний – после плановой остановки, сброса нагрузки, аварийной остановки и т.д. При этом оценивается их допустимость за установленный срок службы, особенно при переводе оборудования, прослужившего расчетный ресурс, в маневренный режим работы.

Так называемая *детерминистическая малоцикловая долговечность*, или *детерминистическое число циклов до разрушения*, определяется размахом пластической деформаций $\Delta\varepsilon$ в цикле по формуле: $n_D = C \cdot \Delta\varepsilon^K \cdot e^{-U_P \xi_n}$,

где U_P есть $P\%$ -ная квантиль нормированного нормального распределения; C, K – экспериментальные константы разрушения металла (практически не зависящие от температуры); ξ_n – характеристика малоциклового прочностного ресурса. *детерминистическая малоцикловая долговечность* – число эксплуатационных циклов n_D , которое способна выдерживать деталь без появления трещины малоциклового усталости с вероятностью $P = 50\%$.

Среднее содержание углерода в сотых или десятых долях процента ставится перед обозначением марки стали. Отсутствие цифр за обозначениями элементов указывает, что этих элементов содержится менее одного процента.

Пример 1. Определить детерминистическую долговечность ротора турбины из стали Р2МА. При размахе пластических деформаций в цикле $\Delta\varepsilon = 0,6\%$ и при $P = 50\%$ ($U_P=0$) число циклов до разрушения

$$n_D = C \cdot \Delta\varepsilon^K \cdot e^{-U_P \xi_n} = 21,9 \cdot 0,006^{-0,64} \cdot e^{-0,42} \approx 570$$

Главнейшим условием повышения надежности маневренного оборудования является правильно выбранная и выполненная пусковая схема, позволяющая подавать в турбину пар, температура которого близка к температуре металла, и изменять температуру пара в темпе обеспечения требуемой малоциклового надежности. В большинстве случаев используется однопайпасная пусковая схема. Большие возможности дает более дорогая двухбайпасная схема, позволяющая независимо получать необходимую температуру пара перед ЦВД и ЦСД на уровне температуры металла. Важным является также предпусковой прогрев оборудования (например, прогрев паропроводов промперегрева от РОУ перед пуском турбины из горячего состояния). Котел должен обеспе-

чить достаточно низкий уровень минимальных нагрузок, возможность получения пара желаемой температуры и давления при низкой паропроизводительности. Особенно важна возможность работы котла на скользящем давлении с обеспечением постоянной начальной температуры пара перед турбиной в регулировочном диапазоне мощностей, что предотвращает опасные смещения ротора относительно корпуса и возникновение высоких температурных напряжений. Скорость пуска с допустимыми термонапряжениями элементов обеспечивается надежной работой систем автоматики.

Тема 7

Методика обработки статистических данных

Основной способ получения надежностных характеристик – статистическая обработка данных за прошлый период. Используется в основном следующая процедура:

- сбор исходных данных;
- выбор и обоснование математической модели;
- обработка статистических данных для определения неизвестных параметров модели и получение зависимости, связывающей характеристику надежности с рядом известных факторов;
- собственно оценка надежностной характеристики.

В большинстве случаев исходная информация подготавливается для расчетов по данным Техэнерго, ОРГРЭС, Энергоуправлений или ТЭС.

Детерминированная основа процесса описывается регрессионной моделью, в которой неизвестные, подлежащие определению коэффициенты, входят линейно: $f(\bar{a}, \bar{X}) = \sum_i a_i x_i$.

При определении a_i обычно используют метод *наименьших квадратов*:

$$\sum_i [Y_i - f(\bar{a}, \bar{X}_i)]^2 = \min,$$

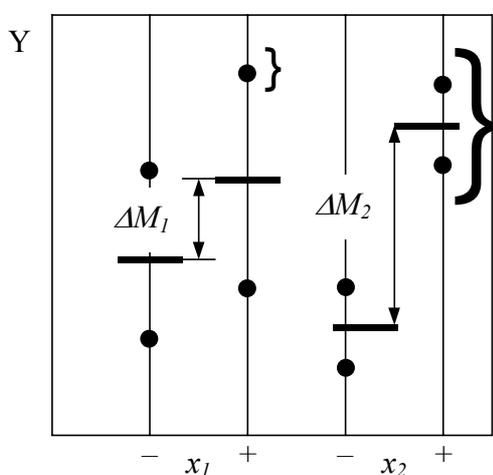


Рис. 1. Определение значимости факторов

то есть находится минимум суммы квадратов отклонений оценки детерминированной основы процесса от имеющихся статистических данных.

Множество \bar{X} является множеством значимых (влияющих) факторов. Число значимых факторов должно быть меньше числа опытов. Значимость факторов может быть определена по разности медиан и количеству выделившихся точек для каждого из факторов. Например, рассмотрим два фактора x_1, x_2 (рис. 1).

Количество опытов равно четырем. Значения каждого фактора берутся на нижнем (-) и верхнем (+) уровнях.

Рассмотрим фактор x_2 .

На оси абсцисс наносим значения верхнего и нижнего уровней этого фактора, а вдоль оси ординат – точки, соответствующие всем имеющимся значениям функции y . Разбиваем эти точки на две группы так, чтобы одна группа этих точек соответствовала значениям y , при которых x_2 находился бы на нижнем уровне, а вторая группа – опытом, в которых фактор x_2 был бы на верхнем уровне. Для первой и второй группы точек определяем последовательно среднее значение медианы и находим их разность ΔM_2 .

Чем больше разность между медианами для верхнего и нижнего значений фактора, тем значимее роль этого фактора в функции y .

Второй критерий значимости факторов – количество выделившихся точек. Его значение определяется следующим образом. На верхнем уровне фактора x_2 находятся две точки, для которых значение y больше, чем самое большое значение целевой функции на нижнем уровне фактора x_2 . На этом уровне фактора x_2 нет точек, для которых значение y меньше, чем самое малое значение целевой функции на верхнем уровне фактора x_2 . Суммарное количество выделившихся точек для фактора x_2 равно двум. Выделившиеся точки на рис. 1 охвачены фигурными скобками. Чем больше выделившихся точек, тем значимее фактор. Аналогично анализируется x_1 .

К значимым относятся факторы при большой разности медиан и большом числе выделившихся точек.

Таким образом, значимым является x_2 (рис. 1).

Уравнение регрессии будет иметь вид

$$y = a_0 + a_1 x,$$

где у x_2 опущен нижний индекс.

Применим метод наименьших квадратов.

Функция цели $U = \sum_{i=1}^K (y_i - a_0 - a_1 x_i)^2 = \min$ при условии $\frac{\partial U}{\partial a_0} = 0, \frac{\partial U}{\partial a_1} = 0,$

откуда найдем:

$$-2 \sum_{i=1}^K (y_i - a_0 - a_1 x_i) = 0;$$

$$-2 \sum_{i=1}^K (y_i - a_0 - a_1 x_i) x_i = 0.$$

Если относительное значение x варьируется на двух уровнях (+1 и -1), то находим $a_0 = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^K y_i, a_1 = \frac{1}{K} \sum_{i=1}^K y_i x_i$, где число опытов $K = \sum_{i=1}^K x_i^2$.

При использовании регрессионного анализа принимается для случайной величины y нормальный закон распределения. Нормальное распределение содержит минимум информации по сравнению с любым распределением с той же дисперсией. Поэтому замена некоторого распределения на эквивалентное нормальное не может привести к переоценке точности опытов.

Постулируется, что дисперсия y не зависит от абсолютной величины y .

После вычисления коэффициентов модели проверяется её пригодность (адекватность).

Определяется число степеней свободы f как разность между числом опытов и числом коэффициентов (которые уже вычислены по результатам этих опытов). Затем находится остаточная дисперсия (дисперсия адекватности)

$$\sigma_{\text{Ад}}^2 = \frac{1}{f} \sum_{i=1}^K \Delta y_i^2.$$

Для проверки гипотезы об адекватности используется критерий Фишера (F -критерий)

$$F = \frac{\sigma_{\text{Ад}}^2}{\sigma_y^2}$$

где σ_y^2 – дисперсия воспроизводимости. Для её определения требуется,

чтобы каждый опыт повторялся хотя бы дважды. Тогда $\sigma_y^2 = \frac{2}{K} \sum_{i=1}^K \left(y_{iq} - \hat{y}_i \right)^2$,

где \hat{y}_i – среднее значение из повторных наблюдений q ($q = 1, 2$). Проверка гипотезы сводится к сравнению F с табличным значением.

Значения F -критерия Фишера при 5%-ном уровне значимости (фрагмент)

f_1	f_2		
	1	2	3
1	164	199	216
2	18,5	19,2	19,2
3	10,1	9,6	9,3

В таблице столбцы связаны с числом степеней свободы для числителя f_1 , строки – для знаменателя f_2 (число степеней свободы равно числу повторных наблюдений в опыте минус один: $f_2 = q - 1$). На пересечении строк и столбцов стоят значения F -критерия. Если рассчитанное значение F не превышает табличного, то с доверительной вероятностью 95 % (при 5 %-ном уровне значимости) модель считается адекватной.

Значимость коэффициентов уравнения регрессии определяется с использованием t -критерия Стьюдента. Дисперсии всех коэффициентов равны друг другу, так как они зависят только от ошибки опыта и числа опытов:

$$\sigma_{aj}^2 = \frac{1}{K} \sigma_y^2.$$

Доверительный интервал $\Delta a_j = \pm \sqrt{\frac{\sigma_y^2}{K}} \cdot \hat{t}$, где \hat{t} – табличное значение критерия Стьюдента при числе степеней свободы f_2 (с которым определялась σ_y^2) и 5%-ном уровне значимости.

Коэффициент значим, если его абсолютная величина больше доверительного интервала Δa_j .

От линейной расчетной регрессионной модели можно перейти к рабочей нелинейной модели, если для регрессионного анализа использовать в качестве данных логарифмы исходных значений функции цели и влияющих факторов.

Значения \hat{t} -критерия Стьюдента при 5%-ном уровне значимости (фрагмент)

f_2	\hat{t}
1	12,7
2	4,30
3	3,18

3. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАНЯТИЯ

3.1. Методические рекомендации по проведению практических занятий

Практические занятия предусматривают решение задач по темам дисциплины. В начале практического занятия следует вспомнить необходимые для решения задач теоретические сведения (работа с аудиторией). Далее разбираются несколько (три, четыре – в зависимости от объема) типовых задач. Приводится (если это необходимо) алгоритм решения типовых задач. Разбираются примеры типовых ошибок. Далее для решения предлагаются более сложные задачи (одна, две), требующие креативного подхода. Примеры решения задач приведены в п.2.

3.2. Перечень тем практических занятий.

1	Определение показателей надежности ТА ПТ-60-130	2 часа
2	Определение показателей надежности КА БКЗ-3420-140	2 часа
3	Определение показателей надежности ТА Т-110-130	2 часа
4	Определение показателей надежности ПЭН	2 часа
5	Определение показателей надежности золоуловителя	2 часа
6	Расчет показателей надежности невозстановливаемых систем	4 часа

4. САМОСТОЯТЕЛЬНАЯ РАБОТА СТУДЕНТОВ

4.1. Методические рекомендации по выполнению самостоятельной работы

Самостоятельная работа предусматривает:

- подготовку студентов к аудиторным лекционным и практическим занятиям;
- выполнение домашнего расчетного задания.

Для усвоения дисциплины необходима систематическая самостоятельная работа, контроль которой осуществляется с помощью графика самостоятельной работы.

4.2. График самостоятельной работы студентов

№ темы	Содержание	Объем в часах	Формы контроля	Сроки (недели)
1	Подготовка к лекционным и практическим занятиям	5	Блиц опрос	1,2
2	Подготовка к лекционным и практическим занятиям Выполнение домашнего расчетного задания	5 6	Блиц опрос Проверка и защита домашнего задания	3,4
3	Подготовка к лекционным и практическим занятиям Выполнение домашнего расчетного задания	5 6	Блиц опрос Проверка и защита домашнего задания	5,6
4	Подготовка к лекционным занятиям	3	Блиц опрос	7,8
5	Подготовка к лекционным занятиям	3	Блиц опрос	9,10
6	Подготовка к лекционным и практическим занятиям	5	Блиц опрос	11,12
7	Подготовка к лекционным занятиям	4	Блиц опрос	13,14

4.3. Методические указания по выполнению домашнего задания

Домашнее задание выполняется в отдельной тетради или на листах формата А4. Задание для расчета и исходные данные приведены ниже.

При выполнении домашнего задания следует записать краткое условие и произвести перевод исходных данных в систему СИ. Решение задач должно сопровождаться краткими пояснениями и подробными вычислениями. Необходимо привести соответствующую формулу, выразить из уравнения неизвестную величину (в буквенном выражении), затем подставить числовые значения и найти ответ. Для каждой найденной величины нужно указать единицу измерения (в системе СИ). Если при решении задач какая-либо величина является справочной или определяется по диаграмме, следует привести источник, откуда она взята (с указанием автора, названия, года издания и страницы).

4.4. Задание для домашней расчетной работы

Разработать компонентную схему системы теплоэнергоснабжения. Преобразовать анализируемую схему в дерево отказов, рассчитать показатели готовности. Вычисления нужно производить с точностью 0,1%.

По согласованию с преподавателем, ведущим учебную дисциплину по курсу, в качестве контрольной работы или ее части может быть представлено решение конкретной технической задачи, стоящей перед студентом на производстве.

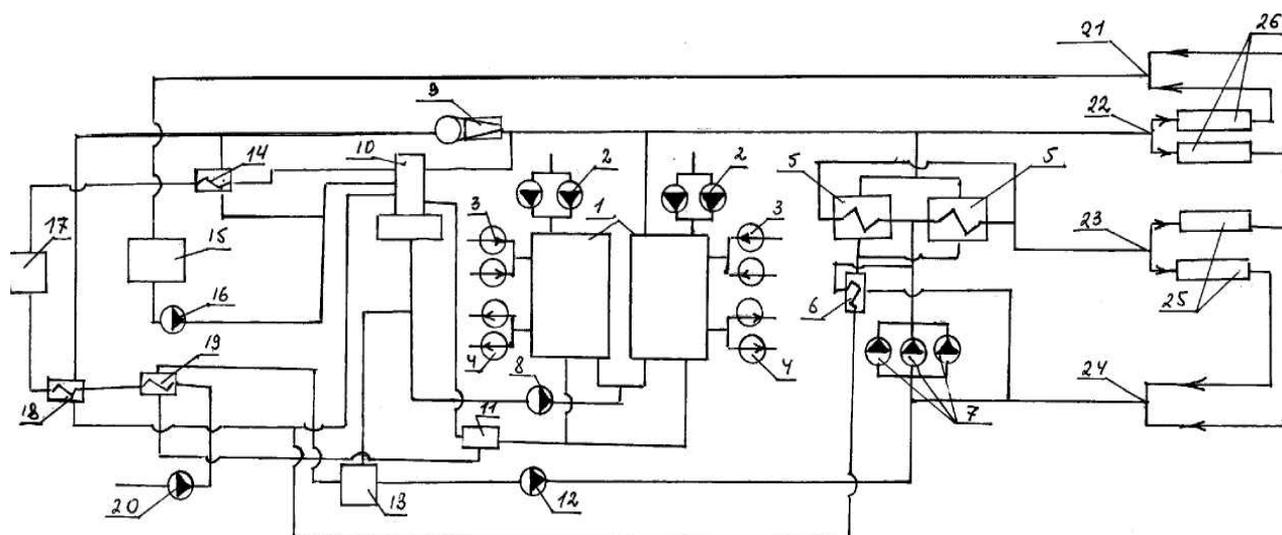


Схема 1

1. Паровой котел	10. Деаэратор	19. Охлаждитель воды непрерывной продувки котла
2. Мазутный насос	11. Сепаратор пара непрерывной продувки котла	20. Насос сырой воды
3. Воздуходувка	12. Подпиточный насос	21. Трубопроводы возврата конденсата из паровой сети
4. Дымосос	13. Бак подпиточной воды	22. Трубопроводы паровых сетей
5. Паровой подогреватель сетевой воды	14. Паровой подогреватель воды после ХВО	23. Трубопроводы водопроводных сетей горячей воды
6. Охлаждитель конденсата паровых подогревателей	15. Конденсатный бак	24. Трубопроводы водопроводных сетей возвратной воды
7. Сетевой насос	16. Конденсатный насос	25. Потребители горячей воды
8. Питательный насос	17. Хим. Водоочистка	26. Потребители пара
9. Редукционно-охлаждительная установка	18. Паровой подогреватель сырой воды	

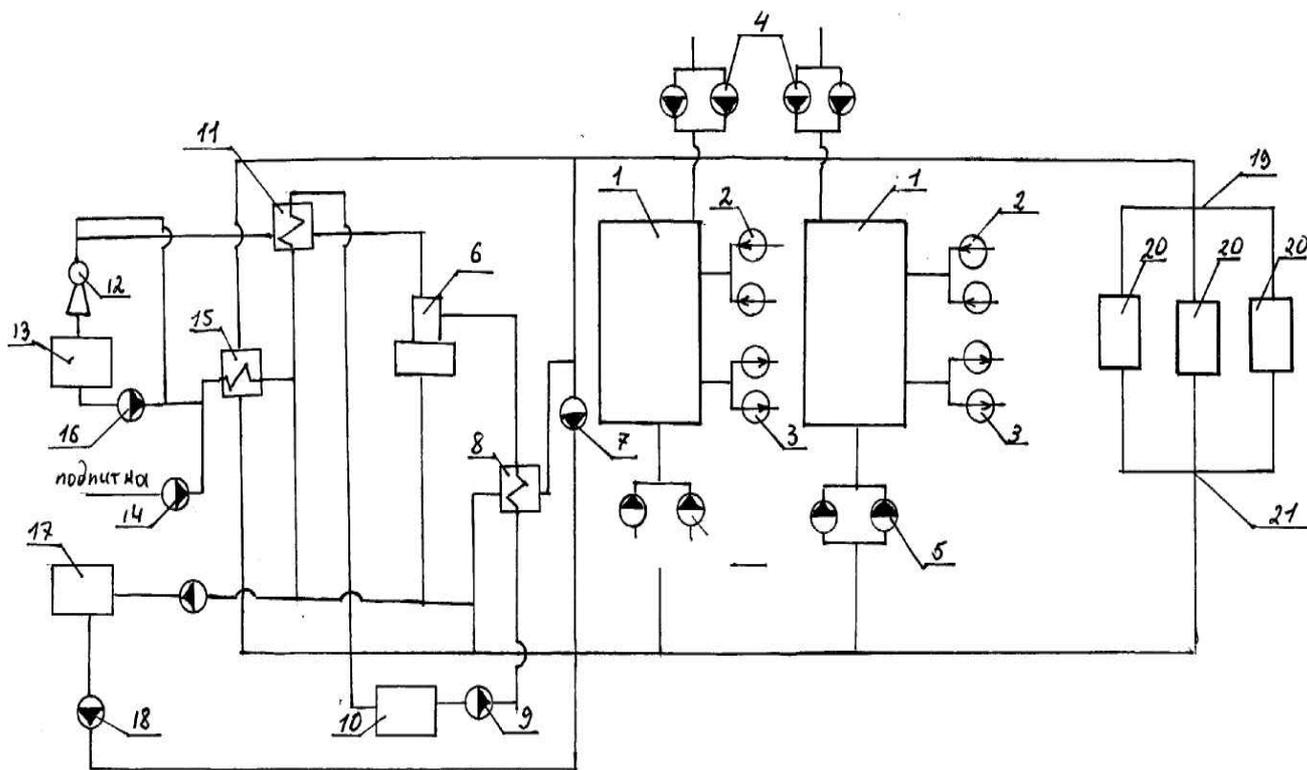


Схема 2

1. Водогрейный котел	8. Водно-водяной теплообменник	15. Водно-водяной теплообменник
2. Воздуходувка	9. Насос химически очищенной воды	16. Перекачивающий насос
3. Дымосос	10. Хим. водоочистка	17. Бак аккумулятор подпиточной воды
4. Мазутный насос	11. Охладитель выпара деаэратора	18. Подпиточный насос
5. Сетевой насос	12. Газоводяной эжектор	19. Трубопроводы сетей горячей воды
6. Вакуумный деаэратор	13. Расходный бак	20. Потребители тепла
7. Рециркуляционный насос	14. Насос сырой воды	21. Трубопроводы возвратной воды

Наработка на отказ T_0 (тыс. час)*

Номер элемента (компоненты) схемы

А	В																										
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
0	1	$\frac{2}{1}$	$\frac{10}{2}$	$\frac{21}{2}$	$\frac{19}{2}$	$\frac{30}{2}$	30	$\frac{35}{3}$	20	25	40	18	10	29	18	20	17	11	16	20	19	$\frac{15}{2}$	$\frac{12}{2}$	$\frac{14}{2}$	$\frac{16}{2}$	$\frac{16}{2}$	$\frac{15}{2}$
I	2	$\frac{2,5}{2}$	$\frac{11}{4}$	4	$\frac{14}{4}$	$\frac{34}{4}$	42	44	30	35	39	14	10	29	19	26	16	21	15	$\frac{18}{3}$	$\frac{18}{3}$	$\frac{19}{3}$					
2	1	$\frac{3,0}{2}$	$\frac{12}{4}$	$\frac{22}{4}$	$\frac{22}{4}$	$\frac{27}{4}$	40	$\frac{35}{2}$	21	21	41	18	12	30	18	16	17	12	17	20	18	$\frac{14}{1}$	$\frac{11}{1}$	$\frac{14}{-7}$	$\frac{15}{2}$	$\frac{16}{2}$	$\frac{15}{1}$
3	2	$\frac{3,0}{2}$	$\frac{11}{21}$	$\frac{21}{2}$	$\frac{11}{2}$	$\frac{35}{3}$	40	41	31	34	40	20	10	31	20	24	16	21	14	$\frac{19}{2}$	19	$\frac{16}{2}$					
4	1	$\frac{2,4}{2}$	$\frac{10}{2}$	$\frac{25}{2}$	$\frac{24}{2}$	$\frac{25}{2}$	39	$\frac{40}{2}$	23	26	40	17	11	30	19	17	17	И	18	21	19	$\frac{13}{2}$	$\frac{12}{2}$	$\frac{12}{2}$	$\frac{15}{2}$	$\frac{15}{2}$	$\frac{16}{2}$
5	2	$\frac{3,0}{1}$	$\frac{13}{2}$	$\frac{20}{2}$	$\frac{12}{2}$	$\frac{27}{2}$	40	43	29	32	42	20	12	32	21	24	16	20	18	$\frac{12}{2}$	$\frac{21}{2}$	$\frac{21}{2}$					
6		$\frac{2,5}{2}$	$\frac{14}{4}$	$\frac{24}{2}$	$\frac{22}{2}$	$\frac{27}{3}$	41	$\frac{33}{3}$	24	25	41	20	14	28	20	19	18	12	19	21	21	$\frac{21}{2}$	$\frac{22}{2}$	$\frac{24}{2}$	$\frac{20}{2}$	$\frac{21}{2}$	$\frac{20}{2}$
7	2	$\frac{2,4}{2}$	$\frac{11}{4}$	$\frac{20}{4}$	$\frac{15}{2}$	$\frac{30}{3}$	42	40	28	30	32	21	15	29	20	22	15	18	16	$\frac{21}{2}$	$\frac{22}{2}$	$\frac{22}{2}$					
8	1	$\frac{3,0}{1}$	$\frac{10}{3}$	$\frac{21}{2}$	$\frac{21}{2}$	$\frac{30}{2}$	42	$\frac{34}{2}$	26	27	40	19	13	31	21	21	16	12	20	22	21	$\frac{20}{2}$	$\frac{20}{2}$	$\frac{21}{2}$	$\frac{21}{2}$	$\frac{22}{2}$	$\frac{20}{2}$
9	2	$\frac{2,6}{2}$	$\frac{10}{2}$	$\frac{23}{2}$	$\frac{16}{2}$	$\frac{30}{2}$	44	42	31	29	32	19	16	31	21	24	14	19	18	$\frac{23}{3}$	$\frac{23}{3}$	$\frac{24}{3}$					
Г		80	75	70	70	70	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	60	60	60	70	70	70	70

А – номер варианта

Б – номер схемы – рисунка.

Г – величина процентного влияния на работоспособность системы.

* В числителе время наработки на отказ.

В знаменателе количество элементов в схеме.

Время восстановления T_b (час)* и количество элементов

А	Б	Номер элемента (компоненты) схемы																									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
0	1	$\frac{40}{1}$	$\frac{18}{2}$	$\frac{30}{2}$	$\frac{28}{2}$	$\frac{21}{2}$	20	$\frac{15}{3}$	19	20	20	18	20	16	19	19	20	14	20	12	16	$\frac{16}{2}$	$\frac{16}{2}$	$\frac{14}{2}$	$\frac{18}{2}$	$\frac{15}{2}$	$\frac{16}{2}$
1	2	$\frac{52}{2}$	$\frac{16}{4}$	$\frac{31}{4}$	$\frac{23}{4}$	$\frac{19}{4}$	21	15	20	19	18	15	16	14	12	15	13	13	13	$\frac{15}{3}$	$\frac{14}{3}$	$\frac{12}{3}$					
2	1	$\frac{60}{2}$	$\frac{19}{4}$	$\frac{28}{4}$	$\frac{27}{4}$	$\frac{22}{4}$	24	$\frac{16}{2}$	21	21	19	13	21	14	20	20	15		14	18	16	$\frac{15}{1}$	$\frac{15}{1}$	$\frac{12}{2}$	$\frac{19}{2}$	$\frac{15}{2}$	$\frac{16}{1}$
3	2	$\frac{55}{2}$	$\frac{20}{4}$	$\frac{25}{2}$	$\frac{24}{2}$	$\frac{21}{3}$	20	17	19	25	16	14	15	16	13	16	14	"	12	$\frac{12}{2}$	$\frac{16}{2}$	$\frac{16}{2}$					
4	1	$\frac{45}{2}$	$\frac{25}{2}$	$\frac{25}{2}$	$\frac{25}{2}$	$\frac{24}{2}$	25	$\frac{19}{2}$	22	24	17	14	22	16	16	21	18	18	15	16	14	$\frac{14}{2}$	$\frac{14}{2}$	$\frac{13}{2}$	$\frac{12}{2}$	$\frac{18}{2}$	$\frac{19}{2}$
5	2	$\frac{40}{1}$	$\frac{30}{2}$	$\frac{24}{2}$	$\frac{22}{2}$	$\frac{20}{2}$	24	21	22	26	14	20	18	19	15	17	18	14	16	$\frac{12}{2}$	$\frac{13}{2}$	$\frac{14}{2}$					
6	1	$\frac{45}{2}$	$\frac{25}{4}$	$\frac{27}{2}$	$\frac{30}{2}$	$\frac{25}{3}$	30	$\frac{20}{3}$	25	22	21	15	19	17	18	20	19	19	15	14	13	$\frac{16}{2}$	$\frac{17}{2}$	$\frac{16}{2}$	$\frac{16}{2}$	$\frac{15}{2}$	$\frac{15}{2}$
7	2	$\frac{50}{2}$	$\frac{17}{4}$	$\frac{20}{4}$	$\frac{21}{2}$	$\frac{21}{3}$	29	20	21	23	15	19		20	16	17	16		14	$\frac{15}{2}$	$\frac{16}{2}$	$\frac{16}{2}$					
8	1	$\frac{52}{1}$	$\frac{24}{3}$	$\frac{22}{2}$	$\frac{24}{2}$	$\frac{29}{2}$	28	$\frac{14}{2}$	25	23	23	19	19	18	19	20	17	20	16	15	12	$\frac{12}{2}$	$\frac{12}{2}$	$\frac{14}{2}$	$\frac{14}{2}$	$\frac{14}{2}$	$\frac{20}{2}$

А – номер варианта – последняя цифра шифра.

Б – номер схемы – рисунка.

* В числителе время восстановления.

В знаменателе количество элементов в схеме.

4.5. Пример выполнения расчетного задания

Разработка компонентной схемы системы теплоэнергоснабжения

В качестве анализируемой системы теплоэнергоснабжения рассмотрим паровую систему теплоснабжения, представленную на схеме 1. В состав этой системы входят следующие элементы (компоненты).

№	Наименование элемента (компонента)	Количество
1	Паровой котел	2
2	Мазутный насос	4
3	Воздуходувка	4
4	Дымосос	4
5	Паровые подогреватели сетевой воды	2
6	Охладитель конденсата паровых подогревателей	1
7	Сетевой насос	3
8	Питательный насос	1
9	Редукционно-охладительная установка	1
10	Деаэратор	1
11	Сепаратор пара непрерывной продувки котла	1
12	Подпиточный насос	1
13	Бак подпиточной воды	1
14	Паровой подогреватель воды после ХВО	1
15	Конденсатный бак	1
16	Конденсатный насос	1
17	Хим. водоочистка	1
18	Паровой подогреватель сырой воды	1
19	Охладитель непрерывной продувки котла	1
20	Насос сырой воды	1
21	Трубопроводы возврата конденсата из паровых сетей	2
22	Трубопроводы паровых сетей	2
23	Трубопроводы водопроводных сетей горячей воды	2
24	Трубопроводы водопроводных сетей возвратной холодной воды	2
25	Потребители горячей воды	2
26	Потребители пара	2

На основе анализирующей схемы теплоснабжения разрабатывается компонентная схема (схема 3). Расположение компонент не всегда может совпадать с их технологической последовательностью в реальной схеме. Расположение компонент в компонентной схеме показывает степень влияния каждой компоненты на показатели надежности схемы в целом.

Каждый элемент схемы, анализируемой системы, на компонентной схеме изображается прямоугольником, внутри которого указывается процент влияния элемента на работоспособность систем.

Каждому элементу (компоненте) присваивается свой номер. Величина процентного влияния на работоспособность системы определяется по паспортным данным завода-изготовителя и на основе тепловых и массообменных расчетов.

Для определения принадлежности элементов системы к конкретной компоненте руководствуются следующими категориями:

1.Компонента может находиться в состоянии готовности (полная мощность компоненты), или в состоянии отказа (нулевая мощность компоненты).

2.Для каждой компоненты должна существовать возможность оценки наработки на отказ T_0 (показатель безотказности) и время восстановления работоспособности (показатель ремонтоспособности).

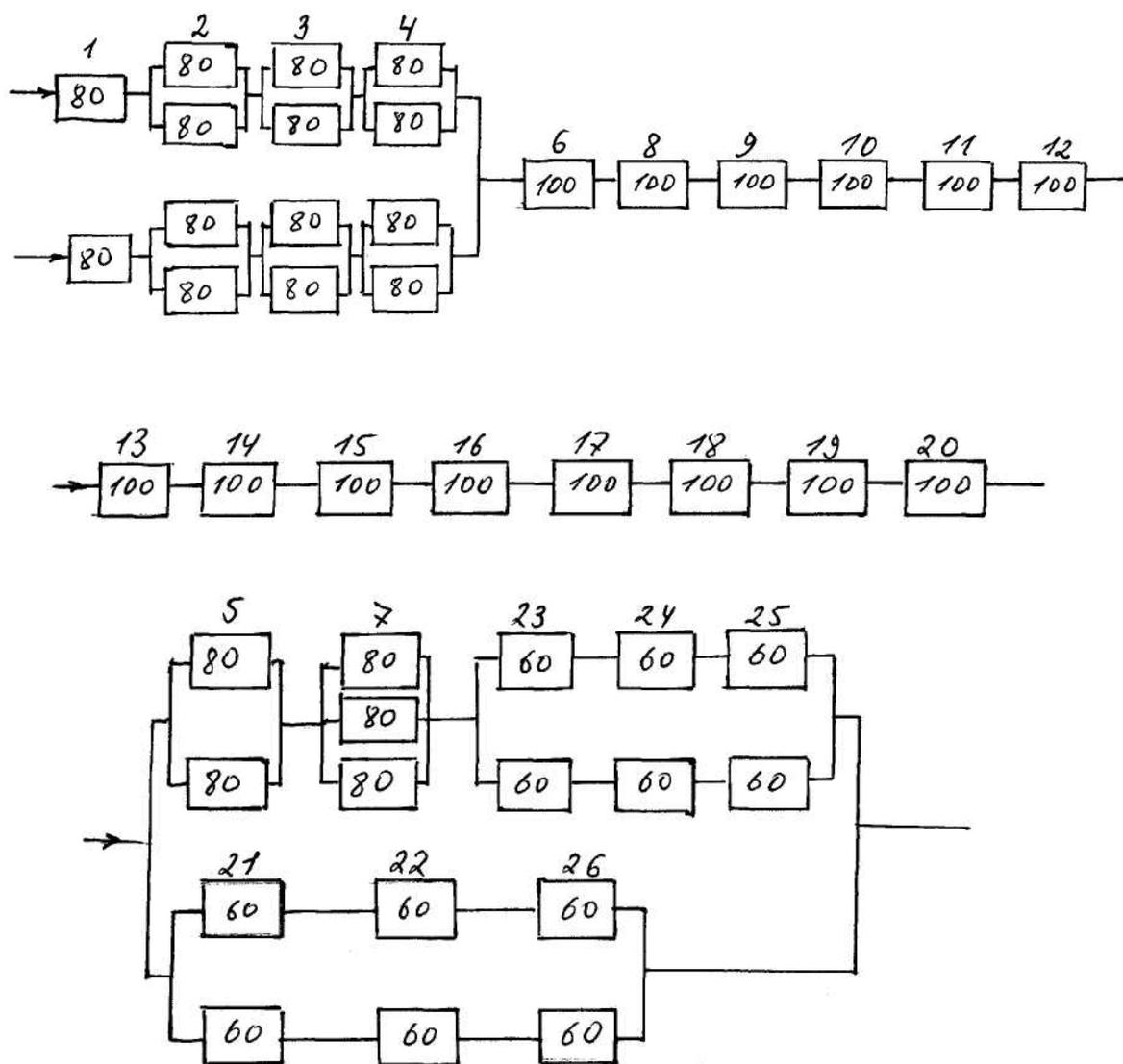


Схема 3. Компонентная схема система теплоснабжения

Оценка показателей безотказности и ремонтпригодности

Для получения информации о значениях T_0 и T_B используются следующие источники:

1. Паспортные данные на оборудование элементов систем.
2. Данные эксплуатации и ремонтов оборудования по оперативным журналам и отчетам по ремонтам.
3. Обзоры по надёжности оборудования.
4. Экспертные оценки.

В качестве примера в таблице приводятся следующие значения T_0 и T_B , полученные на основе экспортных оценок. Нарботка на отказ T_0 и время восстановления работоспособности T_B компонентов схемы.

№	Название компоненты	T_0 , т. час	T_B , час
1	Паровой котел	30	22
2	Мазутный насос	25	12
3	Воздуходувка	30	28
4	Дымосос	20	20
5	Паровой подогреватель сетевой воды	20	12
6	Охладитель конденсата паровых подогревателей воды	30	15
7	Сетевой насос	30	26
8	Питательный насос	20	18
9	Редукционно-охладительная установка	30	16
10	Деаэратор	20	25
11	Сепаратор пара непрерывной продувки котла	20	16
12	Подпиточный насос	20	18
13	Бак подпиточной воды	20	26
14	Паровой подогреватель воды после ХВО	20	20
15	Конденсатный бак	20	20
16	Конденсатный насос	16	18
17	Хим. водоочистка	15	20
18	Паровой подогреватель сырой воды	16	24
19	Охладитель непрерывной продувки котла	60	14
20	Насос сырой воды	20	15
21	Трубопроводы возврата конденсата из паровых сетей	42	20
22	Трубопроводы паровых сетей	42	20
23	Трубопроводы водопроводных сетей горячей воды	62	12
24	Трубопроводы водопроводных сетей возвратной (холодной) воды	62	12
25	Потребители горячей воды	60	15
26	Потребители пара	40	12

Подготовка исходной схемы

Исходная схема имеет в своем составе 38 компонент. Количество возможных состояний такой системы, т. е. работа на отказ составляет 2^{38} вариантов. Выполнение такого количества расчетов весьма сложно.

Для сокращения вычислений функциональную схему теплоснабжения преобразуем в соответствующее ей дерево отказов. Представим ее группой систем (ГС), выход из строя одной из них приводит к отказу всей системы схема 4. Каждая группа систем (ГС 1ч-3) представляет собой группу подсистем (ГПС).

Подсистема (ПС), входящая в группу подсистем может иметь одну или несколько компонент, при этом каждая компонента может быть включена только в одну подсистему. При включении того или иного элемента в подсистему необходимо учитывать как процентное влияние компонент, так и технологические связи элементов.

Для компонентной схемы анализируемой системы в паровую группу систем (ГС-1) могут быть включены компоненты со 100% единичным влиянием на общую работу системы.

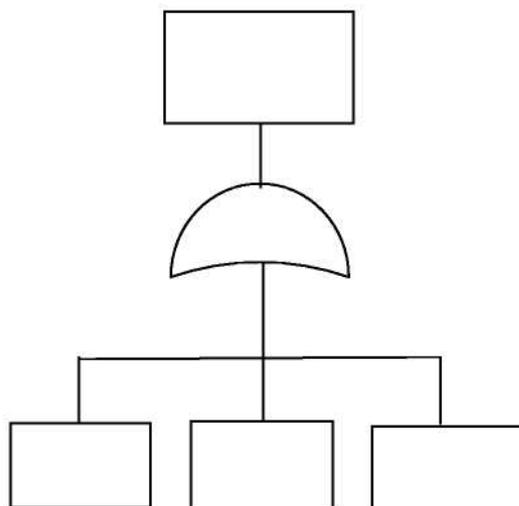


Схема 4 Дерево отказов системы теплоснабжения.

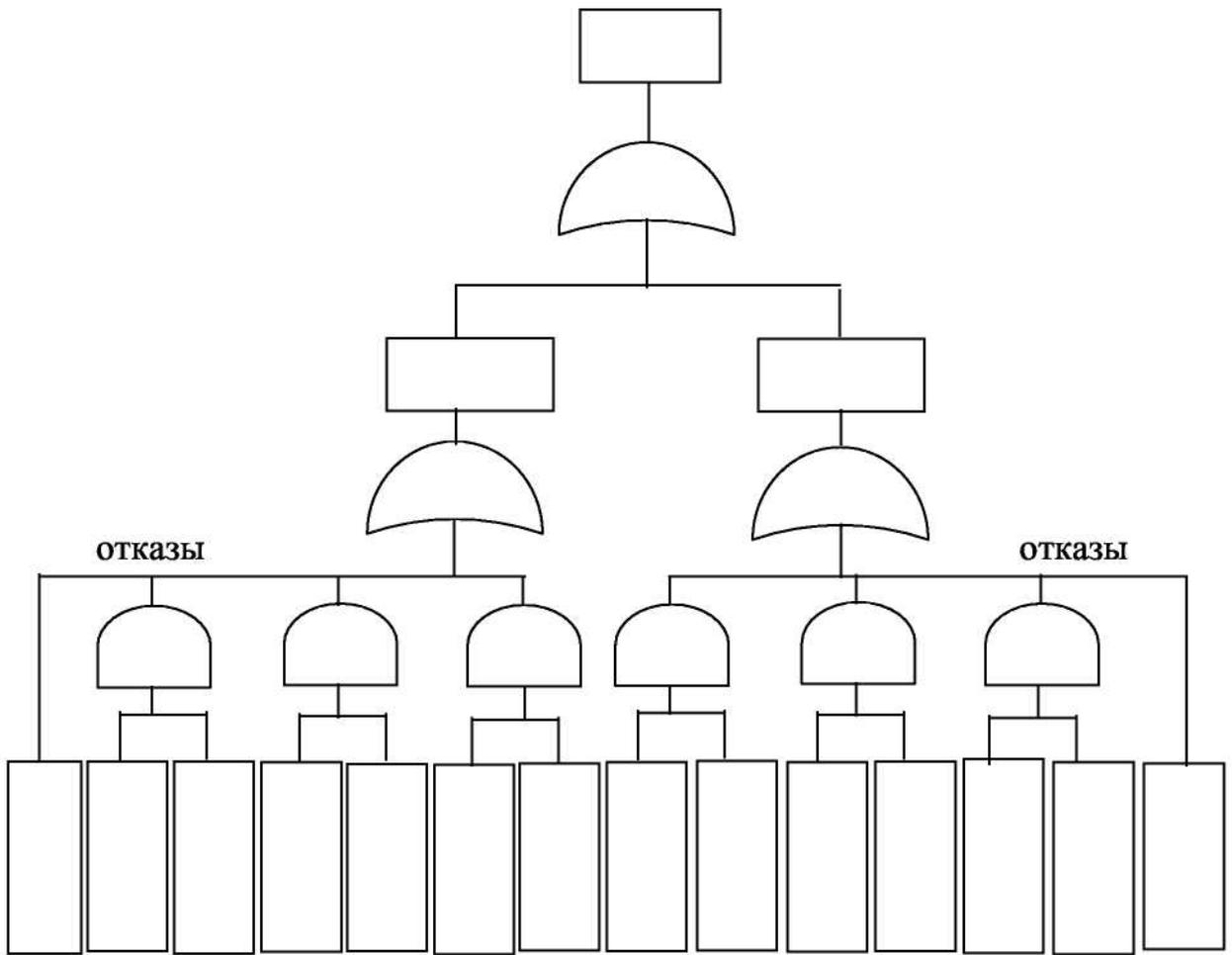


Схема 5. Дерево отказов для ГС-2 (теплогенерирующий блок систем)

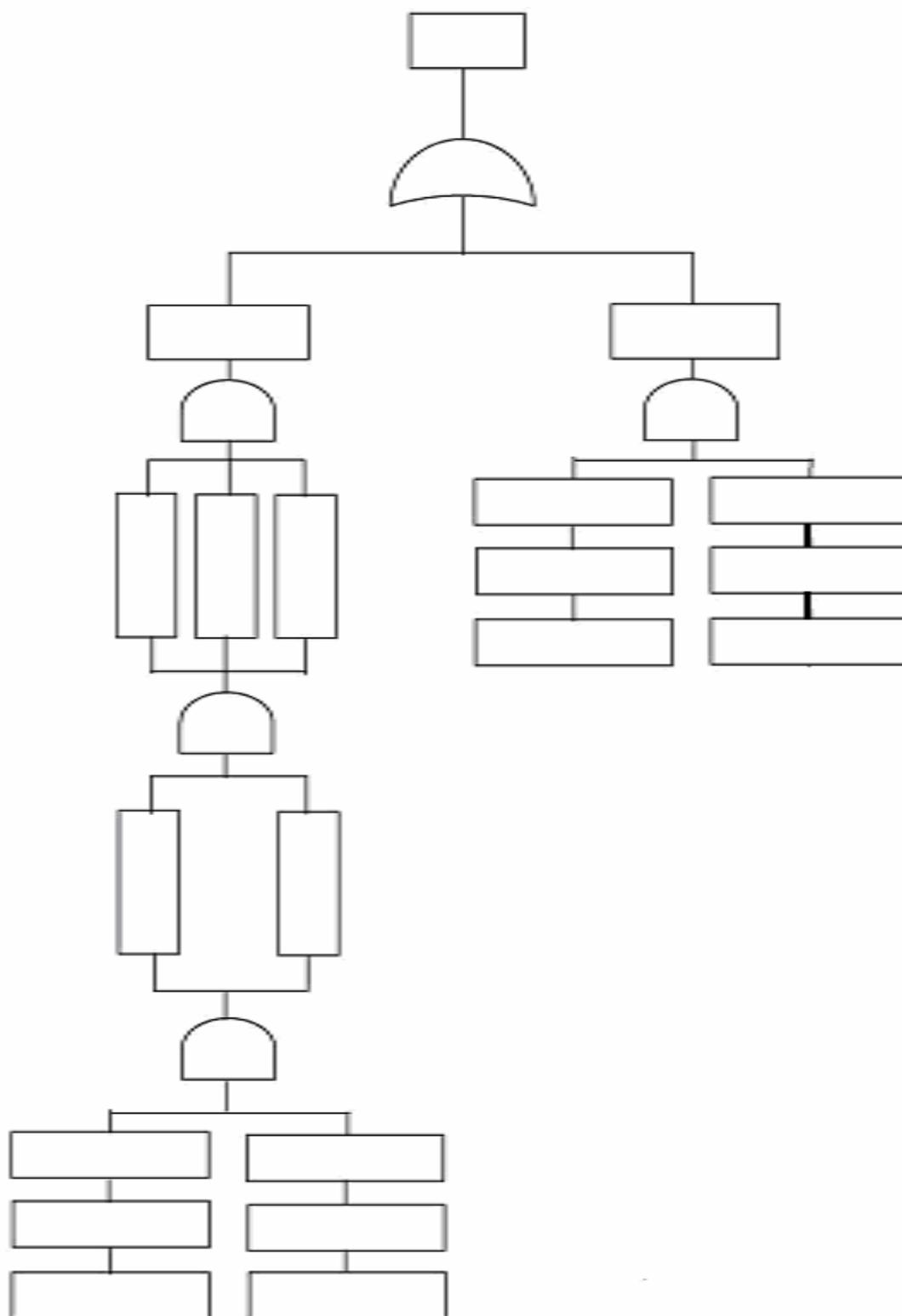


Схема 6. Дерево отказов для ГС – 3 (телопотребляющий блок систем)

Следовательно, в состав ГС – 1 могут быть включены следующие компоненты:

- комп.: 6 – охладитель конденсата паровых подогревателей воды;
- комп.: 8 – питательный насос;
- комп.: 9 – редуционно-охладительная остановка;
- комп.: 10 – деаэрактор;
- комп.: 11 – сепаратор пара непрерывной продувки котла;
- комп.: 12 – подпиточный насос;
- комп.: 13 – бак подпиточной воды;
- комп.: 14 – паровой подогреватель воды после ПХО;
- комп.: 15 – конденсатный бак;
- комп.: 16 – конденсатный насос;
- комп.: 17 – хим. водоочистка;
- комп.: 18 – паровой подогреватель сырой воды;
- комп.: 19 – охладитель непрерывной продувки котла;
- комп.: 20 – насос сырой воды;

В состав остальных подсистем включены компоненты, имеющие менее 100% влияния на работу системы.

Группа подсистем ГС-2 (схема 5) состоит из подсистем ПС-2-1 и ПС-2-2, которые включают в себя следующие компоненты:

Подсистема ПС-2-1:

- комп. 1 – 1 паровой котел
- комп. 2 – 1 мазутный насос
2 – 2
- комп. 3 – 1 воздуходувка
3 – 2
- комп. 4 – 1 дымосос
4 – 2

Подсистема ПС-2-2:

- комп. 1 – 2 паровой котел
- комп. 2 – 3 мазутный насос
2 – 4
- комп. 3 – 3 воздуходувка
3 – 4
- комп. 4 – 3 дымосос
4 – 4

Группа систем ГС-3 (схема 6) состоит из двух подсистем ПС-3-1 и ПС-3-2. Подсистема ПС-3-1 включает в себя следующие компоненты:

- комп. 7 – 1
7 – 2 сетевой насос
7 – 3
- комп. 5 – 1 паровой подогреватель сетевой воды
5 – 2
- комп. 23 – 1 трубопроводы водопроводных сетей горячей воды
23 – 2
- комп. 24 – 1 трубопроводы водопроводных сетей возвратной воды
24 – 2
- комп. 25 – 1 потребители горячей воды
25 – 2

Подсистема ПС-3-2 включает в себя следующие компоненты:

- комп. 21 – 1 трубопроводы возврата конденсата из паровой сети
21 – 2

- 22 – 1 трубопроводы паровых сетей
- 22 – 2
- 26 – 1 потребители пара
- 26 – 2

Расчет показателей готовности

Группа систем ГС-1

Расчет показателей готовности начнем с первой группы систем ГС-1. Группа систем ГС-1 состоит из последовательно соединенных элементов. Используя значения T_0 и T_B из таблицы 3, произведем следующие вычисления по формулам.

Наработка на отказ:

$$T_0^{ГС-1} = \left(\frac{1}{T_0^{K.6}} + \frac{1}{T_0^{K.8}} + \frac{1}{T_0^{K.9}} + \frac{1}{T_0^{K.10}} + \frac{1}{T_0^{K.11}} + \frac{1}{T_0^{K.12}} + \frac{1}{T_0^{K.13}} + \frac{1}{T_0^{K.14}} + \frac{1}{T_0^{K.15}} + \frac{1}{T_0^{K.16}} + \frac{1}{T_0^{K.17}} + \frac{1}{T_0^{K.18}} + \frac{1}{T_0^{K.19}} + \frac{1}{T_0^{K.20}} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{30000} + \frac{1}{20000} + \frac{1}{30000} + \frac{1}{20000} + \frac{1}{20000} + \frac{1}{20000} + \frac{1}{20000} + \frac{1}{16000} + \frac{1}{15000} + \frac{1}{16000} + \frac{1}{60000} + \frac{1}{20000} \right)^{-1} = 675 \text{ час.}$$

Время восстановления

$$T_B^{ГС-1} = \left(\frac{1}{T_B^{K.6}} + \frac{1}{T_B^{K.8}} + \frac{1}{T_B^{K.9}} + \frac{1}{T_B^{K.10}} + \frac{1}{T_B^{K.11}} + \frac{1}{T_B^{K.12}} + \frac{1}{T_B^{K.13}} + \frac{1}{T_B^{K.14}} + \frac{1}{T_B^{K.15}} + \frac{1}{T_B^{K.16}} + \frac{1}{T_B^{K.17}} + \frac{1}{T_B^{K.18}} + \frac{1}{T_B^{K.19}} + \frac{1}{T_B^{K.20}} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{15} + \frac{1}{18} + \frac{1}{16} + \frac{1}{25} + \frac{1}{16} + \frac{1}{18} + \frac{1}{26} + \frac{1}{20} + \frac{1}{20} + \frac{1}{18} + \frac{1}{20} + \frac{1}{26} + \frac{1}{14} + \frac{1}{15} \right)^{-1} = 1,36 \text{ ч.}$$

Коэффициент готовности для группы систем ГС-2 определяется по формуле:

$$K_{\text{гот}}^{ГС-1} = \frac{T_0^{ГС-1}}{T_0^{ГС-1} + T_B^{ГС-1}} = \frac{675}{675 + 1,36} = 0,9998$$

Группа систем ГС-2

Группа систем ГС-2 имеет в своем составе две параллельно включенные подсистемы ПС-2-1 и ПС-2-2, которые имеют в своем составе системы из двух параллельно включенных компонент, а также единичные компоненты. Группа мазутных насосов состоит из двух параллельно включенных компонент (2-1, 2-2 и 2-3, 2-4). Нарработку на отказ T_0 и время восстановления T_B можно определить по следующим зависимостям:

$$T_0^{\text{МН}} = \frac{3}{2\lambda_0} = \frac{3}{2} \cdot T_{\text{окомп}} = \frac{3}{2} \cdot 25000 = 37500 \text{ ч.}$$

$$T_B^{\text{МН}} = \frac{3}{2\mu} = \frac{3}{2} \cdot T_B^K = \frac{3}{2} \cdot 12 = 18 \text{ ч.}$$

Группы воздуходувок состоят из двух параллельно включенных компонент (3-1, 3-2 и 3-3, 3-4). Нарботку на отказ T_0 и время восстановления определить по выше приведенным зависимостям.

$$T_0^B = \frac{3}{2} \cdot T_0^K = \frac{3}{2} \cdot 30000 = 4500 \text{ч.}$$

$$T_B^B = \frac{3}{2} \cdot T_{KB}^K = \frac{3}{2} \cdot 28 = 42 \text{ч.}$$

Группа дымососов. Нарботка на отказ T_0 и время восстановления T_B будут:

$$T_0^д = \frac{3}{2} \cdot T_0^K = \frac{3}{2} \cdot 20000 = 30000 \text{ч.}$$

$$T_B^д = \frac{3}{2} \cdot T_B^K = \frac{3}{2} \cdot 20 = 30 \text{ч.}$$

Котлоагрегат, подсистема ПС-2-1. Расчет ведется как для системы с последовательно соединенными элементами. Используя полученные выше значения T_0 и T_B , произведем следующие вычисления:

$$T_0^{ПС-2-1} = \left(\frac{1}{T_0^{\kappa 1-1}} + \frac{1}{T_0^{MN}} + \frac{1}{T_0^B} + \frac{1}{T_0^д} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{30000} + \frac{1}{37500} + \frac{1}{45000} + \frac{1}{30000} \right)^{-1} = 8654 \text{ч.}$$

$$T_B^{ПС-2-1} = \left(\frac{1}{T_B^{\kappa 1-1}} + \frac{1}{T_B^{MN}} + \frac{1}{T_B^B} + \frac{1}{T_B^д} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{22} + \frac{1}{18} + \frac{1}{42} + \frac{1}{30} \right)^{-1} = 6,32 \text{ч.}$$

Теплогенерирующий блок, группа систем ГС-2 включают две параллельные подсистемы (ПС-2-1, и ПС-2-2). Используя полученные выше значения T_0 и T_B для подсистем получим:

$$T_0^{ГС-2} = \frac{3}{2} \cdot T_0^{ПС-2-1} = \frac{3}{2} \cdot 8654 = 1298 \text{ч.}$$

$$T_B^{ГС-2} = \frac{3}{2} \cdot T_B^{ПС-2-1} = \frac{3}{2} \cdot 6,32 = 9,48 \text{ч.}$$

Коэффициент готовности для группы систем ГС-2 (теплогенерирующий блок) определяется по формуле:

$$K_{\text{гот}}^{ГС-2} = \frac{T_0^{ГС-2}}{T_0^{ГС-2} + T_B^{ГС-2}} = \frac{1298}{1298 + 9,48} = 0,9912$$

Группа систем ГС-3

Группа систем ГС-3 имеет в своем составе две параллельно включенные подсистемы ПС-3-1 (система горячего водоснабжения), ПС-3-2 (система пароснабжения).

Расчет продолжим с подсистемы ПС-3-1. В составе подсистемы имеется группа сетевых насосов, которая состоит из трех параллельно работающих компонент (7-1, 7-2, 7-3). Нарботка на отказ T_0 и время восстановления T_B определяются по следующим зависимостям:

$$T_0^{\text{СН}} = \frac{11}{6\lambda_0} = \frac{11}{6} \cdot T_0^{\text{К}} = \frac{11}{6} \cdot 30000 = 55000 \text{ч.}$$

$$T_{\text{В}}^{\text{СН}} = \frac{11}{6\mu} = \frac{11}{6} \cdot T_{\text{В}}^{\text{К}} = \frac{11}{6} \cdot 24 = 44 \text{ч.}$$

Группа паровых подогревателей сырой воды состоит из двух компонент (5-1, 5-2). Нарботка на отказ T_0 и время восстановления $T_{\text{В}}$ определяются по следующим зависимостям:

$$T_0^{\text{П.П.}} = \frac{3}{2\lambda_0} = \frac{3}{2} \cdot T_0^{\text{К}} = \frac{3}{2} \cdot 20000 = 30000 \text{ч.}$$

$$T_{\text{В}}^{\text{П.П.}} = \frac{3}{2\mu} = \frac{3}{2} \cdot T_{\text{В}}^{\text{К}} = \frac{3}{2} \cdot 12 = 18 \text{ч.}$$

Подача горячей воды в системе теплоснабжения производится по двум параллельным ветвям. Каждая ветвь включает по три последовательно включенных компоненты (23-1, 24-1, 25-1; 23-2, 24-2, 25-2).

Нарботка на отказ T_0 и время восстановления $T_{\text{В}}$ ветви подачи горячей воды (П.Г.В.) находятся по следующим зависимостям:

$$T_0^{\text{П.Г.В.}} = \left(\frac{1}{T_0^{23-1}} + \frac{1}{T_0^{24-1}} + \frac{1}{T_0^{25-1}} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{62000} + \frac{1}{62000} + \frac{1}{60000} \right)^{-1} = 20434 \text{ч.}$$

$$T_{\text{В}}^{\text{П.Г.В.}} = \left(\frac{1}{T_{\text{В}}^{23-1}} + \frac{1}{T_{\text{В}}^{24-1}} + \frac{1}{T_{\text{В}}^{25-1}} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{12} + \frac{1}{12} + \frac{1}{15} \right)^{-1} = 4,28 \text{ч.}$$

Нарботка на отказ T_0 и время восстановления $T_{\text{В}}$ системы горячего водоснабжения (С.Г.В.) определяется по зависимостям:

$$T_0^{\text{С.Г.В.}} = \frac{3}{2} \cdot T_0^{\text{П.Г.В.}} = \frac{3}{2} \cdot 20434 = 30660 \text{ч.}$$

$$T_{\text{В}}^{\text{С.Г.В.}} = \frac{3}{2} \cdot T_{\text{В}}^{\text{П.Г.В.}} = \frac{3}{2} \cdot 4,28 = 6,42 \text{ч.}$$

Для подсистемы ПС-3-1 наработка на отказ T_0 и время восстановления $T_{\text{В}}$ определяются по следующей зависимости:

$$T_0^{\text{ПС-3-1}} = \left(\frac{1}{T_0^{\text{П.П.}}} + \frac{1}{T_0^{\text{П.Г.В.}}} + \frac{1}{T_0^{\text{С.Г.В.}}} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{55000} + \frac{1}{30000} + \frac{1}{30650} \right)^{-1} = 11005 \text{ч.}$$

$$T_{\text{В}}^{\text{ПС-3-1}} = \left(\frac{1}{T_{\text{В}}^{\text{П.П.}}} + \frac{1}{T_{\text{В}}^{\text{П.Г.В.}}} + \frac{1}{T_{\text{В}}^{\text{С.Г.В.}}} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{44} + \frac{1}{18} + \frac{1}{6,42} \right)^{-1} = 4,27 \text{ч.}$$

Подсистема ПС-3-2 (паровые потребители, трубопроводы подачи пара и отвода конденсата) в своем составе имеет две ветви. Каждая ветвь содержит по три последовательно включенных компоненты (21-1, 22-1, 26-1; 21-2, 22-2, 26-1).

Нарботка на отказ $T_0^{\text{П.П.}}$ и время восстановления $T_{\text{В}}^{\text{П.П.}}$ ветви подачи пара и отвода конденсата определяются по зависимостям:

$$T_0^{П.П.} = \left(\frac{1}{T_0^{к21-1}} + \frac{1}{T_0^{к22-1}} + \frac{1}{T_0^{к26-1}} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{42000} + \frac{1}{42000} + \frac{1}{40000} \right)^{-1} = 13770 \text{ ч.}$$

$$T_B^{П.П.} = \left(\frac{1}{T_B^{21-1}} + \frac{1}{T_B^{22-1}} + \frac{1}{T_B^{26-1}} \right)^{-1} = \left(\frac{1}{12} + \frac{1}{20} + \frac{1}{12} \right)^{-1} = 4,62 \text{ ч.}$$

Для подсистемы ПС-3-2 наработка на отказ T_0 и время восстановления определяются по зависимостям:

$$T_0^{ПС-3-2} = \frac{3}{2} T_0^{П.П.} = 20655 \text{ ч.}$$

$$T_B^{ПС-3-2} = \frac{3}{2} T_B^{П.П.} = 6,93 \text{ ч.}$$

Группа систем ГС-3 (телопотребляющий блок) состоит из двух параллельно работающих подсистем ПС-3-1 (подача горячей воды) и ПС-3-2 (подача пара).

Эти подсистемы имеют разные технические характеристики и разные уровни надежности.

Вероятное (среднее) время наработки на отказ и время восстановления определяются по следующим зависимостям:

$$\begin{aligned} T_0^{Г-3} &= T_0^{ПС-3-1} + T_0^{ПС-3-2} - \frac{T_0^{ПС-3-1} \times T_0^{ПС-3-2}}{T_0^{ПС-3-1} + T_0^{ПС-3-2}} = \\ &= 20655 + 11005 - \frac{11005 \times 20655}{11005 + 20655} = 24480 \text{ ч.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} T_B^{Г-3} &= T_B^{ПС-3-1} + T_B^{ПС-3-2} - \frac{T_B^{ПС-3-1} \times T_B^{ПС-3-2}}{T_B^{ПС-3-1} + T_B^{ПС-3-2}} = \\ &= 4,27 + 6,93 - \frac{4,27 \times 6,93}{4,27 + 6,93} = 8,56 \text{ ч.} \end{aligned}$$

Коэффициент готовности для системы ГС-3 (телопотребляющий блок) составит:

$$K_{\text{гот}}^{ГС-3} = \frac{T_0^{ГС-3}}{T_0^{ГС-3} + T_B^{ГС-2}} = \frac{24480}{24480 + 8,65} = 0,9996$$

По результатам расчетов необходимо сделать аргументированные выводы.

5. МАТЕРИАЛЫ ПО КОНТРОЛЮ КАЧЕСТВА ОБРАЗОВАНИЯ

5.1. Методические указания по организации контроля знаний студентов

Важнейшей составляющей изучения дисциплины является контроль знаний студентов, в том числе тестовый контроль качества освоения профессиональной образовательной программы (проверка остаточных знаний). Приведенные ниже комплекты заданий позволяют оценить степень усвоения теоретического материала и практических навыков и умений по термодинамике в рамках учебной программы для энергетических специальностей вузов.

Предусмотрены следующие виды контроля знаний студентов:

Входной контроль

Входной контроль по дисциплине представляет собой задания, позволяющие оценить знание понятий, определений и закономерностей, используемых в данной дисциплине и изучаемых ранее в других курсах (физика, химия, математика), т.е. подготовленность студентов для освоения данной дисциплины.

Межсессионный контроль

Межсессионный контроль включает теоретические задания по изучаемым темам, выполнение домашнего расчетного задания. Текущий контроль осуществляется систематически в течение семестра, по результатам контроля выставляется промежуточная аттестация (контрольные точки).

Итоговый контроль

Итоговой формой контроля знаний студентов является зачет. В ответах студентов на зачете знания и умения оцениваются отметкой «зачтено». Опрос студентов осуществляется в письменно-устной форме.

Контроль остаточных знаний

Проверка качества освоения профессиональной образовательной программы осуществляется после изучения дисциплины в виде тестирования.

5.2. Критерии оценки знаний студентов

Входной контроль, межсессионный контроль (теоретические задания) и контроль остаточных знаний

Знания оцениваются по четырехбалльной шкале.

Отлично – не менее 85% правильно выполненных заданий; *хорошо* – не менее 75% правильно выполненных заданий; *удовлетворительно* – не менее 50% правильно выполненных заданий; *неудовлетворительно* – менее 50% правильно выполненных заданий.

Межсессионный контроль

Межсессионный контроль включает в себя опрос студентов на лекционных и практических занятиях, также контроль за выполнением расчетного домашнего задания.

Итоговый контроль

Итоговая аттестация по дисциплине включает рейтингово-модульную систему оценки знаний студентов в следующем соотношении: промежуточный контроль знаний студентов составляет 30 %, остальные 70 % определяются результатами итогового зачета.

Оценка «зачтено» ставится в случае:

- правильных и полных ответов на оба теоретических вопроса.
- правильного, но неполного ответа на один из вопросов, требующего уточняющих дополнительных вопросов со стороны преподавателя или ответа, содержащего ошибки не принципиального характера, которые студент исправляет после замечаний (дополнительных вопросов) преподавателя;
- правильных, но неполных ответов на оба вопроса, требующих уточняющих дополнительных вопросов со стороны преподавателя или ответа, содержащего ошибки не принципиального характера, которые студент исправляет после замечаний (дополнительных вопросов) преподавателя.

Оценка «не зачтено» ставится в случае:

- неверного ответа (отсутствия ответа) на один теоретический вопрос и неполного ответа на второй вопрос, требующего уточняющих дополнительных вопросов со стороны преподавателя или ответа, содержащего ошибки не принципиального характера, которые студент исправляет после замечаний (дополнительных вопросов) преподавателя;
- неверных ответов (отсутствия ответов) на оба теоретических вопроса.

5.3. Вопросы для проверки знаний студентов

Входной контроль

Дайте характеристику основного оборудования ТЭС?

Для чего используется регенеративный подогрев питательной воды?

Системы теплоснабжения бывают...

Основной задачей водно-химического режима ТЭС является...

Межсессионный контроль

Вопросы для текущей проверки знаний

По теме 1

1. Дайте определение следующим понятиям теории надежности: "надежность", "качество", "живучесть", "безотказность", "безопасность", "сохраняемость".
2. От каких факторов зависит надежная работа теплоэнергетического оборудования?

3. Объясните взаимосвязь между системой, элементом и объектом.
4. Поясните, какой смысл в теории надежности вкладывается в понятие "отказ"?
5. Какой отказ называется полным?
6. Какой отказ называется частичным?
7. Приведите классификацию отказов по их характеру.
8. Какое свойство объекта называется безотказностью?
9. Объясните понятие "наработка на отказ".
10. Какие отказы называются "экстремальными событиями"?
11. Какие объекты называются восстанавливаемыми?
12. Какое состояние объекта называется предельным, и как оно связано с понятием "долговечности"?

По теме 2

1. Дайте определение понятию "отказ" и приведите примеры.
2. По каким группам можно классифицировать прямые отказы?
3. Приведите примеры и проанализируйте характерные отказы, связанные с недостатками проектирования систем теплоэнергоснабжения.
4. Приведите примеры и проанализируйте характерные отказы, связанные с недостатками изготовления узлов и агрегатов теплоэнергетического оборудования.
5. Приведите примеры и проанализируйте характерные отказы, связанные с недостатками монтажа отдельных агрегатов теплоэнергетического оборудования.
6. Поясните влияние ошибок эксплуатационного персонала на работу оборудования.
7. Какие отказы называются "устраняемые", а какие "неизбежными"?
8. Приведите классификацию ремонтов.
9. Проанализируйте каждый вид ремонта.
10. Перечислите процессы, протекающие при эксплуатации котельных агрегатов, оказывающие влияние на их надежность.
11. Как влияют на надежность котельных агрегатов наружные отложения на поверхностях труб?
12. Как влияют на надежность котельных агрегатов внутренние отложения на поверхностях труб?
13. Как влияют на надежность котельных агрегатов сварные соединения труб?
14. Опишите влияние коррозионных процессов на работу элементов котельного агрегата.
15. Проанализируйте причины образования свищей на трубах и их последствия.
16. Опишите основные повреждения барабанов котельных агрегатов и их причины.
17. Как влияет на надежность котельных агрегатов запорная, регулирующая и предохранительная арматура?
18. Перечислите основные повреждения корпусов теплообменников.
19. Перечислите основные повреждения трубной системы теплообменников.
20. Укажите причины отказов насосного оборудования.
21. Назовите причины нарушения плотности трубопроводов.

22. Перечислите основные причины отказов систем регулирования.

По теме 3

1. Какие потоки событий воздействуют на оборудование систем теплоэнергоснабжения в процессе их функционирования?
2. Какие случайные процессы считаются марковскими процессами?
3. Поясните возможность описания состояния объекта в виде графа.
4. Какие марковские процессы называются однородными?
5. Какие марковские процессы называются неоднородными?
6. Поясните смысл и назначение коэффициента готовности.
7. Поясните значение терминов "безотказность" и "долговечность".
8. Дайте определение показателю надежности - "ремонтпригодность".
9. Приведите классификацию ремонтов.
10. Какими двумя основными показателями определяется ремонтпригодность как техническая характеристика?
11. Что понимается под определениями "физический износ" и "моральный износ"?

По теме 7

1. Поясните, что лежит в основе метода статистических испытаний?
2. Какие процессы описывает математическая вероятностная модель?
3. Как определяются показатели надежности при использовании метода статистических испытаний?
4. Поясните, как можно представить процесс функционирования системы при использовании метода статистических испытаний?
5. Перечислите основные задачи метода статистических испытаний?
6. Как определяется коэффициент готовности для системы теплоэнергоснабжения?
7. Как определяется средний параметр потока отказов для системы теплоэнергоснабжения?
8. Как определяется средняя наработка на отказ для системы теплоэнергоснабжения?
9. Как определяется среднее время восстановления для системы теплоэнергоснабжения?
10. Как определяется вероятность безотказной работы за период времени T для системы теплоэнергоснабжения?

...

Итоговый контроль

Вопросы к зачету

1. Основные понятия и определения надежности. Понятия надежности и ее свойства. Термины и определения. Восстанавливаемые и невосстанавливаемые объекты. Классификация отказов.
2. Показатели надежности восстанавливаемых и невосстанавливаемых объектов.
3. Методы определения надежности. Надежность оборудования и теория вероятностей.

4. Методы определения показателей надежности, основанный на использовании Марковских процессов. Метод статистических испытаний.
5. Статистические методы обработки информации о надежности теплоэнергетического оборудования.
6. Оценка показателей надежности по результатам испытаний.
7. Средства обеспечения надежности. Резервирование, техническое обслуживание, ремонт, целенаправленное управление процессами.
8. Обеспечение надежности проектируемого оборудования. Влияние единичной мощности, начальных и конечных параметров пара на надежность энергоблока.
9. Основные способы резервирования. Определение количества и мощности резервного оборудования. Соотношение понятий: безопасность, эффективность, надежность.
10. Основные положения оптимизации ремонта энергооборудования для обеспечения требуемого уровня надежности.
11. Техническое обслуживание теплоэнергетического оборудования. Текущие, средние и капитальные ремонты.
12. Контроль и диагностика состояния оборудования. Модернизация и реконструкция теплоэнергетического оборудования.
13. Надежность оборудования, работающего в маневренных режимах. Изменение показателей надежности оборудования при участии в регулировании графика электрической нагрузки.
14. Отказы и повреждения оборудования ТЭС.
15. Условия работы теплоэнергетического оборудования ТЭС. Причины и характер отказов, их классификация.

6. СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

Основная литература

1. Стермап Г.С., Лавыгин В.М., Тишин С.Т. Тепловые и атомные электрические станции. Учебник для вузов. – М.: Изд-во МЭИ, 2000 – 405 с.
2. Плетнев Г.П. Автоматизированные системы управления объектами тепловых электростанций. Учебник. – М.: Изд-во МЭИ, 1995 – 352
3. Тепловые и атомные электростанции. / Под. общ. ред. А.В. Клименко. М.: Изд-во МЭИ, 2003 – 648 с. 10 экз.

Дополнительная литература

1. Андриюшенко А.Н. и др. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС. М: Высшая школа. 1991г.
2. Кузнецов Ю.П. Надежность и экономичность оборудования ТЭС. Киев Техника 1977г.
3. Коваленко И.Н. и др. Метод статистического моделирования. Надежность и эффективность в технике. Издательство: Машиностроение. 1987г.

Содержание

Аннотация	4
1. Цели и задачи дисциплины, ее связь с другими курсами специальности	4
2. Краткий конспект лекций	5
3. Практические занятия	
3.1. Методические рекомендации по проведению практических занятий	43
3.2. Перечень тем практических занятий (с указанием объема в часах)	43
4. Самостоятельная работа студентов	
4.1. Методические рекомендации по выполнению самостоятельной работы	43
4.2. График самостоятельной работы студентов	44
4.3. Методические указания по выполнению домашнего задания	44
4.4. Задание для домашней расчетной работы	44
4.5. Пример выполнения расчетного задания	49
5. Материалы по контролю качества образования	
5.1. Методические указания по контролю качества образования	60
5.2. Критерии оценки знаний студентов	60
5.3. Вопросы для проверки знаний студентов	61
6. Список рекомендуемой литературы	64