Библиотека СОК

С.А. БЕЛЯЕВ, В.В. ЛИТВАК, С.С. СОЛОД

НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ

ИЗДАТЕЛЬСТВО НТЛ

ТОМСК 2008

УДК 621.311.1

С.А. Беляев, В.В. Литвак, С.С. Солод. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС. – Томск: Изд-во НТЛ, 2008 – 218 с.

В книге рассматриваются вопросы обеспечения работоспособности и надежности теплоэнергетического оборудования тепловых электрических станций. Анализ надежности и, главное, управление надежностью таких объектов является одним из наиболее важных при проектировании и эксплуатации.

Учебное пособие по одноименному курсу предназначено для студентов специальности 140101 «Тепловые электрические станции» и может быть полезно для других теплоэнергетических специальностей и направлений.

Рецензенты:
Артюх В.М. – директор Беловской ГРЭС
Барашков В.Н. – д. ф.-м. н., профессор, ведущий научный сотрудник НИИ ПММ ТГУ

© Беляев С.А., Литвак В.В., Солод С.С.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Вопросы надежности работы теплоэнергетического оборудования тепловых электростанций стали особенно актуальны в настоящее время, после осуществления реформирования электроэнергетики, выхода генерирующих компаний на оптовый рынок электроэнергии и мощности. Анализ и управление надежностью таких энергетических объектов стало одним из наиболее важных при проектировании и эксплуатации. В учебном пособии в соответствии с рабочей программой курса вместе с вопросами теоретической оценки надежности подробно рассмотрены проблемы управления надежностью при проектировании электростанций, организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания. Именно управление этими процессами обеспечивает нормативную надежность работы оборудования.

Учебное пособие предназначено для студентов специальности 140101 «Тепловые электрические станции» и может быть полезно для студентов других теплоэнергетических специальностей.

Авторы выражают благодарность техническому директору ОАО «Кузбассэнерго» Ю.А. Грецингеру за большую помощь в сборе материалов книги и содержательные обсуждения этой проблемы.

Выход этой книги был бы невозможен без финансовой поддержки издания со стороны компании «Энергогарант» и ее генерального директора С.В. Свириденко выражаем искреннюю благодарность.

Авторы с благодарностью примут все замечания и пожелания по содержанию и качеству оформления работы.

ВВЕДЕНИЕ

Тепловые электрические станции являются основой современной электроэнергетики. Здесь производится более 70% электроэнергии. Они имеют специфические особенности, в значительной степени, отличающие их от предприятий других отраслей промышленности. Эти особенности формируют специфику условий и режимов работы оборудования. Наиболее существенная из особенностей заключается в том, что в любой произвольно взятый момент времени объем вырабатываемой энергии точно равен объему спроса на нее. Нельзя иметь запас продукции на складе – мгновенный отпуск электроэнергии строго соответствует спросу. Отсюда вытекают следствия:

- если невозможно иметь резерв по продукции, необходимо иметь резерв по установленной мощности машин, ее вырабатывающих;
- если по каким-либо причинам снижается выработка, то одновременно должно быть снижено потребление;
- если по каким-либо причинам снижается потребление, то одновременно должна быть снижена выработка.

Другая особенность электроэнергетического производства заключается в неравномерности производительности на суточном, недельном, месячном и годовом интервалах времени (рис. 1, 2, 3, 4).

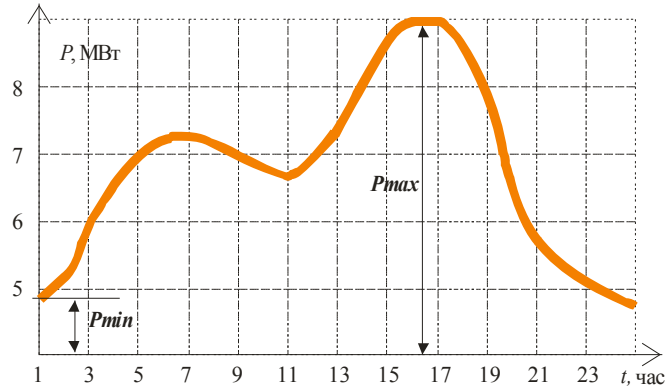


Рис. 1. Суточный график нагрузки

Изменение мощности и производительности во времени носит периодический характер, связанный со сменой и длительностью дня и ночи. Он подчиняется регламенту жизни больших групп людей и имеет значительный суточный размах. Отношение P_{max} и P_{min} может достигать двух. Некоторое воздействие на условия формирования графика оказывают тарифные регулирования, переходы на «зимнее» (летнее) время и другие меры.

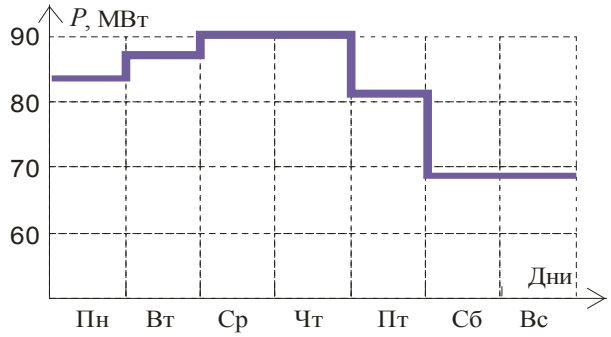


Рис.2. Потребление электроэнергии по дням недели

Изменение потребления электроэнергии в течение недели (рис.2) в большей степени связано с режимом работы и отдыха городского населения.

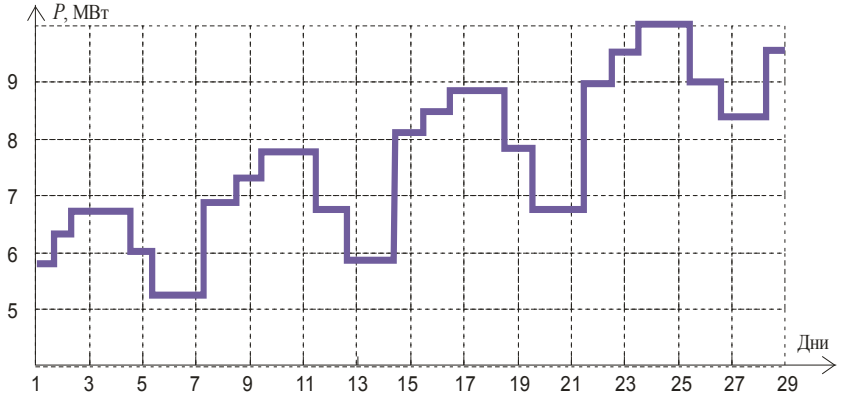


Рис.3. Изменение суточных максимумов в течение месяца

Изменение величины потребляемой мощности в течение месяца (рис.3) отражает цикл изменения производительности труда.

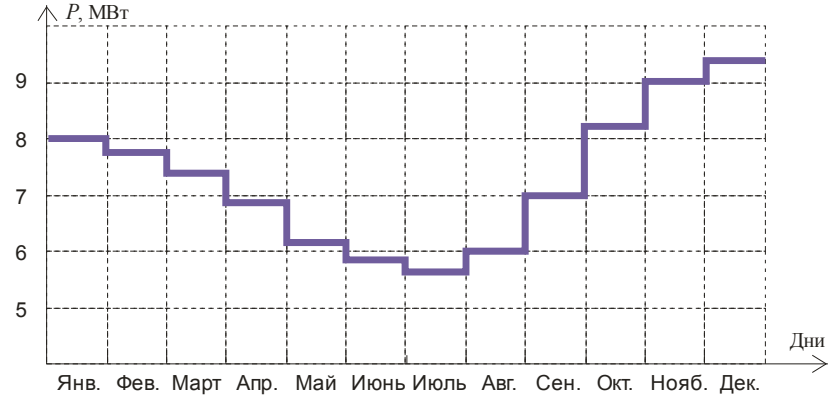


Рис.4. Годовой график среднемесячных максимумов нагрузки

Годовая динамика нагрузки (рис.4) показывает регулярное и значительное снижение нагрузки летом. Это позволяет спланировать ремонтную кампанию оборудования без опасения недоотпуска энергии.

Производство и потребление тепловой энергии для производства и отопления имеет значительно меньший размах колебаний, но и здесь имеет место значительная переменная составляющая производительности. Работа оборудования тепловых электрических станций (ТЭС) в переменных режимах диктует специфические требования к его составу и качеству.

Топливо на (тепловых электрических станциях) ТЭС не остается неизменным. По мере выработки пластов месторождения возрастает зольность и влажность. С 1970 года по настоящее время зольность топлива, поступающего на электростанции Сибири, в среднем возросла в 1,4 раза и достигла 36 – 40 % в расчете на сухую массу. Для обеспечения устойчивости топочных процессов и сохранения заданной паропроизводительности приходится дополнительно сжигать мазут и принимать технические решения серьезно отличающиеся от проектных.

Наконец, новые рыночные условия, складывающиеся в электроэнергетике, особым образом влияют на работу тепловых электрических станций. Их эксплуатация в условиях конкуренции генерации – новое явление и новая особенность электроэнергетики.

Работа любого электроэнергетического объекта осуществляется в рамках строгих норм, правил, регламентов. Они формируют целый ряд условий и требований. Наиболее общими среди них являются (рис.5):

- надежность,
- безопасность,
- качество,

- экономичность,
- экологичность.



Рис. 5. Взаимосвязь требований, предъявляемых к техническим объектам

Далее будет рассматривается **надежность** как свойство выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Сегодня существуют сотни определений этого термина, выделяющие те или иные его стороны.

1. ОТКАЗЫ И ПОВРЕЖДЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

1.1. Крупные аварии в электроэнергетике

Проблема надежности всегда занимает центральное место в функционировании и планировании развития энергетических систем и электростанций. Это определяется высокой зависимостью нормальной жизнедеятельности значительного количества людей и других потребителей от надежности энергоснабжения. Зависимость становится настолько сильной, что нарушение энергоснабжения приводит к огромному материальному ущербу, в ряде случаев имеющему масштабы национального бедствия. Этому свидетельствуют многочисленные аварии время от времени происходящие в ряде городов.

Так, Нью-йоркская авария в ноябре 1965 года, в США привела к тому, что на территории с населением около 30 млн. человек более чем на 10 часов практически была приостановлена жизнедеятельность. Ущерб от аварии по осторожным подсчетам превысил 100 млн. долларов. После нее было еще несколько более мелких аварий на северо-востоке США, а 13 июля 1977 года в Нью-Йорке произошла авария с еще более тяжелыми последствиями. В течение 25 часов была парализована жизнь крупнейшего города мира. Ущерб от последствий этой аварии составил более 1 млрд. долларов.

Укрупнение элементов электроэнергетической системы, увеличение единичных мощностей оборудования, повышение коэффициента использования может вызывать ощутимые последствия при аварии каждого элемента. Образование крупных энергообъединений с одной стороны приводит к большим возможностям взаимопомощи при авариях, но с другой стороны приводит к относительному возрастанию доли системных аварий, при которых нарушение влечет за собой цепочечное, каскадное развитие аварии, охватывающей все энергообъединение или значительную его часть. Существенно возрастают трудности управления большими системами, а свойство управляемости становится одной из важных характеристик надежности.

Катастрофические аварии время от времени происходят в самых разных странах, где энергетика имеет разные формы собственности и разные формы управления. Крупные энергосистемы с разной структурой мощностей (ТЭС, ГЭС, АЭС) подвержены возникновению катастроф также как и небольшие.

Во Франции системная авария в 1978 году охватила почти всю территорию страны. Вследствие лавины напряжения были отключены значительные мощности потребителей, часть электростанций потеряла собственные нужды. Были отключены десятки линий электропередачи высокого напряжения.

14 августа 2003 года в США произошла очередная авария. Было отключено 62 тыс. МВт нагрузки, 50 млн. жителей в США и Канаде остались без света. Отключение электроэнергии произошло в 8 штатах и 2 канадских провинциях. На 9 атомных электростанциях автоматически отключились 22 атомных реактора, закрыты 10 аэропортов, отменено или задержано 700 авиарейсов, 350 тыс. человек долгое время находились под землей в нью-йоркском метро.



Рис. 1.1. Территория северо-востока США охваченная аварией 14 августа 2003 года

23 сентября 2003 года вся Италия, за исключением Сардинии, почти на сутки осталась без электричества. Это произошло при каскадном отключении линий электропередач, нарушением устойчивости параллельной работы электростанций, возникновения неустойчивых колебаний, обусловленных самовозбуждением некоторых генераторов.

В июле 2004 года на западном побережье США произошла тяжелейшая «калифорнийская авария», охватившая огромную территорию. Большое количество людей остались без света, без холодильников и кондиционеров. Эта авария произошла из-за нехватки резервных мощностей в период летнего подъема нагрузки за счет массового увеличения потребления электроэнергии кондиционерами воздуха в период предельно высоких летних температур.

25 мая 2005 года в Москве произошла авария, при которой было отключено 2500 МВт мощности Московской энергосистемы (26 % от потребления), 900 МВт в Тульской

энергосистеме (87 % от потребления) и 100 МВт в Калужской энергосистеме (22 % от электропотребления). Во время аварии 20 тыс. человек были заблокированы в московском метро и 1500 человек в лифтах. Без энергоснабжения на срок от нескольких часов до суток остались около 4 млн. человек, многие предприятия и социально значимые объекты. В период аварии были задействованы все резервные генерирующие мощности региона. Имела место перегрузка и многочисленные отключения ЛЭП 110-220 кВ. Подстанция «Чагино» полностью отключена из-за повреждения оборудования (трансформаторы, воздушные выключатели, система воздуховодов, изоляция). Отключение подстанции «Чагино» привело к разрыву московского кольца 500 кВ. В Московской энергосистеме полностью потеряна генерация ТЭЦ-8, ТЭЦ-9, ТЭЦ-11, ТЭЦ-17, ТЭЦ-20, ТЭЦ-22, ТЭЦ-26, ГРЭС-4, ГЭС-1. В Тульской энергосистеме – Алексинская и Ефремовская ТЭЦ, Новомосковская и Щекинская ГРЭС. Разумеется, далеко не каждый отказ того или иного элемента в энергетической системе развивается в крупную системную аварию. Более того, в большинстве случаев невозможно заранее предопределить однозначные последствия любого незначительного отказа. Но в перечисленных выше авариях есть некоторые общие черты:

- авария начинается с отказа вспомогательного, малозначительного элемента и каскадно развивается в национальную катастрофу;
- авария возникает при внешних условиях, нагрузках и режимах, часто далеких от предельных;
- развитию аварии способствует неквалифицированное, некомпетентное и самоуверенное поведение персонала;
- авария наиболее интенсивно развивается в электроэнергетической части энергосистемы и за счет от-

ключения линий электропередачи охватывает значительные территории;

- значительная инерционность, какой обладают переходные процессы, протекающие в теплоэнергетической части энергосистемы, позволяют ограничить объем развития аварии пределами блока, станции.

К авариям и отказам оборудования приводят следующие причины:

- износ оборудования, старение изоляции,
- ошибки проектирования,
- недостатки конструкции оборудования,
- недостатки узлов и деталей, агрегатов, заводские дефекты,
- дефекты строительства, монтажа и наладки,
- дефекты при проведении ремонтных работ,
- несоответствие условий работы оборудования проектным (расчетным) режимам,
- ошибки дежурного, ремонтного, руководящего персонала и нарушения производственных инструкций, дефекты инструкций и регламентов.

1.2. Отказы в работе котлов

Безотказность, долговечность, готовность и другие показатели надежности зависят от характера и интенсивности процессов горения, теплообмена, коррозии, отложений, изменений свойств металлов. Наиболее часто неполадки происходят на водяных экономайзерах, топочных экранах, пароперегревателях.

Повреждения котельного оборудования блоков 300 МВт можно разделить следующим образом (табл. 1.1):

Таблица 1.1

Оборудование	Доля отказов, %
Поверхности нагрева	79,2
Вспомогательное оборудование	3,5
Топливоподача, газопроводы	2,0
Регенеративные воздухоподогреватели	0,1
Обмуровка	0,3
Арматура	4,9
Автоматика	7,4
Прочие	2,6

При работе котлов на твердом топливе с целью уменьшения золового износа скорость дымовых газов в дымоходах ограничивают до 7–10 м/с. Износ газоходов летучей золой происходит вследствие ударов ее частиц о поверхность. В результате оксидная пленка разрушается и развивается эрозия. Износ неравномерен. Его наибольшая интенсивность имеет место в зонах повышенных скоростей (10 м/с) и потоков с наибольшей концентрацией. При скоростях ниже 3 м/с возникают золовые заносы, вызывающие рост сопротивления и ухудшение теплообмена.

На прочность сварных швов влияют изменение температуры и коррозионные процессы. Наиболее интенсивно коррозия протекает при сжигании высокосернистых мазутов. Свищи возникают в контактных сварных стыках из-за несоосности труб, пережима внутреннего сечения, непровара, трещин.

На Западной ГРЭС 8 июня 2006 года (ПК-40-2, Т=545º, Р=140 ата) первый корпус блока находился в состоянии растопки из резерва. При втором нормально работающем корпусе в нем обнаружен свищ на поду НРЧ по сварному стыку (рис.1.2). Причиной образования свища поверхности нагрева

является нарушение технологии сварки – выполнение сварного стыка за один проход. В зоне образования свища обнаружен подрез. Корень шва на месте развития свища не проварен (рис.1.3). Наработка трубы к моменту отказа составила 59160 часов.

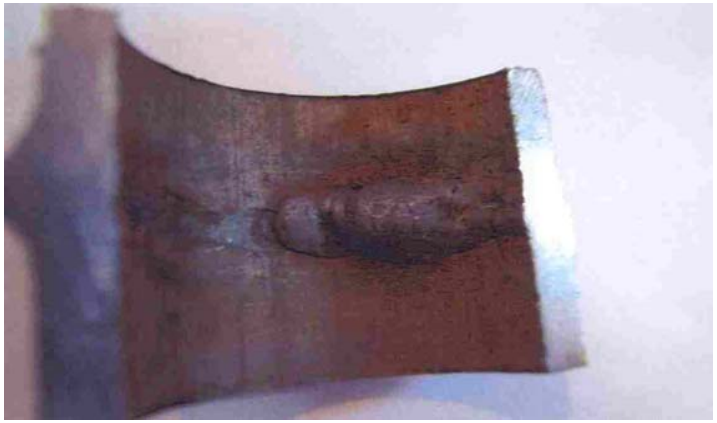


Рис. 1.2. Поперечный разрез трубы с дефектным швом



Рис. 1.3. Поперечный разрез дефектного сварного шва со свищом

Продолжительность наработки от начала эксплуатации или капремонта до образования свища зависит от характера и величины дефекта и условий эксплуатации, качества воды, цикличности и амплитуды колебаний нагрузки агрегата, качества монтажа водяного экономайзера. Распределение отказов элементов котла показано в таблице 1.2.

Таблица 1.2.

Распределение отказов на котлах

	Доля отказов, %
Экономайзер	30 - 35
Испарительные экраны	14 - 30
Пароперегреватель	20 - 40
Необогреваемые трубы	3 - 8
Прочие элементы	5 - 6

На Северной ГРЭС в период обхода обнаружен посторонний шум и парение в районе пода НРЧ корпуса котла. Причиной повреждения трубы 2 явилось механическое воздействие за счет совместных изгибающего и крутящего усилий, вызванных налипшей на трубу глыбы густого шлака. Это вызвало отрыв трубы от крепления и скручивание. Несовершенство фиксации крайних труб к несущей балке привело налипанию и отрыву. Крайние трубы в районе летки НРЧ воспринимают повышенную нагрузку от текущего жидкого шлака, но не имеют при этом никакого дополнительного крепления. Плоскость отрыва располагается под углом 45º к оси трубы. Разрушение произошло в плоскости действия максимальных касательных напряжений. Наработка трубы составила 149998 часов (рис. 1.4).



Рис. 1.4.

В большинстве случаев при возникновении повреждения в одной трубе, гибе или сварном шве, истекающая струя воды разрушает и соседние трубы. К моменту отключения котла и расхолаживания поврежденными оказываются несколько соседних труб. Характерными для топок являются повреждения экранов, защищающих стены топочных камер, радиационный пароперегреватель и радиационный водяной экономайзер. Пример повреждения трубы фронтового экрана показан на рис. 1.5, 1.6.



Рис.1.5. Общий вид продольного разрыва поврежденной трубы

Котел № 7 Южной ТЭЦ до аварийного режима работал с паропроизводительностью 320 т/час. Признаком нарушения

работы котла послужил шум в топке в районе фронтового экрана на отметке +14 м. Котел погашен по аварийной заявке.



Рис. 1.6. Характер изменения поперечного сечения трубы

Обнаружен разрыв трубы фронтового экрана в районе пережима, в результате утонения стенки трубы, из-за наружной коррозии металла в месте соприкосновения с соседней трубой. Размеры разрыва: длина – 610 мм, ширина – 165 мм, толщина стенки в месте разрыва составляла 1,5 мм.

На рис. 1.7 Показано разрушение трубы №16 фронтовой стены котла ПК-40-1 Восточной ГРЭС. Разрушение произошло на прямом участке с лобовой (по отношению к топочным газам) стороны. Длина разрушения 20 мм, ширина 4 мм. На кромках раскрытия обнаружено множество мелких продольных трещин ползучести. Труба раздута до диаметра 46,5-47,0 мм, остаточная деформация составляет 3,2-4,4% с утонением стенки с лобовой стороны.



Рис. 1.7.

В микроструктуре металла трубы (рис. 1.8) с лобовой стороны наблюдается распад перлитной составляющей, сфероидизация и коагуляция карбидов в виде крупных глобулей по границам зерен. Наблюдаются микродефекты, микропоры и микронадрывы.



Рис. 1.8.

Причиной разрушения металла явилось исчерпание ресурса длительной прочности. Наработка трубы составила 89022 часа.

Трубы экранов подвергаются действию лучистой энергии, коррозионному воздействию продуктов сгорания, ком-

пенсационных и весовых механических нагрузок. При малой циркуляции и нарушении водяного режима это приводит к повреждениям и отказам. Поэтому качество воды и пара оказывает решающее влияние на возникновение повреждений.

В барабанах котлов происходят обрывы циклонов, дырчатых и жалюзийных листов, крепежа, которые, попадая в отверстия водоопускных труб, перекрывают их. Скорость движения пароводяной среды в экранах снижается, металл труб перегревается и разрушается.

В экранах повреждаются сварные швы, образуются свищи.

В котлах сверхкритического давления трубы радиационных перегревателей повреждаются из-за высокотемпературной коррозии, приводящей к значительному износу стенок со стороны огневого обогрева. Это происходит при больших тепловых нагрузках. К тепловым перекосам приводит неравномерное поле температур по высоте газохода. При 6-8 м тепловая нагрузка верхней и нижней части змеевиков может различаться на 20% и более, а по ширине при неблагоприятных условиях эксплуатации – до 30% .



Рис. 1.9.



Рис. 1.10.

Разрушение труб 15 и 16 в виде раскрытия на прямом участке с лобовой стороны произошло после наработки 90163 часа котла ПК-40-1. Внутренняя и наружная поверхности труб следов коррозии не имеют. В микроструктуре металла с лобовой поверхности имеет место полный распад перлитов, наблюдаются микронадрывы и микротрещины (рис. 1.11, 1.12).

Причиной разрушения является исчерпание ресурса длительной прочности с огневой стороны.

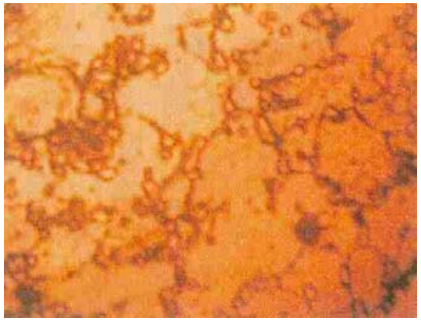


Рис. 1.11.

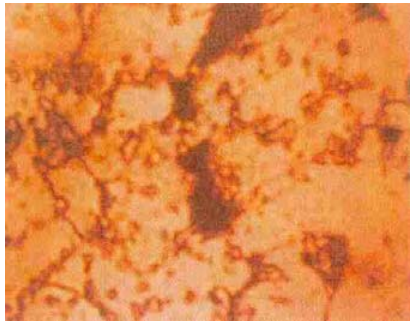


Рис. 1.12.

Повреждение пароперегревателей объясняется тем, что при длительных наработках при $t > 450°C$ структура металла претерпевает изменения, снижается жаропрочность. Так, 100 тысяч часов эксплуатации сталей 12МХ, 15ХМ в таких условиях приводит к снижению прочности вдвое. На рисунке 1.13 показана трещина в трубе пароперегревателя.

Котел № 10 ТП-87 Северо-Восточной ТЭЦ работал с нагрузкой 340 т/час. В 01 час 25 мин 12.10.200 года появился шум в районе 4 ступени конвективного пароперегревателя. Котел аварийно погашен. Обнаружена трещина (рис.1.13, 1.14) в змеевике 4 ступени из-за наличия металлургического дефекта – заката.



Рис.1.13. Трещина в змеевике конвективного пароперегревателя



Рис.1.14. Поперечный разрез поврежденной трубы конвективного пароперегревателя (длина трещины 50 мм, ширина 1 мм)

Ползучесть и сопровождающие ее повреждения труб (микротрещины) появляются в гибах интенсивнее, чем в прямых трубах. Это заставляет периодически менять отдельные элементы или целиком ступени перегревателя.

За период от момента разгерметизации из-за повреждения труб до снижения давления в котле, истекающая струя пара повреждает смежные трубы. Происходит развитие повреждения, в результате чего количество поврежденных труб может достигать 10 и более.

Отказы происходят и от неравномерного расширения труб, неодинаковых весовых нагрузок – сварные швы находятся в сложнонапряженном состоянии.

К возникновению недопустимых напряжений в сварных швах и околошовных зонах, вызывающих образование трещин, обрывов креплений и труб приводят и резкие колебания нагрузки котлов.

Особое значение в обеспечении надежности котлов имеют котельные барабаны и гибы необогреваемых труб. Хотя надежности барабанов при проектировании, изготовлении, эксплуатации и ремонтах уделяется большое внимание, в них часто возникают повреждения, приводящие к длительным остановкам котлов. Это – трещины, располагающиеся в зоне трубных отверстий, в металле цилиндрической части барабана, на внутренней поверхности днищ, в околошовной зоне приварки внутрибарабанных устройств к корпусам, а также дефекты основных кольцевых и продольных швов.

Основной причиной образования повреждений является превышение действующими напряжениями предела текучести материала, приводящее к появлению остаточной деформации. Повышенные напряжения возникают из-за наличия разности температур по толщине стенки по периметру и по длине барабана. Особое значение при этом имеют циклические теплосмены на поверхностных слоях металла на внутренней стороне стенок при резких сменах температуры. Эти нестационарные режимы котла особенно опасны при его пусках и остановах. Для выравнивания поля температур применяют водоструйный обогрев при растопках, впрыскивающий при охлаждениях, термозащитные экраны и пр.

Развитию трещин способствует действие на металл коррозионно-активной котловой воды. Она усиливает коррозионно-усталостные процессы в металле барабанов. Магнетитовая пленка, защищающая внутреннюю поверхность барабана, разрушается при больших местных напряжениях.

Наиболее опасны дефекты в основных сварных швах – они создают опасность крупных разрушений. Чаще других встречаются продольные и поперечные трещины в наплавленном шве на внутренней поверхности. Наблюдаются непровары, шлаковые включения, раковины, поры.

Глубина трещин бывает различна, но известны случаи, когда за 1 год она достигала 70% от толщины.

Необогреваемые трубопроводы находятся снаружи обмуровки. Любое повреждение представляет опасность для персонала и смежного оборудования.

На трубопроводах чаще всего повреждаются гибы. Здесь возникают коррозионно-усталостные повреждения. Недостаточная компенсация температурных удлинений вызывает повышенные напряжения. Гибы питательных, водоопускных и пароотводящих труб разрушаются хрупко, гибы паропроводов перегретого пара, работающие в условиях ползучести, при разрушении деформируются.

Запорная, регулирующая и дроссельная арматура характеризуется дефектами в корпусах, неплотностями, износом штоков, повреждениями приводов, пропуском через сальниковые уплотнения.

Главные предохранительные клапаны отказывают из-за трещин в корпусах, вмятин и забоин на уплотняющих поверхностях седла и тарелки, трещин и рисок на спиральной пружине, эрозионных повреждений защитной втулки, дефектов штоков.

Отказы котлов из-за повреждений арматуры составляют 2-3% от общего числа отказов. На рисунке 1.15 показан хрупкий излом корпуса обратного клапана НОС.



Рис. 1.15. Кусок разрушенного корпуса обратного клапана

В январе 2006 года в 01 час 50 мин персоналом котлотурбинного цеха Восточной ГРЭС проводился переход с НОС-2 (насосы орошения скрубберов) на НОС-1. во время отключения НОС-2 произошло разрушение обратного клапана НОС-2. Далее произошло затопление приямка ГЗУ (гидро-

золоудаления) и находящихся в нем смывных насосов, которые были отключены защитами. Персоналом выполнены операции по переводу шлака на пол, включены смывные насосы. Нагрузка станции снижена до минимальной.

Воздухоподогреватели коррозируют при низких температурах при сжигании высокосернистых мазутов. Это приводит к полному износу труб в трубчатом воздухоподогревателе и металлической набивки в регенеративном. Повреждение воздухоподогревателя приводит к остановке котла и выводу его в ремонт. На вращающихся регенеративных воздухоподогревателях повреждаются редукторы и подшипники ротора. Доля отказов воздухоподогревателей составляет 2-3% от общего числа отказов.

1.3. Отказы в работе турбин

Некоторые даже серьезные повреждения некоторых деталей турбин не приводят к отказам турбин в целом. Это относится к корпусам цилиндров, стопорных и регулирующих клапанов. Все они имеют большую толщину стенок со сложным рельефом поверхности. При нарушениях технологии отливки и термообработки возникают трещины, поры, раковины. Причинами появления трещин при эксплуатации могут быть циклические нагрузки из-за вибрации и малоцикловая усталость.

Цилиндры низкого давления изготавливаются сварными из листового металла. Здесь может возникать эрозионный износ паром. Размеры повреждений невелики и быстроустранимы.

Корпуса стопорных и регулирующих клапанов выполняются литыми. Им присущи все пороки, которые характерны для отливок. Дефекты, возникающие при их эксплуатации – малоцикловая усталость, температурные перепады. Крупные трещины в корпусных деталях турбин представляют серьез-

ную угрозу для работоспособности турбин и обслуживающего персонала. Возможно их мгновенное развитие с трудноопределимыми последствиями. Поэтому их устраняют во время плановых ремонтов.

Фланцы разъемов цилиндров, стопорных и регулирующих клапанов соединяются шпильками с гайками. Шпильки являются наиболее слабым звеном. Иногда обрываются сразу несколько шпилек. Турбину останавливают из-за угрозы пропаривания и износа поверхности фланца. Место обрыва чаще всего располагается на резьбе. Резьба может повреждаться при ремонте, при сборке и разборке. Шпильки имеют солидные размеры – длина до 1 м, диаметр до 160-200 мм, поэтому технология сбалчивания остается трудоемкой, ответственной и сложной.

Повреждения лопаток. Здесь главный фактор – качество изготовления. Неполадки и повреждения лопаток – обрывы и эрозионный износ. Своевременная замена и ремонт лопаток с эрозионным износом исключает возможность их хрупкого разрушения.

13 февраля 2007 года в 15 часов 21 минуту на Юго-Восточной ГРЭС произошло отключение турбогенератора действием технологической защиты от вибрации 3-го и 4-го подшипников. После вскрытия крышки цилиндра обнаружен обрыв замковой лопатки 22 ступени вследствие развития усталостной трещины в сечении хвостовика лопатки с последующим разрушением лопаточных аппаратов 22-ой и 23-ей ступени (рис. 1.16, 1.17).

На рисунке 1.17 отчетливо видно, что на месте обрыва лопатки развивалась усталостная трещина.



Рис. 1.16. Расположение поврежденной лопатки



Рис. 1.17. Поверхность разрушения лопатки

12.07.2006 г. в 11 час. 05 мин оперативным персоналом Юго-Восточной ГРЭС зафиксирован посторонний металлический звук в районе цилиндра низкого давления турбогенератора с последующим скачкообразным увеличением вибрации. Турбогенератор отключен от сети действием защиты. Расследование показало обрыв лопатки № 6 в пакете №1 17-ой ступени ротора низкого давления турбины К-100-90-5. Обрыв произошел по сечению лопатки на 28 мм выше нижней скрепляющей бандажной проволоки. Лопатки №4 и 5 этого же пакета деформированы (рис. 1.18, 1.19). Поверхность разрушения имеет 2 участка – зону развития усталостных трещин и зону залома (рис. 1.17).

Поломки лопаток могут возникать из-за плохих частотных характеристик при неудовлетворительной настройке от аксиальных колебаний системы диск – лопатка, при недостаточной отстройке лопаток от частоты возмущающей силы или при работе лопаток в резонанс на различных частотах. Это конструктивные недоработки, приводящие к отказам. Разрушение происходит по усталостным причинам. В некоторых случаях обрывы лопаток происходят из-за несоответствия фактического профиля проектному. Встречаются отклонения в размерах сечения на 1-2 мм и более. Естественно, прочностные и частотные характеристики искажаются, и это может стать причиной отказа турбины.

В последних ступенях части низкого давления может возникать угроза повреждения рабочих лопаток из-за повышения влажности пара. Могут иметь место повреждения из-за плохого качества изготовления: не скруглены кромки у корня лопатки, недостаточная чистота обработки, пороки в металле.

На Юго-Западной ГРЭС 10 февраля 2007 года произошло аварийное отключение турбогенератора №2. Наработка с начала эксплуатации составила 86979 часов. Причина

отключения – обрыв лопатки 31-ой ступени ротора низкого давления (рис. 1.20, 1.21).

На рисунках 1.22 и 1.23 показаны элементы излома лопатки. Они свидетельствуют об усталостной причине повреждения. Это подтверждают фотографии микроструктуры излома представленные на рисунках 1.24, 1.25, 1.26, 1.27.



Рис. 1.18. Облом лопатки РНД



Рис. 1.19. Повреждения лопаток

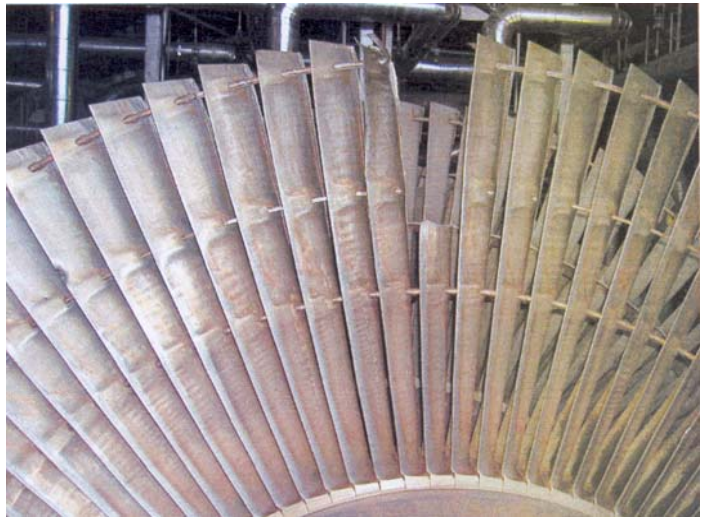


Рис. 1.20.



Рис. 1.21. Лопаточные дефекты

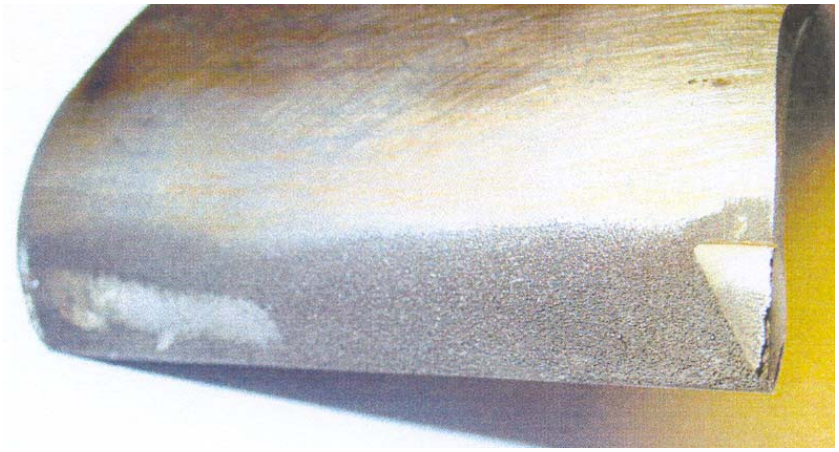


Рис. 1.22.



Рис. 1.23.

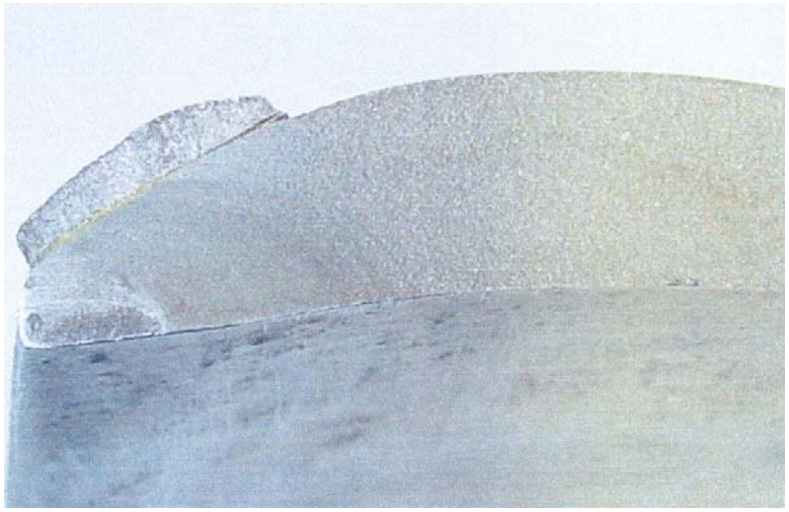


Рис. 1.24.

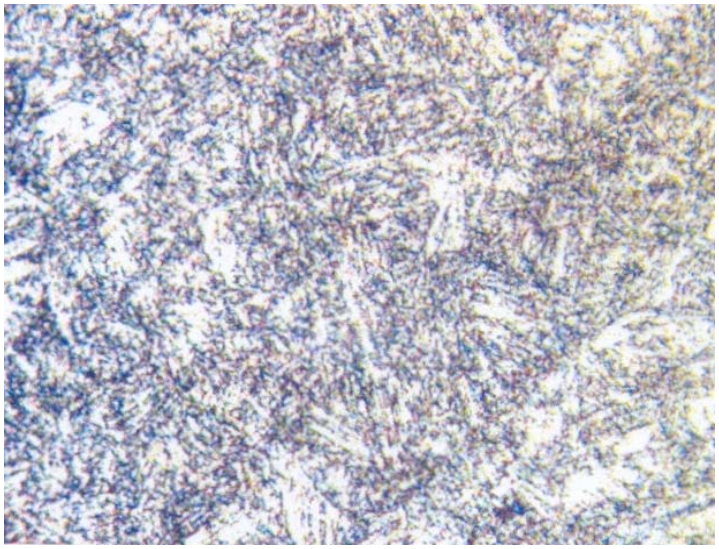


Рис. 1.25. Микроструктура поверхности излома

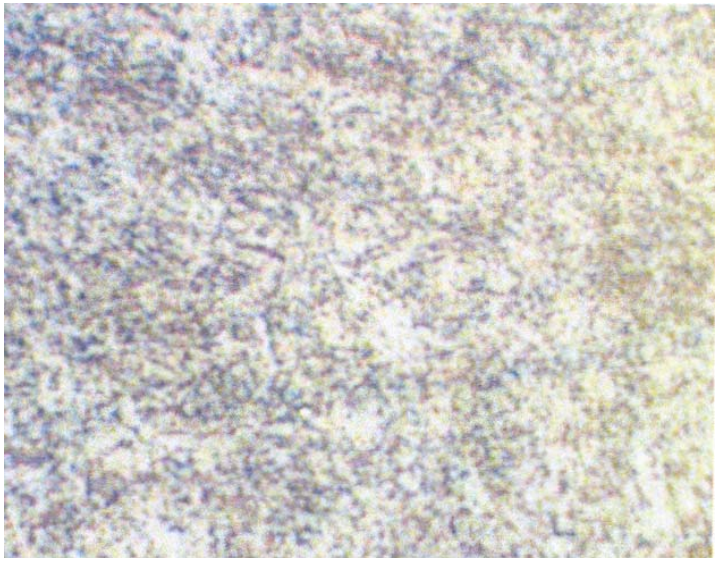


Рис. 1.26.

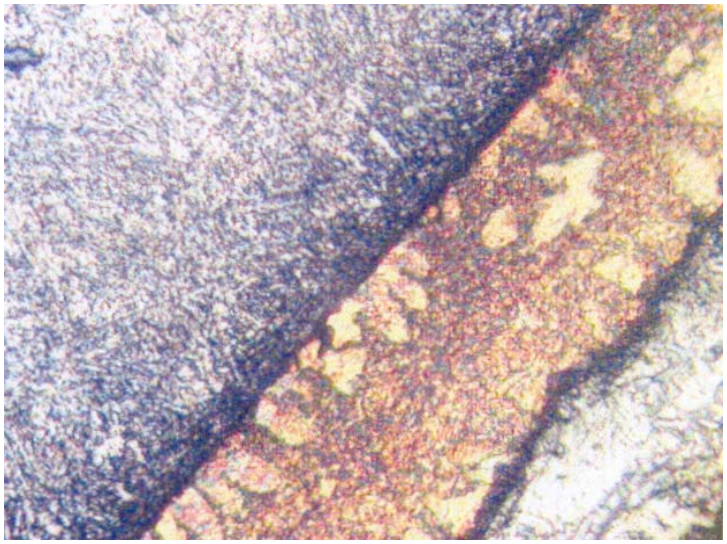


Рис. 1.27.

На диафрагмах наряду с повреждениями лопаток могут появляться трещины и другие механические повреждения. Кроме того в результате давления пара на диафрагму возникает прогиб, остаточная деформация которого на чугунных диафрагмах достигает 0,15-0,2 мм, на остальных – 0,2-0,3 мм. Повреждение роторов обусловливаются недостатками изготовления и нарушениями режимов эксплуатации, приводящими к появлению остаточного прогиба. Все они возникают при пусках и остановках турбин.



Рис. 1.28. Поврежденная диафрагма

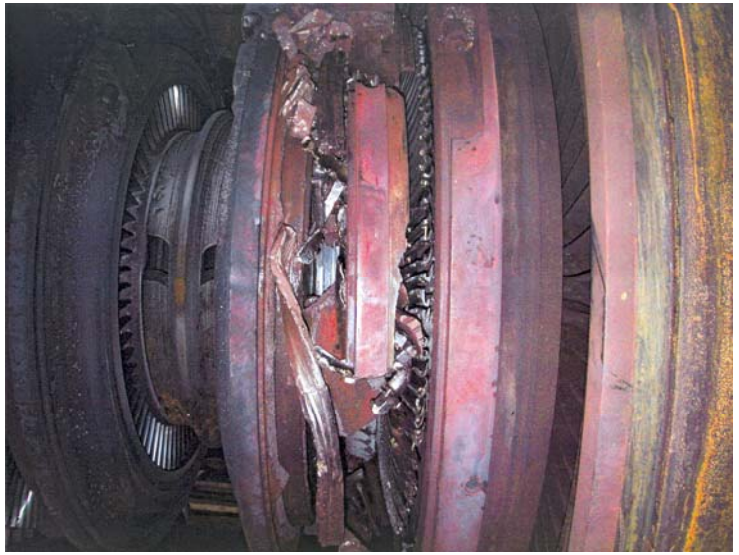


Рис. 1.29. Внешний вид поврежденной диафрагмы



Рис.1.30. Вид диафрагмы после снятого корпуса



Рис. 1.31.



Рис. 1.32. Повреждения лопаточного аппарата



Рис. 1.33. Повреждения лопаточного аппарата

Недопустимая вибрация турбины может вызвать повреждение подшипников. Причиной вибрации является расцентровка или разбалансировка роторов, защемление стульев подшипника, неудовлетворительная заливка вкладышей. Снижение давления масла также приводит к повреждению подшипника. Засорение сетки посторонними предметами может быть причиной срыва работы главного маслонасоса. Повреждение вкладышей происходит даже при кратковременном падении давления масла – подплавление происходит через 4-5 оборотов ротора.

Особенно опасен для подшипников пуск турбины с остаточным прогибом вала. Уже вскоре после пуска температура в подшипниках повышается до недопустимого уровня и вкладыши выплавляются.

В системе регулирования повреждения возникают из-за усталостных трещин на штоках регулирующих клапанов, на резьбе шпилек крепления сервомотора отсечного клапана к корпусу турбины, на сварных соединениях труб, маслопроводов системы регулирования. Некоторые из них приводят к тяжелым авариям – разгону турбины и пожарам.

1.4. Отказы вспомогательного оборудования и систем регулирования

Отказы котельно-вспомогательного оборудования происходят реже, чем отказы на поверхностях нагрева котла. Их доля составляет 20-22 % от отказов всего оборудования котельной.

Котельно-вспомогательное оборудование	100%
Дымососы	35-40%
Дутьевой вентилятор	19-20%
Регенеративный воздухоподогреватель	18-20%
Шаровая мельница	10-12%
Молотковая мельница	4-5%

Питатели угля, транспортеры	3-14%

Наличие резерва обеспечивает большую безотказность по сравнению с поверхностью нагрева. Профилактику и техобслуживание машин и механизмов проводят в периоды снижения нагрузки (ночь, праздники и воскресные дни)

Повреждение вспомогательного оборудования турбин: насосов, регенеративных подогревателей и других элементов не всегда приводят к отказам в работе турбоагрегата. Так, при повреждениях ПВД отказы турбин находятся в пределах 10%. При повреждениях питательных насосов из каждых 6-7 случаев только один приводит к отказу турбины.

6 января 2006 года произошло аварийное отключение четвертого дымососа Верхнеречной ГРЭС. Причина отключения – перегрев подшипника в результате разрушения его сепаратора. Вероятная причина разрушения – скрытый внутренний дефект. Наработка с начала эксплуатации 33014 часов, после последнего капремонта – 3320 часов (рис. 1.34, 1.35, 1.36).



Рис. 1.34. Ротор поврежденного подшипника

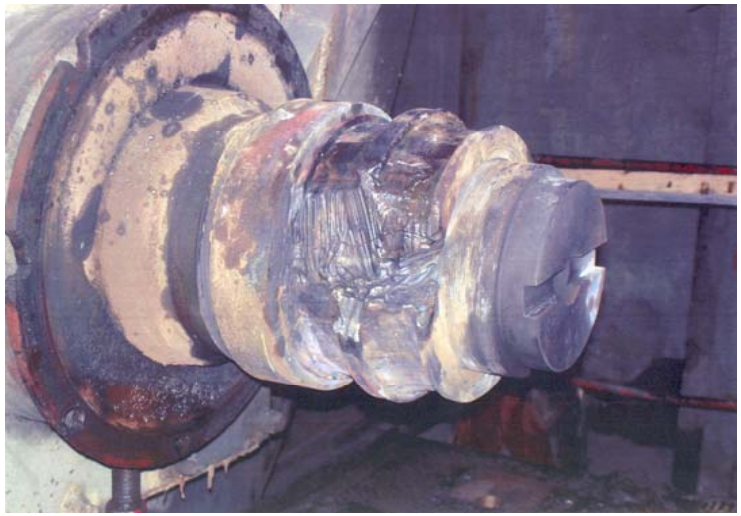


Рис. 1.35. Повреждение подшипника. Вид с торца



Рис.1.36. Фрагменты разрушенного подшипника

Повреждения станционных трубопроводов происходят в основном на паропроводах и питательных трубопроводах. Причинами повреждения паропроводов является исчерпание запаса жаропрочности труб, гибов, тройников и других элементов под действием высокой температуры и при больших наработках времени эксплуатации. У питательных трубопроводов повреждения возникают на узлах питания котлов за регулирующими клапанами, где происходит недопустимое эрозионное утончение стенок труб питательной водой. Нередко разрушаются гибы, причинами повреждения которых по большей части являются дефекты изготовления (овальность свыше допуска, металлургические дефекты). На паропроводах ресурс жаропрочности гибов значительно меньше, чем ресурс прямых труб.

При неудовлетворительном состоянии опор и подвесок, которыми паропроводы крепятся к строительной части здания, возникают трещины в сварных швах.

Отказы в работе автоматической системы регулирования и технологических защит приводят к отказам теплоэнергетического оборудования. Здесь велики ошибки персонала при переключениях и из-за неисправности элементов устройств.

Вопросы для самопроверки к разделу 1:

1. Поясните термин «каскадное» развитие аварии.
2. Назовите основные причины повреждения котлов.
3. Назовите наиболее повреждаемые элементы турбинного оборудования.
4. Чем опасны повреждения вспомогательного оборудования?
5. Какова роль персонала в развитии аварии?

2. ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ УПРАВЛЕНИЯ НАДЕЖНОСТЬЮ

Отказы оборудования, аварии и потребительские отключения учитываются и расследуются в соответствии с РД 34.20.801-2000 «Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистемы, электростанций, котельной, электрических и тепловых сетей».

Внеплановый вывод оборудования из работы или резерва из-за повреждения или неисправности классифицируются в зависимости от степени нарушения электроснабжения потребителей, характера повреждения, объема и сроков восстановительных работ. Повреждения, произошедшие в период плановых ремонтов, классифицируются в зависимости от продолжительности восстановительного ремонта.

Внеплановый вывод из работы по оперативной заявке для устранения мелких дефектов (набивка сальников, замена предохранителей, расшлаковка котла, устранение утечек масла, выявленных при профилактических осмотрах), не считаются отказом. Они учитываются только в цеховой документации, если вывод не привел к невыполнению установленного диспетчером графика.

Основной задачей расследования является квалифицированное установление причин и виновников нарушений и разработка организационно-технических мероприятий по восстановлению работоспособности, предупреждению подобных нарушений и повышению ответственности персонала за обеспечение энергоснабжения потребителей.

Расследованию и учету подлежат:

- повреждения основного и вспомогательного оборудования, его элементов, произошедшие или выявленные во время работы, простоя, ремонта, опробывания, профилактических осмотров и испытаний;

- недопустимые отклонения параметров технического состояния установок или их элементов, вызвавшие выход их из работы, нарушение качества электрической и/или тепловой энергии, превышение пределов выбросов вредных веществ в окружающую среду;
- полные или частичные незапланированные отключения энергоснабжающими организациями оборудования энергоустановок и энергоприемников потребителей;
- нарушение требований Федерального Закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и других Федеральных Законов и нормативных правовых актов РФ, нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте.

В зависимости от характера и тяжести последствий (воздействие на персонал, потери устойчивости, отклонения параметров энергоносителя, экологические воздействия, объемы повреждения оборудования), нарушение в работе энергоустановок подразделяются на **аварии и инциденты**.

Перерывы энергоснабжения потребителей, возникшие вследствие нарушения работоспособности установок, принадлежащих потребителю или сторонней посреднической организации, независимо от последствий классифицируются потребителями, за исключением случаев, когда установка находится в обслуживании энергоснабжающей организации.

Каждое отдельно учитываемое нарушение должно классифицироваться по наиболее тяжелому последствию.

2.1. Технологические нарушения

Авария – разрушение сооружения и/или технических устройств, применяемых на опасном производственном объ-

екте; неконтролируемые взрывы и/или выброс опасных веществ:

- взрыв или пожар с обрушением несущих элементов технологических зданий, сооружений энергетического объекта, если они привели к групповому несчастному случаю и несчастному случаю со смертельным исходом;
- повреждение энергетического котла (производительностью > 50 Гкал/час) с разрушением, деформацией или смещением элементов каркаса, барабана, главных паропроводов, питательных трубопроводов, если они привели к вынужденному простою котла в ремонте на срок > 25 суток;
- повреждение турбины, приведшее к повреждению строительных конструкций здания и останову на срок более 25 суток;
- повреждение генератора, приведшее к необходимости полной перемотки статора и вынужденному простою в ремонте на срок > 25 суток;
- повреждение силового трансформатора, если это привело к вынужденному останову генерирующего оборудования или ограничению потребителей электроэнергии на срок > 25 суток;
- повреждение главного паропровода или питательного трубопровода, если оно привело к несчастному случаю или ограничению генерирующей мощности электростанции на срок 25 суток и более;
- работа энергосистемы или ее части с частотой 49,2 Гц и ниже в течение 1 часа и более или суммарной продолжительностью в течение суток более 3 часов;
- отключение потребителей суммарной мощностью более 500 МВт или 50% от общего потребления энергосистемой вследствие отключения генерирующих источников, линий электропередачи, разделение системы на части;

- повреждение магистрального трубопровода тепловой сети в период отопительного сезона, если это привело к перерыву теплоснабжения потребителей на срок 36 часов и более;
- повреждение гидросооружения, приведшее к нарушению его безопасной эксплуатации и вызвавшее понижения уровня воды в водохранилище или повышение его в нижнем бьефе за предельно допустимые значения;
- нарушение режима электростанции, вызвавшее увеличение концентрации выбрасываемых в атмосферу вредных веществ на 5 ПДВ и более или сбрасываемых со сточными водами веществ на 3 ПДВ и более продолжительностью более 1 суток;
- нарушение режима работы электрических сетей, вызвавшее перерыв электроснабжения города на 24 часа и более.

Инцидент – отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, отклонение от режима технологического процесса, нарушение положений Федерального Закона «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и других Федеральных Законов и нормативных правовых актов РФ, нормативных технических документов, устанавливающих правила ведения работ на опасном производственном объекте (если они не содержат признаков аварии):

- нарушение договорных обязательств по отношению к потребителю из-за полного или частичного прекращения производства или передачи электрической и тепловой энергии;
- повреждение технологических зданий и сооружений;
- полный сброс электрической и тепловой нагрузки электростанции;
- повреждение оборудования электростанции;

- повреждение оборудования электрических сетей напряжением 6 кВ и выше;
- повреждение гидросооружений;
- повреждение оборудования тепловых сетей;
- неправильное действие защит и автоматики;
- отключение оборудования электростанции, электрической подстанции, электрической и тепловой сети, котельной под действием автоматических защитных устройств или персонала из-за недопустимых отклонений технологических параметров;
- невыполнение оперативно заданных диспетчером значений сальдо-перетоков при частоте 49,6 Гц и ниже в течение 1 часа и более с учетом коррекции по частоте;
- превышение выбросов (сбросов) в окружающую среду вредных веществ по сравнению с предельно допустимыми значениями;
- нарушение работы СДТУ (системы диспетчерско-технологического управления), вызвавшее полную потерю связи диспетчера с управляемым объектом на время более одного часа.

2.2. Расследование технологических нарушений

При расследовании причин и обстоятельств технологических нарушений и отказов должны быть изучены и оценены:

- действия обслуживающего персонала, соответствие объектов и организация их эксплуатации действующим нормам и правилам;
- качество и сроки проведения ремонтов, испытаний, профилактических осмотров и контроля состояния оборудования, соблюдение технологической дисциплины при производстве ремонтных работ;

- своевременность принятия мер по устранению аварийных очагов и дефектов оборудования, выполнение требований распорядительных документов, противоаварийных циркуляров и мероприятий, направленных на повышение надежности оборудования, выполнение предписаний надзорных органов, относящихся к происшедшему нарушению;
- качество изготовления оборудования и конструкций, выполнение проектных, строительных, монтажных и наладочных работ;
- соответствие параметров стихийных явлений (толщины стенки гололеда, скорости ветра и т.п.) величинам, принятым в проекте и установленным нормам.

При расследовании должны быть выявлены и описаны все причины возникновения и развития нарушения, его предпосылки и причинно-следственные связи между ними.

Классификационными признаками организационных причин нарушений являются:

- ошибочные или неправильные действия оперативного персонала;
- ошибочные или неправильные действия персонала служб (подразделений) энергопредприятия, энергосистемы;
- ошибочные или неправильные действия привлеченного персонала;
- ошибочные или неправильные действия ремонтного и наладочного персонала;
- ошибочные или неправильные действия руководящего персонала;
- неудовлетворительное качество производственных или должностных инструкций;

- несоблюдение сроков, невыполнение в требуемых объемах технического обслуживания оборудования;
- воздействие посторонних лиц и организаций;
- воздействие стихийных явлений.

Каждая авария или инцидент должны быть расследованы комиссией, состав которой устанавливается в зависимости от характера и тяжести нарушения.

Определение экономического ущерба на энергопредприятии от нарушения в работе энергооборудования производится исходя из безвозвратных потерь стоимости поврежденного оборудования, оценки стоимости ремонтно-восстановительных работ, размеров возмещения ущерба потребителям и штрафов, а также оценки затрат на замещение потерянной мощности или увеличения потерь электрической (тепловой) энергии.

Расследование начинается немедленно и заканчивается в десятидневный срок. При расследовании аварий и инцидентов должны быть выполнены мероприятия, которые отражают обстоятельства их возникновения и развития:

- сохранение послеаварийной обстановки (по возможности), фотографирование или описание объектов нарушения;
- изъятие и передача по акту представителю гостехнадзора или другому должностному лицу, назначенному председателем комиссии, регистограмм, магнитофонных записей оперативных переговоров и других вещественных свидетельств нарушения;
- описание послеаварийного состояния накладок и указателей положения защит и блокировок;
- полного комплекта документации по техническому обслуживанию отказавшего (поврежденного) оборудования.

Все документы должны быть удостоверены подписями руководства и печатью организации, которой расследуется нарушение.

Администрация предприятия обязана:

- провести необходимые технические расчеты, лабораторные исследования, испытания, фотосъемку;
- изготовить фотоснимки поврежденного объекта и представить все необходимые материалы;
- выделять транспорт и средства связи, необходимые для расследования;
- привлекать при необходимости экспертов и специалистов других ведомств;
- выделить помещение, где должна храниться вся необходимая техническая документация;
- произвести печать, размножение в необходимых количествах документации по результатам расследования.

Результаты расследования аварии и инцидента оформляются актом. При несогласии отдельных членов комиссии допускается подписание акта с особым мнением, изложенным рядом с их подписью и в отдельном приложении.

Разногласия организаций по решениям комиссий рассматриваются региональным управлением гостехнадзора в десятидневный срок после завершения расследования и предъявления обоснованных претензий.

Учет технологических нарушений производится в течение всего времени работы энергоустановок с момента окончания их комплексного опробывания под нагрузкой, и начала использования их в технологическом процессе независимо от даты подписания акта приемки в промышленную или опытно-промышленную эксплуатацию. Каждое энергопред-

приятие представляет сводную ежемесячную отчетность об аварийности по форме «16-энерго».

Если авария (инцидент) сопровождались повреждением оборудования, то в акте должно быть заполнено соответствующее количество блоков описания отказавшего оборудования.

При возникновении ошибочных действий оперативного персонала в акте расследования должны быть заполнены блоки описания ошибочных действий персонала на каждого работника, совершившего ошибку.

Отчетность по форме «16-энерго» производится на основании актов расследования технологических нарушений по состоянию с начала отчетного года по 1 число месяца, следующего за отчетным. В отчетной форме отражаются все изменения отчетных данных за предыдущие месяцы, которые обусловлены:

- поступлением актов, расследование которых было завершено после составления отчетной формы;
- изменением классификационных признаков технологических нарушений на основании решений вышестоящих организаций и генеральной инспекции по эксплуатации электрических станций и сетей.

Таблица 2.1.

Отчет об аварийности технологического оборудования

Месяцы года	АВАРИИ		ИНЦИДЕНТЫ		Недоотпуск по авариям и инцидентам		Экономический ущерб, тыс. руб
	Всего	В том числе с ошибками персонала	Всего	В том числе с ошибками персонала	электроэнергии, тыс. кВтч	теплоэнергии, Гкал	
январь							
февраль							
март							
апрель							
май							
июнь							
июль							
август							
сентябрь							
октябрь							
ноябрь							
декабрь							
Итого							

2.3. Форма акта расследования

Акт расследования (в том числе и оформляемый на бумажном носителе) должен содержать следующую информацию:

Предприятие _____

Дата и время возникновения события _____

Учетный признак _____

Классификационные признаки нарушения _____

Недоотпуск энергии, тыс. кВтч _____
Недовыработка энергии, тыс. кВтч _____
Экономический ущерб, тыс. руб. _____
Дата и время ликвидации аварийного режима _____
Ключевые слова _____
Описание режима работы до возникновения нарушения _____
Описание возникновения нарушения и его развития _____
Причины возникновения и развития нарушения _____
Описание повреждения оборудования _____
Недостатки эксплуатации, проекта, конструкции, изготовления, монтажа оборудования, явившиеся предпосылками нарушения или затруднявшие его ликвидацию _____
Мероприятия по предотвращению подобных нарушений _____

Сведения об отказавшем тепломеханическом оборудовании

Вид оборудования _____
Узел, деталь _____
Элемент _____
Марка _____
Изготовитель оборудования _____
Год изготовления оборудования _____
Топливо _____
Материал _____
Дополнительные характеристики _____
Характер повреждения _____
Причина повреждения _____
Последствия нарушения _____
Дата включения _____
Время включения _____
Станционный номер турбины _____

_____
котла _____
Продолжительность отключения, ч _____
Мощность отключенного блока, МВт _____
Наработка с начала эксплуатации, ч: _____
отказавшего оборудования _____
отказавшего узла _____
Наработка от последнего капремонта, ч _____

Сведения о персонале, допустившем ошибку

Место работы _____
Должность _____
Образование _____
Специальность _____
Обстоятельства ошибки _____
Причина ошибки _____
Возраст _____
Стаж работы:
в энергетике _____
на рабочем месте _____
Время от последнего дежурства _____
Длительность смены _____
На каком часе дежурства произошла ошибка _____
Количество операторов в смене _____
Количество участников ликвидации нарушения _____
Наличие технических средств обучения _____
Комиссия, расследовавшая нарушение, назначена приказом по _____ от _____ № _____
Состав комиссии:
Председатель: _____
Члены комиссии: _____
Акт составлен (дата) _____
Перечень приложений к акту расследования _____

Ответственный за оформление акта (подписи, Ф. И. О.) _____

Пример 2.1.

А К Т № 1 3

Расследования технологического нарушения в работе электростанции, сети или энергосистемы

I. АДРЕСНЫЙ БЛОК

Предприятие: Восточная ГРЭС
Дата и время возникновения события: 03.09.2006 г. 00.52
Учетный признак 225 Повреждение оборудования электростанции.
Классификационные признаки причин нарушения
0331 Котельное оборудование
0347 Несоблюдение технического обслуживания
Экономический ущерб (тыс. руб.): 1913,813
Дата и время ликвидации аварийного режима: 12.09.2006 г. 13.26
Ключевые слова:
Поверхности нагрева котла.

II. ОПИСАТЕЛЬНЫЙ БЛОК

Описание режима работы до возникновения нарушения:
Энергоблок ст.№7 03.09.2006 г. Находился в растопке после аварийного ремонта и нес электрическую нагрузку 130 МВт. Отклонений параметров от номинальных не было. Ошибочных действий персонал не допускал.

Описание возникновения нарушения и его развития:
03.09.2006 г. в 00 час. 52 мин. оперативным персоналом КТЦ-200 был обнаружен посторонний шум в районе НРЧ корпуса 12Б. НСЦ сообщил НСС, руководству цеха и электростанции. Диспетчеру энергосистемы была подана аварийная заявка и энергоблок ст.№7 был остановлен для выявления и устранения повреждения на корпусе 12Б.

Причины возникновения и развития нарушения:

Причиной разрушения трубы №16 НРЧ корпуса 12Б является исчерпание ресурса жаропрочности материала.

Описание повреждений оборудования:
Повреждение представляет собой разрыв трубы №16 в блоке №46 НРЧ корпуса 12Б, фронтовая стена.

Недостатки эксплуатации, проекта, конструкции, изготовления, монтажа оборудования, явившиеся предпосылками нарушения или затруднившие его ликвидацию:
не обнаружено.

Основные мероприятия по предотвращению подобных нарушений:
1. *Заменить поврежденный участок трубы НРЧ корпуса 12Б. Исп. – ЦЦР. Срок – аварийная заявка.*
2. *Сделать вырезки на НРЧ К-12Б и на основе анализа вырезок принять решение о замене труб с исчерпанием ресурса. Исп. – КТЦ-100, ЦЦР, ЛКМ. Срок – аварийная заявка.*

III. БЛОК СВЕДЕНИЙ ОБ ОТКАЗАВШЕМ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ

Отказавшее оборудование:
Паровые и водогрейные котлы, воздухоподогреватели
Поверхности нагрева котла
Экраны топки и переходная зона прямоточного котла
1131 Нижняя радиационная часть

Марка:	*1672*	*ПК-40-I*
Изготовитель оборудования :	*44*	*Подольский ЗИО*
Год изготовления оборудования:	*62*	
Топливо:	*33*	*Уголь*
Материал:	*03*	*Сталь 20*
Доп. характеристики:		*212 Обогреваемая зона*
		Фронтовой экран
		Прямой участок трубы
Характер повреждения:	*11*	*Излом, разрыв*

Причина повреждения: 61 Исчерпание ресурса материалов
Последствия нарушения: 39 Прочие

Дата включения: 12.09.2006 Время включения: 13
Станц. номер котла: 12
Продолжит. отключения, час: 228
Мощность отключ. Блока, МВт: 200
Наработка с начала эксплуатации, час:
отказ. оборудования: 282829
отказ. узла: 89022
Тр.затраты на ремонт, чел-дн: 210
Наработка от последнего КР, ч: 21430

IV. ВИЗОВЫЙ БЛОК

Состав комиссии: Комиссия, расследовавшая нарушение, назначена приказом по ВГРЭС от «14» сентября 2005 г. №375
Председатель: гл.инженер Иванов И.И.

Члены комиссии:
ЗГИ (р) Петров П.П.
Нач. КТЦ-200 Сидоров С.С.
Нач ЦЦР Иваницкий А.А.
Нач ЛКМ Петровский П.А.
Нач. химцеха Сидоровская А.И.
Ст.инж.инсп.по эксп. Иванкин А.Б.

Акт составлен «13» сентября 2006 г.

Ответственный за оформление кодовой части акта Иванкин А.Б.

Пример 2.2.

А К Т № 1 1

Расследования технологического нарушения в работе электростанции, сети или энергосистемы

I. АДРЕСНЫЙ БЛОК

Предприятие: Юго-Восточная ГРЭС

Дата и время возникновения события: 12.07.2006 г. 11.05
Учетный признак 225 Повреждение оборудования электростанции.
Классификационные признаки причин нарушения
0332 Турбинное оборудование
0347 Несоблюдение технического обслуживания
Экономический ущерб (тыс. руб.): 801,780
Дата и время ликвидации аварийного режима: 29.07.2006 г. 04.01
Ключевые слова:
Корпус цилиндра и проточная часть.

II. ОПИСАТЕЛЬНЫЙ БЛОК

Описание режима работы до возникновения нарушения:
Энергоблок ст.№1 нес электрическую нагрузку 86 МВт. Отклонений параметров от номинальных не было, ошибочных действий персонал не допускал.

Описание возникновения нарушения и его развития:
12.07.2006 г. в 11 час. 05 мин. оперативным персоналом КТЦ-100 был зафиксирован посторонний резкий металлический звук в районе «ЦНД-генератор» ТГ-1 с последующим скачкообразным увеличением вибрации по всем составляющим на всех опорах. ТГ-1 был отключен от сети действием защиты. Диспетчеру энергосистемы была подана аварийная заявка для выявления и устранения повреждения.

Причины возникновения и развития нарушения:
Причиной обрыва лопатки №6 в пакете №1 17-ой ступени РНД ТГ-1 – развитие усталостной трещины, начавшееся с выходной кромки лопатки. Причина развития трещины – длительное воздействие знакопеременных циклических нагрузок при аксиальной форме колебаний. При проверке в период предыдущего КР 2002 года выходных кромок рабочих лопаток 17-й ступени методом ультразвуковой дефектоскопии дефектов обнаружено не было (заключение №119-02, лист 3).

Описание повреждений оборудования:

Повреждение оборудования представляет собой обрыв лопатки №6 в пакете №1 17-й ступени РНД турбины К-100-90-5 ст.№1, зав.№553. Отрыв произошел по сечению лопатки на 28 мм выше нижней паяной скрепляющей бандажной проволоки. Лопатки №№5 и 4 этого же пакета (по ходу вращения ротор деформированы).

Поверхность разрушения имеет два участка – зону развития усталостных трещин и зону долома. Усталостные линии зоны усталостного разрушения ориентированы перпендикулярно хорде лопатки. Очаг разрушения расположен у выходной кромки лопатки.

Недостатки эксплуатации, проекта, конструкции, изготовления, монтажа оборудования, явившиеся предпосылками нарушения или затруднившие его ликвидацию:

не обнаружено.

Основные мероприятия по предотвращению подобных нарушений:

1. *По рекомендации завода-изготовителя ЛМЗ и ИАЦ срезать 17-ю ступень по корневому сечению. Исп. – ЦЦР. Срок – аварийный ремонт.*
2. *Восстановить 17-ю ступень и произвести перелопачивание 22-й ступени в ближайший капитальный ремонт. Исп. – ЦЦР. Срок – КР 2007 г.*
3. *Выполнить рекомендации ИАЦ по пайке бандажей 22-й ступени РНД ТГ-1. Исп. – ЦЦР. Срок – аварийный ремонт.*

III. БЛОК СВЕДЕНИЙ ОБ ОТКАЗАВШЕМ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОМ ОБОРУДОВАНИИ

Отказавшее оборудование:
Паротурбинная установка
Корпус цилиндра и проточная часть паровой турбины
Ротор турбины
3154 Рабочая лопатка
Марка: 3106 К-100/110-90
Изготовитель оборудования : 29 ПО ЛМЗ
Год изготовления оборудования: 56

Материал: 21 2х13
Доп. характеристики: 3 Цилиндр низкого давления
Характер повреждения: 11 Излом, разрыв
Последствия нарушения: 39 Прочие
Дата включения: 29.07.2006 Время включения: 4
Станц. номер турбины: 1
Продолжит. отключения, час: 401
Мощность отключ. Блока, МВт: 100
Наработка с начала эксплуатации, час:
отказ. оборудования: 322126
отказ. узла: 207059
Тр.затраты на ремонт, чел-дн: 266
Наработка от последнего КР, ч: 30374

IV. ВИЗОВЫЙ БЛОК

Состав комиссии: *Комиссия, расследовавшая нарушение, назначена приказом по ЮВГРЭС от «14» сентября 2005 г. №375*
Председатель: гл.инженер Иванов И.И.

Члены комиссии:
ЗГИ (р) Петров П.П.
Нач. КТЦ-200 Сидоров С.С.
Нач ЦЦР Иваницкий А.А.
Нач ЛКМ Петровский П.А.
Нач. химцеха Сидоровская А.И.
Ст.инж.инсп.по эксп. Иванкин А.Б.

Акт составлен «30» июля 2006 г.

Ответственный за оформление кодовой части акта *Иванкин А.Б.*

Вопросы для самопроверки к разделу 2:

1. Зачем расследуют причины аварий?
2. Что называется аварией?
3. Какие технологические нарушения относят к инцидентам?
4. Что изучается при расследовании технологических нарушений?
5. Назовите классификационные признаки организационных причин нарушения.
6. Каким документом оформляется расследование технологического нарушения?

3. ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ НАДЕЖНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Элементами системы называют ее отдельные части, способные выполнять поставленные задачи. Элемент может быть как угодно сложен, но для решения поставленной задачи его внутренние связи несущественны. Это любое устройство, не подлежащее дальнейшему расчленению.

Объектом называют устройство, принятое для изучения каких-то свойств вне всяких связей с другими элементами.

При эксплуатации системы или элемента может происходить частичная или полная потеря функциональных свойств. Такая потеря работоспособности в теории надежности называется отказом.

Отказ может быть полным или частичным. В энергетике отказы классифицируют как аварии или инциденты.

3.1. Безотказность объектов

Безотказность характеризует объект с точки зрения сохранения его работоспособности в течение некоторого периода времени или некоторой наработки.

Для невосстанавливаемых объектов безотказность определяется как

вероятность того, что время работы объекта до отказа t_0 будет не меньше заданного времени t

$$P_0(t) = P(t_0 \geq t). \quad (1)$$

Статистически этот параметр можно оценить следующим образом:

если N_0 – число одинаковых объектов, работающих в одинаковых условиях, а некоторому моменту t из-за отказа их части, в работе остается:

$N(t) \le N_0$, то

статистическая оценка вероятности $P_0(t)$ равна:

$$\hat{P}_0(t) = \frac{N(t)}{N_0}. \qquad (2)$$

Эта величина естественно всегда меньше единицы. Дополняет ее до единицы $Q(t)$ – вероятность того, что за время t объект откажет

$$Q(t) = 1 - P_0(t). \qquad (3)$$

В электроэнергетике Советского Союза и России действует определенная система сбора, наблюдения и анализа отказов и аварийности оборудования. Ежегодно эти материалы публикуются в специальном сборнике «Анализ технологических нарушений в работе энергетических систем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей». По сути, эти сборники и являются источником сведений о безотказности оборудования электрических станций, электрических и тепловых сетей, водопроводов и других элементов энергетической системы.

В практических расчетах чаще используется другой показатель безотказности. Это $\lambda(t)$ – ***интенсивность*** отказов, которая представляет собой ***условную*** вероятность возникновения отказов, определяемая для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента отказ не возник

$$\lambda(t) = \frac{1}{P_0(t)} \cdot \frac{dQ(t)}{dt}$$, а

статистическая оценка находится:

$$\hat{\lambda}(t) = \frac{N(t) - N(t+\Delta t)}{N(t) \cdot \Delta t}, \qquad (4)$$

N – количество объектов в работе.

Интенсивность отказов для известного объекта изменяется во времени очень характерно:

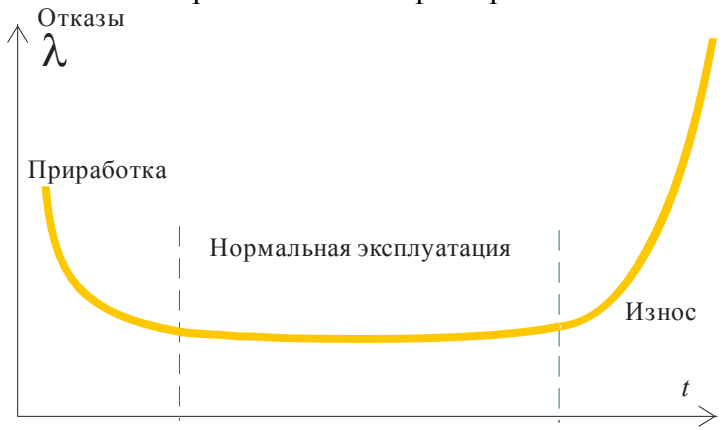


Рис. 3.1. Характеристика надежности эксплуатации и жизни объекта

Здесь явно выделяются три характерных периода, соответствующие преобладающему действию причин отказов:

Приработка – повышенная аварийность в начале эксплуатации возникает из-за дефектов проекта, строительства, монтажа, отсутствия опыта эксплуатации.

Период ***нормальной эксплуатации*** характеризуется случайными, внезапными, часто внешними причинами отказов. Совершенство, качество объекта определяется протяженностью этого периода. Интенсивность отказов здесь остается постоянной, а процессы старения еще не проявляется.

Износ – снижение функциональных свойств из-за старения оборудования.

Все три периода имеют существенно разные показатели интенсивности отказов из-за разных причин их возникновения.

Показатели безотказности P и интенсивности отказов λ однозначно взаимно определены:

$$P_0(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t)\,dt}. \quad (5)$$

Интервал времени может отсчитываться не только от 0, но и от произвольного момента t, тогда условная вероятность безотказной работы на интервале $t_2 - t_1$, вычисленная при условии, что объект работал безотказно в интервале $0 - t_1$ равна:

$$P_0\left(\frac{t_2}{t_1}\right) = \frac{P_0(t_2)}{P_0(t_1)} = e^{-\int_{t_1}^{t_2} \lambda(t)\,dt}. \quad (6)$$

Для освоенного оборудования интенсивность отказов в пределах периода его нормальной работы можно считать постоянной. Более того, за период до предельного состояния λ вообще можно считать постоянной. Тогда:

$$P_0 = e^{-\lambda t}, \quad Q(t) = 1 - e^{-\lambda t}. \quad (7)$$

Функция распределения времени безотказной работы в этом случае – экспонента, а плотность распределения (дифференциальная характеристика) определяется так:

$$\frac{dQ(t)}{dt} = \lambda e^{-\lambda t}. \quad (8)$$

Самая существенная ее особенность заключается в том что:

> вероятность безотказной работы на данном интервале $(t_1 - t_2)$ не зависит от времени предшествующей работы, а зависит только от длины интервала $\Delta t = (t_2 - t_1)$.

Это означает, что если известно, что в данный момент объект исправен, то будущее его поведение не зависит от предыстории. Тогда вычислять его показатели надежности можно, учитывая только данный интервал времени

$$P_0\left(\frac{t_2}{t_1}\right) = P_0(\Delta t). \quad (9)$$

Для технических объектов, кроме того, представляют интерес следующие характеристики:

– **средняя наработка на отказ:**

$$\bar{t}_{он} = \int_0^\infty t\,\frac{dQ(t)}{dt}\,dt = \int_0^\infty t\,dQ(t) = \int_0^\infty P_0(t)\,dt. \quad (10)$$

Оценка средней наработки равна:

$$\bar{t}_{он} = \frac{\sum_i^H t_{0\,i} + t\,(N_0 - N(t))}{N(t)}. \quad (11)$$

Объекты, проработавшие исправно срок t_1, характеризуются еще и средней продолжительностью предстоящей безотказной работы (при $\lambda = const$)

$$\bar{t}_0 = \bar{t}_0(t) = \frac{1}{\lambda}. \quad (12)$$

– **гамма-процентная наработка на отказ** представляет собой наработку, в течение которой отказ не возникнет с вероятностью равной 8:

$$P(T_{p\gamma}) = \gamma. \quad (13)$$

– **гамма-процентный срок службы** – это срок службы объекта $T_{c\gamma}$, в течение которого объект не достигнет предельного состояния с заданной вероятностью γ:

$$P(T_{c\gamma}) = \gamma.$$

– **назначенный ресурс и срок службы** – это такая продолжительность эксплуатации, при достижении которых

применение объекта должно быть прекращено независимо от его состояния:

$$P(T_{рн})=\gamma,\ P(T_{сн})=\gamma,\ \gamma_н \to 1. \qquad (14)$$

Эти показатели должны выбираться так, чтобы при их достижении объект практически еще не достиг предельного состояния.

3.2. Надежность восстанавливаемых объектов

В энергетике более или менее крупные объекты подвергаются периодическим ремонтам или заменам (восстановлениям). Тогда появляются циклы: работа – восстановление ($t_р$, $t_в$).

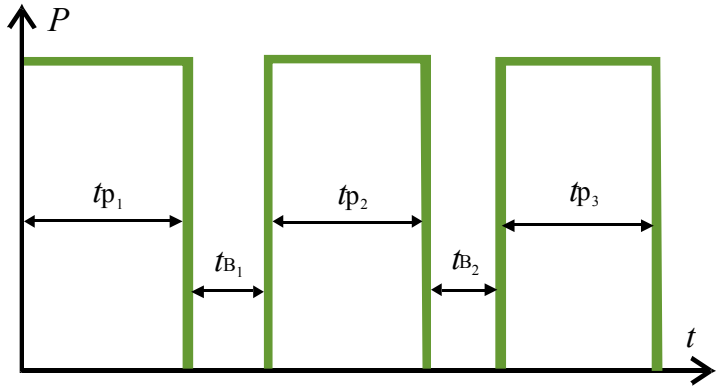


Рис. 3.2. Производственные циклы «работа – восстановление» ремонтируемого объекта

Внутри каждого производственного цикла поведение объекта теоретически можно уподобить поведению невосстанавливаемого объекта. Тогда безотказность на каждом цикле характеризуется:

$P_{ок}(t_к)$ – вероятность безотказной работы за время $t_к$ от начала цикла.

Практически после некоторого начального периода приработки, можно полагать, что вид зависимости $P_{ок}(t_к)$ не зависит от $к$ и одинаков для каждого цикла. Каждому циклу тогда соответствует некоторая интенсивность отказов $\lambda_к(t_к)$.

Если исключить из рассмотрения время восстановления на каждом цикле (объект в этот период не изнашивается), то отказы формируют поток. Средний параметр потока отказов (частота отказов) определяется как отношение математического ожидания количества отказов за интервал времени к длине этого интервала:

$$W(t_1, t_2) = \frac{\Omega(t_2) - \Omega(t_1)}{t_2 - t_1}, \qquad (15)$$

$\Omega(t)$ – среднее количество отказов за время t, или

$$W(t_1, t_2) = \frac{\sum_i^N m\, i(t_2) - \sum_i^N m\, i(t_1)}{N(t_2 - t_1)}, \qquad (16)$$

где m – число отказов i- того объекта до времени t_1, t_2,

N – число испытываемых объектов.

Поскольку второй отказ объекта может произойти только после его восстановления, то показатели приобретают вид:

$$\lambda_к(t_к) = \lambda = const \qquad (17)$$

$$P_{0к}(t_к) = P_0(t) = e^{-\lambda t} \qquad (18)$$

$$Q_к(t_к) = Q(t) = 1 - e^{-\lambda t} \qquad (19)$$

$$\Omega(t) = \lambda t,\ W(t_1, t_2) = W(t) = \lambda \qquad (20)$$

$$\bar{t}_{он} = \bar{t}_0 \qquad (21)$$

3.3. Показатели долговечности объекта

Основные характеристики долговечности объекта: средний срок службы – $T_с$ и средний ресурс – $T_р$.

Для восстанавливаемого объекта средний срок службы складывается из чередующихся периодов работы и восстановления и представляет собой среднюю календарную продолжительность эксплуатации объекта от начала эксплуатации или ее возобновления после предупредительного ремонта до наступления предельного состояния.

$$T_{ср} = \sum T_{экс} + \sum T_{вос} \cdot \qquad (22)$$

Средний ресурс объекта представляет собой среднюю наработку от начала эксплуатации до наступления предельного состояния. Для невосстанавливаемых объектов эти характеристики совпадают и определяются средней наработкой до отказа $\bar{t}_{он}$.

3.4. Ремонтопригодность

Количественно ремонтопригодность может быть определена только для восстанавливаемых объектов. При этом следует различать следующие принципиально разные виды ремонтов: аварийно-восстановительные и планово-предупредительные.

При аварийно-восстановительных ремонтах время восстановления $t_в$ складывается из:

- времени обнаружения повреждения,
- времени устранения неисправности.

Они зависят от ряда случайных факторов и оцениваются:

- вероятностью восстановления за заданное время t:

$$G_a(t) = P(t_в < t_к);$$

- интенсивностью восстановления:

$$\mu(t) = \frac{1}{1 - G_a(t)} \times \frac{d\,G_a(t)}{d\,t}. \qquad (23)$$

В отличие от аварийных планово-предупредительные ремонты проводятся с определенной заблаговременностью, а их длительность заведомо установлена известным перечнем работ. Относительная длительность предупредительного ремонта

$$\tau_i = w_{ni} \cdot t_n. \qquad (24)$$

3.5. Характеристики восстановления

Средняя продолжительность от начала до окончания восстановления работоспособности при аварийном ремонте:

$$\bar{t}_в = \int_0^\infty t \frac{dGa(t)}{dt} = \int_0^\infty t\,dGa(t) \cdot \qquad (25)$$

Если интенсивность восстановления постоянная величина $\mu(t) = \mu = const$, а закон $Ga(t)$ – экспоненциальный, то

$$Ga(t) = 1 - e^{-\mu t}, \qquad (26)$$

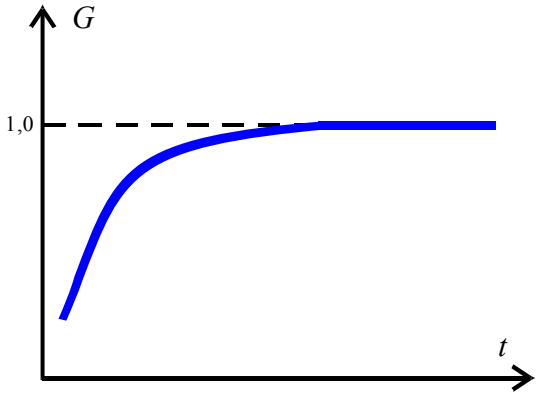


Рис. 3.3. Зависимость вероятности восстановления от времени

Тогда среднее время восстановления $\bar{t}_в$ определяется:

$$\overline{t}_{в} = \frac{1}{\mu}\ , \qquad (27)$$

это наиболее простой и частный случай, но он имеет большое практическое значение, поскольку реальный закон времени восстановления многих энергетических объектов близок к экспоненциальному.

3.6. Комплексные показатели надежности

3.6.1. Коэффициент готовности

Коэффициент готовности представляет собой вероятность того, что объект окажется работоспособным в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых использование его по назначению не предусматривается.

Практическое значение имеет выражение $K_Г$ для случаев, когда интервалы времени безотказной работы и восстановления на каждом цикле подчиняется экспоненциальному распределению:

$$P_0 = e^{-\lambda t};\ \ Ga = 1 - e^{-\mu t}; \qquad (28)$$

$$\kappa_Г(t) = \frac{\mu}{\mu+\lambda} + \frac{\lambda}{\mu+\lambda} e^{-(\mu+\lambda)t}, \qquad (29)$$

в момент времени относительно удаленный от начала работы объекта:

$$\kappa_Г = \lim_{t\to\infty} \kappa_Г(t) = \frac{\mu}{\mu+\lambda}, \qquad (30)$$

учитывая, что $\mu = \frac{1}{t_в}$, а $\lambda = \frac{1}{t_0}$. Коэффициент готовности равен:

$$\kappa_Г = \frac{\overline{t}_0}{(\overline{t}_0 - \overline{t}_B)}. \qquad (31)$$

Стационарное значение коэффициента готовности (вероятность нахождения объекта в любой момент времени в работоспособном состоянии равна относительной длительности

пребывания объекта в работоспособном состоянии) определяется:

$$\kappa_Г = \sum_i^N t_{0\Sigma i} \frac{1}{N \cdot T_{раб}}\ , \qquad (32)$$

где: $t_{0\Sigma i}$ – суммарное время пребывания i-того объекта в рабочем состоянии,

N – количество одинаковых объектов,

$T_{раб}$ – продолжительность эксплуатации, состоящая из последовательно чередующихся интервалов работы и аварийного восстановления.

Если времена $T_{раб}$ различны для каждого из объектов, то их следует суммировать:

$$K_Г = \frac{t_{H\Sigma}}{t_{H\Sigma} + t_{B\Sigma}}\ , \qquad (33)$$

где: $t_{H\Sigma}$ – суммарная наработка всех объектов,

$t_{B\Sigma}$ – суммарное время восстановления.

Смежным показателем относительно $K_Г$ является q – вероятность нахождения объекта в момент t в неработоспособном состоянии.

Коэффициент неготовности (аварийного состояния) вычисляется:

$$q(t) = 1 - \kappa_Г(t); \qquad (34)$$

$$q = \lim_{t\to\infty} q(t) = \frac{\lambda}{\lambda+\mu} = \frac{\overline{t}_в}{(\overline{t}_0 - \overline{t}_B)}. \qquad (35)$$

3.6.2. Коэффициент технического использования

По сравнению с коэффициентом готовности здесь дополнительно учитываются предупредительные ремонты. $K_{ТИ}$ определяется как отношение математического ожидания времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период эксплуатации к сумме математических

ожиданий времени пребывания объекта в рабочем состоянии, времени простоев, обусловленных техническим обслуживанием, и времени аварийных ремонтов за тот же период:

$$K_{ТИ} = \sum_{i}^{N} t_{0\Sigma i} \frac{1}{N \cdot T_{экс}}, \qquad (36)$$

где: $T_{экс}$ – время эксплуатации (календарное время).

Если время эксплуатации различно для разных объектов N:

$$K_{ТИ} = \frac{t_{H\Sigma}}{t_{H\Sigma} + t_{П\Sigma} + t_{B\Sigma}}, \qquad (37)$$

где: $t_{П\Sigma}$ – суммарное время предупредительных ремонтов всех объектов.

$K_Г$ и $K_{ТИ}$ связаны между собой соотношением:

$$K_Г = \frac{K_{ТИ}}{1-\tau}, \qquad (38)$$

где: τ – относительная длительность нахождения во всех видах ремонта всех объектов.

Среднее время наработки вычисляется

$$\overline{t}_H = K_{ТИ} \cdot T_{эксп}. \qquad (39)$$

Коэффициент оперативной готовности представляет собой вероятность того, что объект, находясь в режиме ожидания, оказывается работоспособным в произвольный момент времени t и, начиная с этого момента, работает безотказно в течение заданного интервала

$$K_{ОГ} = K_Г(t) \cdot P_0(t_{раб}) = \frac{\mu}{\mu + \lambda} e^{-\lambda t_{раб}}. \qquad (40)$$

3.6.3. Недоотпуск электроэнергии и тепла

Этот показатель обобщает все надежностные свойства системы энергоснабжения. Он вычисляется как математическое ожидание недоотпуска энергии потребителям за расчетный период времени. Различают два вида недоотпуска:

- при эксплуатации, когда возникает отказ оборудования, приводящий к снижению производительности,
- при прогнозируемых отказах, когда есть определенная вероятность снижения производительности, как в функционирующей системе, так и в проектируемой.

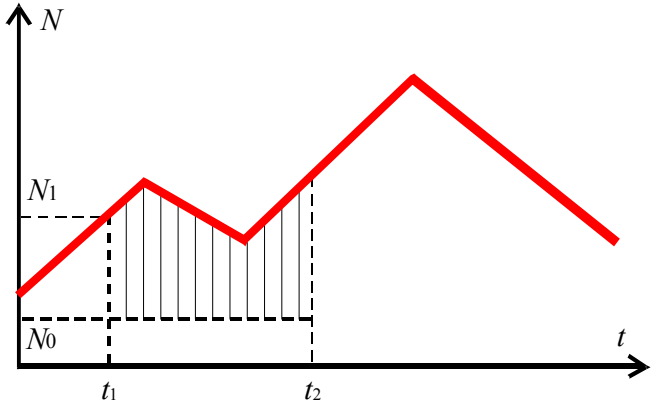


Рис. 3.4. График нагрузки и недоотпуск энергии

В момент t_1 – наступает отказ, нагрузка при этом равна N_1. Отказ в общем случае может быть не полным (частичным до уровня N_0) ограничивается часть нагрузки до времени t_2. Недоотпуск в этом случае пропорционален заштрихованной площади (рис. 3.4).

$$ДА = \int_{t_1}^{t_2} (N_1(t) - N_0)dt = \int_{t_1}^{t_2} D(t)dt, \qquad (41)$$

где: $D(t)$ – дефицит мощности равный N_1-N_0. В практических расчетах недоотпуск вычисляется:

$$\Delta A = \sum_{t} (N_1 - N_0)\Delta t$$ по каждому часу графика.

Во втором случае момент отказа неизвестен, но должна быть известна функция распределения дефицита на предполагаемом интервале времени. Если предположить, что отказ равновероятен на интервале времени, а при отказе система может обеспечить нагрузку в размере только N_0, то средний недоотпуск составит:

$$Д\mathrm{A} = \int_0^{\mathrm{T}} \left(\mathrm{N}_1(\mathrm{t}) - \mathrm{N}_0\right) \mathrm{q}\, \mathrm{dt} = \mathrm{q}\, \mathrm{T}\, \overline{\mathrm{D}}\,, \qquad (42)$$

где q – вероятность состояния системы с отказом,

$\bar{D}$ – средний дефицит за период T.

$$\overline{D} = \frac{1}{T}\int_0^T \left(N_1(t) - P_0\right)dt$$ по каждому виду отказов.

3.6.4. Экономический ущерб от отказов

Ущерб при каждом отказе может состоять из двух составляющих:

$$У = y_{op}D + y_{oa}\Delta A, \qquad (43)$$

где: y_{op}, y_{oa} – удельные ущербы из-за недоотпуска мощности и электроэнергии соответственно.

За период T:

$$У = y_{op}T \cdot \sum w_i D_i + y_{oa}\Delta A\ . \qquad (44)$$

Если отказ приводит не к полному погашению, а частичному, то ущерб определяют так:

$$У = y_{op} wT \sum_i (p_i - p_0)\Delta t + \sum У_{oa}(A_i - A_0)\cdot \qquad (45)$$

К сожалению, в зависимости от условий и обстоятельств отказа последствия могут весьма различаться. Оценка удельных ущербов «в среднем» в этом случае становится приближенной. Поэтому использование ущерба от отказов в серьезных экономических расчетах ограничено.

3.7. Элементы теории вероятностей для расчетов показателей надежности

Ограничимся здесь кратким напоминанием основных понятий и терминов из области теории вероятностей. Они имеют важное значение для усвоения элементов теории надежности.

Событие – всякий факт, который в результате опыта может произойти или не произойти.

Случайная величина – величина, которая в результате опыта может принимать то или иное заранее неизвестное значение.

Дискретные и непрерывные величины. Дискретные случайные величины могут принимать лишь отделенные друг от друга значения, а непрерывные заполняют некоторый промежуток на числовой оси.

Чтобы сравнивать события по степени их вероятности, необходимо каждому из них придать некое число, которое тем больше, чем вероятнее событие.

Вероятность события – численная мера степени объективной возможности события. Достоверное событие – вероятность равна 1. Невозможное событие – вероятность равна 0. Вероятность любого события лежит в интервале от 0 до 1.

Симметричные события – это одинаково возможные взаимосвязанные события.

Несколько событий образуют **полную группу событий,** если в результате опыта должно появиться только одно из них.

Несовместные события в таких опытах не могут появиться вместе. Например, при бросании монеты не могут одновременно выйти и орел и решка.

Статистическая вероятность частоты выхода орла определяется отношением числа выходов к общему числу бросаний

$$P(A) = \frac{m}{n}.$$

Вероятности вычисляют до опыта, а частоты – после.

При небольшом числе опытов частота *m/n* имеет случайный характер. С увеличением числа опытов случайные обстоятельства свойственные каждому отдельному опыту взаимно погашаются, частота стабилизируется, приближаясь к математическому ожиданию. В различных опытах относительная частота изменяется тем меньше, чем больше произведено испытаний. Таким образом, если опытным путем установлена относительная частота, то ее следует принять за приближенное значение вероятности.

Теорема Бернулли (закон больших чисел) формулирует эту закономерность так:

- ☑ При неограниченном увеличении числа однородных независимых опытов с практической достоверностью можно утверждать, что частота события будет сколь угодно мало отличаться от его вероятности в отдельном опыте.

Пример 3.1. *При многократном бросании монеты подсчитывалось число появления герба. Результаты представлены в таблице.*

Число опытов	Число выходов герба	Относительная частота
4040	2048	0,5069
12000	6019	0,5016
24000	12012	0,5005

Таким образом, установлено, что относительные частоты незначительно отличаются от вероятности появления герба равной 0,5. Кроме того заметно, что отклонения становятся тем меньше, чем больше число испытаний.

Вероятностная арифметика знает только два действия – суммирование и умножение.

Суммой событий называют событие, состоящее в появлении каждого из событий или обоих событий вместе, в появлении хотя бы одного из них. Вероятность суммы двух событий всегда больше вероятностей слагаемых событий. Если события несовместны, то:

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

В общем случае:

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

P(A/B) называют условной вероятностью события А, вычисленную при условии, что имело место событие В. Условие независимости А от В записывают в виде:

$$P(A/B) = P(A),$$

а условие зависимости неравенством:

$$P(A/B) \neq P(A).$$

Пример 3.2. *Пусть вероятность отказа котла в блочной энергоустановке равно 0,003, а отказа турбины 0,0007. Какова вероятность отказа энергоблока?*

Отказ блока обусловлен отказом, как котла, так и турбины. Тогда вероятность отказа блока:

$$0{,}003+0{,}0007=0{,}0037.$$

Вероятность суммы событий всегда больше вероятностей слагаемых событий.

Произведением двух событий А и В называют событие, состоящее в совместном выполнении А и В. Вероятность произведения событий всегда меньше вероятностей сомножителей. В случае взаимозависимых событий вероятность произведения равна произведению вероятностей одного из них на условную вероятность другого, вычисленную при условии, что первое произошло:

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

Если событие А не зависит от В, то и событие В не зависит от А:

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

Вероятность произведения двух независимых событий равна произведению вероятностей этих событий:

$$P(AB) = P(A) \cdot P(B).$$

Пример 3.3. *Найти вероятность совместного появления герба при одновременном бросании двух монет.*

Вероятность появления герба первой монеты

$$P(A)=1/2.$$

Вероятность второго события (В)

$$P(B)=1/2.$$

Так как события А и В независимы, то искомая вероятность равна:

$$P(AB)=P(A)\cdot P(B)=1/2\cdot 1/2=1/4.$$

Условной вероятностью $P(B/A)=P_A(B)$ называют вероятность события В, вычисленную в предположении, что событие А уже наступило.

Пример 3.4. *Два стрелка (биатлон) выходят на огневую позицию. Вероятность того, что первый стрелок поражает мишень в первом выстреле равна 0,5, второго – 0,9. Найти вероятность того, что первым начинающий стрельбу поражает мишень.*

Событие А – поражение мишени с первого выстрела. Первым стрелять может первый или второй стрелок. Вероятность того, что первым будет стрелять первый стрелок равна $P(B_1)=0,5$, второй – $P(B_2)=0,5$. Искомая вероятность того, что первым выстрелом мишень будет поражена равна:

$$P(A)=P(B_1)\cdot P_{B1}(A)+P(B_2)\cdot P_{B2}(A)=0,5\cdot 0,8+0,5\cdot 0,9=0,85.$$

Полная вероятность события А, которое может произойти вместе с одним из событий $C_1, C_2, \ldots C_n$, образующих полную группу несовместных событий, определяется:

$$P(A)=\sum_{i=1}^{n} P(C_i)\cdot P(A/C_i).$$

Вероятность события А вычисляется в этом случае как Σ произведений вероятностей каждого сочетания событий на их вероятности:

$$P\left(\frac{C_i}{A}\right)=\frac{P(C_i)\cdot P(A/C_i)}{\sum_{i=1} P(C_i)\cdot P(A/C_i)}; \quad (i=1\ldots n).$$

Законом распределения случайной величины называют соотношение между возможными значениями случайной величины и соответствующими им вероятностями. Для дискретной случайной величины закон распределения вероятностей представляется в виде ряда распределения (таблицы или графика):

$$x_1 \to P_1,$$
$$x_2 \to P_2,$$
$$x_i \to P_3,$$
$$x_n \to P_n.$$

Для непрерывной случайной величины такую характеристику построить нельзя. Здесь бесконечное множество значений сплошь заполняют промежуток. Поэтому для непрерывной случайной величины не существует ряда распределения, в то же время различные области возможных значений случайной величины не являются одинаково вероятными. Поэтому пользуются не вероятностями события $X=x$, а вероятностью $X<x$, где x – некоторая текущая переменная.

Вероятность этого события является функцией от x и называется **функцией распределения** случайной величины $F(x)$:

$$F(x) = P(X<x).$$

Это самая универсальная характеристика случайной величины. Она может использоваться как для непрерывных, так и для дискретных случайных величин. Функция $F(x)$ – функция неубывающая и имеет крайние значения:

$$F(-\infty) = 0, \quad F(+\infty) = 1 .$$

В отдельных точках и особых случаях она может иметь разрывы.

Часто появляется необходимость вычисления вероятностных характеристик того, что случайная величина примет значение в интервале, например, в пределах от α до β

$$P(\alpha \le x < \beta) = F(\beta) - F(\alpha) .$$

При этом принято левый конец интервала включать в участок, а правый – не включать. Тогда вероятность попадания случайной величины, по определению, равна приращению функции распределения на этом интервале.

Первая производная функции распределения называется **плотностью распределения** или плотностью вероятности непрерывной случайной величины. Кривая, изображающая плотность распределения – кривая распределения $f(x)$ (рис. 3.5).

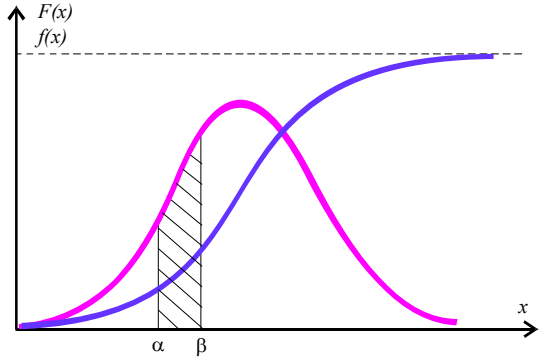


Рис. 3.5. Функция и плотность распределения случайной величины

Вероятность попадания величины x на отрезок $\alpha - \beta$ равна площади кривой распределения в этом интервале

$$P(\text{б} \le x < \text{в}) = \int_{\text{б}}^{\text{в}} f(x)\,d(x).$$

И функцию распределения можно выразить через плотность:

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

Функция распределения безразмерна, а размерность плотности распределения обратна размерности самой случайной величины.

При дискретно изменяющейся величине плотность функции ее распределения представляется в виде ступенчатой линии, называемой гистограмма (рис. 3.6).

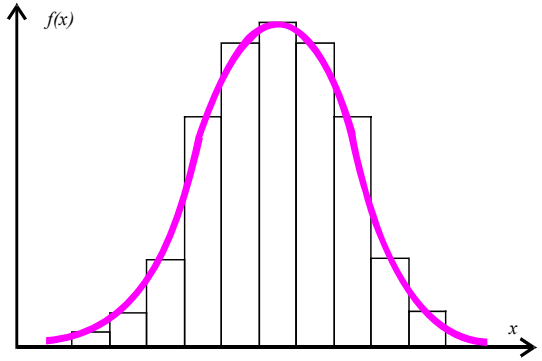


Рис. 3.6. Плотность и гистограмма распределения

Иногда гистограммы строят и для непрерывных величин.

Если гистограмма построена на опытных данных, то можно провести плавную огибающую, которая и принимается за плотность распределения.

В практических задачах часто имеет место случай, в которых один и тот же опыт или аналогичные опыты повторяются неоднократно. В результате каждого опыта может появиться или не появиться некое событие А. Нас интересует вероятность любого числа появлений этого события в серии. Задача решается просто, если опыты независимы. В этом случае вероятность А во всех опытах одинакова. Пусть производится n независимых опытов, в каждом из которых вероятность появления события А равна Р, тогда вероятность того, что событие А появится ровно m раз выражается формулой:

$$P(m/n) = \overset{m}{C}_{n}\, p^{m} q^{n-m} = \frac{n!}{m!\,(n-m)!}\, p^{m} q^{n-m},$$

где: $\overset{m}{C}_{n}$ – число сочетаний из *n* по *m*,

$q = (1 - p)$ – есть вероятность появления события А в опыте. Эта формула – разложение бинома $(q + p)^{m}$. Поэтому распределение вероятностей называется биноминальным.

Математическое ожидание – это сумма произведений всех значений случайной величины на вероятности этих значений:

$$m_x = M[x] = \sum_{i}^{n} x_i\, p_i \cdot$$

При увеличении числа опытов частоты приближаются к соответствующим вероятностям, а среднеарифметическое значение случайной величины приближается к ее математическому ожиданию. При непрерывной случайной величине математическое ожидание:

$$m_x = M[x] = \int_{-\infty}^{\infty} x\, f(x)\, dx \cdot$$

Дисперсия для дискретных случайных величин является мерой рассеивания:

$$D[x] = \sum_{i} (x_i - m_x)^2\, P_i \cdot$$

Для непрерывных величин вычисляется так:

$$D[x] = \int_{-\infty}^{\infty} (x - m_x)^2\, f(x)\, dx \cdot$$

Для наглядной характеристики рассеяния удобнее величина, размерность которой совпадает с размерностью случайной величины. Для этого из дисперсии извлекают корень:

$\sigma[x] = \sqrt{D}[x]$ - среднеквадратичное отклонение (стандарт случайной величины)

Знание закона распределения случайных величин необходимо для решения многих задач надежности**.**

В этих задачах встречаются случайные величины, которые могут иметь разные распределения вероятностей, определяемых физической сущностью явления. Наиболее важны экспоненциальное и биноминальное распределения, распределения Пуассона, Гаусса и Вейбулла.

При испытаниях группы невосстанавливаемых изделий в течение фиксированного времени наработки случайное число отказавших изделий имеет, как правило, **биноминальное распределение.** Вероятность того, что **m** изделий из общего **n** откажет в работе определяется через число сочетаний:

$$P_{m.n} = C_n^m p^m q^{n-m}.$$

Вероятность того, что случайная величина **m** не превысит заданного значения m'

$$P(m \le m') = \sum_{m=0}^{m'} C_n^m\, p^m\, q^{n-m}.$$

Значение этой вероятности для некоторых ***n*** и ***p*** табулированы и приведены в справочниках.

Математическое ожидание и дисперсия случайной величины, распределенной по биноминальному закону равны, соответственно:

$$M(m) = n \cdot P, \quad D(m) = \sigma^2 = nPq.$$

При больших **n** распределение приближается к нормальному распределению:

$$a = n \cdot P, \quad \sigma^2 = nPq.$$

У восстанавливаемого изделия случайное число отказов в течение фиксированной наработки имеет чаще всего **распределение Пуассона**. Особенно это проявляется в отказах в период приработки изделия.

В распределении Пуассона вероятность того, что случайная величина *M* (целая и положительная) примет значение ***m*** равна:

$$P(m) = \frac{1}{x!} a^m e^{-a} \quad (m = 0, 1, 2, \ldots.),$$

где ***a*** – параметр распределения.

Математическое ожидание и дисперсия в распределении Пуассона равны:

$$M(x) = \sigma^2[x] = a$$

Общий вид распределения Пуассона показан на рис. 3.7:

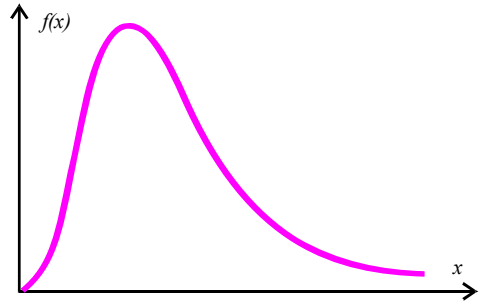


Рис. 3.7. Плотность распределения Пуассона

Нормальное распределение (закон Гаусса) - это предельный закон, к которому приближаются все другие распределения при увеличении числа испытаний. В частности этому закону подчиняются ошибки измерений. Время восстановления ремонтируемых изделий, как правило также, распределено по нормальному закону. Наработка до отказа невосстанавливаемых изделий и многие другие случаи могут приближаться к этому распределению.

Функция нормального распределения выглядит так:

$$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\frac{(x-a)^2}{2\sigma^2}} dx,$$

где: a – математическое ожидание,

σ^2 – дисперсия.

Нормированная и центрированная функция распределения нормального закона табулирована:

$$F_0(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\infty} e^{-\frac{x^2}{2}} dx.$$

$F_0(-x) = 1 - F_0(x)$ – симметрична, что позволяет с помощью таблиц определять значения $F(x)$ для ненормированной и нецентрированной функции нормального распределения:

$$F(x) = F_0\left(\frac{x-a}{\sigma}\right).$$

Плотность вероятности нормального распределения равна:

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

Максимальное значение плотности вероятности соответствующее центрированному рассеиванию ***m***

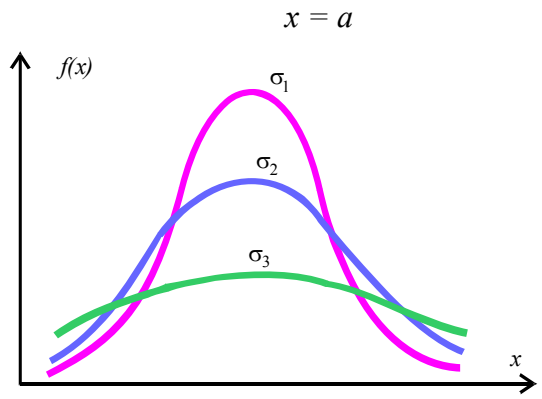


Рис. 3.8. Влияние на кривую плотности нормального распределения величины стандарта σ ($\sigma_1 < \sigma_2 < \sigma_3$)

Для облегчения расчетов вероятностей таблицы нормального распределения делают компактными. Для этого таблицы составлены для центрированных случайных величин, когда a=0 (нулевое матожидание)

Для обеспечения универсальности таблиц нужно провести нормирование, чтобы иметь безразмерный аргумент. Для этого полагают σ =1. Таким образом, при центрировании производится переход от x к (x-a), а при нормировании – деление на σ. Тогда вместо x получаем $\frac{x-a}{\text{у}}$. Плотность нормированного и центрированного распределения табулирована:

$$\varphi_0(x) = \frac{1}{\sqrt{2\text{p}}}\, e^{-\frac{x^2}{2}}, \quad \varphi_0(x) = \varphi_0(-x), \quad f(x) = \frac{1}{\text{у}}\,\varphi_0\frac{(x-a)}{\text{у}}.$$

Если наработка ***x*** до отказа распределена по нормальному закону, то вероятность отсутствия отказа на промежутке 0–x равна:

$$P(x) = \int_x^\infty f(x)\,dx = 1 - F(x) = F_0\left(\frac{a-x}{\text{у}}\right),$$

а интенсивность отказов:

$$\text{л}(x) = \frac{f(x)}{P(x)} = \frac{1}{\text{у}}\cdot\frac{\varphi_0\left(\frac{x-a}{\text{у}}\right)}{F_0\left(\frac{a-x}{\text{у}}\right)} = \frac{1}{\text{у}}\, f_1\left(\frac{a-x}{\text{у}}\right),$$

где $f_1 = \varphi_0 / F_0$ – табулированная функция плотности нормального распределения.

Распределение случайной величины φ называется **логарифмически нормальным**, если ее логарифм распределен по нормальному закону:

$$\varphi(x) = \frac{1}{\text{у}\sqrt{2\text{p}}}\, exp\left[-\frac{(x-x_0)^2}{2\text{у}^2}\right],$$

$$x = \lg y\ (\ln y).$$

Наработка до отказа у многих невосстанавливаемых изделий имеет именно такое распределение. Чаще всего это такие изделия, отказ которых наступает вследствие усталостного разрушения, что соответствует третьему этапу жизненного цикла – износу.

Наработка на отказ невосстанавливаемых изделий часто подчиняется **экспоненциальному распределению**. Для него плотность вероятности равна:

$$\varphi(x) = \lambda exp(-\lambda_x),$$

где λ – параметр распределения, а функция распределения:

$F(t) = 1 - e^{-\lambda t}$, где t – наработка.

Вероятность безотказной работы до момента t равна:

$$P(t) = e^{-\lambda t}.$$

Используется такое распределение при рассмотрении внезапных отказов, когда явления старения и износа выраже-

ны слабо (2 этап нормальной эксплуатации жизненного цикла изделия). Экспоненциальному распределению подчиняется также наработка восстанавливаемых изделий между соседними отказами. Время восстановления изделий часто распределено по экспоненциальному закону. Экспоненциальное распределение табулировано.

Распределение Вейбулла имеет наработка на отказ некоторых невосстанавливаемых изделий (усталость):

$$F(t) = 1 - exp\left[-\left(\frac{t - t_0}{a}\right)^b\right],$$

a, b, t_0 – положительные константы (параметры распределения $t \geq t_0$).

При $t = 0$ – получается двухпараметрическое распределение:

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

Плотность распределения вычисляется:

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

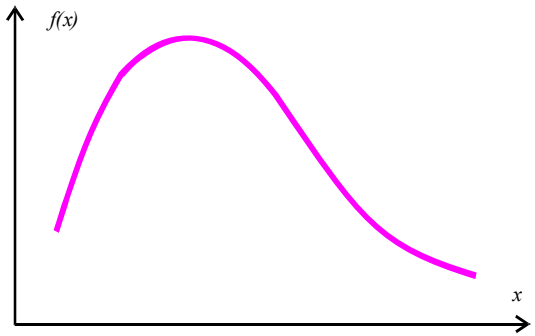


Рис. 3.9. Кривая плотности распределения Вейбулла

Таблицы распределения Вейбулла для значений $\frac{t}{a}$ приведены в справочниках.

Существует еще много распределений, используемых в расчетах надежности. Если известен закон, провести расчеты несложно, но дело как раз в том, что закон распределения заранее неизвестен.

В технике широко применяются случайные величины, возможные значения которых определяются несколькими параметрами. Такие величины называют многомерными.

Законом распределения таких случайных величин называют перечень пар чисел и их вероятности. Это могут быть таблицы с двойным входом: (матрица X –Y): в элементах значения вероятностей, двумерная плотность и функция распределения, условное математическое ожидание двумерной случайной величины функция регрессии, корреляционный момент и коэффициент корреляции.

Всякий элемент технической системы в процессе функционирования проходит ряд состояний (работа, износ, отказ, плановый ремонт, восстановление).

Для математического описания таких потоков событий, развивающихся в форме случайных процессов, существует специальная теория – марковские процессы. Это процессы без последствия – состояние элемента в будущем не зависит от его прошлого. В марковском случайном процессе вероятность наступления события в момент t зависит от состояния в момент t-1, но не зависит от того, каким путем было достигнуто это состояние t-1.

При определенных допущениях любой случайный процесс можно превратить в марковский – необходимо в текущее состояние элемента включить его прошлое.

Если аргумент t принимает только заранее заданные дискретные значения (моменты проведения ремонтов, …) и процесс является марковским, то его называют цепью Маркова. Интерес представляет процесс, если пространство состояний четно или изменяется по известному закону. В случае конечного дискретного количества состояний и непрерывного времени расчет производят по переходным вероятностям.

Если элемент имеет i=1,2… конечное число состояний и состояние несовместимости, то они образуют полную группу состояний. В непрерывном времени в любой момент t сумма вероятностей всех состояний равна единице

$$\Sigma P_i(t) = 1.$$

Определение вероятностей каждого состояния $P_1(t), P_2(t), \ldots$ и является задачей теории надежности.

Изменение вероятностей состояний во времени определяют на основе вероятностей перехода Pij из состояния i в j. Вероятность смены состояний в зафиксированный момент t всегда равна 0. поэтому переходную вероятность рассматривают только на отрезке Δt. Ее значение определяется соотношением:

$\mathrm{P_{ij}} = \lambda_{\mathrm{ij}} \Delta \mathrm{t}$, где: λ_{ij} – интенсивность перехода.

Значение λ_{ij} определяется на коротком отрезке времени на основе большого числа опытов.

$$\lambda_{\mathrm{ij}} = \lim_{\Delta t \to 0} \frac{\mathrm{P_{ij}}}{\Delta \mathrm{t}}$$

Вероятность того, что за промежуток Δt не произойдет смены состояний равна:

$$q_i(\Delta t) = 1 - \Delta t \sum_{i=1}^{k} \lambda_{ij}(\Delta t) \text{ ,}$$

где: k –количество возможных переходов.

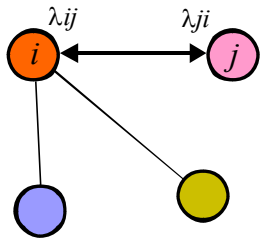


Рис. 3.10. Возможные состояния и переходы

Возможные состояния можно представить в виде графа. Стрелки указывают возможные направления изменения состояния. Так из состояния i в j можно перейти с интенсивностью $\lambda_{ij}(\Delta t)$, а обратно $x_{ij}(\Delta t)$, а некоторые переходы невозможны.

Применительно к энергетическому оборудованию возможные состояния следует трактовать: работа – отказ, а переходы как: повреждение – ремонт.

Для каждого узла i с размеченными направлениями и интенсивностями перехода на основе правила сложения вероятностей соблюдается условие:

$$q_i(\Delta t) + \sum_{i}^{k} P_{ij}(\Delta t) = 1 \cdot$$

Если интенсивность (плотность вероятности) λ_{ij} не зависит от интервала Δt и момента начала этого участка – процесс однородный. Но в большинстве случаев интенсивность зависит функционально от Δt и тогда процесс становится неоднородным.

Возникает вопрос, каким значением интенсивности перехода следует пользоваться – она переменна. Правило здесь одно: при малом количестве элементов следует пользоваться средними значениями интенсивностей, а при большом – финальными.

Вопросы для самопроверки к разделу 3:

1. Что называется отказом?
2. Какие показатели безотказности наиболее применимы?
3. Как изменяется во времени интенсивность отказов?
4. Как измеряют поток отказов?
5. Назовите комплексные показатели надежности.
6. Как определить недоотпуск электроэнергии?
7. Что показывает сумма вероятностей независимых событий?
8. Что определяет произведение вероятностей событий?
9. Как получить функцию распределения случайной величины?
10. Как строится гистограмма, как она связана с плотностью распределения?
11. Какие законы распределения Вам известны?
12. Чему равно математическое ожидание центрированной случайной величины?

4. РАСЧЕТЫ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОВЫХ СХЕМ ТЭС

Электрическая станция любого типа представляет собой совокупность энергетических установок, объединенных вспомогательными технологическими связями. Нарушение нормального функционирования любого из этих элементов приводит к тем или иным последствиям в работе всего комплекса в целом. Чтобы анализировать силу этого влияния и разрабатывать меры по ограничению последствий необходимо использовать методику расчета показателей надежности для сложной технологической схемы.

4.1. Расчеты надежности схем

Принципиальная тепловая схема электростанции содержит основные и вспомогательные агрегаты и их коммутационные связи в соответствии с термодинамическими циклами энергетических установок. Примером сложной технической системы может служить хотя бы перечень основного оборудования только одного блока:

- котел,
- паровая турбина,
- конденсационное устройство,
- система регенеративного подогрева питательной воды,
- бойлерные установки, сетевые подогреватели,
- питательные, конденсатные, циркуляционные насосы,
- тягодутьевые вентиляторы и пр.

В отличие от принципиальной тепловой схемы **функциональная** схема ТЭС содержит все основное и вспомогательное оборудование, арматуру, байпасные линии, пусковые и аварийные системы. Полная схема и ее спецификация ха-

рактеризуют надежность и уровень технического совершенства ТЭС и предусматривают возможность работы во всех режимах, включая операции пуска и перехода с одного режима на другой.

Пример 4.1. *Определить показатели надежности паротурбинного блока, состоящего из котла, турбогенератора с конденсационным устройством и питательного насоса. Выход из строя одного из указанных элементов приводит к остановке всего блока. Соответствующие интенсивности отказов и восстановлений элементов равны:*

$$\lambda_k = 4{,}0\cdot 10^{-4}\ ч^{-1};\quad \mu_k = 1{,}0\cdot 10^{-2}\ ч^{-1};$$
$$\lambda_T = 2{,}5\cdot 10^{-4}\ ч^{-1};\quad \mu_T = 1{,}25\cdot 10^{-2}\ ч^{-1};$$
$$\lambda_н = 0{,}8\cdot 10^{-4}\ ч^{-1};\quad \mu_н = 2{,}0\cdot 10^{-2}\ ч^{-1};$$

Решение. Определим предварительные значения:

$$\Lambda = \sum_{i=1}^{n}\lambda_i = (4{,}0+2{,}5+0{,}8)\cdot 10^{-4} = 7{,}3\cdot 10^{-4}\ ч^{-1};$$

$$\gamma_k = \frac{\lambda_k}{\mu_k} = 4{,}0\cdot 10^{-2};$$
$$\gamma_T = \frac{\lambda_T}{\mu_T} = 2{,}0\cdot 10^{-2};$$
$$\gamma_н = \frac{\lambda_н}{\mu_н} = 0{,}7\cdot 10^{-2}.$$

1. *Среднее время безотказной работы*

$$T = \left(\sum_{i=1}^{3}\lambda_i\right)^{-1} = \Lambda^{-1} = \frac{1}{\left(7{,}3\cdot 10^{-4}\right)} = 1370\,ч.$$

2. *Среднее время восстановления*

$$T_B = \left(\sum_{i=1}^{3}\frac{\lambda_i}{\mu_i}\right)\cdot\left(\sum_{i=1}^{3}\lambda_i\right)^{-1} = \Lambda^{-1}\left(\gamma_k+\gamma_T+\gamma_н\right) = \frac{(4{,}0+2{,}0+0{,}4)\cdot 10^{-2}}{7{,}3\cdot 10^{-4}} = 87{,}6\,ч.$$

3. *Вероятность безотказной работы установки за время t=500 ч*

$$P(t=500) = e^{-\Lambda\cdot t} = 0{,}694.$$

4. *Коэффициент готовности установки*

$$k_\Gamma = \left(1+\sum_{i=1}^{n}\frac{\lambda_i}{\mu_i}\right)^{-1} = \left(1+\gamma_k+\gamma_T+\gamma_н\right)^{-1} = 0{,}939.$$

5. *Коэффициент оперативной готовности установки для t=500 ч*

$$k_{О.Г.}(t=500) = k_\Gamma P(t=500) = 0{,}939\cdot 0{,}694 = 0{,}652.$$

Для расчета показателей надежности необходимо составить **структурную** блок-схему станции, в которой, в отличие от функциональной отражаются не физические, а логические связи между элементами. Структурные схемы могут быть любой сложности и позволяют определить количество и комбинацию элементов схемы, которые приводят к отказу всей системы. На рисунке 4.1 приведены принципиальная и структурная схемы паротурбинного блока.

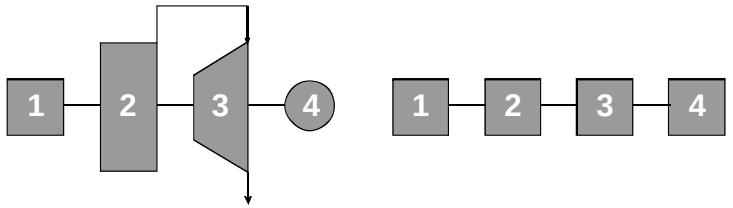


Рис. 4.1. Принципиальная и структурная схемы паротурбинного блока

(1 – топливоподача, 2 – котел, 3 –турбина, 4 – электрогенератор)

Степень детализации структурной блок-схемы определяется характером и содержанием решаемой задачи. Каждый блок структурной схемы должен содержать сведения о показателях надежности элемента схемы, который он представляет (параметр потока отказов, интенсивность отказов, наработку на отказ, среднее время восстановления, среднее время плановых ремонтов и др.). Кроме того, необходимо представить отчетливые сведения о последствиях, к которым может привести отказ этого элемента. Характеристики надежности каждого элемента должны быть взаимно единообразны, поскольку в дальнейшем расчете потребуется производить над ними определенные операции. Вообще все оборудование электростанции по влиянию на надежность работы и выдачи мощности можно разделить на следующие группы:

- к первой группе относят оборудование, отказ которого приводит к полному останову основного блока. Такими элементами являются котел, турбина, главные паропроводы, генератор, конденсационное устройство и др.
- во вторую группу включают оборудование, отказ которого приводит к частичному ограничению электрической и тепловой мощности энергоблока. К этой группе относятся тягодутьевые машины, питательные и конденсатные насосы и другое оборудование,
- третья группа включает оборудование, отказ которого приводит к снижению экономичности выработки электрической и тепловой энергии (например, регенеративные и сетевые подогреватели и др.).

Расчет показателей каждой группы производят независимо. Расчет структурной надежности станции включает в себя следующие этапы:

- представление схемы ТЭС в виде структурной схемы с необходимой степенью детализации,
- формирование исходных данных по надежности элементов структурных схем,
- расчет вероятностных характеристик изменения мощности и производительности,
- расчет комплексных показателей надежности станции.

Под расчетной надежностью выдачи электрической и тепловой мощности будем понимать вероятность отпуска электрической энергии и вероятность отпуска тепла потребителям соответственно.

Пример 4.2. *Определить показатели надежности системы, содержащей четыре однотипных котла, из которых три рабочие, а один находится в резерве. Интенсивность отказа котла составляет* $4\cdot10^{-4}$ $ч^{-1}$.

Решение. Вероятность безотказной работы котла для t=500 ч

1. *Случай нагруженного резервирования. Вероятность состояния системы, когда число отказавших котлов k=0:*

$$P_0 = C_{m+n}^0 (1-P)^0 P^{(m+n-0)} = 1\cdot(1-0{,}818)^0 \cdot 0{,}818^{(4-0)} = 0{,}447.$$

Вероятность состояния системы, когда отказал один котел, т.е. k=1:

$$P_1 = C_{m+n}^1 (1-P)^1 P^{(m+n-1)} = 1\cdot(1-0{,}818)^1 \cdot 0{,}818^{(4-1)} = 0{,}3984.$$

Сумма вероятностей состояний, когда отказало не более одного котла:

$$P = \sum_{0\le k\le m} P_k = P_0 + P_1 = 0{,}447 + 0{,}3984 = 0{,}8461.$$

Среднее время безотказной работы системы:

$$T = T_i \sum_{n \le k \le (m+n)} \frac{1}{k} = 2500\left(\frac{1}{3} + \frac{1}{4}\right) = 4285\,ч.$$

2. *Случай ненагруженного резервирования. Вероятность безотказной работы системы:*

$$P(t=500) = e^{-n\cdot\lambda\cdot t} \sum_{0 \le k \le m} \frac{(n\cdot\lambda\cdot t)}{k!} = e^{-3\cdot4\cdot10^{-4}\cdot500}\left[\frac{(3\cdot4\cdot10^{-4}\cdot500)^0}{0!} + \frac{(3\cdot4\cdot10^{-4}\cdot500)^1}{1!}\right] = 0{,}878.$$

Из примера следует, что ненагруженное резервирование элементов обеспечивает высокую надежность системы.

Для составления структурной схемы в исходной функциональной схеме необходимо отметить элементы, отказ которых приводит к отказу отпуска электрической и тепловой энергии, отказу функционирования станции. Все эти элементы соединяются последовательно. В результате этой операции будет получена цепочка, состоящая из **n** последовательно соединенных блоков. Отказ любого из них приводит к отказу установки в целом. Например, фрагмент тепловой схемы станции (рис. 4.2):

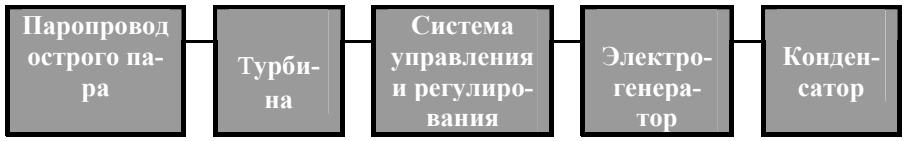


Рис. 4.2. Структурная блок–схема фрагмента тепловой схемы станции

Очевидно, что общий вид структурной блок-схемы может принципиально отличается от функциональной схемы станции.

Каждый элемент структурной схемы может быть декомпозирован на определенное количество последовательно-

параллельных блоков, отражающих те или иные свойства объекта. Например, блок питательно-насосного комплекса, состоящего из двух насосных агрегатов, может быть представлен так:

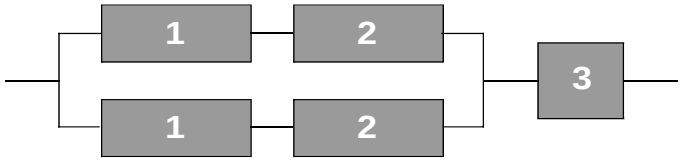


Рис. 4.3. Структурная блок-схема питательно-насосного комплекса (1 – электродвигатели, 2 – насосы, 3 – трубопровод питательной воды)

Расчет надежности по структурной схеме проводится путем преобразования последовательно и параллельно соединенных блоков в эквивалентные до тех пор, пока источник и потребитель не окажутся связанными одним эквивалентным блоком. Показатели надежности этого блока и являются искомыми показателями надежности производства электрической и тепловой энергии.

Для ***n*** последовательно соединенных блоков показатель частоты отказов эквивалентного блока приближенно (без учета возможности их одновременных простоев) определяется:

$$\text{л} = \sum_i^n \text{л}_i \quad . \tag{4.1}$$

Средняя продолжительность вынужденных простоев:

$$t_в = \frac{1}{\text{л}} \sum_i^n t_{вi}\,\text{л}_i \quad . \tag{4.2}$$

Частота плановых ремонтов эквивалентного блока принимается равной наибольшей частоте из составляющих цепочку блоков.

$$\begin{aligned} w &= w_{нб}, \\ t_п &= t_{пнб}. \end{aligned} \tag{4.3}$$

Коэффициент вынужденного и планового простоев определяется по формулам:

$$k_в = \frac{t_в \cdot л}{8760}\ ;\ k_п = \frac{w \cdot t_п}{8760}\ \cdot \qquad (4.4)$$

Вероятность безотказной работы в течение года составляет:

$$P = e^{-лt}\ . \qquad (4.5)$$

В случаях, когда в функциональной схеме станции имеет место дублирование (резервирование) элементов, используется схема параллельного соединения элементов. Например, параллельно соединены два питательных насоса. Если нормально каждый из них загружен наполовину, то при отказе одного из них второй загружается до номинала и ограничения мощности не возникает. Ограничение будет иметь место при одновременном отказе двух насосов или при отказе одного в момент планового ремонта или отказе другого.

Для двух параллельно включенных элементов i и j эквивалентный блок характеризуется показателями надежности:

$$\begin{gathered} л = л_i\,(k_{вj} + k_л \cdot k_{nj}) + (k_{вi} + k_л \cdot k_{ni}), \\ t_в = \frac{t_{вв}}{л}\left(л_i k_{вj} + л_j k_{вi}\right), \end{gathered} \qquad (4.6)$$

$t_{вв}$ - средняя длительность одновременного вынужденного простоя:

$$t_{вв} = \frac{t_{вi} \cdot t_{вj}}{t_{вi} + t_{вj}}\ . \qquad (4.7)$$

Отказы некоторых элементов функциональной схемы станции могут приводить к частичному (50 % и др.) ограничению выработки и отпуска электрической и тепловой энергии). Для каждого из этих уровней ограничений составляется отдельная структурная блок-схема. Показатели надежности

(частоты отказов, длительности восстановления и др.) определяются также, как это сделано при 100% ограничении.

Пример 4.3. *Определить основные показатели надежности конденсационного блока тепловой электростанции:*

– интенсивность отказов отпуска электроэнергии,
– коэффициент вынужденного простоя,
– среднее время восстановления отпуска энергии,
– коэффициент готовности,
– вероятность безотказной работы в течение года,
– математическое ожидание недоотпуска энергии.

Список оборудования, принимаемого в расчете надежности, и уровни наработки представлены в таблице 4.1:

Таблица 4.1.

Показатели работоспособности оборудования блока

№	Элементы оборудования	Наработка на отказ	Время восстановления	Продолжительность планового ремонта
		t_0, час	$t_в$, час	$t_п$, час
1.	Котел (к)	13000	100	200
2.	Главная паровая задвижка (ГПЗ)	5000	30	180
3.	Стопорный клапан (СК)	15000	70	250
4.	Регулирующий клапан (РК)	13000	70	250
5.	Цилиндр высокого давления (ЦВД)	14000	90	350
6.	Промежуточный промперегреватель (ПП)	20000	25	250
7.	Цилиндр среднего давления (ЦСД)	16000	90	300
8.	Цилиндр низкого давления (ЦНД)	19000	90	300
9.	Электрогенератор (ЭГ)	11000	45	200
10.	Конденсатор	25000	40	150
11.	Задвижка (З)	9000	30	180
12.	Обратный клапан (ОК)	12000	30	180

13.	*Конденсатный насос (КН)*	*14000*	*40*	*200*
14.	*Электропривод конденсатного насоса (ЭКН)*	*24000*	*30*	*150*
15.	*Атмосферный деаэратор (Д)*	*19000*	*40*	*300*
16.	*Питательный насос (ПН)*	*11000*	*50*	*200*
17.	*Электропривод питательного насоса (ЭПН)*	*20000*	*30*	*200*

Структурная блок-схема расчета надежности представлена на следующем рисунке 4.4:

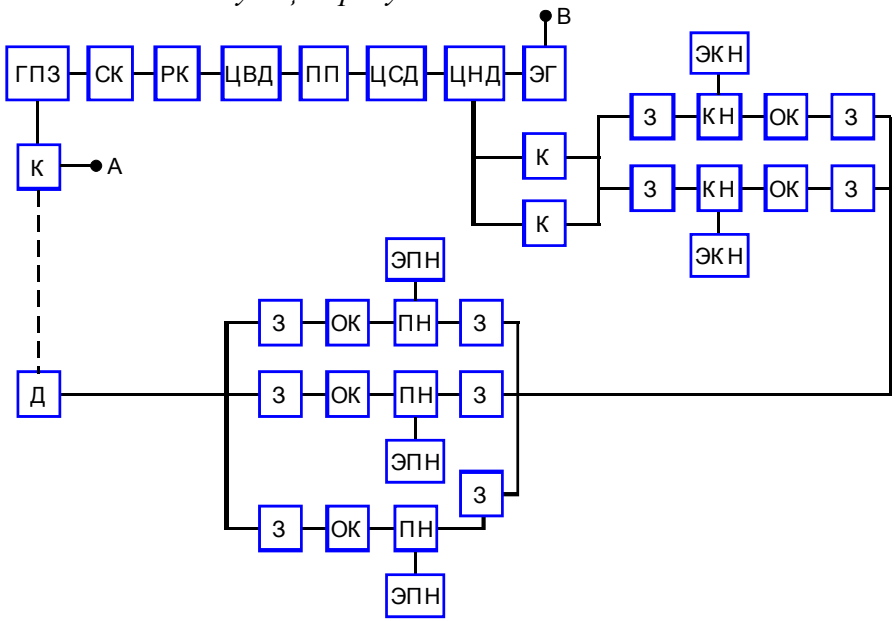


Рис. 4.4. Структурная блок-схема расчета надежности

Преобразование блок-схемы и вычисление показателей надежности необходимо выполнить относительно пунктов А-В схемы. Промежуточная ступень преобразования этой схемы показана на рис. 4.5.

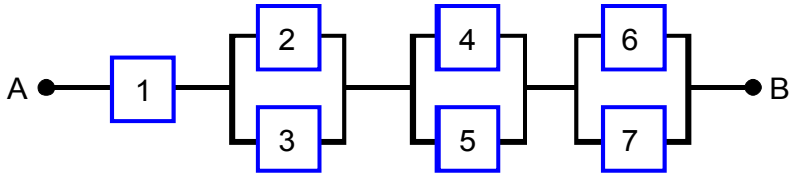


Рис. 4.5. Структурная блок-схема расчета надежности

Конечный этап преобразования блок-схемы состоит в получении эквивалентных показателей надежности единственного блока:

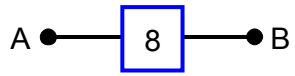


Рис. 4.6. Блок эквивалентных показателей

- *Интенсивность отказов – $0{,}995 \cdot 10^{-3}$;*
- *Коэффициент вынужденного простоя – 0,0563;*
- *Среднее время восстановления – 57 часов;*
- *Коэффициент готовности – 0,8997;*
- *Вероятность безотказной работы – $0{,}164 \cdot 10^{-3}$;*
- *Математическое ожидание недоотпуска – 27045 МВт·ч.*

Пример 4.4. *Определить показатели надежности тепломагистрали длиной 450 м, диаметром 400 мм, мощностью потребителя 0,87 Гкал/час. Длительность отопительного сезона $T_{от}$=200 суток. Характеристики аварийности представлены в таблице:*

показатели	*размерность*	*труба на 1 метр*	*шов на 1 метр*	*задвижка на 1 шт.*	*гибы на 1 шт.*
наработка на отказ	*час*	*30000*	*80000*	*5000*	*7000*
время аварийного	*час*	*30*	*20*	*40*	*30*

восстановления					
время планового простоя	*час*	*300*	—	—	—

Общая длина прямой и обратной трубы с учетом четырех компенсаторов составляет:

$$2(450+2\times4,5)=918\ м.$$

Общая длина швов при использовании девятиметровых труб равна:

$$2\pi\times0,4(918/9+2\times8)=296\ м.$$

Общее число задвижек – 8 штук.

Параметр потока отказов (интенсивность отказов) тепломагистрали:

$$\lambda=\left(\frac{918}{30000}+\frac{296}{80000}+\frac{4\cdot4}{7000}+\frac{8}{5000}\right)\frac{1}{10^3}=0,0382\cdot10^{-3}.$$

Коэффициент вынужденного простоя:

$$k_B=\left(\frac{918}{30000}\cdot30+\frac{296}{80000}\cdot20+\frac{4\cdot4}{7000}\cdot30+\frac{8}{5000}\cdot40\right)\frac{1}{10^3}=1,125\cdot10^{-3}.C$$

реднее время восстановления:

$$T_B=\frac{1,125\cdot10^{-3}}{0,0382\cdot10^{-3}}=29,5ч.$$

Коэффициент планового простоя при частоте плановых простоев 2 (1/год):

$$k_n=\frac{300\cdot2}{8760}=0,0685.$$

Коэффициент готовности:

$$k_\Gamma=\frac{1-(0,21+1,125\cdot10^{-3})}{1-0,21}=0,998.$$

Вероятность безотказной работы в течение года:

$$P=e^{-0,0382\cdot10^{-3}}=0,999.$$

Математическое ожидание недоотпуска энергии:

$$\mathrm{A}_{НП}=P_{ср}\cdot T_{от}\cdot k_B=0,87\cdot200\cdot24\cdot1,125\cdot10^{-3}4,698\,Гкал$$

4.2. Расчеты ресурса и срока службы

В настоящее время часто можно услышать ссылки на изношенность основных фондов, исчерпания производственного ресурса оборудования. Такого рода аргументы производят сильный эффект, но оборудование продолжает исправно работать, уровень отказов принципиально не меняется. Можно ли вообще говорить об исчерпании ресурса?

Одно дело – основные фонды и снижение их стоимости в течение многих лет и совсем другое дело – техническое состояние эксплуатируемого оборудования, его физический износ и его технический ресурс.

Изменение в сторону уменьшения во времени стоимости основных фондов, как бухгалтерского показателя – явление нормальное и закономерное и даже актуальное, учитывая налоговую практику.

С увеличением срока эксплуатации стоимость основных фондов снижается равномерно с постоянной скоростью равной норме амортизационных отчислений для этого типа оборудования. В определенных условиях эта стоимость может достигнуть нулевого значения. Оборудование при этом продолжает эксплуатироваться и исправно работает.

Под техническим ресурсом энергетического оборудования понимают наработку объекта от начала эксплуатации или ее возобновления после ремонта определенного вида до достижения им предельного состояния, оговоренного в нормативно-технической документации.

Предельное состояние – это такое состояние оборудования, при котором дальнейшая его эксплуатация должна быть прекращена из-за неустранимого нарушения требования безопасности, или снижения уровня работоспособности, или недопустимого снижения эффективности эксплуатации.



Рис. 4.7. Технический ресурс как продолжительность работоспособного состояния

Таким образом, понимая под техническим ресурсом продолжительность работоспособного состояния объекта можно предположить, что к концу этого срока нарастающие (износовые и др.) технические дефекты достигают такого уровня, при котором дальнейшая эксплуатация объекта становится опасна или неэффективна.

Между началом эксплуатации и предельным состоянием располагается череда эксплуатационных режимов, плановых и аварийных остановов и ремонтов. Изменение уровня нарастания дефектов во времени можно представить следующим образом: в ходе эксплуатации техническое устройство изнашивается. В момент t_1 износ составляет определенную величину, как это показано на рисунке 4.8. Темп нарастания износа во времени может быть переменным. Для первоначального анализа можно принять его равномерным.

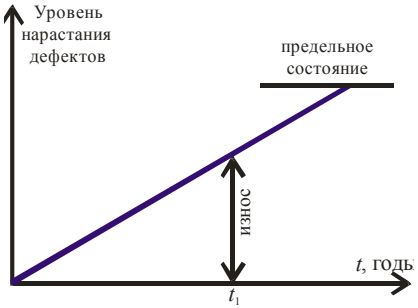


Рис. 4.8. Изменение уровня дефектов во времени

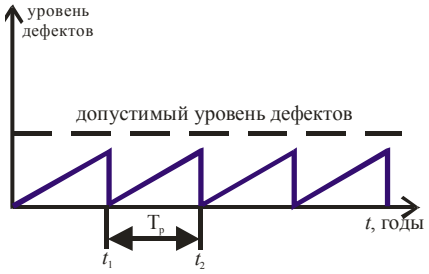


Рис. 4.9. Изменение уровня дефектов во времени с учетом плановых капремонтов

Именно массовое нарастание количества отказов эксплуатируемого оборудования, резкое увеличение объемов аварийного ремонта определяют допустимый уровень нарастания дефектов.

Ресурс и уровень износа существенно зависят от периодичности и глубины плановых ремонтов.

В соответствии с определением капитальный ремонт выполняется для восстановления исправности или полного, или близкого к полному восстановлению ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые. Учитывая нормативную периодичность капитальных ремонтов технологического оборудования, зависимость ресурса от времени эксплуатации представляет собой пилообразную линию с длиной ступени равной межремонтному периоду $T_р$ (рис.4.9).

Он определяет календарный межремонтный период, периодичность и продолжительность плановых видов ремонта в соответствии с нормативами и нормативный межремонтный ресурс, рассчитанный из величины ежегодного рабочего времени, равного 6800 часов, принятого при разработке нормативов и при оптимальной загрузке энергоблоков.

Внутри межремонтного цикла $T_р$ производятся текущие и средние ремонты, обеспечивающие работоспособность установки. Соответственно они еще более снижают уровень дефектов.

Всю ремонтную предысторию можно выразить на ремонтной линии в виде больших или меньших ступеней.

Сегодня в мире известны три принципиально разных подхода к организации ремонтного обслуживания оборудования:

- стратегия аварийного восстановления, при которой плановые профилактические мероприятия вообще не проводят, а

аварийные восстановительные работы осуществляют лишь после отказа оборудования;

- стратегия планово-предупредительной профилактики, в соответствии с которой профилактические работы проводят периодически в заранее установленные сроки, независимо от технического состояния оборудования;
- стратегия профилактики по техническому состоянию, когда профилактические работы проводят с учетом фактического состояния оборудования, определяемого методами технической диагностики.

В российской энергетике повсеместно принята стратегия и система планово-предупредительных ремонтов с назначенным техническим ресурсом.

Если добавить сюда еще и аварийные ремонты, то получится картина подобная той, что представлена в таблице 4.2.

Таблица 4.2

История ремонтов турбины К-100-90-6
Северо-Восточной ГРЭС

Дата	Вид ремонта	Продолжительность работ (в сутках)	Перечень работ
август 1982 г.	капитальный	45	Заварка вертикального разъема крышки ЦВД. Проточка козырьков бандажного уплотнения диафрагм 13 ступени. Замена рабочих лопаток 13 ступени. Наплавка и обработка горизонтального разъема и расточек ЦНД. Ремонт подшипников.
август 1983 г.	текущий	18	Типовые работы.
январь 1984 г.	аварийный	10	Ремонт системы авторегулирования.

Дата	Вид ремонта	Продолжительность работ (в сутках)	Перечень работ
май 1984 г.	аварийный	17	Устранение трещины ДПВ.
август 1984 г.	текущий	10	Установка новой буксы САР. Замена дроссельной лопатки пароохладителя. Усиление корпусов ДПВ над опорами.
октябрь 1985 г.	текущий	8	Типовые работы. Разворот кулачков РК ЦВД. Замена пар «букса-золотник»
декабрь 1985 г.	аварийный	10	Ремонт системы авторегулирования
май-октябрь 1986 г.	Режим СК	150	Замена пар «букса-золотник». Замена уплотнений подшипниковых валов заслонок ЦНД.
июль 1987 г.	текущий	10	Типовые работы. Замена трубок конденсатора.
август 1988 г.	текущий	8	Исправления профиля кулачка РКЗ ЦВД. Проточка пояска исполнительного золотника.
август 1989 г.	капитальный	45	Шабровка разъемов ЦНД РВД. Замена рабочих лопаток 13 ступени. Замена трубок конденсатора. Обработка мест износа ЦНД.
ноябрь 1991 г.	текущий		Регулировка разбега ГМН.
июль 1992 г.	текущий	10	Типовые работы.
июнь 1993 г.	текущий	8	Типовые работы.
июль 1994 г.	текущий	10	Замена ротора ГМН в сборе.
июнь 1995 г.	текущий	8	Регулировка разбега ГМН.
июнь 1996 г.	текущий	8	Регулировка разбега ГМН. Устранение парения на заслонках ЦНД.

Дата	Вид ремонта	Продолжительность работ (в сутках)	Перечень работ
июль 1997 г.	капитальный	50	Шабрение разъемов заслонок ЦНД. Замена подшипников. Замена бандажа пакета рабочих лопаток 13 ступени РВД. Замена двух пакетов рабочих лопаток 20 ступени РВД.
апрель 1999 г.	текущий	10	Типовые работы.
ноябрь 2000 г.	текущий	8	Ремонт упорного подшипника ГМН. Типовые работы.
апрель 2001 г.	текущий	8	Вскрытие ЦНД. Замена диафрагм 21-22, 26-27 ступеней.
февраль 2002 г.	текущий	10	Вскрытие ЦНД. Шабровка разъемов каминов. Замена лопаток 98, 99.
март 2003 г.	текущий	8	Типовые работы.
апрель 2004 г.	капитальный	47	Замена диска 28 ступени ЦНД. Восстановление рабочих лопаток РНД. Замена козырьков уплотнений диафрагм 23 и 28 ступеней. Наплавка, обработка мест износа деталей ЦНД. Балансировка РНД и РГ.

Безотказность невосстанавливаемого объекта исходно характеризуются кривой интенсивности отказов λ (рис. 4.10), которую можно представить в виде композиции трех составляющих:

$$л=л_n+л_c+л_u, \qquad (4.8)$$

где: $л_n$ – интенсивность отказов, обусловленная дефектами изготовления, монтажа, приработкой оборудования, $л_c$ – интенсивность отказов, независящая от времени эксплуатации объекта, и вызванная случайными причинами, $л_u$ – интенсивность отказов, вызванных износом и старением оборудования.

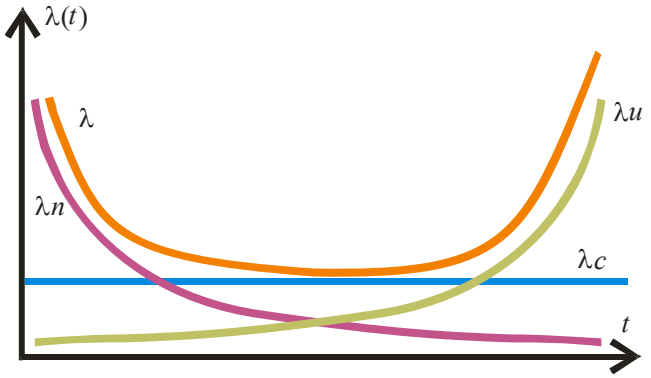


Рис. 4.10. Характеристика жизни объекта

Интенсивность отказов оборудования в зоне старения и износа может однозначно характеризовать уровень нарастания дефектов.

Для плановоремонтируемых объектов (агрегатов) с периодичностью $T_р$ зависимость интенсивности отказов можно представить:

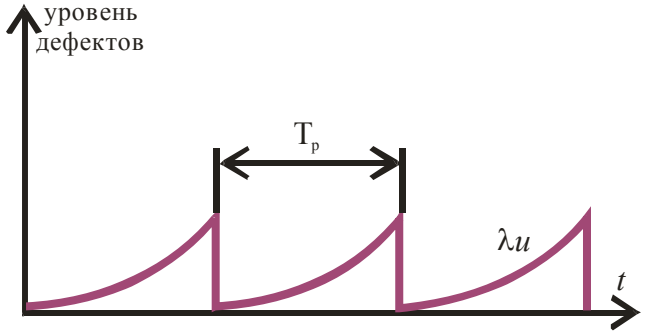


Рис. 4.11. Зависимость интенсивности отказов полностью восстанавливаемого при ремонтах объекта

В простейшем случае уровень нарастания дефектов $И_д$ можно определить:

$$И_д=\lambda_с+\lambda_и\ . \qquad (4.9)$$

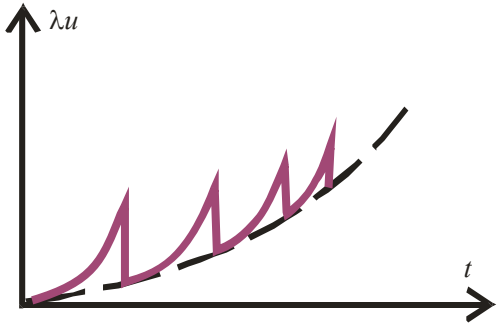


Рис. 4.12. Зависимость уровня нарастающих дефектов стареющего объекта при неполном восстановлении его при плановых ремонтах

В первом случае (рис. 4.11) при каждом плановом ремонте технический ресурс оборудования полностью восстанавливается, во втором (рис.4.12) – не полностью. Если у невосстанавливаемого объекта срок жизни T_R, то у восстанавливаемых он возрастает до $T_ж$. Его величина зависит от ремонтной политики. При полном восстановлении ресурса при каждом ремонте срок жизни увеличивается бесконечно. Величина допустимого уровня нарастания дефектов зависит от назначенного межремонтного периода T_R и скорости нарастания количества отказов во времени. Но вопрос как раз и заключается в том, как определить момент допустимого нарастания количества отказов.

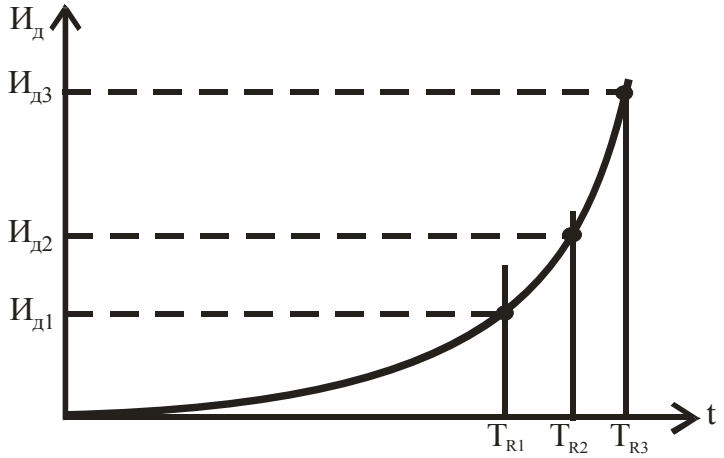


Рис. 4.13. Зависимость допускаемого уровня дефектов объекта от продолжительности назначенного межремонтного периода.

Для определения допускаемого уровня дефектов может служить модель, позволяющая оценить его в зависимости от стоимости оборудования Φ_t, стоимости произведенных ремонтных воздействий $З_t^{рем}$ (затраты на ремонт), срока эксплуатации t, уровня загрузки оборудования $П_t$ производительности и ряда нормативных параметров (номинальная производительность $\overline{П}_t$, нормативные ремонтные затраты $З_t^{рем}$ и др.)

$$И_д^{доп} = F\left(\Phi_t, \sum_{t=1}^{t} З_{t,}^{рем} П_{t,} З_{t,}^{рем} \ldots\right). \qquad (4.10)$$

Можно предположить:

- допускаемый уровень дефектов обратно пропорционален стоимости оборудования,

- уровень дефектов тем выше, чем больше объем производимой продукции.
- уровень отказов тем выше, чем дольше эксплуатируется оборудование.

По существу эта модель представляет собой инструмент диагностирования состояния оборудования в целом, позволяющего оценить уровень дефектов оборудования по результатам его эксплуатации за прошедший период.

Задача выбора оптимального уровня дефектов и оптимальных ремонтных воздействий решается следующим образом.

Критерий оптимальности – максимум чистого дисконтированного дохода (ЧДД), который в данном случае имеет вид:

$$\min\left(К_{\Sigma} + З_{\Sigma} + У_{\Sigma}\right), \qquad (4.11)$$

где: $К_{\Sigma}$ – суммарные приведенные за период Т капитальные затраты (модернизация, техперевооружение, реконструкция и т.д.);

$З_{\Sigma}$ – суммарные ежегодные приведенные затраты на обеспечение функционирования (затраты на ремонт и техобслуживание);

$У_{\Sigma}$ – суммарный ущерб от ненадежности функционирования объекта (затраты на аварийные ремонты, ущерб от недоотпуска энергии потребителям или плата за создание и поддержание аварийного резерва в энергосистеме);

Т – расчетный период (длительность жизненного цикла).

Затраты на аварийные работы будут зависеть от частоты отказов оборудования, а затраты на аварийный резерв от показателей надежности оборудования. Оптимальное значение уровня нарастающих дефектов $И_{д}$ определяется из условия:

$$\frac{d\left(К_{\Sigma} + З_{\Sigma} + У_{\Sigma}\right)}{d И_{д}} = 0.$$

Таким образом, получение зависимости частоты отказов конкретного теплотехнического оборудования от уровня дефектов, а последнего от размера и порядка ремонтных воздействий, позволяют получить значение критерия оптимального ресурса оборудования ТЭС и построить грамотную ремонтную политику.

Вопросы для самопроверки к разделу 4:

1. Поясните последовательность расчета показателей надежности тепловой схемы станции.
2. Как определить эквивалентный показатель частоты отказов нескольких последовательных элементов структурной схемы?
3. То же для двух параллельных элементов?
4. Как определить величину остаточного ресурса оборудования?
5. Как изменяется остаточный ресурс для плановоремонтируемого оборудования?
6. Как изменяется при эксплуатации величина остаточного ресурса оборудования?

5. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СРЕДСТВАМИ ОРГАНИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

Основной задачей электрических станций, котельных, электрических и тепловых сетей является производство, преобразование, распределение и отпуск электрической энергии и тепла потребителям.

В связи с этим основные обязанности работников:

- соблюдение договорных условий энергоснабжения потребителей;
- поддержание нормального качества отпускаемой энергии – нормированных частоты и напряжения электрического тока, давления и температуры теплоносителя;
- соблюдение оперативно-диспетчерской дисциплины;
- содержание оборудования зданий, сооружений в состоянии эксплуатационной готовности;
- обеспечение максимальной экономичности и надежности энергопроизводства;
- соблюдение требований промышленной и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования и сооружений;
- выполнение требований охраны труда;
- снижение вредного влияния производства на людей и окружающую среду;
- использование достижений научно-технического прогресса в целях повышения экономичности, надежности, безопасности, улучшения экологического состояния энергообъектов.

5.1. Приемка в эксплуатацию

Пусковой комплекс должен включать в себя обеспечивающую нормальную эксплуатацию при заданных параметрах часть полного проектного объема энергообъекта, состоящую из совокупности сооружений и объектов, отнесенных к определенным энергоустановкам либо к энергообъекту в целом. В него входят оборудование, сооружения, здания (часть) основного производственного, вспомогательного, бытового, транспортного, ремонтного и складского назначения, благоустроенная территория, пункты общественного питания, здравпункты, средства диспетчерско-технологического управления и связи, инженерные коммуникации, очистные сооружения, обеспечивающие производство, передачу и отпуск потребителям электроэнергии и тепла, пропуск судов или рыбы через судопропускные или рыбопропускные устройства. В объеме, предусмотренном проектом для данного пускового комплекса, должны быть обеспечены нормативные санитарно-бытовые условия и безопасность для работающих, защита от загрязнений водоемов и атмосферного воздуха, пожарная безопасность. Пусковой комплекс должен пройти экспертизу в установленном порядке.

Перед приемкой в эксплуатацию энергообъекта должны быть проведены:

- индивидуальные испытания оборудования и функциональные испытания отдельных систем, завершающиеся для энергоблоков пробным пуском основного и вспомогательного оборудования;
- комплексное опробование оборудования.

Индивидуальные и функциональные испытания оборудования и отдельных систем должны быть проведены генподрядчиком с привлечением персонала заказчика по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных ра-

бот. Перед индивидуальным и функциональным испытанием должно быть проверено выполнение действующих Правил.

Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, выявленные в ходе индивидуальных и функциональных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями до начала комплексного опробования.

Пробные пуски энергоблоков до комплексного опробования должны быть проверены заказчиком. При пробном пуске проверяется работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации; проверены и настроены все системы контроля и управления, в т.ч. автоматического регулирования, защиты и блокировки, сигнализация и КИП; проверена готовность оборудования к комплексному опробованию.

Перед пробным пуском должны быть подготовлены условия для надежной и безопасной эксплуатации:

- укомплектован, обучен персонал, разработаны и утверждены эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда, оперативные схемы, техническая документация и документация по учету и отчетности;
- подготовлены запасы топлива, материалов, инструмента и запчастей;
- введены в действие средства диспетчерско-технологического управления с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции;
- смонтированы и налажены системы контроля и управления;
- получены разрешения на эксплуатацию энергообъекта от надзорных органов.

Комплексное опробование производит Заказчик. Проверяется совместная работа основных агрегатов и вспомогательного оборудования под нагрузкой.

Началом комплексного опробования считается момент включения энергообъекта в сеть или под нагрузку. Комплексное опробование оборудования по схемам, не предусмотренным проектом, запрещается.

Комплексное опробование оборудования электростанции и котельной считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 часов на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами пара для ТЭС, предусмотренном в пусковом комплексе и при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования, входящего в пусковой комплекс.

В электрических сетях комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы под нагрузкой оборудования подстанции 72 часа, а ЛЭП – 24 часа.

В тепловых сетях комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы оборудования под нагрузкой в течение 24 часов с номинальным давлением, предусмотренном в пусковом комплексе.

При комплексном опробовании должны быть включены предусмотренные проектом контрольно – измерительные приборы, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматики, не требующие режимной наладки.

Условия комплексного опробования на сниженных параметрах предусматриваются приемочной комиссией.

Для подготовки энергообъекта к предъявлению приемочной комиссии заказчиком назначается рабочая комиссия, которая принимает по акту оборудование после комплексного

опробования. С момента подписания акта заказчик несет ответственность за сохранность оборудования.

Приемка в эксплуатацию оборудования зданий и сооружений с дефектами, недоделками запрещается.

После комплексного опробования и устранения выявленных дефектов и недоделок комиссия должна оформить акт приемки в эксплуатацию оборудования с относящимися к нему зданиями и сооружениями.

Заказчик представляет приемочной комиссии документацию, подготовленную рабочей комиссией в объеме, предусмотренном действующими СНиП и отраслевыми правилами приемки.

5.2. Персонал

К работе на энергообъектах электроэнергетики допускаются лица, имеющие специальное образование и прошедшие подготовку в объеме требований к занимаемой должности.

На энергообъектах должна проводиться работа с персоналом, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации. Обучение и инструктаж по безопасности труда должны иметь непрерывный и многоуровневый характер.

Все работники за исключением лиц непосредственно не принимающих участие в технологических процессах производства обязаны проходить проверку знаний правил, норм и инструкций по технической эксплуатации, охране труда, промышленной и пожарной безопасности.

Проверка знаний бывает первичной, периодической, внеочередной.

Первичная – после обучения или подготовки по новой должности при переводе с другой работы. Производится не позже одного месяца со дня назначения на должность.

Периодическая – не реже одного раза в три года. Для оперативных руководителей и руководителей оперативно-ремонтного персонала проверка производится не реже одного раза в год.

Внеочередной проверке знаний подвергаются лица, нарушившие правила или инструкции:

Знание отраслевых ПТЭ, ПТБ, ППБ, межотраслевых правил безопасности, должностных инструкций, инструкций по ликвидации аварий и др.

Лица, получившие неудовлетворительную оценку, проходят повторную проверку в течение одного месяца.

Вопрос о соответствии занимаемой должности работника, не сдавшего экзамен во второй раз, решается работодателем согласно Трудовому кодексу РФ.

5.3. Технический контроль

На предприятии должен быть организован постоянный и периодический контроль (осмотры, технические освидетельствования) технического состояния энергоустановок (оборудования, зданий, сооружений), определены ответственные за их состояние и безопасную эксплуатацию, назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные инструкции.

Задачами технического освидетельствования является оценка состояния, установление сроков и условий эксплуатации, а также мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса энергоустановки.

В объем периодического технического освидетельствования должны быть включены:

- наружный и внутренний осмотр,
- проверка технической документации,
- испытание на соответствие условий безопасности оборудования, зданий и сооружений (гидравлические испытания,

настройка предохранительных клапанов, испытания автоматов безопасности, грузоподъемности механизмов, контуров заземления).

Одновременно с техническим освидетельствованием проверяется исполнение предписаний надзорных органов и мер, намеченных по результатам расследования нарушений работы энергообъекта и несчастных случаев при его обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании. Техническое освидетельствование проводится в сроки, установленные действующими инструкциями не реже одного раза в пять лет. Результаты технического освидетельствования заносятся в технический паспорт энергообъекта.

Эксплуатация электроустановок с аварийно-опасными дефектами, выявленными в процессе контроля и нарушениями сроков технического освидетельствования, запрещается.

Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом. Объем контроля устанавливается нормативно-технической документацией.

Периодические осмотры оборудования, зданий и сооружений производятся работниками, ответственными за безопасную эксплуатацию. Периодичность устанавливается руководителем, результаты фиксируются в специальном журнале.

Работники, осуществляющие технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования:

- организовывают расследование нарушений, контролируют состояние и ведение технической документации,
- ведут учет технологических нарушений,
- ведут учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий.

5.4. Паровые и водогрейные котельные установки

При эксплуатации котлов обеспечивается:

- надежность и безопасность работы всего основного и вспомогательного оборудования,
- возможность достижения номинальной производительности, параметров и качества пара и воды,
- экономичный режим работы, установленный на основе испытаний и заводской инструкции,
- регулировочный диапазон нагрузок для каждого типа и вида топлива,
- минимально допустимые нагрузки,
- допустимые выбросы вредных веществ в атмосферу.

5.5. Паротурбинные установки

Паровые турбины должны обеспечивать:

- надежность основного и вспомогательного оборудования,
- готовность принятия номинальных электрических и тепловых нагрузок и их изменение до технического минимума,
- нормативные показатели экономичности основного и вспомогательного оборудования.

Система автоматического регулирования турбины должна удовлетворять следующим условиям:

- устойчиво выдерживать заданную электрическую и тепловую нагрузки и обеспечивать возможность их плавного изменения,
- устойчиво выдерживать частоту вращения ротора турбины на холостом ходу и плавно ее изменять (в пределах

рабочего диапазона) при номинальных и пусковых параметрах пара,
- удерживать частоту вращения ротора ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных его параметрах и максимальных пропусках пара в часть низкого давления турбины.

Параметры системы регулирования регламентированы. Автомат безопасности должен срабатывать при повышении частоты вращения ротора на 10-12% сверх номинальной или до значения, указанного заводом-изготовителем.

При его срабатывании закрываются:

- стопорные, регулирующие клапаны свежего пара и пара промперегрева,
- стопорные (отсечные), регулирующие и обратные клапаны и регулирующие диафрагмы и заслонки отборов пара,
- отсечные клапаны на паропроводах связи со сторонними источниками пара.

Система защиты турбины от повышения частоты испытывается:

- после монтажа турбины,
- после капремонта,
- перед испытанием системы регулирования сбросом нагрузки с отключением генератора от сети,
- после разборки автомата безопасности,
- после длительного (> 30 суток) простоя турбины,
- после разборки системы регулирования или отдельных ее узлов,
- при плановых проверках (один раз в четыре месяца).

Система маслоснабжения должна обеспечивать:

- надежность работы агрегатов на всех режимах,
- пожаробезопасность,
- поддержание нормального качества масла и температурного режима,
- предотвращение протечек масла и попадания его в охлаждающую систему и окружающую среду.

Резервные и аварийные маслонасосы и устройства их автоматического включения должны проверяться в работе два раза в месяц при работе турбогенератора, а также перед каждым его пуском и остановом.

Запорная арматура на линиях системы смазки, регулирования и уплотнений ошибочное переключение которой может привести к останову или повреждению оборудования, должна быть опломбирована в рабочем положении.

При эксплуатации конденсационной установки проводятся:

- профилактические мероприятия по предотвращению загрязнений конденсата (отработанной воды),
- периодические чистки конденсаторов при повышенном давлении отработавшего пара по сравнению с нормативными значениями на 0,005 кгс/см^3 (5 кПа) из-за загрязнения поверхности охлаждения,
- контроль за чистотой поверхности охлаждения и трубных досок конденсатора,
- контроль за расходом охлажденной воды (непосредственные измерения или по тепловому балансу). Оптимизация расхода охлажденной воды в соответствии с температурой и паровой нагрузкой конденсатора,
- проверка плотности вакуумной системы и ее уплотнения,

- проверка водяной плотности конденсата путем систематического контроля солесодержания конденсата,
- проверка содержания кислорода в конденсате после конденсатных насосов.

Методы и периодичность проверок устанавливаются инструкцией.

Система регенерации обеспечивает:

- нормативные температуры питательной воды за каждым подогревателем и конечный ее подогрев,
- надежность теплообменных аппаратов.

Нагрев, температурные напоры, переохлаждение конденсата греющего пара проверяются до и после капремонта, ремонта подогревателей и по графику не реже одного раза в месяц.

Эксплуатация ПВД запрещается при:

- отсутствии или неисправности элементов его защиты,
- неисправности клапана регулятора уровня.

Группа ПВД, объединенных аварийным отводом, не может эксплуатироваться при:

- отсутствии или неисправности элементов защиты хотя бы на одном ПВД,
- неисправности клапана регулятора уровня,
- отключения по пару любого ПВД.

Неисправность защиты или клапана требует немедленного отключения. В других случаях ПВД выводится из работы в срок, определяемый руководителем энергообъекта.

Резервные питательные насосы и другие насосные агрегаты, находящиеся в автоматическом резерве, должны быть исправными и в постоянной готовности к пуску – с открытыми задвижками на входном и выходном трубопроводах.

Проверка их включения и плановый переход с работающего на резервный должны проводиться по графику не реже чем один раз в месяц.

Пуск турбины запрещается в случаях:

- отклонения показателей теплового и механического состояния турбины от допустимых значений,
- неисправности хотя бы одной из защит действующих на останов,
- наличия дефектов системы регулирования и парораспределения, которые могут привести к разгону турбины, неисправности одного из маслонасосов смазки, регулирования, уплотнений генератора и устройств их автоматического включения (АВР),
- отклонения количества масла от нормального или понижение температуры масла,
- отклонения качества свежего пара по химсоставу.

Без включения валоповоротного устройства подача пара на уплотнения турбин, сброс горячей воды и пара в конденсатор, подача пара для прогрева турбины запрещается.

При эксплуатации турбогенератора среднеквадратичное значение виброскорости подшипниковых опор должно быть не выше 4,5 мм/с. При превышении нормативного значения вибрации должны быть приняты меры по ее снижению в срок не более 30 суток. При вибрации свыше 7,1 мм/с эксплуатировать турбоагрегат более 7 суток запрещается, а при вибрации 11,2 мм/с турбина должна быть отключена действием защиты или вручную.

Турбина должна быть разгружена и остановлена, если в течение 1-3 суток произойдет плавное возрастание любого компонента вибрации одной из опор подшипников на 2 мм/с.

Эксплуатация турбогенератора при низкочастотной вибрации недопустима. При достижении величины 1 мм/с должны быть приняты меры к устранению.

Для контроля за состоянием проточной части турбины и заносом ее солями не реже одного раза в месяц должны проверяться значения давления пара в контрольных ступенях турбины при близких к номинальным расходах пара через контролируемые отсеки.

Повышение давления в контролируемых ступенях по сравнению с номинальным при данном расходе должно быть не более 10 %. При достижении в контролируемых ступенях предельных значений давления из-за солевого заноса должна быть проведена промывка или очистка проточной части турбины.

Турбина должна быть немедленно отключена персоналом путем воздействия на выключатель (кнопку аварийного отключения) при отсутствии или отказе в работе соответствующих защит в случаях:

- повышение частоты вращения ротора сверх уставки срабатывания автомата безопасности,
- недопустимого осевого сдвига ротора,
- недопустимого изменения положения ротора относительно цилиндров,
- недопустимого понижения давления масла,
- недопустимого снижения уровня масла,
- недопустимого повышения температуры масла на сливе любого из подшипников, подшипников уплотнения вала генератора, любой колодки упорного подшипника турбогенератора,
- воспламенения масла на турбоагрегате,
- недопустимого понижения перепада давления масло - водород в системе уплотнений вала турбогенератора,

- отключения всех масляных насосов системы водородного охлаждения турбогенератора,
- отключение турбогенератора из-за внутреннего повреждения,
- недопустимого повышения давления в конденсаторе,
- недопустимого перепада давления на последней ступени турбин с противодавлением,
- внезапного повышения вибрации турбоагрегата,
- появление металлических звуков и необычных шумов внутри турбины или турбогенератора,
- появление искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или турбогенератора,
- недопустимого понижения температуры свежего пара или пара после промперегрева,
- появление гидравлических ударов в паропроводах свежего пара, промперегрева или в турбине,
- обнаружение разрыва или сквозной трещины на неотключаемых участках маслопроводов и трубопроводов пароводяного тракта, узлах парораспределения,
- прекращение протока охлаждающей воды через статор турбогенератора,
- недопустимого снижения расхода охлаждающей воды через газоохладители,
- исчезновение напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех контрольно-измерительных приборах.

Турбина должна быть разгружена и остановлена в период, определяемый техническим руководителем электростанции (с уведомлением диспетчера) в случаях:

- заедания стопорных клапанов свежего пара или пара после промперегрева,

- заедания регулирующих клапанов или отрыва их штоков, заедания поворотных диафрагм или обратных клапанов отборов,
- неисправностей в системе регулирования,
- нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования, схемы и коммуникаций установки, если устранение причин нарушения невозможно без остановки турбины,
- увеличения вибрации опоры выше 7,1 мм/с,
- выявления неисправности технологических защит, действующих на останов,
- обнаружения течи масла из подшипников трубопроводов и арматуры, создающих опасность возникновения пожара,
- обнаружения свищей на неотключаемых для ремонта участках трубопроводов пароводяного тракта,
- отклонения качества свежего пара по химическому составу от норм,
- обнаружения недопустимой концентрации водорода в партерах подшипников, токопроводах, маслобаке, а также превышающие норму утечки водорода из корпуса турбогенератора.

Для каждой турбины должна быть определена длительность выбега ротора при останове с нормальным давлением отработавшего пара и при останове со срывом вакуума. При изменении этой длительности должны быть выявлены и устранены причины отклонения.

При выводе турбины в резерв на срок семь суток и более должны быть приняты меры к консервации оборудования турбоагрегата.

5.6. Блочные установки ТЭС

Нижний предел регулировочного диапазона энергоблока должен быть установлен исходя из условия сохранения неизменного состава работающего оборудования и работы системы автоматического регулирования во всем диапазоне нагрузок без вмешательства персонала.

При эксплуатации энергоблоков должна быть обеспечена возможность их работы на техническом минимуме нагрузок, для достижения которого допускается изменение состава работающего оборудования и отключение отдельных систем автоматического регулирования.

Нижний предел регулировочного диапазона и технический минимум нагрузки должны быть указаны в местной инструкции и доведены до сведения диспетчерской службы.

Остановы на ночное время должны производиться без расхолаживания оборудования. Оборудование, пусковые и электрические схемы, арматура, тепловая изоляция, растопочное и водное хозяйство энергоблоков и электростанций должны быть в состоянии, позволяющем обеспечить одновременный пуск не менее двух энергоблоков электростанции после простоя любой продолжительности.

Пуск энергоблоков запрещается в случаях:

- наличия условий, запрещающих пуск в соответствии с Правилами и инструкциями завода,
- неисправности любой из технологических защит, действующих на останов оборудования,
- неисправности устройств дистанционного управления оперативными регулирующими органами, арматурой, используемой при ликвидации аварийных ситуаций,
- неготовности к включению блочной обессоливающей установки (БОУ),
- повреждение опор и пружинных подвесок трубопроводов.

Работа энергоблоков с включенными регуляторами давления пара перед турбиной, воздействующими на регулирующие клапаны турбины (регулятором «до себя»), если они не входят в состав систем регулирования частоты и мощности в энергосистеме запрещается.

При отсутствии (отказе) системы автоматического регулирования частоты и мощности энергоблока в случае наброса (сброса) нагрузки турбин из-за изменения частоты персонал должен немедленно приступить к изменению нагрузки котлов в пределах регулировочного диапазона в целях восстановления исходного давления свежего пара.

Энергоблок должен быть немедленно остановлен действием защит или персоналом в случаях:

- остановки котла моноблока и обоих котлов дубль-блока,
- отключения турбины, связанного с ее повреждениями или опасными нарушениями режима работы,
- отключениями генератора или трансформатора энергоблока из-за внутреннего повреждения,
- отключения всех питательных насосов,
- образование сквозных трещин или разрывов питательного трубопровода, корпуса деаэратора,
- исчезновение напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех измерительных приборах контроля энергоблока,
- пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления, отключающей арматуры, входящей в схему защиты оборудования энергоблока.

Изменение проектных пусковых схем на действующих энергоблоках допускается:

- для целевых испытаний новых схемных решений и режимов пуска, согласованных с заводами-изготовителями оборудования,

- при модернизации пусковых схем в целях их приближения к типовой пусковой схеме или улучшения эксплуатационных качеств.

Системы управления технологическими процессами обеспечивают:

- контроль за состоянием энергетического оборудования,
- автоматизированное регулирование технологических процессов,
- автоматизированную защиту технологического оборудования,
- автоматизированное управление оборудованием по заданным алгоритмам,
- технологическую и аварийную сигнализацию,
- дистанционное управление регулирующей и запорной арматурой.

Средства измерения, средства и программно-технические комплексы контроля и представления информации, автоматизированного регулирования, технологические защиты сигнализации, логического и дистанционного управления, технической диагностики при включенном технологическом оборудовании должны постоянно находиться в работе в проектном объеме и обеспечивать выполнение заданных функций и качества работы.

Электропитание системы управления должно быть осуществлено по группам потребителей:

- устройства дистанционного управления и блокировки,
- технологические защиты и датчики,
- приборы технологического контроля и датчики,
- устройства аварийной предупредительной сигнализации,
- системы обнаружения и тушения пожара,
- средства авторегулирования,

- средства ВТ и их датчики.

Потребители всех групп кроме ВТ должны быть разделены на подгруппы по технологическому принципу: для котельного и турбинного отделений. Распределение по подгруппам, группам должно осуществляться через самостоятельные аппараты защиты, обеспечивающие селективное отключение поврежденных участков и ремонт сети электропитания без останова основного оборудования. Действие сигнализации должно быть обеспечено при полной потере питания, как любой группы потребителей, так и одного из вводов.

Исправность средств АВР питания устройств управления и исправность устройств сигнализации, наличие напряжения питания должно проверяться по графику, утвержденному техническим руководством энергообъекта.

Технологические защиты, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены.

Вывод из работы исправных технологических защит запрещается. Они должны быть выведены в случаях:

- при работе оборудования в переходных режимах, когда необходимость отключения защиты определена инструкцией по эксплуатации,
- при очевидной неисправности защиты отключение должно быть проведено по распоряжению начальника смены электростанции с обязательным уведомлением технического руководства и оформлением записи в оперативный документ,
- для периодической проверки согласно графику, утвержденному техническим руководством энергообъекта.

Производство ремонтных и наладочных работ в цепях включенных защит запрещается.

Исполнительные органы защит и АВР технологического оборудования должны быть проверены персоналом соответствующего технологического цеха и персоналом, обслуживающим эти средства перед пуском оборудования после его простоя более трех суток или если во время останова на срок менее трех суток производились ремонтные работы в цепях защит. При недопустимости проверки исполнительных операций в связи с тепловым состоянием агрегата проверка защиты должна быть осуществлена без воздействия на исполнительные органы.

Опробование защит с воздействием на оборудование производится после окончания всех работ на оборудовании, участвующем в работе защит.

Устройства для изменения уставок должны быть опломбированы. Пломбы разрешается снимать только работникам, обслуживающим средства защиты, с записью об этом в оперативном журнале. Снятие пломб разрешается только при отключенных средствах защиты.

Технологические защиты, действующие на отключение оборудования, должны быть снабжены средствами, фиксирующими первопричину их срабатывания. Средства, фиксирующие первопричину срабатывания защиты, включая регистраторы событий, должны быть в эксплуатации в течение всего времени работы защищаемого оборудования. Все случаи срабатывания защит, а также их отказов должны быть учтены, а причина и виды неисправностей проанализированы.

5.7. Трубопроводы и арматура

После капитального ремонта (и других случаях, связанных с вырезкой и переваркой участков трубопровода, заменой арматуры, наладкой опор и заменой тепловой изоляции) перед включением оборудования в работу должны быть проверены:

- отсутствие временных монтажных и ремонтных стяжек, конструкций и приспособлений, лесов,
- исправность неподвижных и скользящих опор и пружинных креплений, лестниц и площадок обслуживания трубопроводов и арматуры,
- размер затяжки пружинных подвесок и опор в холодном состоянии,
- исправность индикаторов тепловых перемещений,
- возможность свободного перемещения трубопроводов при их прогреве и других эксплуатационных режимах,
- состояние дренажей и воздушников, предохранительных устройств,
- размер уклонов горизонтальных участков трубопроводов и соответствие их требованиям нормативно-технической документации,
- легкость хода подвижных частей арматуры,
- соответствие сигнализации крайних положений запорной арматуры (отрыто-закрыто) на щитах управления ее фактическому положению,
- наличие полного комплекта ремонтной документации (схемы, формуляры, сварочная документация, протоколы металлографических исследований, акты приемки после ремонта и т.д.).

На основании «Типовой инструкции по эксплуатации трубопроводов тепловых электростанций» РД 34.39.503.89 должны быть разработаны, утверждены местные инструкции, учитывающие конкретные условия эксплуатации трубопроводов на данном энергообъекте. При эксплуатации трубопроводов контролируются:

- размеры тепловых перемещений трубопроводов и их соответствие расчетным значениям по показаниям индикаторов,

- отсутствие защемлений и повышенной вибрации трубопроводов,
- плотность предохранительных устройств, арматуры и фланцевых соединений,
- температурный режим работы металла при пусках и остановах,
- степень затяжки пружинных подвесок и опор в рабочем и холодном состоянии – не реже одного раза в два года,
- герметичность сальниковых уплотнений арматуры,
- соответствие показаний указателей положения регулирующей арматуры на щитах управления ее фактическому положению,
- наличие смазки подшипников, узлов приводных механизмов, винтовых пар (шпиндель – резьбовая втулка), в редукторах электроприводов арматуры.

Система дренажей должна обеспечивать полное удаление влаги при прогреве, остывании и опорожнении трубопроводов, для чего последние должны иметь уклон горизонтальных участков не менее 0,004 (по ходу движения среды), сохраняющийся до температуры, соответствующей насыщению при рабочем давлении среды. При замене деталей и элементов трубопроводов необходимо сохранить проектное положение оси трубопровода. В местах установки арматуры и индикаторов тепловых перемещений паропровода должны быть установлены площадки обслуживания. На арматуре должны быть нанесены названия и номера согласно технологическим схемам трубопроводов, а также указатели направлений вращения штурвала. Регулирующие клапаны должны быть снабжены указателями степени открытия регулирующего органа, а запорная арматура – указателями «Открыто», «Закрыто».

Ремонт трубопроводов, арматуры и элементов дистанционного управления арматурой, установка и снятие заглу-

шек, отделяющих ремонтируемый участок трубопровода, должны выполняться только по наряду – допуску.

Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры должна быть в исправном состоянии. Температура на ее поверхности при температуре окружающего воздуха 25 ° С должна быть не более 45 ° С.

При обнаружении свищей, трещин в питательных трубопроводах, паропроводах свежего пара и промежуточного перегрева, а также в их арматуре аварийный участок должен быть немедленно отключен. Если при отключении невозможно резервировать аварийный участок, то оборудование, связанное с этим участком, должно быть остановлено. Использование запорной арматуры в качестве регулирующей запрещается.

5.8. Секционные теплофикационные установки

Отклонение от заданного режима за головной задвижкой электростанции допускается не более:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть – ± 3%,
- по давлению в подающем трубопроводе – ± 5%,
- по давлению в обратном трубопроводе – ± 0,2 кгс/см^2 (± 20 кПа).

Среднесуточная температура обратной воды из тепловой сети может превышать заданную графиком не более чем на 3%. Понижение температуры обратной воды по сравнению графиком не лимитируется.

Отклонение давления и температуры пара на коллекторах электростанции должно быть не более ± 5% заданных параметров.

При работе сетевых подогревателей должен быть обеспечен:

- контроль за уровнем конденсата и работой устройств автоматического поддержания уровня,
- отвод неконденсирующихся газов из парового пространства,
- контроль за температурным напором,
- контроль за нагревом воды,
- контроль за гидравлической плотностью по качеству конденсата греющего пара.

Подпиточно-сбросные устройства должны поддерживать заданное давление на всасывающей стороне сетевых насосов при рабочем режиме тепловых сетей и останове сетевых насосов. Обратные трубопроводы должны быть оснащены защитой от внезапного повышения давления. Эксплуатация баков-аккумуляторов и емкостей запаса запрещается:

- ☑ при отсутствии блокировок, обеспечивающих полное прекращение подачи воды в бак при достижении ее верхнего предельного уровня, а также отключение насосов разрядки при достижении ее нижнего уровня, если баки не оборудованы аппаратурой для контроля уровня воды и сигнализации предельного уровня, переливной трубой, установленной на отметке предельно допустимого уровня заполнения и вестовой трубой.

Электрическая схема сигнализации должна опробоваться один раз в смену с записью в оперативном журнале.

Теплофикационные трубопроводы не реже одного раза в месяц должны осматриваться работниками электростанции, ответственными за безопасную эксплуатацию трубопроводов и ежегодно проверяться на гидравлическую плотность.

5.9. Тепловые сети

Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна осуществлять контроль за техническим состоянием и исправностью трубопроводов тепловых пунктов и другого оборудования, находящегося на балансе потребителей, а также за эксплуатационными режимами работы тепловых пунктов без права вмешательства в хозяйственную деятельность потребителя.

Ввод трубопроводов тепловой сети в эксплуатацию без устройства для спуска и отвода воды из каждого секционируемого участка запрещается. Должна быть обеспечена исправность ограждающих конструкций, препятствующих доступу посторонних лиц к оборудованию и к запорно-регулирующей арматуре.

В организации эксплуатирующей, тепловую сеть, должны быть составлены: план тепловой сети (масштабный), оперативная и эксплуатационная (расчетная) схемы, профили теплотрасс по каждой магистрали.

Оперативная схема тепловой сети, настройка автоматики и устройств технологической защиты должны обеспечивать:

- подачу потребителям теплоносителя заданных параметров в соответствии с договорами,
- оптимальное потокораспределение теплоносителя в тепловых сетях,
- возможность осуществления совместной работы нескольких источников тепла на объединенную тепловую сеть и перехода при необходимости к раздельной работе источников,
- преимущественное использование наиболее экономичных источников.

Арматура, установленная на подающем трубопроводе (паропроводе), должна быть обозначена нечетным номером, а соответствующая ей арматура на обратном трубопроводе (конденсатопроводе) – следующим за ним четным номером.

Вновь смонтированные трубопроводы тепловых сетей до ввода в эксплуатацию должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию на плотность и прочность в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды».

Заполнение сетевых трубопроводов, их промывка, дезинфекция (для открытых систем теплоснабжения), включение системы циркуляции, продувка и прогрев паропроводов и операции по пуску водяных или паровых тепловых сетей, любые испытания сети или отдельных ее элементов и конструкций должны выполняться под руководством ответственного лица по специально разработанной программе, утвержденной руководителем организации, эксплуатирующей тепловую сеть и согласованной с руководством энергообъекта – источника тепла. Трубопроводы тепловых сетей должны заполняться водой температурой не выше 70 °С при отключенных системах теплопотребления.

Ввод в эксплуатацию тепловых сетей при неработающем понижающем дренаже запрещается.

Присоединение к тепловым сетям установок горячего водоснабжения с неисправными регуляторами температуры воды и теплопотребляющих систем с неисправными приборами учета запрещается.

Организации, эксплуатирующие тепловые сети, обязаны выявлять дефекты строительных конструкций, трубопроводов и оборудования тепловых сетей, осуществлять контроль за их состоянием и за состоянием тепловой изоляции и антикоррозийного покрытия с применением современных приборов и методов диагностики, а также путем осмотра, оп-

рессовок, испытаний на максимальную температуру теплоносителя.

Эксплуатирующая организация осуществляет учет всех повреждений и выявленных дефектов по всем видам оборудования и анализ вызвавших их причин.

На водяных теплосетях и конденсатопроводах должен быть организован систематический контроль за внутренней коррозией трубопроводов путем анализа сетевой воды и конденсата, по индикаторам внутренней коррозии, устанавливаемым в наиболее характерных точках (выводы ТЭЦ, концевые участки, два – три промежуточных узла магистрали). Неработающая тепловая сеть должна заполняться только химочищенной деаэрированной водой.

На паропроводах насыщенного пара конденсат должен отводиться через конденсатоотводчики. Работа конденсатоотводчиков на общий конденсатопровод без установки обратных клапанов запрещается.

После ремонта до начала эксплуатации (отопительного сезона) должно быть проведено гидравлическое испытание сети в целях проверки плотности и прочности трубопроводов и установленной запорной и регулирующей арматуры. Минимальное значение пробного давления должно составлять 1,25 рабочего. В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем организации, эксплуатирующем тепловые сети с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры. Для гидравлических испытаний на прочность и плотность трубопроводы тепловых сетей должны заполняться водой температурой не выше 45 °С. На время испытаний пробным давлением тепловые пункты и системы теплопотребления должны быть надежно отключены.

Технологические защиты должны быть включены в эксплуатацию постоянно. Отключение устройств технологических защит во время работы тепловых сетей производится с разрешения технического руководителя организации, эксплуатирующей тепловые сети, с оформлением в оперативной документации. Выводят технологические защиты из работы в следующих случаях:

- при работе сети в переходных режимах,
- при очевидной неисправности защиты,
- во время устранения аварий,
- в период ремонта оборудования.

В тепловых сетях должны быть предусмотрены мероприятия для обеспечения теплоснабжения потребителей при выходе из строя насосных станций и отдельных участков основных магистралей.

При аварийных прекращениях электроснабжения сетевых и перекачивающих насосов организация, эксплуатирующая тепловые сети должна обеспечить давление в тепловых сетях и системах тепловых пунктов в пределах допустимого уровня. При возможности превышения этого уровня должна быть предусмотрена установка специальных устройств, предохраняющая систему теплоснабжения от гидроударов.

Ремонты тепловых сетей должны производиться в соответствии с утвержденным графиком (планом) на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики и ежегодных опрессовок.

Ремонт трубопроводов и тепловых пунктов производится одновременно.

Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна систематически заменять аварийные трубопроводы, выполнять другие работы, направленные на повышение надежности эксплуатации оборудования и сетей, эффективности исполь-

зования отпущенного тепла, уменьшение потерь тепла и сетевой воды.

Для обеспечения безопасной работы теплоэнергетического оборудования и предотвращения повреждений, которые могут быть дефектами изготовления деталей, развитием процессов ползучести, эрозии, коррозии, снижением прочностных и пластических характеристик при эксплуатации, должен быть организован контроль за состоянием основного и наплавленного металла.

В нормативно-технических документах должны содержаться требования по входному контролю и контролю за металлом в пределах паркового ресурса (ресурс при запасе прочности не менее 1,5, определенном с учетом реальных условий эксплуатации и геометрических размеров).

На электростанции должен быть организован сбор и анализ информации о результатах контроля и повреждения металла для разработки мероприятий по повышению надежности оборудования.

Эксплуатационный контроль должен быть организован для оценки изменения состояния металла элементов оборудования и определения его пригодности к дальнейшей эксплуатации в пределах паркового срока службы.

При неудовлетворительных результатах контроля за металлом ответственных деталей и узлов (гибов трубопроводов, барабанов, коллекторов котла, главных паропроводов, сосудов, корпусов цилиндров, стальных клапанов, роторов и т.д.) или выработке ими паркового ресурса создается экспертно-техническая комиссия (ЭТК), которая рассматривает результаты контроля и принимает решение о ремонте этих узлов, продолжении их работы или обосновывает необходимость демонтажа или проведения восстановительной термической обработки.

5.10. Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания

На каждом энергетическом объекте организовывается техническое обслуживание, плановый ремонт и модернизация оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций энергоустановок.

Ответственность за техническое состояние оборудования, выполнение объемов ремонтных работ, обеспечивающих стабильность установленных показателей эксплуатации, полноту подготовительных работ, своевременное обеспечение запланированных объемов ремонтных работ запасными частями и материалами, за сроки и качество выполненных ремонтных работ возлагается на руководителя энергообъекта.

Объем технического обслуживания и планового ремонта определяется необходимостью поддержания исправного и работоспособного состояния оборудования с учетом фактического технического состояния. Рекомендуемый перечень и объем работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту оборудования приведены в «Правилах организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» и в «Технико-экономических нормативах планово-предупредительного ремонта энергоблоков 150-800 МВт»

Техническое обслуживание и ремонт предусматривают выполнение комплекса работ, направленных на обеспечение исправного состояния оборудования, надежной, безопасной и экономичной его эксплуатации. Они проводятся с определенной периодичностью и последовательностью при оптимальных трудовых и материальных затратах. Комплекс в себя включает:

- техническое обслуживание,
- плановый ремонт оборудования,

- накопление и изучение опыта эксплуатации и ремонта, установление оптимальной периодичности и продолжительности проведения капитальных, средних и текущих ремонтов,
- применение современных средств диагностирования для контроля и прогнозирования технического состояния оборудования и принятия решения о необходимости ремонта,
- внедрение прогрессивных форм организации и управления ремонтом,
- внедрение передовых методов ремонта, комплексной механизации и прогрессивных технологий,
- специализации ремонтных работ,
- контроль качества выполняемых работ и контроль качества оборудования,
- своевременное обеспечение ремонтных работ материалами, запчастями и комплектующими,
- анализ параметров, технического состояния оборудования до и после ремонта по результатам испытаний.

Техническое обслуживание оборудования, находящегося в эксплуатации, состоит в выполнении комплекса операций по поддержанию его работоспособности и исправного состояния, которые предусмотрены в конструкторских эксплуатационных или нормативных документах.

Операции по техническому обслуживанию проводятся на работающем или остановленном оборудовании:

- обход по графику или техосмотр работающего оборудования,
- контроль технического состояния оборудования с применением внешних средств контроля и диагностирования, включая контроль переносной аппаратурой герметичности, вибрации и другой визуальный и измерительный

контроль отдельных сборочных единиц оборудования с частичной, при необходимости, разборкой,
- замена смотровых стекол, загрузка дроби и шаров, осмотр и замена дефектных бил молотковых мельниц, чистка масляных, мазутных, воздушных и водяных фильтров и отстойников, чистка решеток водоочистных сооружений, трубных досок конденсаторов и маслоохладителей,
- осмотр и проверка механизмов управления, подшипников, приводов арматуры, подтяжка сальников, регулировка обдувочных, дробеструйных, газо и пневмоимпульсных ультразвуковых и электроимпульсных аппаратов,
- обдувка поверхностей нагрева, устранение зашлакований, присосов, пылений, парений, утечек воды, масла, газа, обслуживание водомерных колонок,
- очистка смазочных жидкостей с помощью внешних очистительных устройств или замена смазочного материала,
- контроль исправности измерительных систем и средств измерений, включая их калибровку,
- наблюдения за опорами крепления, указателями положения трубопроводов,
- проверка (испытание) на исправность (работоспособность) оборудования, выполняемая с выводом оборудования из работы или на работающем оборудовании,
- устранение отдельных дефектов, выявляемых в результате контроля состояния, проверки (испытаний) на исправность,
- осмотр и проверка оборудования при нахождении его в резерве или на консервации с целью выявления и устранения отклонений от нормального состояния.

На каждой электростанции:

- устанавливается состав работ по техобслуживанию и периодичность (график) их выполнения для каждого ви-

да оборудования с учетом требований завода-изготовителя и условий эксплуатации,
- назначаются ответственные исполнители работ по техобслуживанию из персонала электростанций или заключается договор с подрядным предприятием на выполнение этих работ,
- вводится система контроля за своевременным проведением и выполненным объем работ при ТО,
- оформляются журналы ТО по видам оборудования, в которые должны вноситься сведения о выполненных работах, сроках выполнения и исполнителях.

Плановый ремонт подразделяется на капитальный, средний и текущий. Объекты ремонта устанавливаются в соответствии с инструкцией завода-изготовителя и «Правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей»:

- оборудование (котел, турбина, генератор, трансформатор, насос, электродвигатель, задвижка, выключатель, …) как изделие машиностроительного производства,
- установка (котельная, турбинная, генераторная, …) как совокупность оборудования, взаимосвязанного в рамках определенной технологической схемы производства, преобразования, передачи, распределения и потребления энергии.

Специфика энергетического ремонта, выражается в:

- технической сложности и большом разнообразии оборудования,
- производстве ремонта на месте эксплуатации оборудования с определенной периодичностью,

- использовании при ремонтах значительных финансовых, материальных и трудовых ресурсов.

Все это требует глубокой специализации и оптимального распределения номенклатуры и объемов ремонтных работ, выполняемых собственными силами и передаваемых для выполнения подрядным предприятиям и организациям участникам рынка услуг по ремонту.

Рекомендуемые значения соотношения стоимости работ по ремонту:

ТЭС оборудование:	хозспособ подряд	23% 77%
Здания и сооружения	хозспособ подряд	20% 80%

Заводской ремонт является важнейшим направлением специализации на основе прогрессивных технологий и создания соответствующего обменного фонда оборудования, позволяющего облегчить переход к **агрегатному** ремонту. Развитие заводского ремонта осуществляется по направлениям:

- улучшение использования производственных мощностей за счет специализации и увеличение сменности и создание новых производственных мощностей с оснащением соответствующим оборудованием,
- расширение объема и номенклатуры ремонта транспортабельных изделий, узлов и деталей,
- создание обменного фонда изделий, узлов и деталей и на этой основе проведения агрегатного ремонта оборудования,
- восстановление изношенных деталей с одновременным улучшением их эксплуатационных свойств (износостойкости, жаропрочности и др.) на основе применения но-

вых технологий (наплавка, газотермическое напыление и др.) материалов.

Генерирующие и управляющие компании создают обменный фонд агрегатов, узлов и деталей оборудования на электростанциях, устанавливают номенклатуру и нормативы обменного фонда. Источниками создания обменного фонда изделий и их составных частей являются:

- комплекты, поставляемые вместе с оборудованием,
- запасные части централизованной поставки и собственного изготовления,
- восстановленные изделия и детали.

Для подготовки и производства ремонта, модернизации и технического перевооружения оборудования энергетических установок разрабатывается проект производства работ (ППР), состоящий из комплекта технических и организационно-распорядительных документов. Состав и правила их оформления разрабатываются по РД 153-34.0-20.608-2003.

Ремонтные чертежи и эскизы, передаваемые для выполнения работ и изготовления запасных частей, должны иметь надпись «В производство работ» с подписью главного инженера электростанции.

Для обеспечения планирования, подготовки и выполнения ТОиР, учета и отчетности, применяется организационно-распорядительная документация: планы, графики, программы, ведомости, протоколы, акты, общероссийские единые отраслевые классификаторы, справочники и др.

Планирование ремонта включает разработку:

- перспективных планов ремонта и модернизации основного оборудования электростанции, годовых планов ремонта основного оборудования,

- годовых и месячных планов ремонта вспомогательного и общестанционного оборудования,
- годовых и месячных графиков технического обслуживания.

Формирование перспективных планов ремонта энергоблоков и энергоустановок электростанций и соответствующей продолжительности и структуры ремонтных циклов обусловлено необходимостью своевременного планирования финансовых, материальных и трудовых затрат на ремонт, потребностью в координации сроков проведения ремонтов различных энергоблоков и энергоустановок на электростанции в генерирующей, управляющей компании и в электроэнергетическом комплексе России, а также для учета при формировании плановых балансов электроэнергии и мощности.

Основой для формирования перспективного плана ремонта энергоблоков и энергоустановок ТЭС являются:

- прогнозируемая средняя наработка в часах за один календарный год, характеризующая наработку энергоблока или энергоустановки в период от момента проведения расчета до конца ремонтного цикла,
- календарная продолжительность ремонтного цикла энергоблока, соответствующая интервалу времени в годах от момента окончания предшествующего капитального ремонта до момента выхода энергоблока в последующий капремонт,
- нормативный межремонтный ресурс между капитальными ремонтами.

Прогнозируемая средняя наработка энергоблока за один полный календарный год определяется на основе планируемых электростанцией на пятилетний период по годам за-

даний по рабочей мощности и выработке электрической энергии.

При отсутствии заданий на момент формирования перспективного плана ремонта величина прогнозируемой средней наработки энергоблока или энергоустановки принимается равной средней наработке за один полный календарный год в пятилетнем периоде, предшествующему моменту формирования плана.

Календарная продолжительность ремонтного цикла определяется нормативным межремонтным ресурсом между капитальными ремонтами и величиной наработки энергоблока в каждом году ремонтного цикла (РД 34.20.601-96) «Методические указания по совершенствованию системы технического обслуживания и ремонта энергоблоков и энергоустановок ТЭС на основе ремонтного цикла с назначенным межремонтным ресурсом».

При исчерпании нормативного межремонтного ресурса энергоблок или энергоустановка должны быть остановлены для проведения очередного капитального ремонта. При удовлетворительном техническом состоянии энергоблока допускается увеличение ресурса сверх нормативного на величину не более 1/2 средней годовой наработки.

Последовательность формирования перспективного плана:

- устанавливаются базовые нормативные циклы, их структура (последовательность и продолжительность текущих, средних и капитальных ремонтов) и нормативные межремонтные ресурсы для каждой мощностной группы энергоблоков (и энергоустановок) ТЭС,
- для каждой группы определяется прогнозируемая средняя наработка за один полный календарный год,

- по средней наработке и нормативному межремонтному ресурсу разрабатывается «эквивалентный» ремонтный цикл, соответствующий принятой наработке,
- уменьшение межремонтного периода или увеличение продолжительности ремонта допускается при соответствующих обоснованиях.

Перспективный план ремонта основного оборудования разрабатывается генерирующей или управляющей компанией на 5 лет на основании проектов планов, представляемых электростанциями. К перспективному плану прилагаются:

- график ремонтов за предыдущие 5 лет с указанием числа часов работы в каждом календарном году,
- пояснительная записка с обоснованием проведения модернизации, выполнение специальных работ,
- объемы и источники финансирования ремонтных работ по ТЭС по годам.

Перспективные планы ремонта ежегодно дорабатываются с добавлением в план одного года и корректировкой и уточнением показателей плана четырех лет предшествующих добавленному.

Годовой план ремонта разрабатывается на планируемый год, в соответствии с утвержденным перспективным планом с учетом технического состояния оборудования в пределах согласованной в установленном порядке рабочей мощности станции. В этот план могут быть внесены обоснованные изменения против перспективного. Годовой план устанавливает вид ремонта, календарное время вывода в ремонт, продолжительность ремонта и планируемый объем работ. К плану прилагаются:

- ведомость укрупненных объемов работ по каждой энергоустановке,

- пояснительная записка, в которой отражается обеспеченность планируемых объемов работ технической и финансовой документацией, материальными ресурсами.

При расчете нормативных значений рабочей мощности по электростанции ее ремонтная составляющая от плановых ремонтов устанавливается в соответствии с ремонтными циклами, видами и продолжительностью ремонта. Неплановые ремонты учитываются по специальным показателям. При разработке планов ремонта суммарная продолжительность простоя оборудования во всех видах ремонта устанавливается в пределах рабочей мощности, согласованной диспетчерским управлением.

Первый капитальный ремонт **головных** энергоблоков и энергоустановок после монтажа планируется на период, определяемый требованиями заводов-изготовителей. Сроки вывода в ремонт могут быть изменены в зависимости от технического состояния.

Первый капитальный (средний) ремонт серийных энергоблоков и энергоустановок после монтажа планируется на период, определяемый структурой ремонтных циклов, если иное не оговорено требованиями заводов-изготовителей.

Ремонт корпусов котлов дубль-блоков планируется с одновременным остановом и пуском обоих корпусов или со сдвигом, определяемым технологией ремонта и условиями эксплуатации.

Работы по модернизации и техническому перевооружению могут планироваться в период ремонта, если при разработке годового плана электростанция располагает технической документацией на эти работы, материалами, запчастями и комплектующими и/или заключенными договорами со сроками поставки не менее чем за 2 месяца до начала ремонта.

Проведение конкурсных торгов и подписание договоров с победителями торгов – подрядными предприятиями на выполнение ремонтных работ должно быть завершено не позднее, чем за 2 месяца до начала планируемого года.

Изменение планов-графиков ремонта могут производиться по инициативе генерирующей, управляющей, сетевой компании только в исключительных случаях, когда отказ от изменения планов может привести к недопустимому снижению надежности работы энергосистемы и качества электроэнергии, ограничению потребителей или при угрозе возникновения крупных повреждений оборудования. При этом диспетчерское управление имеет право переносить сроки плановых ремонтов не более чем на 6 месяцев.

Для своевременного учета ремонта на этапах месячного, недельного и суточного планирования режимов работы, месячные планы капитального и текущего ремонта общестанционного и вспомогательного оборудования электростанции составляются на основании годовых планов и согласовываются до начала месяца, предшествующего планируемому, с исполнителями и утверждаются главным инженером станции.

Ремонтные циклы, виды и продолжительность ремонта энергоблоков (150-1200 МВт) установлены индивидуально на каждой блочной ТЭС. Ремонтный цикл определяет календарный межремонтный период, периодичность и продолжительность плановых видов ремонта в соответствии с нормативами и нормативный межремонтный ресурс, рассчитываемый по величине ежегодного рабочего времени равного 6800 час. Это принято при разработке норматива ППР и соответствует оптимальной загрузке блоков.

Продолжительность каждого вида ремонта исчисляется в календарных сутках, включая выходные дни и исключая праздничные.

Номенклатура и объем работ, выполняемых во всех видах ремонта и при техническом обслуживании приведены в технико-экономических нормативах планово-предупредительного ремонта энергоблоков 150-800 МВт. При этом использованы обозначения:

$К_1$ – капремонт 1 категории,

$К_2$ – капремонт 2 категории,

$К_3$ – капремонт 3 категории,

С – средний ремонт,

$Т_1$ – текущий ремонт 1 категории,

$Т_2$ – текущий ремонт 2 категории.

В течение ремонтного цикла допускается повторное проведение капремонта той же категории вместо более высокой (сложной) категории, например $К_1$ вместо $К_2$. После капитального ремонта 3 категории ремонтный цикл начинается с капитального ремонта 1 категории.

Примеры многолетних ремонтных циклов блоков 160 и 300 МВт приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1.

Ремонтные циклы блоков

Год ремонтного цикла	**Энергоблоки 160 МВт Котел ПК-24 уголь Периодич. капрем. 5 лет Норм. межремонт.ресурс 34000 час**		**Энергоблоки 300 МВт Котел ТПП-110 уголь Периодич. капрем. 4 лет Норм. межремонт.ресурс 27200 час**	
	Вид ремонта	**Продолжит. ремонта календ. сут.**	**Вид ремонта**	**Продолжит. ремонта календ. сут.**
1	$Т_1$ $Т_2$	13+8	$Т_1$ $Т_2$	18+9
2	$Т_1$ $Т_2$	13+8	С $Т_2$	27+9
3	С $Т_2$	24+8	$Т_1$ $Т_2$	18+9
4	$Т_1$ $Т_2$	13+8	$К_1$ $Т_2$	50+9
5	$К_1$ $Т_2$	42+8	$Т_1$ $Т_2$	18+9

Год ремонтного цикла	**Энергоблоки 160 МВт Котел ПК-24 уголь Периодич. капрем. 5 лет Норм. межремонт.ресурс 34000 час**		**Энергоблоки 300 МВт Котел ТПП-110 уголь Периодич. капрем. 4 лет Норм. межремонт.ресурс 27200 час**	
	Вид ремонта	**Продолжит. ремонта календ. сут.**	**Вид ремонта**	**Продолжит. ремонта календ. сут.**
6	$Т_1$ $Т_2$	13+8	С $Т_2$	27+9
7	$Т_1$ $Т_2$	13+8	$Т_1$ $Т_2$	18+9
8	С $Т_2$	24+8	$К_2$ $Т_2$	55+9
9	$Т_1$ $Т_2$	13+8	$Т_1$ $Т_2$	18+9
10	$К_2$ $Т_2$	46+8	С $Т_2$	27+9
11	$Т_1$ $Т_2$	13+8	$Т_1$ $Т_2$	18+9
12	$Т_1$ $Т_2$	13+8	$К_3$ $Т_2$	60+9
13	С $Т_2$	24+8	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов 38,5 календ. суток	
14	$Т_1$ $Т_2$	13+8		
15	$К_3$ $Т_2$	54+8		
	Среднегодовая продолжительность плановых ремонтов 30,1 календ. суток $Т_1$ = 13 сут. $К_1$= 42 сут. $Т_2$= 8 сут. $К_2$= 46 сут. С= 24 сут. $К_3$= 54 сут.		$Т_1$ = 18сут. $Т_2$= 9сут. С= 24 сут. $К_1$= 50 сут. $К_2$= 55сут. $К_3$= 60 сут.	

При ремонте **тягодутьевых машин** регламентированы следующая номенклатура и объем работ:

- проверка и ремонт вентиляторов и дымососов с заменой или ремонтом деталей ходовой части,
- проверка и ремонт направляющих аппаратов и их приводов,
- частичная замена брони корпуса и карманов,
- устранение неплотностей и присосов,
- статическая и динамическая балансировка.

Капитальный ремонт **паровой турбины** регламентирует следующую номенклатуру и объем работ.

Подготовительные работы:

- устройство лесов, подмостей и ограждений для осмотра и ремонта элементов турбины,
- подготовка рабочих мест и ремонтных площадок с прокладкой временных трубопроводов и кабельных линий, подготовка оснастки,
- наружный осмотр турбины, проверка величины и равномерности тепловых расширений элементов,
- проверка состояния обшивки каркасов, площадок и фундамента,
- проверочные программные испытания для определения параметров технического состояния агрегатов турбоустановки.

Турбина, корпусные части – осмотр и дефектация:

- корпуса наружных цилиндров,
- сопловые агрегаты,
- диафрагмы и обоймы диафрагм,
- обоймы уплотнений и корпусов концевых уплотнений,
- концевые и диафрагменные уплотнения,
- устройства для обогрева фланцев и шпилек корпуса,
- шпоночные соединения корпусов цилиндров и дистанционных болтов, доступных для дефектации (без демонтажа корпусов цилиндров),
- ресиверные трубы,
- крепежные детали.

Устранение обнаруженных дефектов (кроме устранения неплотностей вертикальных разъемов корпусов цилиндров и заварки трещин цилиндров и корпусов клапанов). В том числе:

- шабрение плоскостей горизонтальных разъемов корпусов цилиндров,
- шабрение плоскостей горизонтальных разъемов диафрагм и обойм,
- обеспечение центровки деталей проточной части и концевых уплотнений турбины,
- замена одной диафрагмы,
- обеспечение зазоров в проточной части турбины,
- контроль металла корпусов цилиндров.

Роторы – осмотр и дефектация рабочих лопаток, бандажей, дисков, втулок концевых уплотнений, разгрузочного поршня, упорных дисков шеек вала.

Устранение обнаруженных дефектов:

- замена проволочных бандажей,
- шлифовка шеек и упорных дисков,
- проверка прогиба ротора,
- перелопачивание одной ступени ротора, исключая перелопачивание рабочих лопаток ступени с вильчатой посадкой,
- динамическая балансировка ротора,
- снятие вибрационных характеристик пакетов рабочих лопаток настраиваемых ступеней,
- исправление центровки роторов по полумуфтам.

Подшипники турбины – осмотр, дефектация и устранение обнаруженных дефектов опорных и упорных подшипников, корпусов опор, масляных уплотнений, шпоночных со-

единений и дистанционных болтов (без демонтажа и подъема корпусов подшипников):

- комплекта рабочих и установочных колодок упорного подшипника,
- замена двух вкладышей опорных подшипников,
- перезаливка вкладышей опорных подшипников,
- замена уплотнительных гребней масляных уплотнений,
- шабрение плоскости горизонтального разъема двух корпусов подшипников,
- ремонт подшипников уплотнения вала генератора.

Соединительные муфты – осмотр, дефектация полумуфт и крепежных деталей, устранение обнаруженных дефектов:

- шабрение торцов полумуфт,
- обработка не более четырех отверстий под соединительные болты с заменой болтов,
- проверка и исправление излома осей роторов («маятника») при спаривании полумуфт,
- проверка и исправление смещения осей роторов при спаривании полумуфт.

Валоповоротное устройство – осмотр и дефектация, устранение обнаруженных дефектов узлов и деталей, в т.ч. зубчатых передач, механизма включения – выключения подшипников, замена поврежденных деталей.

Система регулирования – испытание и снятие характеристик системы регулирования на остановленной турбине перед ремонтом, осмотр и проверка плотности, дефектация и ремонт узлов регулирования и защиты:

- центробежного регулятора скорости и его привода,
- импульсного насоса, насоса регулирования или главного масляного насоса (на валу турбины),

- золотников регулятора скорости, промежуточных и суммирующих золотников, ускорителей и гидропреобразователей,
- регуляторов давления пара, противодавления и отбора,
- автомата безопасности,
- золотников и золотниковых устройств защиты, устройств для раскачивания и опробования,
- сервомоторов клапанов, регулирующих диафрагм,
- гидравлической системы (в случае автономной системы), рабочей жидкости, арматуры и трубопроводов,
- очистка гидравлической системы, заливка рабочей жидкости, проверка плотности гидравлической системы, устранение дефектов,
- очистка баков, фильтров и охладителей рабочей жидкости и установленных на них (вмонтированных) устройств,
- дефектация и ремонт узлов парораспределения, стопорных, регулирующих и отсечных защитных клапанов и блоков клапанов, заслонок распределительных механизмов и приводов клапанов, заслонок и регулирующих диафрагм,
- контроль металла корпусов клапанов, замена дефектных крепежных деталей,
- осциллографирование систем регулирования турбин до и после ремонта,
- настройка и испытание (определение контрольных параметров, снятие характеристик) системы регулирования:
  - настройка и испытание на остановленной турбине,
  - настройка и испытание на холостом ходу.

Масляная система:

- разборка, осмотр и дефектация маслонасосов и арматуры,

- устранение обнаруженных дефектов с заменой поврежденных деталей,
- очистка масляных баков,
- выполнение гидродинамической промывки маслоприводов,
- очистка и дефектация маслоохладителей,
- заливка масла, проверка плотности маслосистемы, устранение обнаруженных дефектов.

Конденсаторы – очистка охлаждающих трубок, проверка плотности конденсатора, устранении неплотностей, подвальцовка трубок и перенабивка сальников.

Эжекторы – полная разборка, замена или ремонт поврежденных деталей, замена трубной системы (без замены трубок), осмотр, дефектация, ремонт корпуса и водяной камеры, установка зазоров между соплами и диффузорами, гидроиспытание в сборе, устранение дефектов.

Ремонт тепловой изоляции (до 60 % монтажного объема).

Заключительные работы:

- разборка и удаление лесов и подмостей,
- уборка с рабочих площадок оборудования, установленного на период ремонта,
- установка обшивки цилиндров и клапанов,
- очистка оборудования и рабочей зоны от мусора, отходов ремонта и деталей,
- снятие характеристик и настройка регулирования,
- проверка и испытание предохранительных клапанов и защитных устройств,
- окраска оборудования.

Ремонтное обслуживание за рубежом более разнообразно и обеспечивается соответствующими методами их

обоснования. Главное здесь в выборе стратегии ремонтного обслуживания. Их три:

- стратегия аварийной профилактики, при которой плановые профилактические мероприятия вообще не проводят, а аварийные восстановительные работы осуществляют лишь после отказа оборудования;
- стратегия планово-предупредительной профилактики, согласно которой профилактические работы проводят периодически в плановые сроки, независимо от технического состояния оборудования, а в случае его отказа осуществляется его восстановление или замена;
- стратегия профилактики по техническому состоянию, когда профилактические мероприятия проводят с учетом фактического состояния оборудования, определяемого методами технической диагностики.

Различие подходов в разных странах обусловлено экономическими, организационно-структурными и культурными различиями. В США во многих компаниях допускается иметь большое число неисправностей, в то время как в Японии используется концепция «нулевого количества дефектов», что приводит к большой доле планируемых ремонтных работ в общих затратах на техническую эксплуатацию. Критерием выбора стратегии служит экономическая эффективность с учетом высокой надежности, например в виде коэффициента готовности.

Пример 5.1. График аварийного ремонта турбины К-100-90-6 ст.№5 Юго-Восточной ГРЭС

№	РАБОТА	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26
1	Правка, ремонт направляющих лопаток диафрагм 24 и 25 ст.										
2	Решение вопроса об установке диафрагмы 21 ст., в этом случае нужно решить, как усилить обойму диафрагм 21-22 ст., усиление обоймы										
3	Ремонт рабочих лопаток 24 и 25 ст., ремонт скрепляющей проволоки с заменой и пайкой поврежденных мест										
4	Кантовка крышки ЦНД, ремонт повреждений										
5	Зачистка диска 22 ст., удаление рабочих лопаток 23 ст., зачистка, проверка диска 23 ст. на трещины										
6	Контроль металла рабочих лопаток 21, 24, 25, 26, 27, 28, 29 и 30 ст.										
7	Проверка радиального боя деталей РНД, проверка торцевого боя полумуфт РНД, РВД и РГ балансировка РНД на станке										
8	Проверка состояния опорных подшипников №1, 2, 3, 4, 5 и упорных колодок подшипника №1, проверка состояния уплотняющих подшипников генератора (с опрессовкой статора); при необходимости - ремонт										
9	Чистка конденсатора, заливка вакуумной системы, устранение дефектов										
10	Замена, подгонка колец диафрагменных и концевых уплотнений ЦНД, проверка по наклейкам										
11	Ревизия узлов САР										
12	Ремонт поворотных заслонок ЦНД										
13	Сборка ЦНД										
14	Проверка центровки РВД - РНД - РГ										
15	Соединение муфт роторов										
16	Настройка датчиков ЦТАИ, закрытие подшипников, прокачка масла; опробование, настройка САР										
17	Пуск турбины на балансировку										
18	Пуск турбины, включение генератора в сеть										

Пример 5.2. График аварийного ремонта турбины К-215-130 ст.№2 Юго-Западной ГРЭС

№	Наименование работ	Февраль																Март						
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	1	2	3	4	5	6	7
		Рабочие дни																						
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1	Вскрытие смотровых люков, определение дефекта.																							
2	Снять обшивку ЦВД, ЦСД, ЦНД.																							
3	Освобождение ремонтных площадок под раскладку деталей.																							
4	Подготовительные работы к ремонту.																							
5	Снять рессиверные трубы.																							
6	Снять площадки обслуживания.																							
7	Разборка подводов пара к концевым уплотнениям ЦНД.																							
8	Снять крышку ЦНД, укладка спец. щитов на разъем ЦНД.																							
9	Снять крышки картеров подшипников №3, 4, 5, 6.																							
10	Снять верхний вкладыш подшипников №3-6, проверка масленных зазоров																							
11	Разборка п/м РСД-РНГ, РНД-РГ.																							
12	Проверка центровки по п/м РСД-РНГ, РНД-РГ.																							
13	Снять верх проточной части ЦНД.																							
14	Установка РНД в козлы (выемка РНД).																							
15	Ревизия РНД, осмотр лопаток, бандажа.																							
16	Настройка приспособления для перелопачивания.																							
17	Подготовка новых лопаток.																							
18	Снять камины, ревизия концевых уплотнений.																							
19	Ремонт масленных щитков.																							
20	Высверливание заклепок, выемка дефектных лопаток.																							

Продолжение Примера 5.2.

№	Наименование работ	Февраль																Март						
		13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	1	2	3	4	5	6	7
		Рабочие дни																						
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
21	Ревизия разъема ЦНД (низ), ревизия разъемов обойм, диафрагм, ревизия разъема крышки ЦНД, ревизия разъемов фланцев ресиверов, ревизия крепежа.																							
22	Установка новых лопаток, бандажа.																							
23	Ревизия подшипников №3, 4, 5, 6.																							
24	Укладка РНД в подшипники, проверка и исправление центровки.																							
25	Установка масленных щитков.																							
26	Установка каминов, проверка и подгонка зазоров по концевым уплотнениям.																							
27	Сборка п/м РСД-РНД, РНД-РГ, устранение коленчатости соединения РНД-РГ.																							
28	Сборка верхней проточной части.																							
29	Закрыть крышку ЦНД.																							
30	Установка рессиверных труб.																							
31	Проверка натягов по подшипника, закрытие крышек картеров подшипников.																							
32	Сборка подводов пара к концевым уплотнениям.																							
33	Установка площадок обслуживания.																							
34	Пусконаладочные работы.																							
35	Балансировка.																							
36	Устранение дефектов.																							
37	Пуск.																							

Вопросы для самопроверки к разделу 5:

1. Как осуществляется пуск в эксплуатацию энергетических объектов?
2. Какие требования к персоналу предъявляют правила эксплуатации?
3. В чем заключается периодическое техническое освидетельствование энергетического оборудования?
4. В каких случаях системы защиты турбины подвергают испытаниям?
5. В каких случаях запрещается пуск турбины?
6. В каких случаях турбина должна быть немедленно отключена?
7. Какие проверки необходимо провести перед включением в работу трубопровода?

6. ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ В ПРОЕКТНЫХ РЕШЕНИЯХ

Основополагающий документ для обеспечения научно-технических достижений при проектировании электростанций – Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций ВНТП – Т- 88.

Нормы обязательны при проектировании всех вновь сооружаемых паротурбинных тепловых электрических станций с турбоагрегатами мощностью 50 тыс. кВт и выше при начальных параметрах пара у турбин до 24 МПа (240 кгс/см^2) и температурой 510-560 ° С.

Нормы распространяются на расширяемую и реконструируемую часть электрических станций с соответствующими коррективами, обусловленными существующими технологическими схемами, компоновками оборудования, зданиями и сооружениями.

6.1. Котлоагрегаты

На конденсационных и теплофикационных электростанциях с промежуточным перегревом пара применяются блочные схемы котел – турбина. Для конденсационных электростанций следует преимущественно применять моноблоки мощностью 300 МВт и выше с прямоточными котлами на закритические параметры пара.

На ТЭЦ без промперегрева пара применяются, как правило, блочные схемы. При этом на ТЭЦ с преобладающей паровой нагрузкой при соответствующем обосновании могут применяться схемы с поперечными связями. Паропроизводительность котлоагрегатов в блоке с турбоагрегатом выбирается по максимальному пропуску острого пара через турбину с учетом расхода пара на собственные нужды.

Суммарная паропроизводительность котлоагрегатов, устанавливаемых на электростанциях с поперечными связями, должна быть не менее максимального расхода пара машинным залом с учетом максимального расхода пара на собственные нужды.

При работе котла на ухудшенном проектном топливе должны обеспечиваться номинальная нагрузка и номинальные параметры пара.

Для покрытия пиковых тепловых нагрузок применяются, как правило, специализированные пиковые котельные. При использовании для пиковых котельных газомазутного топлива преимущественно должны применяться водогрейные котлы, присоединенные к тепловым сетям непосредственно или через теплообменники. Способ присоединения выбирается на основании технико-экономических расчетов (ТЭО) с учетом качества сетевой воды и надежности работы котла.

При использовании для пиковых котельных твердого топлива применяются паровые котлы низкого давления или водогрейные котлы с водоводяными теплообменниками.

Теплопроизводительность и число пиковых водогрейных и паровых котлов низкого давления выбираются на основе ТЭО, исходя из условия покрытия ими, как правило, 45-50% максимальной тепловой нагрузки отопления, вентиляции и горячего водоснабжения и покрытия около 15-25% тепловой нагрузки в технологическом паре котлами низкого давления.

На электростанциях с блочной схемой предусматривается установка водогрейных или паровых котлов низкого давления в количестве, при котором при выходе из работы одного энергетического блока или одного котла дубль – блока, оставшиеся в работе энергетические блоки и все установленные пиковые котлы должны обеспечивать максимально – длительный отпуск пара на производство и отпуск тепла на ото-

пление, вентиляцию и ГВС в размере 80 % от отпуска тепла на эти цели для районов с расчетной температурой наружного воздуха для отопления – 40 °С и ниже и в размере 70 % для остальных районов.

На ТЭЦ с поперечными связями в случае выхода из работы одного энергетического котла оставшиеся в работе энергетические котлы и все установленные водогрейные котлы и паровые котлы низкого давления должны обеспечивать максимально – длительный отпуск пара на производство и отпуск тепла на отопление, вентиляцию и ГВС в размере 80% от отпуска тепла на эти цели для районов с расчетной температурой наружного воздуха для отопления – 40 °С и ниже и в размере 70 % для остальных районов. Для электростанций с поперечными связями, входящих в состав энергосистем, допускается снижение электрической мощности на величину мощности самого крупного турбоагрегата ТЭЦ.

На ТЭЦ с поперечными связями установка резервных энергетических котлов не предусматривается.

На вновь сооружаемых ТЭЦ установка пиковых газомазутных водогрейных котлов преимущественно осуществляется в районах размещения тепловых потребителей.

На энергетических и пиковых котлах предусматривается эффективная очистка поверхностей нагрева, обеспечивающая их надежную работу (для газомазутных котлов предусматриваются сухие способы очистки).

Для котлов, работающих на твердых топливах, преимущественно должна применяться водяная очистка экранов топки.

Для ТЭЦ с докритическими параметрами пара, а также для ГРЭС, работающих на морской воде, как правило, применяются барабанные котлы.

Для электростанций с пылевидным сжиганием твердого топлива, независимо от вида топлива, как правило, приме-

няется замкнутая индивидуальная система пылеприготовления.

Применение разомкнутых схем пылеприготовления допускается при соответствующем обосновании.

При шаровых барабанных мельницах пылеприготовительная установка выполняется, как правило, по схеме с промежуточными бункерами. На котел паропроизводительностью 400 т/час и более устанавливается не менее двух мельниц. Для котлов меньшей паропроизводительности, а также для водогрейных котлов мощностью 180 Гкал/ч и ниже допускается установка одной мельницы на котел. При этом в случаях, допускаемых правилами взрывобезопасности, осуществляется связь по бункерам пыли с соседними котлами. Производительность мельниц выбирается из расчета обеспечения 110 % номинальной паропроизводительности котла при сжигании проектного топлива ухудшенного качества.

При среднеходных мельницах, мельницах – вентиляторах, а также молотковых мельницах пылеприготовительная установка, как правило, выполняется по схеме с прямым вдуванием. Применение пылевых бункеров при молотковых и среднеходных мельницах допускается при соответствующем обосновании.

Количество мельниц в системах с прямым вдуванием выбирается не менее трех для паровых котлов паропроизводительностью 400 т/час и водогрейных котлов мощностью 100 Гкал/ч и более, не менее четырех для котлов 500 - 800 т/час и не менее шести для котлов 1000 т/час и более. Производительность этих мельниц выбирается с расчетом, чтобы при остановке одной из них оставшиеся обеспечили:

- ☑ при 3 мельницах – не менее 80 % , 4 и более - не менее 100 % номинальной производительности котла при работе на ухудшенном проектном топливе.

Производительность питателей сырого угля принимается с коэффициентом запаса не менее 1,1 к производительности мельниц.

Производительность питателей пыли выбирается из расчета обеспечения номинальной производительности котла при работе всех питателей с нагрузкой 70 – 75 % их номинальной производительности.

Питатели сырого угля для пылесистем с прямым вдуванием и питатели пыли снабжаются электродвигателями с возможностью широкого регулирования числа оборотов (не менее 1:5).

Полезная емкость бункеров сырого топлива котельной принимается из расчета не менее:

- для каменных углей и АШ – 8 часового запаса по топливу с теплотворной способностью 4300 ккал/кг;
- для бурых углей – 5 часового запаса по топливу с теплотворной способностью 3000 ккал/кг;
- для сланцев и торфа – 3 часового запаса по топливу с теплотворной способностью 2000 ккал/кг.

Увеличение емкости бункеров допускается при соответствующем обосновании.

Полезная емкость бункера определяется с учетом угла естественного откоса угля в верхней части бункера, коэффициента заполнения бункера равного 0,9.

Для пылесистем с прямым вдуванием учитывается также несрабатываемая емкость, определяемая высотой 2 м над входным отверстием бункера.

Полезная емкость промежуточных бункеров пыли в котельной должна обеспечить не менее 2 -2,5 часового запаса номинальной потребности котла сверх нарабатываемой емкости бункера, необходимой для надежной работы пылепитателей.

Характеристики дымососов и вентиляторов выбираются с учетом запасов по производительности и напору. Для дутьевых вентиляторов и основных дымососов запас по производительности должен быть 10%, по напору – 20%.

Для дымососов рециркуляции газов и вентиляторов рециркулирующего воздуха запас по производительности должен быть 5%, по напору – 10%.

Указанные запасы включают также необходимые резервы в характеристиках машин для цепей регулирования нагрузки котла. При номинальной нагрузке котла и нормативных запасах по производительности и напору КПД тягодутьевых машин должен быть не менее 90 % максимального значения.

Для газомазутных котлов паропроизводительностью 500 т/час и менее, для пылеугольных котлов паропроизводительностью 220 т/час и менее и водогрейных котлов – 180 Гкал/ч и менее, а также каждого котла дубль – блока устанавливается один дымосос и один вентилятор. Установка двух дымососов и двух вентиляторов в этом случае допускается только при соответствующем обосновании.

При установке на котел двух дымососов и двух дутьевых вентиляторов производительность каждого из них выбирается по 50 % . Для котлов с жидким шлакоудалением в случае работы одного дымососа или одного дутьевого вентилятора должна быть обеспечена нагрузка котла более 70 %.

Для регулирования работы центробежных дымососов и дутьевых вентиляторов котлов применяются направляющие аппараты с поворотными лопатками в сочетании с двухскоростными электродвигателями, а при ТЭО - регулируемый электропривод.

Для привода вентиляторов, подающих воздух в молотковые и среднеходные мельницы в пылесистемах с прямым вдуванием применяются односкоростные электродвигатели.

Для регулирования осевых дымососов и вентиляторов, как правило, применяются направляющие аппараты в сочетании с односкоростными электродвигателями. Установка двухскоростных электродвигателей допускается при соответствующем обосновании.

6.2. Золоулавливание

Все котлоагрегаты, сжигающие твердое топливо оборудуются золоулавливающими установками. Степень золоулавливания в зависимости от мощности электростанции и приведенной зольности сжигаемого топлива принимается:

- для КЭС мощностью 2400 МВт и выше и ТЭЦ мощностью 500 МВт и выше должны применяться высокоэффективные электрофильтры со степенью очистки газов не ниже 99 % при приведенной зольности 1 кГ/МДж и менее и 99,5 % при приведенной зольности выше 1 кГ/МДж;
- для КЭС мощностью 1000 - 2400 МВт и ТЭЦ мощностью 300 – 500 МВт должны применяться электрофильтры со степенью очистки газов не ниже 98 % и 99 % соответственно приведенной зольности;
- для КЭС мощностью менее 1000 МВт и ТЭЦ мощностью менее 300 МВт должны применяться электрофильтры со степенью очистки газов не ниже 97 %.

6.3. Турбинное отделение

Единичная мощность турбоагрегатов конденсационных блоков выбирается возможно более крупной с учетом перспективного развития энергообъединения, а на электростанциях, не входящих в территориальные энергообъединения – на основе технико-экономического анализа с учетом величины аварийного резерва и затрат на сетевое строительство с учетом перспективного развития.

Единичная мощность и тип теплофикационных агрегатов на ТЭЦ, входящих в территориальные энергообъединения, выбираются возможно более крупной с учетом характера и перспективной величины тепловых нагрузок района,

Турбины с производственным отбором пара выбираются с учетом длительного использования этого отбора в течение года.

Турбины с противодавлением выбираются для покрытия базовой части производственной паровой и отопительной нагрузок и не устанавливаются в качестве первого агрегата ТЭЦ. Типы турбин для ТЭЦ выбираются на основе ТЭО.

В схеме трубопроводов ТЭЦ предусматривается возможность осуществления мероприятий по максимальной загрузке противодавленческих турбин за счет суточного, недельного и сезонного сокращения производственных и отопительных отборов у теплофикационных турбин.

Для изолированных электростанций выбор агрегатов производится таким образом, чтобы при выходе одного из них оставшиеся обеспечили покрытие электрических нагрузок с учетом допускаемого потребителями регулирования.

Тепловая схема блочных электростанций должна обеспечивать возможность пуска блока на скользящих параметрах и из любого температурного состояния котла, трубопроводов и турбины с минимальными потерями тепла и конденсата при соблюдении графиков – заданий, а также деаэрацию питательной воды в процессе пуска. Тепловая схема блоков должна обеспечивать все режимы, обусловленные требованиями к маневренным характеристикам блока и возможность работы на скользящем давлении.

Для пуска первого блока на блочной электростанции предусматривается пуско-отопительная котельная или другие устройства, которые должны обеспечивать паром отопление зданий и пусковые операции, включая деаэрацию питатель-

ной воды, разогрев мазута, приводные турбины вспомогательных механизмов при отсутствии пускорезервных агрегатов с электроприводами и другие пусковые нужды.

При отсутствии в составе блока пускорезервного питательного электронасоса в пуско-отопительной котельной следует устанавливать котлы на параметры пара 4 МПа, 440° С для обеспечения пуска турбопитательных насосных агрегатов из горячего состояния.

Для ТЭЦ с котлами 500 т/ч и менее, а также неблочных конденсационных электростанций рекомендуется использовать в качестве пуско-отопительной временную котельную, сооружаемую для обслуживания строительно-монтажных работ, а также другие близлежащие источники пара и тепла.

Система пароснабжения собственных нужд блочных конденсационных электростанций должна обеспечивать одновременный пуск двух блоков, а блочных теплофикационных – одного блока. Система паропроводов собственных нужд станции, как правило, должна питаться паром из отборов турбин.

Количество и производительность питательных насосов должны соответствовать следующим нормам.

Электростанции с блочными схемами:

- по максимальному расходу питательной воды для котлов с запасом 15 %;
- на конденсационных блоках с давлением пара 13МПа (130 кгс/см^2) на каждый блок устанавливается один питательный насос производительностью 100%. На складе предусматривается один резервный для всей электростанции;
- на теплофикационных блоках с давлением пара 13МПа на каждый блок устанавливается, как правило, два питательных насоса производительностью по 50%. На складе предусматривается один резервный для всей электро-

станции. Питательные насосы принимаются с электроприводами, которые должны комплектоваться устройствами для плавного регулирования напора и производительности, обеспечивающими пусковые режимы и работу на частичных нагрузках с минимальными потерями (гидромуфты, регулируемый электропривод);

- на блоках с закритическими давлениями пара устанавливаются питательные насосы с турбоприводами, один производительностью 100 % или два производительностью по 50%. При установке на блок одного турбонасоса (100%) дополнительно устанавливают насос с электроприводом и гидромуфтой или регулируемым электроприводом производительностью 30-50%. При установке на блок двух турбонасосов (50% на насос) насос с электроприводом не устанавливается, к трубопроводам предусматривается резервный подвод пара. Вспомогательные системы турбопитательных насосов и основной турбины, как правило, должны быть общими.

Для электростанций с общими питательными трубопроводами:

- электростанции в энергетических системах – суммарная производительность всех питательных насосов должна обеспечивать номинальную производительность всех установленных котлов с запасом не менее 5 %. Резервные питательные насосы предусматриваются на складе (один насос на каждый тип насосов, установленных на электростанции). Для возможности регулирования сезонных и суточных нагрузок необходимо предусматривать, как правило, установку одного питательного насоса малой производительности;
- на изолированной электростанции суммарная производительность питательных насосов должна обеспечивать работу всех установленных котлов при номинальной производительности, кроме того, устанавливается не менее двух резервных питательных насосов с паровым приводом или электроприводом, имеющим независимое питание;
- допускается применение турбонасосов в качестве основных, постоянно работающих питательных насосов с установкой, по крайней мере, одного питательного насоса с электроприводом для пуска электростанции с нуля.

При наличии бустерных насосов, оснащенных обратными клапанами на нагнетании, а также при бездеаэраторной схеме, всасывающий коллектор основного насоса должен быть защищен от недопустимого повышения давления вследствие возможного поступления в него воды через обратные клапаны основных питательных насосов.

Суммарная производительность деаэрационных установок питательной воды выбирается по ее максимальному расходу на котлы. На каждый блок по возможности устанавливается один деаэратор. На каждый теплофикационный дубль – блок с промышленным отбором возможна установка двух деаэраторов, каждый из которых обеспечивает питание одного котла при его максимальной производительности.

На неблочных электростанциях должна обеспечиваться возможность ремонта любого деаэратора при работе остальных.

Тепловая мощность деаэраторов блочной установки выбирается исходя из обеспечения работы блока в номинальном режиме, при сбросах нагрузки до величины собственных нужд и холостого хода (с учетом минимальной паропроизводительности котла) и при пусках. При сбросах нагрузки и при пусках допускается снижение давления в деаэраторах до атмосферного.

Максимальный объем воды в баках следует принимать равным 85 % от их геометрического объема, минимальный – на величину диаметра сливных штуцеров выше их верхних кромок. Максимальный объем должен не менее, чем в два раза превышать величину изменения массового заполнения котла в диапазоне нагрузок от максимальной до технического минимума. Емкость деаэратора и геометрические характеристики тракта от деаэратора до питательных насосов должны уточняться исходя из исключения срыва питательных насосов в режиме сброса полной нагрузки блока до нагрузки холостым ходом турбины.

Суммарный запас питательной воды в баках основных деаэраторов должен обеспечивать работу блочных электростанций в течение не менее 3,5 минут и для неблочных электростанций – 7 минут, а сопротивление тракта от деаэраторов до всаса питательных насосов не должно превышать 10 кПа (1 м вод.ст.)

На конденсационных электростанциях, а также ТЭС с малыми добавками воды в цикл, в качестве первой ступени деаэрации питательной воды, как правило, используются конденсаторы турбин. На ТЭЦ с большими добавками в цикл в качестве первой ступени деаэрации, как правило, применяются вакуумные деаэраторы. Деаэрации подлежат все потоки воды, поступающие в питательный тракт.

К основным деаэраторам, подключенным непосредственно к отбору турбины, предусматривается подвод резервного пара для удержания в них давления при сбросах нагрузки и деаэрации питательной воды при пусках.

При работе деаэратора на скользящем давлении подача пара должна предусматриваться от отбора турбины и коллектора собственных нужд блока. На линии подвода пара к деаэратору предусматривается установка регулирующего клапана. Для энергоблоков 500 МВт и выше, а также при применении двухбайпасной пусковой схемы, предусматривается пусковой регулирующий клапан на подаче греющего пара на расход от 0 до 20% номинального.

На электростанции создается дополнительный запас обессоленной воды в баках без давления, устанавливаемых вне зданий.

На блочных электростанциях емкость баков принимается на 30 минут работы электростанции с максимальной нагрузкой, но не менее 4000 м^3, на остальных электростанциях – на 40 минут, но не менее 2000 м^3 . Указанные емкости включают емкость для сбора загрязненного конденсата, а также должны обеспечивать подачу обессоленной воды для предпусковых водно – химических или парокислородных очисток. Баки должны иметь антикоррозионную и тепловую защиту.

Производительность и количество насосов, откачивающих воду из баков, должны обеспечивать нормальную подпитку работающих блоков и одновременный пуск:

- на блочной ГРЭС – 2 блоков;
- на блочной ТЭЦ – 1 блока;
- на ГРЭС и ТЭЦ с поперечными связями – 2 котлов наибольшей производительности.

Насосы устанавливаются без резерва в количестве не менее двух.

Подача воды в подпитку должна предусматриваться по двум общестанционным магистралям.

На каждый блок предусматривается установка одного дренажного бака емкостью 15 м^3 с двумя насосами и регулятором уровня. Производительность каждого насоса выбирается по максимальному расходу дренажей. На неблочных электростанциях допускается установка одного такого бака на 2-3 турбины. Вода из дренажного бака должна подвергаться очистке для повторного ее использования в цикле.

Редукционно-охладительные установки, предназначенные для резервирования регулируемых отборов пара для производства, устанавливаются по одной для данных параметров пара производительностью равной максимальному отбору наиболее крупной турбины. Схема должна обеспечивать поддержание этих РОУ в состоянии горячего резерва. Резервные РОУ на давление отопительных отборов не устанавливаются.

При выходе из работы одной из турбин остальные турбины, пиковые котлы, РОУ для пиковых сетевых подогревателей должны обеспечивать отпуск тепла на отопление, вентиляцию и ГВС в размере не менее 90 % от отпуска тепла на эти цели при расчетной для проектирования системе отопления температуре наружного воздуха.

Для небольших электростанций главные паропроводы выполняются по схеме с переключательной перемычкой, как правило, однониточной, секционированной задвижками. Диаметр перемычки выбирается таким образом, чтобы при пропуске по ней пара к любой турбине от соседнего котла давление перед турбиной не падало ниже минимального предела, при котором обеспечивается номинальная мощность турбины.

Отключение котлов, турбин, турбонасосов и другого оборудования от работающей системы производится двумя последовательно установленными запорными органами.

На электростанции с моноблоками при однобайпасной схеме запорные задвижки в системе промперегрева не устанавливаются и отключение промперегревателей для опрессовки производится заглушками или арматурой турбины.

На небольших электростанциях всасывающая магистраль питательных насосов перед подогревателями высокого давления и напорная питательная магистраль в котельной выполняются одинарными с секционирующими задвижками.

При проектировании трубопроводов, включая трубопроводы малых диаметров, их прокладка производится с учетом кабельной раскладки. Трассы основных потоков кабелей должны быть свободны от трубопроводов и основного оборудования.

Не допускается применение чугунной арматуры:

- на газопроводах горючего газа, мазутопроводах и маслопроводах;
- на трубопроводах воды и пара $t > 115\,^{\circ}\mathrm{C}$;
- на трубопроводах от атмосферных деаэраторов к питательным насосам;
- на трубопроводах пожаротушения;
- на трубопроводах конденсата и дренажа с $t > 50\,^{\circ}\mathrm{C}$;
- на трубопроводах специальных газов (кислород, азот, водород, CO_2, ацетилен).

При разработке проектов выхлопных трубопроводов от предохранительных клапанов и продувочных линий котлов в атмосферу должны предусматриваться специальные устройства для снижения шума.

Наружные поверхности теплосилового оборудования, трубопроводов и воздуховодов в зданиях, сооружениях и наружных установках должны иметь тепловую изоляцию.

При температуре воздуха в помещении $+25\,^{\circ}\mathrm{C}$ температура на поверхности изолированных объектов не должна превышать:

- для объектов с t до $500\,^{\circ}\mathrm{C} - 45\,^{\circ}\mathrm{C}$;
- для объектов с $t > 500\,^{\circ}\mathrm{C} - 48\,^{\circ}\mathrm{C}$;
- для объектов на открытом воздухе t поверхности должна быть $\leq 55\,^{\circ}\mathrm{C}$ при покровном слое из

металла и 60°С при других видах покровных слоев.

В системах маслоохлаждения турбогенератора и вспомогательного оборудования блока (питательных насосов, тягодутьевых машин, трансформаторов и т.п.) должны применяться маслоохладители плотной конструкции, исключающей попадание масла в охлаждающую воду или охлаждающей воды в масло.

Конденсатные насосы для сетевых подогревателей, расположенных в машзале при двухступенчатом подогреве выбираются с резервным насосом у первой ступени подогрева. При одноступенчатом подогреве устанавливаются только рабочие насосы, но не менее двух.

В машинном отделении электростанции не допускается предусматривать установку маслонаполненного оборудования, не относящегося к технологии отделения.

Напорные маслопроводы с избыточным давлением более 0,1 МПа (1кгс/см^2) в системах смазки, регулирования и уплотнения турбогенератора и питательных насосов следует предусматривать из стальных бесшовных труб, предназначенных для паровых котлов и трубопроводов, с минимальным количеством фланцевых соединений.

Фланцевые соединения напорных маслопроводов, включая соединения с арматурой (при избыточном давлении в них 0,1 МПа (1кгс/см^2)), следует принимать фасонного типа (шип – паз, выступ – впадина). Установка высоких плоских фланцев допускается при стыковке с оборудованием и арматурой не имеющей фланцев фасонного типа.

На маслопроводах в местах возможных протечек необходимо предусматривать устройство металлических кожухов с организованным отводом масла в сборный бак или приямок.

Для аварийного слива нефтяного масла из турбогенератора следует предусматривать аварийную емкость за пределами главного корпуса (не ближе 5 м от стен здания) равную полному объему наибольшей маслосистемы турбогенератора.

На трубопроводах аварийного слива нефтяного масла из маслобака турбогенератора следует предусматривать последовательно две задвижки. Одна из них с ручным колонковым приводом, выведенным на отметку обслуживания турбины и установленном в месте, безопасном при пожаре на маслобаке. Вторая – с ручным управлением, по месту установки и должна быть опломбирована в открытом положении. Сечение трубопровода аварийного слива масла должно обеспечивать опорожнение маслобака в течение 15 минут, но его диаметр не должен превышать 350 мм.

Для генераторов и синхронных компенсаторов с водородным охлаждением предусматривается централизованная подача водорода и CO_2 (азота).

Ресиверы для хранения водорода и CO_2 (азота) устанавливаются вне главного корпуса на ограждаемой площадке.

Ручное управление подачей на подпитку и вытеснение водорода азотом (CO_2) должно быть установлено в месте безопасном при пожаре на маслосистеме турбогенератора.

Выпуск водорода из турбогенератора в атмосферу предусматривается над кровлей турбинного отделения с установкой конца трубопровода не менее чем на 2 м над уровнем кровли в месте прохода трубопровода.

Прокладка транзитных трубопроводов с горючими и легковоспламеняющимися жидкостями и газами в турбинном, деаэрационном и котельном отделениях не допускается.

6.4. Противопожарные меры

Автоматические установки пожарной сигнализации предусматриваются в помещениях:

- с электронной и электрической аппаратурой площадью более 20 м^2;
- КРУ – 6 кВ и КРУ – 0,4 кВ;
- релейных панелей, в том числе ОРУ;
- сборок, задвижек и технологических щитов управления без постоянного персонала площадью 200 м^2.

Автоматическими установками пожаротушения оборудуются помещения с электронной и электрической аппаратурой площадью более 20 м^2 и помещения водяных маслоохладителей трансформаторов независимо от их площади.

Автоматический пуск установки пожаротушения должен дублироваться дистанционным включением (отключением) дежурным персоналом со щитов управления и по месту установки запорной арматуры и насосов.

Для общестанционных пожарных насосов предусматривается дистанционное управление и включение (отключение) по месту.

Автоматическое включение пожарных насосов осуществляется по сигналу приемной станции пожарной сигнализации и по сигналу о падении давления в сети противопожарного водопровода.

Пуск установки автоматического пожаротушения трансформатора (реактора) предусматриваются:

- автоматически от газовой защиты или от дифференциальной защиты сблокированной с датчиком пожарной сигнализации;
- дистанционно со щита управления;
- по месту от кнопки дистанционного пуска, установленной вблизи трансформатора в безопасном при пожаре месте.

Пуск установки автоматического пожаротушения должен выполняться с контролем обесточенного состояния

трансформатора (реактора). Интенсивность орошения принимается 0,2 л/с/м^2 площади.

Расчетное время тушения пожаров трансформаторов и маслобаков распыленной водой с помощью стационарных установок пожаротушения следует принимать равным 10 минутам. Запас воды следует принимать из условия обеспечения трехкратного расхода ее на один пожар.

Расчетное время тушения пожаров в воздухоподогревателях принимать равным 30 минутам. Запас воды должен обеспечить работу установки пожаротушения с расчетным расходом воды в течение 45 минут.

Пуск стационарных установок пожаротушения воздухоподогревателей предусматривается вручную из мест удобных и безопасных при пожаре, расположенных, как правило, на основной отметке обслуживания котельного отделения. Обнаружение пожара в воздухоподогревателе должно быть автоматическим (по разности температур) с выводом сигнала на блочный щит управления.

Присоединение каждой секции установки автоматического пожаротушения к магистральным трубопроводам с установкой запорно-пускового устройства и ремонтной задвижки следует предусматривать одним трубопроводом.

При проектировании установок обнаружения и тушения пожара необходимо предусматривать возможность их ремонта, обслуживания и испытаний в период эксплуатации.

Для генераторов и синхронных компенсаторов с воздушным охлаждением предусматривается подвод воды к установкам для тушения пожара внутри машины. Их включение предусматривается вручную путем соединения системы через пожарный рукав длиной 3-5 м.

В кабельных сооружениях, подлежащих защите установками автоматического пожаротушения, до начала прокладки кабелей предусматривается опережающий ввод авто-

матического пожаротушения во временном режиме. Необходимый напор и расход воды могут обеспечивать временные общестанционные насосы через сети пожарного водопровода. К моменту сдачи кабельных сооружений в эксплуатацию установки автоматического пожаротушения должны работать в автоматическом режиме по постоянной схеме.

В главном корпусе и других зданиях и сооружениях электростанции предусматривается система оповещения при пожаре, которая должна обеспечивать в помещениях, где могут находиться люди: трансляцию речевых сообщений, передачу звуковых сигналов, а при необходимости световых.

Система оповещения о пожаре должна функционировать в течение всего расчетного времени эвакуации. Строительные конструкции зданий и сооружений топливоподачи, утеплители предусматриваются из несгораемых материалов.

Предел огнестойкости несущих стен и колонн зданий дробильных и разгрузочных корпусов узлов пересыпки и надбункерной галереи должен быть не менее двух часов.

Предел огнестойкости несущих стен и колонн зданий размораживающих устройств, надземных сооружений транспортных галерей, наземных узлов пересыпки подачи топлива на угольный склад и башен пересыпки – не менее 0,25 часа.

Предел огнестойкости плит, настилов и др. несущих конструкций межэтажных перекрытий принимается не менее 0,75 часа для зданий дробильных и разгрузочных корпусов, узлов и башен пересыпки и сооружений надземных транспортных галерей и не менее одного часа для надбункерных галерей.

Предел огнестойкости несущих стен для надбункерных галерей следует принимать не менее одного часа, а для остальных зданий $>$ 0,25 часа.

Оконные переплеты в зданиях и сооружениях топливоподачи следует предусматривать из несгораемых материалов.

Облицовка сгораемыми полимерами поверхностей строительных конструкций БЩУ, ЦЩУ, ГЩУ и др. щитов управления не допускается.

Наружные стальные конструкции лестниц предусматриваются на фасадах главных корпусов электростанций на расстоянии не менее 20 м от мест размещения трансформаторов и другого электротехнического оборудования, находящегося под высоким напряжением.

6.5. Теплоснабжение

Проект ТЭЦ разрабатывается одновременно с проектом тепловых сетей на основе утвержденной схемы теплоснабжения города или промышленного района.

Существующие или сооружаемые в городе или промышленном районе котельные мощностью 100 Гкал /ч и более, расположенные в зоне действия существующих, сооружаемых и проектируемых ТЭЦ должны использоваться для совместной работы с ТЭЦ в качестве пиковых источников тепла (с согласованием с владельцем котельной).

При сохранении в районе действия ТЭЦ изолировано работающих котельных, следует рассматривать возможность теплоснабжения присоединенных к ним потребителей в неотапливаемый период от ТЭЦ или от других котельных.

При определении расчетной теплопроизводительности ТЭЦ помимо расчетных тепловых нагрузок всех присоединяемых потребителей следует учитывать расходы тепла на собственные нужды ТЭЦ, а также потери тепла на ТЭЦ и в тепловых сетях, определяемые при расчетной температуре наружного воздуха на отопление.

Потери тепла в тепловых сетях, включая потери с утечкой, при отсутствии расчетных данных, допускается принимать в размере 5 % от расчетной тепловой нагрузки.

Расчеты тепла на горячее водоснабжение в расчетах тепловых нагрузок и балансах ТЭЦ учитываются:

- бытовое – по величине среднечасового расхода тепла за отопительный период;
- технологическое – по величине среднечасового расхода тепла за смену наибольшего потребления.

Схема теплофикационных установок ТЭЦ должна быть секционирована по сетевой воде. Количество секций определяется количеством турбогенераторов и тепломагистралей.

Для создания условий безопасной эксплуатации и удобства ремонта сетевых трубопроводов и предотвращения затопления помещений и оборудования ТЭЦ в аварийных ситуациях (разрыв трубопровода) при проектировании сетевых станционных трубопроводов ТЭЦ следует предусматривать возможность отключения их отдельных участков и отсоединения трубопроводов ТЭЦ от сетевых трубопроводов, прокладываемых за пределами главного корпуса.

Производительность основных подогревателей сетевой воды на ТЭЦ выбирается по номинальной величине тепловой мощности теплофикационных отборов турбин.

Основные подогреватели сетевой воды на ТЭЦ устанавливаются индивидуально у каждой турбины без резерва и общая паровая магистраль по теплофикационным отборам 0,12 МПа (1,2 кгс/см^2) не предусматривается.

При установке на ТЭЦ пиковых водогрейных котлов пиковые подогреватели сетевой воды не устанавливаются. пиковые подогреватели допускаются для использования избытка пара энергетических котлов и производственных отборов турбин Р и ПТ. Их целесообразность обосновывается расчетом.

Подогрев сетевой воды в основных сетевых подогревателях выполняется в двух ступенях.

На ГРЭС подогреватели сетевой воды выполняются индивидуальными, предусматривающие установку насосов у каждой турбины или групповыми, без привязки насосов к конкретной турбине.

При индивидуальной установке сетевых насосов их количество принимается не менее трех у каждой турбины, из которых один является резервным.

При групповой установке четырех и менее сетевых насосов предусматривается установка дополнительно одного резервного, при пяти насосах и более резервные насосы не предусматриваются.

Количество подпиточных насосов в закрытых системах теплоснабжения устанавливается не менее двух, а в открытых – не менее трех, из которых в обоих случаях один является резервным.

Общая производительность сетевых и подпиточных насосов определяется из условия совместной работы на общие тепловые сети и должна учитывать возможное увеличение расхода воды сверх расчетного на 10%.

При значительной разнице в гидравлических режимах отдельных магистралей тепловых сетей допускается установка самостоятельных групп сетевых насосов для разных магистралей или сооружение отдельных гидравлически не связанных между собой систем.

Электроснабжение сетевых и подпиточных насосов должно выполняться как для электроприемников первой категории по ПУЭ и обеспечиваться от двух независимых источников.

Исходная вода для подпитки тепловых сетей должна подводиться к источнику тепла не менее чем по двум трубо-

проводам, рассчитанным каждый на подачу не менее 70 % расчетного часового расхода подпиточной воды.

Независимо от давления водопроводной воды на вводе ТЭЦ должна предусматриваться установка насосов сырой воды на случай падения давления в водопроводной сети.

При открытой системе теплоснабжения подвод воды к ТЭЦ из городского хозяйственно – питьевого водопровода, а при необходимости ее дополнительная обработка на источнике водоснабжения должна производиться за счет средств потребителей, согласие которых должно быть подтверждено документально.

Расчетный часовой расход воды для определения производительности водоподготовки и соответствующего оборудования для подпитки тепловых сетей принимается:

- в закрытых системах теплоснабжения равным 0,75 % от фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и в присоединенных к ним системах отопления и вентиляции потребителей + 0,5 % объема воды в транзитных магистралях;
- в открытых системах теплоснабжения – равным расчетному среднечасовому расходу воды на горячее водоснабжение за отопительный период с коэффициентом 1,2+ 0,75 % фактического объема воды в трубопроводах тепловых сетей и присоединенных к ним системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения потребителей и 0,5 % объема воды в транзитных магистралях.

Для открытых и закрытых систем теплоснабжения должна предусматриваться дополнительная аварийная подпитка тепловых сетей необработанной водой в размере 2 % от объема воды в системе теплоснабжения. При этом для открытых систем теплоснабжения аварийная подпитка должна обеспечиваться только из системы хозяйственно-питьевого

водоснабжения. Объем воды в тепловых сетях при отсутствии фактических данных принимается из расчета 63 $м^3$ на 1 Гкал/час суммарного расчетного расхода тепла при закрытой системе теплоснабжения и 70 $м^3$ на 1 Гкал/час при открытой системе теплоснабжения.

При протяженности транзитных магистралей более 5 км объем воды в них определяется дополнительно по их фактической емкости.

Для открытых систем теплоснабжения должны предусматриваться баки- аккумуляторы умягченной и деаэрированной воды для подпитки емкостью равной десятикратной величине среднечасового расхода воды на горячее водоснабжение за отопительный период.

Размещение баков-аккумуляторов возможно как на источнике тепла так и в районах теплоснабжения.

В закрытых системах теплоснабжения на источниках тепла следует предусматривать установку баков запаса умягченной и деаэрированной подпиточной воды емкостью равной 3% от объема воды в системе теплоснабжения. Схема включения баков запаса должна обеспечивать непрерывное обновление воды в баках. Количество баков принимается не менее 2 по 50 % рабочего объема каждый.

В качестве баков должны применяться резервуары, специально разработанные для горячей воды. Использование резервуаров для нефтепродуктов не допускается. Внутренняя и наружная поверхности баков должны быть защищены от коррозии, а вода от аэрации.

Размещение баков-аккумуляторов и баков запаса подпиточной воды должно обеспечивать удобство выполнения строительно-монтажных работ, а также их обслуживания и ремонта. Расстояние в свету между баками в одном ряду должно быть не менее 8 м, а между рядами > 16 м.

Для предотвращения растекания воды по территории при протечках вся группа баков должна быть ограждена земляным валом высотой и шириной по верху не менее 0,5 м вокруг каждого бака должна быть выполнена отмостка, а обвалованная территория должна иметь отвод воды в систему канализации.

При размещении баков-аккумуляторов вне территории источников тепла следует предусматривать, кроме того, их ограждение высотой не менее 2,5 м при расстоянии ограды от стен баков в свету не менее 10 м, исключающие доступ посторонних лиц.

Сетевые трубопроводы в пределах ТЭЦ на участке от сетевых насосов второго подъема до выходного патрубка первой отключающей запорной арматуры отходящих магистральных трубопроводов тепловых сетей должно проектироваться на давление 2,5 МПа (25 кгс/см^2) независимо от расчетного давления, принятого во внешних тепловых сетях. При одноступенчатой подаче сетевой воды на указанное давление должны проектироваться сетевые трубопроводы ТЭЦ на участке после сетевых насосов.

Системы отопления, вентиляции и горячего водоснабжения зданий и сооружений электростанции должны присоединяться к коллекторам сетевой воды через центральный тепловой пункт, в котором осуществляется местное регулирование и учет отпущенной тепловой энергии. Присоединение отдельных зданий, расположенных на территории электростанции к выводам магистральных тепловых сетей не допускается.

В пределах теплофикационных установок следует предусматривать защиту тепловых сетей и присоединенных к ним потребителей и оборудования самой ТЭЦ (сетевых подогревателей и пиковых водогрейных котлов) от повышения

выше расчетного (допустимого) при снижении расхода сетевой воды.

Защита осуществляется путем организации рециркуляции на сетевых насосах первой и второй ступени и установки регуляторов давления на выходе каждой магистрали тепловых сетей, а также путем автоматического отключения отдельных сетевых насосов.

Максимальная величина потерь давления в тракте электростанции не должна превышать 30 % от напора сетевых насосов. Во всех режимах работы должен обеспечиваться необходимый расчетный напор на выводах тепловых сетей.

ТЕРМИНОЛОГИЯ

Аварийный простой – нерабочее состояние объекта, при котором не ведутся работы по восстановлению его трудоспособности, нарушенной в результате отказа элементов объекта.

Аварийный режим – рабочее состояние объекта, в котором он находится в результате отказа его элементов от момента возникновения отказа до его локализации.

Аварийный резерв – часть оперативного резерва объекта, предназначенная для компенсации потери его мощности (производительности), вызванной отказами элементов объекта.

Безопасность – свойство объекта не допускать ситуации, опасные для людей и окружающей среды.

Безопасность продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации, утилизации – состояние, при котором отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений.

Безотказность – свойство объекта непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени или некоторой наработки.

Вероятность безотказной работы – вероятность того, что в пределах заданной наработки отказ не возникнет.

Вероятность восстановления – вероятность того, что время восстановления объекта не превысит заданного.

Вероятность работоспособного состояния – вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени.

Включенная мощность, действующая производительность – рабочая мощность (производительность) объекта, уменьшенная на значение располагаемой мощности его элементов, находящихся в ненагруженном резерве.

Внезапный отказ работоспособности – отказ работоспособности, характеризующийся внезапным снижением уровня работоспособности объекта.

Внезапный отказ функционирования – отказ функционирования, характеризующийся внезапным снижением относительного уровня функционирования объекта.

Восстановление – событие, заключающееся в повышении уровня работоспособности объекта или относительного уровня его функционирования.

Временное резервирование – резервирование, предусматривающее использование избыточного времени.

Время восстановления – период от момента снижения уровня работоспособности до момента восстановления требуемого уровня работоспособности или относительного уровня функционирования.

Гамма-процентный ресурс – наработка, в течение которой объект не достигает предельного состояния с заданной вероятностью γ процентов.

Гарантирующий поставщик электрической энергии – коммерческая организация, обязанная в соответствии с Федеральным законом или добровольно принятыми обязательствами заключить договор купли-продажи электрической энергии с любым обратившимся к нему потребителем либо лицом, действующим от имени и в интересах потребителя и желающим приобрести электрическую энергию.

Долговечность – свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонтов.

Единичный показатель надежности – показатель надежности, относящийся к одному из свойств, составляющих надежность объекта.

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

Зависимый отказ работоспособности – отказ работоспособности, обусловленный отказами других объектов

Зависимый простой – нерабочее состояние объекта, возникшее вследствие отключения других объектов или проведения на них работ, требующих отключения данного объекта, работоспособность которого при этом не нарушается.

Излишнее срабатывание – отказ функционирования, заключающийся в срабатывании объекта при требовании срабатывания других объектов и отсутствии требования срабатывания данного объекта.

Интенсивность восстановления – предел отношения условной вероятности восстановления объекта на интервале времени непосредственно после данного момента при условии, что до этого момента восстановление еще не произошло, к продолжительности этого интервала при его неограниченном уменьшении.

Интенсивность отказов – предел отношения условной вероятности отказа объекта на интервале времени или наработки

непосредственно после данного момента времени при условии, что до этого момента отказ объекта не возник, к продолжительности этого интервала при его неограниченном уменьшении.

Комбинированная выработка электрической и тепловой энергии – режим работы теплоэлектростанции, при котором производство электрической энергии непосредственно связано с одновременным производством тепловой энергии.

Комплексный показатель надежности – показатель надежности, относящийся к одному из свойств, составляющих надежность объекта.

Контроль (надзор) за соблюдением требований технических регламентов – проверка выполнения юридическим лицом или индивидуальным предпринимателем требований технических регламентов к продукции, процессам производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации и принятия мер по результатам проверки.

Коэффициент готовности – вероятность того, что объект окажется работоспособным в произвольный момент времени, когда потребуется его применение по назначению.

Коэффициент использования мощности (производительности) – отношение математического ожидания рабочей мощности (производительности) объекта к его установленной мощности (производительности) за заданный период времени.

Коэффициент оперативной готовности – вероятность того, что объект, находясь в режиме ожидания, окажется работоспособным в произвольный момент времени и, начиная с этого момента будет работать безотказно в течение заданного интервала времени.

Коэффициент технического использования – отношение математического ожидания времени пребывания объекта в рабочем состоянии за некоторый период эксплуатации к продолжительности этого периода.

Критерий надежности – условия, в соответствии с которыми принимаются решения относительно надежности объекта.

Ложное срабатывание – отказ функционирования, заключающийся в срабатывании объекта при отсутствии требования срабатывания данного и других объектов.

Максимально доступная генерирующая мощность – часть установленной мощности объектов по производству электрической и тепловой энергии, за исключением мощности, не используемой для производства электрической и тепловой энергии по причине технической неисправности таких объектов.

Нагрузочный резерв – часть оперативного резерва объекта, предназначенная для компенсации случайных и непредвиденных увеличений потребления продукции.

Надежность – свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования.

Назначенный ресурс – суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его состояния.

Наработка – продолжительность или объем работы объекта.

Наработка на отказ – отношение наработки восстанавливаемого объекта к математическому ожиданию числа его отказов в течение этой наработки.

Независимый отказ работоспособности – отказ работоспособности, не обусловленный отказами других объектов.

Неработоспособное состояние (неработоспособность) – состояние объекта, при котором он не способен выполнять все заданные функции.

Нерабочее состояние – состояние объекта, при котором он не выполняет все заданные функции.

Неустойчивый отказ работоспособности – отказ работоспособности, для восстановления которой требуется только отключение или изменение режима работы объекта без его ремонта.

Номинальная мощность, номинальная производительность – максимально длительно допустимое значение мощности (производительности) объекта при расчетных (проектных) условиях его работы.

Нормальный режим – рабочее состояние объекта, при котором обеспечиваются значения заданных параметров режима работы и резервирования в установленных пределах.

Нормируемый показатель надежности – показатель надежности, значение которого устанавливается нормативно-технической документацией.

Общее резервирование – резервирование, при котором резервируется объект в целом.

Оперативный резерв – часть резерва мощности (производительности) объекта, предназначенная для компенсации небаланса между производством и потреблением продукции, вызванного отказами элементов объекта, случайным и непредвиденным увеличением потребления продукции.

Оптовый рынок электрической энергии (мощности) – (далее оптовый рынок) – сфера обращения особого товара – электрической энергии (мощности) в рамках Единой энергетической системы России в границах единого экономического

пространства Российской Федерации с участием крупных производителей и крупных покупателей электрической энергии, получивших статус субъекта оптового рынка и действующих на основе правил оптового рынка, утверждаемых в соответствии с настоящим Федеральным законом Правительства Российской Федерации. Критерии отнесения производителей и покупателей электрической энергии к категории крупных производителей и крупных показателей устанавливаются Правительством Российской Федерации.

Отказ работоспособности – событие, заключающееся в переходе объекта с одного уровня работоспособности на другой, более низкий.

Отказ срабатывания – отказ функционирования, заключающийся в невыполнении объектом требуемого срабатывания.

Отказ функционирования – событие, заключающееся в переходе объекта с одного относительного уровня функционирования на другой, более низкий.

Оценка соответствия – прямое или косвенное определение соблюдения требований, предъявляемых объекту.

Параметр потока отказов – предел отношения вероятности отказа объекта на интервале времени или наработки непосредственно после данного момента времени к продолжительности этого интервала при его неограниченном уменьшении.

Подтверждение соответствия – документальное удостоверение соответствия продукции или иных объектов, процессов производства эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения работ или оказания услуг требова-

ниям технических регламентов, положениям стандартов или условиям договоров.

Показатель надежности – количественная характеристика одного или нескольких свойств, составляющих надежность объекта.

Полностью работоспособное состояние – работоспособное состояние объекта, при котором он способен выполнять все заданные функции в полном объеме.

Полностью рабочее состояние – рабочее состояние объекта, при котором он выполняет все заданные функции в полном объеме.

Полный отказ работоспособности – отказ работоспособности, приводящий объект в нерабочее состояние.

Полный отказ функционирования – отказ функционирования, приводящий объект в нерабочее состояние.

Послеаварийный режим – рабочее состояние объекта, в котором он находится в результате отказа его элементов после локализации отказа до установления заданного режима.

Постепенный отказ работоспособности – отказ работоспособности, характеризующийся постепенным снижением уровня работоспособности объекта.

Постепенный отказ функционирования – отказ функционирования, характеризующийся постепенным снижением относительного уровня функционирования объекта.

Постоянное резервирование – резервирование, при котором резервные элементы участвуют в функционировании объекта наравне с основными.

Потребители электрической и тепловой энергии – лица, приобретающие электрическую и тепловую энергию для собственных бытовых и (или) производственных нужд.

Предельное состояние – состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация должна быть прекращена из-за неустранимого нарушения требований безопасности, или неустранимого снижения уровня работоспособности, или недопустимого снижения эффективности эксплуатации.

Пропускная способность – максимально длительно допустимое значение мощности (производительности) объекта, которое может быть обеспечено при данных условиях работы системы.

Работоспособное состояние (работоспособность) – состояние объекта, при котором он способен выполнять все или часть заданных функций в полном или частичном объеме.

Рабочая генерирующая мощность – часть максимально доступной мощности объектов по производству электрической и тепловой энергии, за исключением мощности объектов электроэнергетики, выведенных в установленном порядке в ремонт и из эксплуатации.

Рабочая мощность, рабочая производительность – располагаемая мощность (производительность) объекта, уменьшенная на значение располагаемой мощности его элементов, находящихся в состояниях предупредительного и аварийного ремонта или аварийного и зависимого простоя.

Рабочее состояние – состояние объекта, при котором он выполняет все или часть заданных функций в полном или частичном объеме.

Раздельное резервирование – резервирование, при котором резервируются отдельные элементы объекта или их группы.

Располагаемая мощность, располагаемая производительность – установленная мощность (производительность) объекта, уменьшенная из-за несоответствия мощностей (производительностей) последовательно включенных его элементов.

Режимная управляемость – свойство объекта поддерживать нормальный режим посредством управления.

Резерв мощности, резерв производительности – разность между располагаемой мощностью объекта и его нагрузкой в данный момент времени при допускаемых значениях параметров режима и показателях качества продукции (ремонтный, оперативный, аварийный, нагрузочный, эксплуатационный, технологический).

Резервирование – повышение надежности объекта введением избыточности.

Резервное состояние – рабочее состояние объекта, при котором он осуществляет резервирование других объектов.

Ремонтный режим – рабочее состояние объекта, при котором часть его элементов находится в состоянии предупредительного или аварийного ремонта.

Ремонтный резерв – часть резерва мощности (производительности) объекта, предназначенная для компенсации потери его мощности (производительности), вызванной предупредительным ремонтом.

Ремонтопригодность – свойство приспособленности к предупреждению и обнаружению причин возникновения его отказов, повреждений и устранению их последствий путем проведения технического обслуживания и ремонта.

Риск – вероятность причинения вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей

среде, жизни или здоровью животных и растений с учетом тяжести этого вреда.

Розничные рынки электрической энергии – (далее – розничные рынки) – сфера обращения электрической энергии вне оптового рынка с участием потребителей электрической энергии.

Система энергетики – открытая человеко-машинная система, предназначенная для добычи (производства, получения), переработки (преобразования), передачи, хранения и распределения соответствующей продукции и снабжения потребителей этой продукцией.

Состояние аварийного ремонта – нерабочее состояние объекта, при котором ведутся работы по восстановлению его трудоспособности, нарушенной в результате отказа элементов объекта.

Состояние нагруженного резерва – резервное состояние объекта, при котором он находится в работе.

Состояние ненагруженного резерва – резервное состояние объекта, при котором он не находится в работе.

Состояние предупредительного ремонта – нерабочее состояние объекта, при котором ведутся работы по выявлению, предупреждению и устранению его неисправностей, которые могут привести к отказу объекта.

Сохраняемость – свойство объекта непрерывно сохранять исправное или только работоспособное состояние в течение и после хранения и (или) транспортирования.

Среднее время восстановления – математическое ожидание времени восстановления объекта.

Среднее время локализации отказа функционирования – математическое ожидание величины периода времени от момента отказа функционирования до момента локализации отказа функционирования объекта.

Средний недоотпуск продукции – математическое ожидание количества продукции, недоотпущенной потребителям за заданный период времени.

Средний параметр потока отказов – отношение математического ожидания числа отказов объекта за заданный интервал времени или наработки к продолжительности этого интервала.

Средний ресурс – математическое ожидание ресурса.

Средний срок службы – математическое ожидание срока службы.

Средняя наработка на отказ – математическое ожидание наработки объекта до первого отказа.

Срок службы – календарная продолжительность эксплуатации объекта от ее начала или ее возобновления после предупредительного ремонта до наступления предельного состояния объекта.

Стандарт – документ, в котором в целях добровольного многократного использования устанавливаются характеристики продукции, правила осуществления и характеристики процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнения или оказания услуг.

Структура системы энергетики – состав элементов системы энергетики, их взаимосвязи и соотношение видов продукции, запасов энергоносителя, мощностей (производительностей) и пропускных способностей ее элементов в цепи добычи (производства, получения), переработки (преобразования), передачи, хранения и распределения соответствующей продукции.

Структурное резервирование – резервирование, предусматривающее использование избыточных элементов структуры объекта.

Субъекты оптового рынка – юридические лица, получившие в установленном настоящим Федеральным законом порядке право участвовать в отношениях, связанных с обращением электрической энергии на оптовом рынке, в соответствии с утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами оптового рынка.

Субъекты электроэнергетики – лица, осуществляющие деятельность в сфере электроэнергетики, в том числе производство электрической и тепловой энергии, энергоснабжение потребителей, предоставление услуг по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электрической энергии, организацию купли-продажи электрической энергии.

Территориальная сетевая компания – коммерческая организация, оказывающая услуги по передаче электрической энергии с использованием объектов электросетевого хозяйства, не относящихся к единой национальной (общероссийской) электрической сети.

Технический регламент – документ, который принят международным договором Российской Федерации, ратифицированным в порядке, установленном законодательством Российской Федерации, или федеральным законом, или указом Президента Российской Федерации, или постановлением Правительства Российской Федерации и устанавливает обязательные для применения и исполнения требования к объектам технического регулирования (продукции, в том числе здани-

ям, строениям и сооружениям, процессам производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации).

Технический ресурс – наработка от начала эксплуатации объекта или ее возобновление после предупредительного ремонта до наступления предельного состояния объекта.

Техническое регулирование – правовое регулирование отношений в области установления, применения и исполнения обязательных требований к продукции, процессам производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, а также в области установления и применения на добровольной основе требований к продукции, процессам производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации, выполнению работ или оказанию услуг и правовое регулирование отношений в области оценки соответствия.

Технологический резерв – резерв мощности (производительности) и (или) резерв продукции потребителя, который может быть использован для предотвращения нарушения, уменьшения объема нарушения или обеспечения безаварийного прекращения технологического процесса потребителя при нарушении его снабжения.

Удельный ущерб – ущерб, отнесенный к единице недоотпущенной продукции либо к единице ограничиваемой мощности (производительности), либо к единице времени.

Установленная генерирующая мощность – мощность объектов по производству электрической и тепловой энергии на момент введения в эксплуатацию соответствующего генерирующего объекта.

Установленная мощность, установленная производительность – сумма номинальных мощностей (производительностей) рассматриваемой совокупности элементов объекта.

Устойчивоспособность – свойство объекта непрерывно сохранять устойчивость в течение некоторого времени.

Устойчивый отказ работоспособности – отказ работоспособности, для восстановления которой требуется ремонт объекта.

Утяжеленный режим – рабочее состояние объекта, при котором независимо от значения заданных параметров режима работы не обеспечивается резервирование в установленных пределах.

Ущерб (средний) – математическое ожидание ущерба, приходящегося на один отказ объекта.

Ущерб от ненадежности – народнохозяйственные убытки, вызванные ненадежностью объекта энергетики, а также связанные с ней экологическими нарушениями.

Фиксированное резервирование – резервирование замещением, при котором функции группы основных элементов объекта могут выполняться одним или несколькими резервными элементами, каждый из которых может заменить только определенный отказавший основной элемент в данной группе.

Функциональное резервирование – резервирование, предусматривающее использование способности элементов выполнять дополнительные функции.

Частично работоспособное состояние – работоспособное состояние объекта, при котором он способен выполнять часть заданных функций в полном или частичном объеме или все заданные функции, но при этом хотя бы одну из них в частичном объеме.

Частично рабочее состояние – рабочее состояние объекта, при котором он выполняет часть заданных функций в полном

или частичном объеме или все заданные функции, но при этом хотя бы одну из них в частичном объеме.

Частичный отказ работоспособности – отказ работоспособности, приводящий объект в частично работоспособное состояние.

Частичный отказ функционирования – отказ функционирования, приводящий объект в частично работающее состояние.

Эксплуатационный резерв – разность между рабочей мощностью (производительностью) объекта и его нагрузкой в данный момент времени при допускаемых значениях параметров режима его работы и показаниях качества продукции.

Электроэнергетика – отрасль экономики Российской Федерации, включающая в себя комплекс экономических отношений, возникающих в процессе производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии), передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, сбыта и потребления электрической энергии с использованием производственных и иных имущественных объектов (в том числе входящих в Единую энергетическую системы России), принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики или иным лицам. Электроэнергетика является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения.

Энергосбытовые организации – организации, осуществляющие в качестве основного вида деятельности продажу другим лицам произведённой или приобретённой электрической энергии.

РЕКОМЕНДУЕМЫЕ ТЕМЫ РЕФЕРАТОВ

1. Современные генерирующие компании – основа электроэнергетики России.
2. Тепловые электростанции России: от ГОЭРЛО до наших дней.
3. Надежность совместного производства электрической и тепловой энергии.
4. Место и роль ТЭЦ в обеспечении надежного энергоснабжения потребителей.
5. Показатели надежности работы энергетического оборудования.
6. Коэффициент готовности современной электростанции.
7. Энергетическая безопасность страны.
8. Проектные технологии обеспечения надежности энергоснабжения.
9. Технология обеспечения надежности оборудования при эксплуатации.
10. Информационные технологии обеспечения надежности работы электростанции.
11. Как расследуются аварии.
12. Виновники аварии. Расследование и наказание.
13. Резервирование в обеспечении надежности.
14. Надежность и резервирование. Экономические аспекты.
15. Технология расчета надежности тепловой схемы.
16. Недоотпуск энергии. Экономические последствия.
17. Почему коэффициент готовности оценивают вероятностными мерами.
18. Ремонтная политика электростанции.
19. Изменение надежности при эксплуатации оборудования.
20. Наработка и износ. Понятия и оценки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС: Учеб. пособие для теплоэнергетических и энергомашиностроительных вузов / Г. П. Гладышев, Р.З.Аминов, В.З.Гуревич и др.; Под ред. А. И. Андрющенко. -М.: Высш.шк. 1991.-303с.: ил.

2. Клемин А. И. Надежность ядерных энергетических установок: Основы расчета. – М.: Энергоатомиздат,1987. – 344с.: ил. (Надежность и качество)

3. Беляев С.А. Надежность оборудования АЭС. Учеб. пособие. – Томск. Изд-во ТПИ.,1986. –79с.

4. Надежность систем энергетики. Терминология. Выпуск 95. – М.: Наука, 1980. -43 с.

5. Надежность систем энергетики.: достижения, проблемы, перспективы. / Ковалев В. В. Сеннова Е. В., Чельцов М. Б. и др. / Под ред. Воропая Н.И. – Новосибирск, Наука, СП РАН, 1999. -434 с.

6. Китушин В. Г. Надежность энергетических систем Учеб. пособие. – М.: Высш.шк. 1984. -256с.

7. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем - М.: Энергоатомиздат. 1984. -200с.

8. ГОСТ 13377 – 75 Надежность в технике. Термины и определения. - М.: 1975

9. Руденко Ю. Н., Ушаков И. А. Надежность систем энергетики. - М.: Энергия. 1986. -252с.

10. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. Госгортехнадзор РФ №88 от 11. 06. 2003., 174 с.

11. Ноздренко Г. В. , Зыков В. В. Надежность теплообородувания ТЭС: учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 1996. – 72 с.

12. Трубицын В. И., Галиев И. Ф. Сборник упражнений по курсу «Надежность электростанций» - М.: Изд-во МЭИ, 1991. - 62 с.

13. Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей. - М.: Энергосервис, 2001. - 31 с.

14. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. Госгортехнадзор РФ №45 от 18. 07. 1994., 120 с. (РД – 03 – 94).

15. Правила технической эксплуатации тепловых энергоустановок. Минэнерго РФ. Пр. №115 от 24.03.2003, 100 с.

16. Правила работы с персоналом в организациях электроэнергетики РФ. Минтопэнерго РФ. Пр. № 49 от 19. 02. 2000.

17. Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей. Минтопэнерго РФ, 2000 г.

18. Технико-экономические нормативы планово-предупредительного ремонта энергоблоков 150-800 МВт. Минтопэнерго РФ, 2000 г.

19. Остройковский В.А. Математические методы теории надежности (конспект лекций). Обнинск, 1988 – 85 с.

20. Инструкция по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях. – Новосибирск: Сиб. унив. изд-во, 2008. – 53 с.

21. Нормы технологического проектирования тепловых электрических станций (ВНТП – Т – 88). М.:-217 с.

22. Типовая инструкция по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций (РД 10.577.03).

23. Методика определения возможности эксплуатации с трещинами и выборками литых корпусных деталей турбин под давлением пара 9 МПа. (РД 153-34.1-17.458-98).

24. Методические указания о порядке проведения работ при оценке индивидуального ресурса паровых турбин и продления срока их эксплуатации сверх паркового ресурса. (РД 34.17.440-96).

25. Сборник задач по курсу «Теория надежности». Коллектив авторов. М.: Изд-во МЭИ. 1980 – 98 с.

26. Положение о порядке установления сроков дальнейшей эксплуатации элементов котлов, турбин и паропроводов, работающих при температуре 450 ºС и выше/ Г.П. Гладышев и др. М.: 1984 – 27 с.

27. Производственная эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования (Справочник)/ Колпачков В.И., Яцура А.И./ - М.: Энергосервис, 1999. – 438 с.

28. Федотова Г.А., Труфанов В.В. Анализ современного состояния оборудования электростанций России // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Киев: Знания, 1995. – Вып. 47 с. 6-13.

Оглавление

Предисловие ... 3
Введение ... 4
1. Отказы и повреждения оборудования тэс ... 9
1.1. Крупные аварии в электроэнергетике ... 9
1.2. Отказы в работе котлов ... 13
1.3. Отказы в работе турбин ... 26
1.4. Отказы вспомогательного оборудования и систем регулирования ... 39
2. Информационное обеспечение управления надежностью 43
2.1. Технологические нарушения ... 44
2.2. Расследование технологических нарушений ... 47
2.3. Форма акта расследования ... 52
3. Теоретическая надежность технических систем ... 62
3.1. Безотказность объектов ... 62
3.2. Надежность восстанавливаемых объектов ... 67
3.3. Показатели долговечности объекта ... 69
3.4. Ремонтопригодность ... 69
3.5. Характеристики восстановления ... 70
3.6. Комплексные показатели надежности ... 71
3.7. Элементы теории вероятностей для расчетов показателей надежности ... 76
4. Расчеты показателей надежности тепловых схем тэс ... 94
4.1. Расчеты надежности схем ... 94
4.2. Расчеты ресурса и срока службы ... 106
5. Обеспечение надежности средствами организации эксплуатации электрических станций ... 117
5.1. Приемка в эксплуатацию ... 118
5.2. Персонал ... 121
5.3. Технический контроль ... 122

5.4. Паровые и водогрейные котельные установки 124
5.5. Паротурбинные установки 124
5.6. Блочные установки тэс 132
5.7. Трубопроводы и арматура.....136
5.8. Секционные теплофикационные установки.....139
5.9. Тепловые сети 141
5.10. Организация ремонтно-эксплуатационного обслуживания 146
6. Обеспечение надежности в проектных решениях.....170
6.1. Котлоагрегаты 170
6.2. Золоулавливание 176
6.3. Турбинное отделение.....176
6.4. Противопожарные меры.....186
6.5. Теплоснабжение 190
Терминология.....198
Рекомендуемые темы рефератов.....214
Литература.....215

Сергей Александрович Беляев
Валерий Владимирович Литвак
Сергей Сергеевич Солод

НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

Учебное пособие

Редактор *Т.С. Портнова*
Дизайн, верстка *Д.В. Фортес*

К-ОКП ОК-005-93, код продукции 954240

Изд. лиц. ИД № 04000 от 12.02.2001. Подписано к печати 15.05.2008.
Формат 60 × 84 $^{1}/_{16}$. Бумага офсетная. Печать офсетная. Гарнитура «Таймс».
Усл. п. л. 12,56. Уч.-изд. л. 14,06. Тираж 500 экз. Заказ № 5.

ООО «Издательство научно-технической литературы»
634050, Томск, пл. Ново-Соборная, 1, тел. (3822) 533-335

Отпечатано в типографии ЗАО «М-Принт», г. Томск, ул. Пролетарская, 38/1
Переплет ООО ИД «Экс Либрис», г. Томск, ул. Высоцкого, 28