



Горная КНИГА

Редакция «Энергетика»

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ

Председатель

Г.А. ФИЛИППОВ

действительный член РАН

Зам. председателя

Л.Х. ГИТИС

*директор
Издательства МГТУ*

Члены редсовета

Г.П. БЕРЛЯВСКИЙ

профессор

А.Ф. ДЬЯКОВ

чл.-корреспондент РАН

В.Г. КАНЦЕДАЛОВ

профессор

Л.И. КАНТОВИЧ

профессор

Э.С. СААКОВ

действительный член МЭА

В.Н. СКОРОБОГАТЫХ

действительный член МЭА

О.Н. ФАВОРСКИЙ

действительный член РАН

1

**А.Ф. ДЬЯКОВ
В.Г. КАНЦЕДАЛОВ
Г.П. БЕРЛЯВСКИЙ
Л.И. КАНТОВИЧ**

**УПРАВЛЕНИЕ
НАДЕЖНОСТЬЮ,
ДОЛГОВЕЧНОСТЬЮ
И БЕЗОПАСНОСТЬЮ
ЭНЕРГО-
ОБОРУДОВАНИЯ
ТЭС И АЭС**

*Под общей редакцией чл.-корр. РАН,
д-ра техн. наук, проф. А.Ф. Дьякова*



**МОСКВА
ИЗДАТЕЛЬСТВО «ГОРНАЯ КНИГА»
2008**



ЭНЕРГЕТИКА

УДК 621.311:622
ББК 31.16
Д 93

Книга соответствует «Гигиеническим требованиям к изданиям книжным для взрослых. СанПиН 1.2.1253--03», утвержденным Главным государственным санитарным врачом России 30 марта 2003 г. (ОСТ 29.124--94). Санитарно-эпидемиологическое заключение Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей № 77.99.60.953.Д.008501.07.07

Д 93 Дьяков А.Ф., Канцдалов В.Г., Берлявский Г.П., Кантович Л.И.
Управление надежностью, долговечностью и безопасностью энергооборудования ТЭС и АЭС / Под общ. ред. А.Ф. Дьякова. — М.: Издательство «Горная книга», 2008. — Т. 1. — 424 с.: ил.
ISBN 978-5-98672-100-2 (в пер.)

Освещены проблемы разработки и совершенствования классической теории надежности энергетических объектов. Даны уточнения ряда установившихся закономерностей, изложенных в теории механики разрушения тепломеханического оборудования электростанций, что позволяет основательнее выявлять процессы разупрочнения конструкций на микро-, макро- и мезоуровнях. Особое внимание уделено энергетическому оборудованию, эксплуатируемому на завершающей стадии выработки физического ресурса, удельный объем которого в общем энергобалансе страны составляет более 60 %.

А.Ф. Дьяков — чл.-корр. РАН, проф., д-р техн. наук; *В.Г. Канцдалов* — заместитель генерального директора НИИ «Прочность», проф., д-р техн. наук; *Г.П. Берлявский* — генеральный директор НИИ «Прочность», проф., д-р техн. наук; *Л.И. Кантович* — зав. кафедрой горных машин и оборудования, проф., д-р техн. наук (Московский государственный горный университет).

Для специалистов и студентов технических вузов, интересующихся вопросами надежности, долговечности и комплексной технической диагностики энергетического оборудования тепловых и атомных электростанций.

УДК 621.311:622
ББК 31.16

ISBN 978-5-98672-100-2

© А.Ф. Дьяков, В.Г. Канцдалов,
Г.П. Берлявский, Л.И. Кантович, 2008
© Издательство «Горная книга», 2008
© Дизайн книги. Издательство МГТУ, 2008

ВВЕДЕНИЕ

Среди современных тенденций, характеризующих научные подходы в области конструкционной прочности длительно работающего энергооборудования, можно выделить ряд особенностей, непосредственно относящихся к анализу состояния металла этого оборудования.

Первая особенность — это дифференциация и специализация процессов, протекающих в металле, с одной стороны, и идущая независимо и параллельно интеграция этих процессов — с другой, являющиеся объектом рассмотрения, казалось бы, разных областей знания. Такая особенность возникла в значительной мере потому, что металл энергооборудования, находящегося на стадии выработки физического ресурса, уже, по сути, находится в состоянии предразрушения, а само оборудование переходит в последнюю стадию эксплуатации, которая может колебаться в широких пределах. Первая особенность предопределяет изменения либо условий работы энергооборудования, либо условий проведения эксплуатационного контроля, чтобы обеспечить необходимый уровень его надежности, безопасности и долговечности. В данном случае необходимо дифференцировать все элементы энергоблока по степени воспринимаемых нагрузок и контролируемых характеристик металла, которые наиболее полно отражают меру истощения рабочего ресурса оборудования на завершающей стадии эксплуатации.

Вторая особенность развития науки в указанном направлении заключается в необходимости коренного пересмотра существующей системы технического диагностирования энергооборудования, поэтапного перехода к автоматизированным, непрерывным системам контроля и мониторинга, позволяющим постоянно получать текущую информацию обо всех изменениях, происходящих в металле под воздействием рабочих параметров пара, оперативно оценивать остаточный ресурс паропроводов и других конструктивных элементов тепловой схемы.

Третья особенность освещаемой проблемы касается ремонтно-профилактических и технологических мероприятий, способных оперативно регенерировать (восстанавливать) свойства металла износившихся узлов и деталей энергоблока, что позволяет получать существенный дополнительный рабочий ресурс. Это уже самостоятельная, обширная область знаний по комплексной восстановительной термообработке металла энергооборудования, требующая специального рассмотрения.

Еще одной особенностью интеграции науки в области обеспечения конструкционной прочности металла является соблюдение принципа совместимости объектов, критериев и времени их диагностирования с контрольно-диагностическим комплексом и системой ремонтно-профилактических работ по показателям их адаптации к самым сложным по форме конструктивным элементам, а также получение возможности иметь информацию о заданных критериях состояния металла в любом временном и температурном интервале.

Для завершающей стадии эксплуатации энергооборудования, как показывают предварительные результаты испытаний, характерно постепенное увеличение доли хрупких разрушений металла к разрушениям, возникающим при малоцикловой усталости (ползучести и релаксации), в том числе при изменении механических свойств металла (деформационное старение и т.п.). Циклическую долговечность металла в этом случае вычисляют на основе деформационно-кинетического критерия прочности, с учетом перераспределения циклических и односторонне накопленных деформаций, а также изменения во времени предельных пластических деформаций, определяющих деформационную способность (располагаемую пластичность) металла.

Однако, согласно последним исследованиям авторов настоящей монографии в данной области, многие закономерности, присущие монотонному накоплению микро- и макроповреждений, зачастую не адекватны вновь возникающим механизмам разупрочнения металла, в основе которых лежат пороговые изменения его свойств и качества.

Традиционное описание пластической деформации и разрушения твердых тел базируется на двух подходах: механике сплошной среды и теории дислокаций [1].

Механика сплошной среды объясняет поведение материала под нагрузкой с помощью интегральных характеристик среды (по И.А. Одингу, 1944). В рамках такого подхода внутренняя структура материала не учитывается (тензоры его напряжений и деформаций располагаются симметрично). Пластическая деформация материала вызывается только трансляционным движением его дефектов под действием напряжений. Кривая такого перемещения рассчитывается по деформационному упрочнению выше предела текучести материала.

Теория дислокации описывает (по Г. Хагену, 1991) [2] микроскопическое поведение деформируемого твердого тела. Изучение элементарных актов пластической деформации позволяет вскрыть механизмы зарождения пластических сдвигов и трещин, объяснить поведение дислокационных ансамблей и дать физическую интерпретацию феноменологических закономерностей механики сплошной среды.

С начала 1980-х годов в Институте физики прочности и материаловедения СО РАН развивается новое направление — физическая мезомеханика деформируемого твердого тела, в основу которого положена концепция структурных уровней деформации такого тела. Группой специалистов под руководством В.Е. Панина теоретически и экспериментально обоснован качественно иной элементарный акт пластической деформации — трансляционно-ротационный вихрь. Показано, что сдвиг в локальной области кристалла должен сопровождаться (при заданных граничных условиях) поворотом этой области. В мезомеханике носителем пластической деформации твердого тела должен быть объемный структурный элемент, движение которого включает органически взаимосвязанные трансляционную и поворотную моды деформации. Как следствие поворота структурных элементов, в деформацию вовлекается вся иерархия масштабов структурных уровней среды, самоорганизация которых может

быть корректно описана только на основе совместного рассмотрения трансляционных и поворотных мод деформации.

Мезомеханика такого поведения приводит к представлению о возникновении в деформируемом твердом теле вихревого механического поля, эволюция которого в ходе нагружения обуславливает органическую взаимосвязь пластической деформации и разрушения этого тела как двух последовательных стадий одного процесса. В развиваемом подходе разрушение твердого тела считается результатом поворотной моды его деформации. С подобных позиций удастся понять закономерности разрушения деформируемого твердого тела в самых различных условиях нагружения.

С синергетических позиций процесс развития, например трещины, в любом материале связан с последовательным усложнением реализуемых механизмов разрушения. В момент перехода от одного механизма к другому происходит отбор того механизма разрушения, который позволяет запасти в материале большее количество энергии при минимально возможном увеличении темпа роста трещины.

Наиболее наглядно данный принцип самоорганизации может быть проиллюстрирован на примере перехода от пластической деформации материала путем скольжения к его ротационной неустойчивости. Зарождение усталостной трещины связано с образованием множественных трещин, которые сливаются в одну в результате разрушения перемычек материала. Разрушение перемычки может происходить при сочетании его отрывов, а также вследствие вращения объемов материала. Этот последний акт разрушения наиболее энергоемок при распространении усталостной трещины, он приводит к формированию в материале сферических частиц.

Многопараметрическое воздействие при циклическом нагружении материала вызывает самоорганизованный переход от одного ведущего механизма поглощения энергии к другому не только сменой вида процесса пластической деформации, но и переходом от разрушения материала к его деформации. Такая

ситуация иллюстрирует влияние перегрузки на последующую задержку развития трещины в материале.

Применительно к металлу для получения общего представления о процессе его разрушения также важно понимать влияние производства энтропии на необратимость пластической деформации металла. В термодинамике необратимых процессов для этой цели используют локальные термодинамические потенциалы и метод Гиббса.

Согласно синергетическим представлениям о прочности и разрушении металлических материалов, названные локальные потенциалы зависят от множества параметров и условий их нагружения, которые будут рассмотрены в данной монографии.

ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ РАБОТЫ ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ РОССИИ

На конец 2002 г. в составе ЕЭС России параллельно работали шесть Объединенных энергосистем (ОЭС) — Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Северного Кавказа, Сибири, а также Янтарьэнерго. ОЭС Востока функционирует обособленно от ОЭС Сибири. Точки раздела по транзиту 220 кВ Читаэнерго — Амурэнерго устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса обоих энергообъединений*. Параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Балтии, Белоруссии, Закавказья, Казахстана.

К концу 2002 г. в ЕЭС России входило 69 энергосистем. Всего на территории Российской Федерации работает 78 энергосистем. Параллельно, но несинхронно с ЕЭС (через вставку постоянного тока) работает энергосистема Финляндии, входящая в энергообъединение энергосистем Скандинавии НОРДЕЛ. От сетей ЕЭС России осуществляется также электроснабжение потребителей Норвегии, Монголии, Китая.

Установленная мощность электростанций Российской Федерации на 01.01.2007 г. составила 211,8 тыс. МВт. По ЕЭС России установленная мощность электростанций достигла 198,4 тыс. МВт. Ввод новой мощности в 2006 г. на электростанциях Российской Федерации составил 1313,2 МВт, в том числе на электростанциях отрасли — 991,1 МВт, на электростанциях других министерств и ведомств — 322,1 МВт. Демонтировано оборудование электростанций отрасли суммарной мощностью 392,2 МВт, из них на электростанциях отрасли — 311,6 МВт.

* Приводимые в работе данные для ЕЭС России включают в себя показатели по шести параллельно работающим ОЭС и энергосистеме Янтарьэнерго. Данные по ОЭС Востока включают в себя параллельно работающие энергосистемы, а также отдельно работающие энергосистемы и энергоузлы.

Потери электроэнергии на ее транспорт в электрических сетях Российской Федерации составили 12,75 % от отпуска электроэнергии в сеть, в том числе потери в сетях РАО «ЕЭС России» — 10,83 % от общих потерь.

План вывода в ремонт основного генерирующего оборудования ТЭС и ГЭС по отрасли в 2006 г. составил 41718 МВт. Фактический объем выведенного в ремонт оборудования — 41 368 МВт.

Выработка электроэнергии электростанциями Российской Федерации в 2006 г. составила 977,4 млрд кВт·ч, в том числе электростанциями отрасли — 776,8 млрд кВт·ч. Выработка электроэнергии электростанциями ГЭС России — 933,1 млрд кВт·ч (прирост к 2005 г. — 4,7 %), в том числе ТЭС — 621,1 млрд кВт·ч (прирост 6,0 %); ГЭС — 157,1 млрд кВт·ч (снижение 0,5 %); АЭС — 154,9 млрд кВт·ч (прирост 4,8 %).

Потребление электроэнергии по России (без изолированных энергосистем) в 2008 г. ожидается на уровне 986,3 млрд кВт·ч. С учетом экспорта электроэнергии в дальнее зарубежье и перетока в энергосистемы стран СНГ и Балтии выработка электроэнергии на электростанциях должна составить 9987 млрд кВт·ч.

Уровни электропотребления по отдельным ОЭС, а также соответствующие им собственные максимумы потребления и ожидаемые значения рабочих мощностей электростанций в 2008 г. приведены в табл. 1.

Таблица 1

Энергообъединение	Потребление электроэнергии, млрд кВт·ч	Собственный максимум потребляемой мощности, тыс. МВт	Рабочая мощность электростанций, тыс. МВт
ОЭС Центра	242,3	41,3	47,0
Северо-Запада	90,2	13,7	15,4
Средней Волги	87,1	14,5	18,8
Урала	256,5	36,3	35,6
Юга	79,0	13,8	13,3
Сибири	203,6	32,6	32,1
Всего по ЕЭС России	958,7	150,2 (152,2)	161,4
Востока	27,6	5,0	6,4

Суммарный максимум потребляемой мощности по объединенным энергосистемам с ОЭС Востока составит 157,2 тыс. МВт, а по ЕЭС России — 152,2 тыс. МВт. Совмещенный максимум потребляемой мощности по ЕЭС России — 150,2 тыс. МВт.

Основные показатели работы ЕЭС России в целом и по отдельным энергообъединениям приведены в табл. 2.

В табл. 3 представлены данные по располагаемой мощности электростанций отрасли и электростанций других министерств и ведомств.

Структура ввода новой мощности на электростанциях отрасли приведена в табл. 4.

В табл. 5 дана характеристика энергоагрегатов, введенных в работу в 2006 г., на электростанциях отрасли.

На начало 2001 г. 13 ГЭС отрасли имели установленную мощность 1 тыс. МВт и более, в том числе 6 ГЭС — 2 тыс. МВт и более. Суммарная мощность этих ГЭС 34272 МВт и 25787 МВт, или 77,8 % и 58,5 % от мощности всех ГЭС отрасли соответственно.

На рис. 1 приведены некоторые технико-экономические показатели отрасли, из которых видна динамика износа действующего энергооборудования, динамика фактического и прогнозного электропотребления, а также динамика ввода новых генерирующих мощностей.

На рис. 2 представлены возрастная структура энергооборудования ТЭС и существующие схемы реализации программ реновации и внедрения современных технологий.

Из приведенного выше материала следует, что энергетическая отрасль пока еще справляется с поставленными задачами, однако анализ фактических данных о степени износа и ввод нового энергооборудования свидетельствуют о том, что в ближайшем будущем возможны серьезные проблемы, связанные с повышенной его повреждаемостью и нехваткой генерирующих мощностей по отдельным регионам.

Таблица 2

Показатель	ЕЭС России	Энергообъединение						Изолированно работающие Таймырэнерго, Камчатскэнер- го, Магаданэнерго, Сахалин- энерго, Якутскэнерго	Всего
		Центра	Средней Волги	Урала	Северо- Запада	Юга	Сибирь	Восто- ка**	
Установленная мощ- ность на 01.01.2007 г., тыс. МВт*	198,447	48,812	23,940	42,602	20,999	16,150	45,945	8,181	211,844
Прирост к 2006 г., %	0,6	0,05	0,1	0,9	3,0	0,04	0,2	2,3	0,6
Нагрузка ЭС на макси- мум января 2006 г., тыс. МВт	146,442	40,286	16,851	35,143	13,731	11,661	28,770	4,912	153,2
Прирост к максимуму 2005 г., %	6,6	9,1	13,5	6,0	4,6	2,0	3,0	0	6,8
Располагаемая мощность ЭС на максимум января 2006 г., тыс. МВт	181,222	47,527	21,281	39,594	18,457	14,449	39,915	7,200	—
Прирост к максимуму 2005 г., %	1,5	2,7	3,9	-1,2	5,1	-0,6	0,9	-5,2	—
Выработка ЭЭ, млрд кВт·ч	933,097	241,375	102,805	235,722	91,551	69,023	192,621	28,142	977,443
Прирост к 2005 г., %	4,7	7,1	1,0	6,7	4,4	-1,0	3,5	0,9	4,8
Потребление ЭЭ, млрд кВт·ч	918,876	234,658	83,975	241,704	87,003	76,424	195,113	27,499	962,778
Прирост к 2005 г., %	4,3	4,1	4,2	6,0	3,9	4,0	2,8	0,7	4,2

* С учетом электростанций других министерств и ведомств.

** Без изолированно работающих энергосистем.

Установленная мощность различного типа электростанций России

Энергообъединение	Всего*	Число электростанций отрасли													
		ТЭС							ГЭС						
		Всего*	2000 МВт и выше	1000— 1999 МВт	600— 999 МВт	100— 599 МВт	10— 99 МВт	5—9 МВт	Всего*	2000 МВт и выше	1000— 1999 МВт	600— 999 МВт	100— 599 МВт	10— 99 МВт	5—9 МВт
ЕЭС РОССИИ	559	276	13	24	15	138	73	13	83	2	10	1	21	44	5
ОЭС Центра	132	75	3	8	6	32	23	3	4	—	1	—	3	—	—
Средней Волги	49	33	1	2	2	21	5	2	4	1	3	—	—	—	—
Урала	98	64	6	4	2	32	19	1	7	—	1	—	2	3	1
Северо-Запада	105	30	1	1	1	18	7	2	35	—	—	—	9	25	1
Юга	88	21	2	1	1	9	7	1	26	1	1	—	5	16	3
Сибири	87	53	—	8	3	26	12	4	7	—	4	1	2	—	—
Востока**	17	14	—	1	—	11	2	—	2	—	2	—	—	—	—
Изолированно работающая Таймырэнерго	2	0	—	—	—	—	—	—	2	—	—	—	1	1	—
ВСЕГО	578	290	13	25	15	149	75	13	87	2	12	1	22	45	5

Энергообъединение	Всего*	Число электростанций других министерств и ведомств							ГЭС
		ТЭС + АЭС							
		Всего*	2000 МВт и выше	1000—1999 МВт	600—999 МВт	100—599 МВт	10—99 МВт	5—9 МВт	
ЕЭС РОССИИ	559	192	5	3	7	16	127	34	8
ОЭС Центра	132	49	3	1	—	8	32	5	4
Средней Волги	49	12	1	—	—	—	6	5	—
Урала	98	26	—	—	7	—	18	1	1
Северо-Запада	105	40	1	1	—	4	30	4	—
Юга	88	39	—	1	—	—	24	14	2
Сибири	87	26	—	—	—	4	17	5	1
Востока**	17	1	—	—	—	—	—	1	—
Изолированно работающая Таймырэнерго	2	0	—	—	—	—	—	—	—
ВСЕГО	578	193	5	3	7	16	127	35	8

* Электростанции мощностью 5 МВт и выше.
* Без изолированно работающих энергосистем.

* Электростанции мощностью 5 МВт и выше.

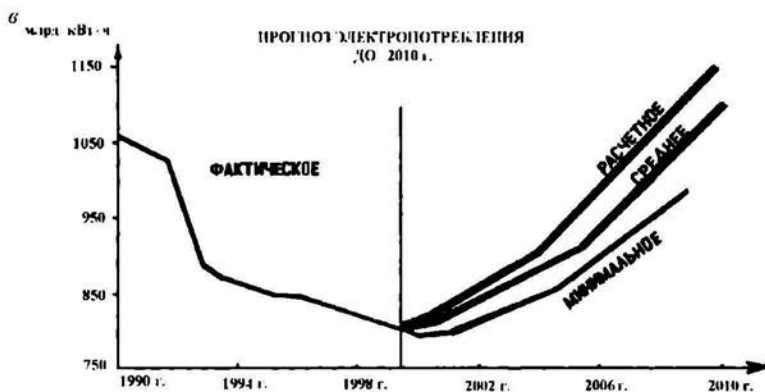
* Без изолированно работающих энергосистем.

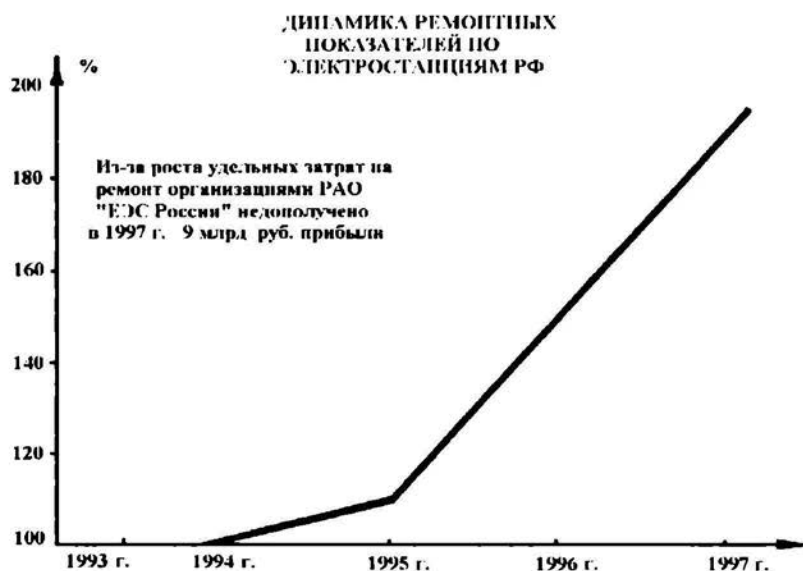
Таблица 4

Оборудование	Ввод новой мощности, МВт/%		
	2004 г.	2005 г.	2006 г.
ВСЕГО	740,4/100	1695,5/100	991,145/100
Конденсационные энергоблоки 24 МПа			
Теплофикационные агрегаты 13 МПа	180,0/24,3	255,0/15,0	360,0/36,3
Теплофикационные агрегаты 9 МПа	30,0/4,05	4,0/0,24	12,0/1,2
Прочие ТЭС	66,0/8,9	26,0/1,5	78,5/7,9
ГЭС	345,7/46,7	336,5/19,8	0,6/0,1
ПГУ, ГТУ	84,0/11,35	1068/63,0	510,0/51,5
Прочее оборудование (ДЭС—ГПА) ВЭС	34,65/4,7	5,989/0,35	30,045/3,0

Таблица 5

Электростанция отрасли	Станционный номер	Марка турбины	Установленная мощность, МВт
ОЭС Средней Волги			50
Казанская ТЭЦ-1	№ 1—2	ГТУ-НК-37	50
ОЭС УРАЛА			268,5
ГТУШакша	№ 1	ГТЭ-10/95БМ	10
Медногорская ТЭЦ	№ 1	ТГ-3,5/6,3 Р12/1,2	3,5
	№ 2	АГТ-10М	10
Березниковская ТЭЦ-2	№ 3	ПТ-29/35-3,4/1,0	30
Закамская ТЭЦ-5	№ 3	ПТ-29/35-3,4/1,0	35
Челябинская ТЭЦ-3	№ 2	Т-180/210-130-1	180
ОЭС СЕВЕРО-ЗАПАДА			630,033
Северо-Западная ТЭЦ	№ 2	ПГУ	450
Правобережная ТЭЦ	№ 1	Т-180/210-130-1	180
ДЭС Коми			0,033
ОЭС ЮГА			0,6
Агульская ТЭС	№ 1	РО-230-Г-50	0,6
ОЭС СИБИРИ			12
Кузнецкая ТЭЦ	№ 12	Р-12-88	12
Изолированно работающие энергосистемы			30,012
Паужетская ТЭС			6,0
ДЭС «Якутскэнерго»			24,012



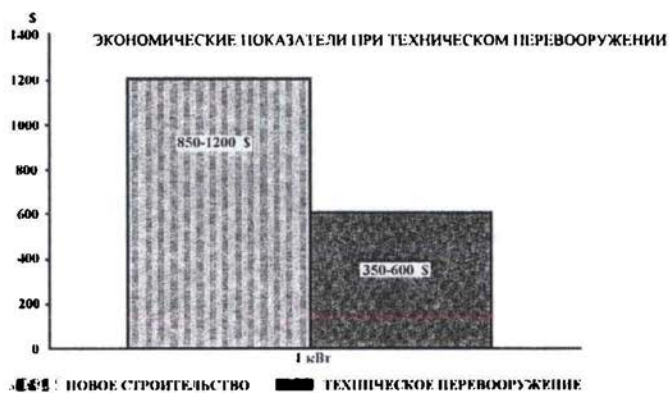
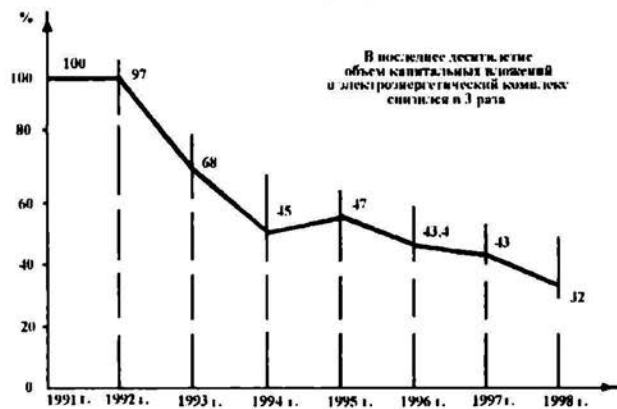


ИЗНОС ОСНОВНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ФОНДОВ

ЭНЕРГОСИСТЕМА	Стоимость основных производственных фондов (ОПФ), тыс.руб. на 01.01.1999 г.			
	Первоначальная стоимость ОПФ	Величина износа по всем периодам эксплуатации	% износа	Остаточная стоимость
ЦЕНТРЭНЕРГО	76323111	40244864	52,8	35987247
СЕВЗАПЭНЕРГО	57762059	30068149	52,0	27693910
ВОЛГАЭНЕРГО	43312260	22336595	51,6	20975665
ЮЖЭНЕРГО	34513041	18445313	53,4	16067728
УРАЛЭНЕРГО	118931315	61035799	51,3	57895516
СИБИРЬЭНЕРГО	76024406	40901593	53,8	35122813
ВОСТОКЭНЕРГО	42190945	20435126	48,4	21755819
РАО "ЕЭС РОССИИ"	448966137	233467439	52,0	215498698

Рис. 1. Некоторые технико-экономические показатели электроэнергетической отрасли

ДИНАМИКА КАПИТАЛЬНЫХ ВЛОЖЕНИЙ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС (по сопоставимым ценам)



Окончание рис. 1

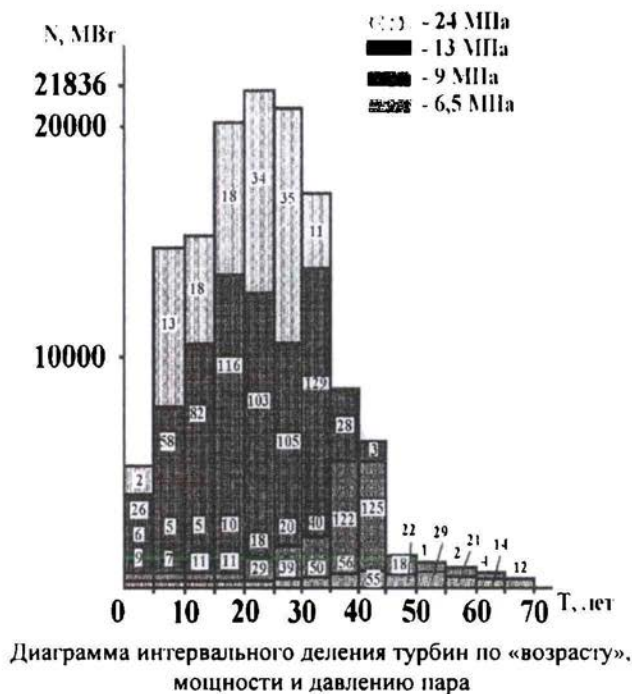


Диаграмма интервального деления турбин по «возрасту», мощности и давлению пара

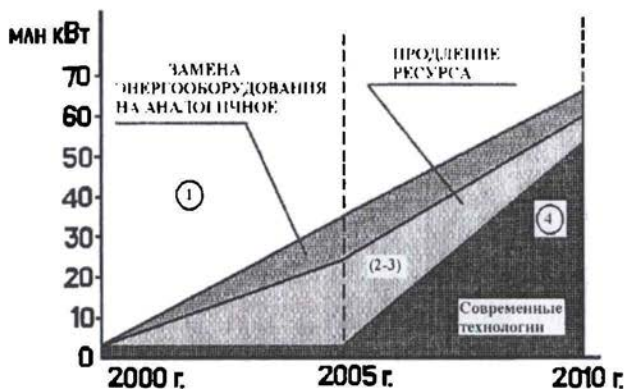


Схема реализации программы реновации энергооборудования

Рис. 2. Возрастная структура энергооборудования ТЭС, схемы реализации программ реновации и внедрения современных технологий

Генеральный план развития электроэнергетики до 2020 г.

Правительством РФ был принят за основу проект Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики до 2020 г. Схема была презентована в начале апреля 2007 г. Минпромэнерго и РАО «ЕЭС России». Суммарный объем инвестиций в развитие отрасли до 2020 г. составит 524 млрд руб.

Основными направлениями развития энергетики до 2020 г. должны быть ввод современных угольных энергоблоков с высоким КПД, замена газовых установок более эффективными парогазовыми установками (ПГУ), а также активное строительство гидро- и атомных электростанций.

В целом в основе схемы лежит базовый прогноз по электропотреблению, предполагающий средний прирост на 4,1% в год. Согласно ему к 2015 г. электропотребление увеличится до 1 трлн 426 млрд кВт·ч (с возможностью роста до 1 трлн 600 млрд кВт·ч), а в 2020 г. уровень электропотребления в России прогнозируется на уровне 1 трлн 710 млрд кВт·ч.

При принятых уровнях и режимах электропотребления суммарный максимум нагрузки по России в базовом варианте возрастет к 2020 г. на 106,9 ГВт и составит 257,6 ГВт. Таким образом, для принятого базового варианта спроса на электроэнергию потребность в установленной мощности электростанций России должна составить 258 ГВт в 2010 г., 302 ГВт — в 2015 г. и 349 ГВт — в 2020 г.

Согласно базовому проекту к этому сроку предусматривается вывод из эксплуатации 49 ГВт генерирующих мощностей, отработавших свой ресурс, в том числе 45,3 ГВт на ТЭС и 3,7 ГВт на АЭС; все действующие ГЭС сохраняются в эксплуатации. С учетом этого потребность во вводах генмощностей, включая вводы для замены на существующих электростанциях, на 2006—2020 гг. в целом по России составит 180 ГВт.

В 2006—2020 гг. будет введено 78,2 ГВт мощности газовой генерации при выводе 39,9 ГВт; 21,6 ГВт установленной мощности ГЭС; 47,5 ГВт установленной мощности ТЭС на угле; 32,3 ГВт установленной мощности АЭС. При этом доля га-

зовой генерации к 2020 г. в общей выработке должна снизиться с 43 до 35 %, а в структуре установленной мощности — сократиться с 41 до 36 %. Как указывается в схеме, наряду с сокращением доли газовой генерации к 2020 г. существенно (с 23 до 31 %) увеличится доля выработки угольной генерации, сектор атомной генерации вырастет с 16 до 20 %. Предполагается, что к этому сроку установленная мощность атомных электростанций вырастет в 2,3 раза, угольной генерации — в 1,7 раза, газовой генерации — на 41 %.

По оценкам разработчиков, суммарная потребность ТЭС в топливе увеличится в 1,5 раза — с 282,2 млн т у.т. в 2005 г. до 427,2 млн т у.т. в 2020 г., при этом производство электроэнергии на ТЭС за этот период возрастет в 1,9 раза. Это, считают в Минпромэнерго, наглядно показывает, что в теплоэнергетике может быть достигнуто существенное увеличение КПД за счет внедрения передовых технологий как в газовой, так и в угольной генерации.

Структура потребления топлива на теплостанциях также существенно трансформируется: устойчиво будет снижаться доля газа (с 69,1 % в 2005 г. до 56,7 % в 2020 г.) при интенсивном росте доли угля (с 24,9 % в 2005 г. до 38,5 % в 2020 г.). При этом абсолютный объем потребления газа увеличится только на 24,2 %, а угля — в 2,3 раза. Как отмечают в профильном министерстве, это резко повысит требования к динамике развития производственных мощностей в угольной промышленности, особенно в главных угольных бассейнах — Кузнецком и Канско-Ачинском.

Полная информация о новых технологических решениях по продлению срока службы действующих ТЭС и АЭС, а также по управлению показателями их надежности и долговечности будет представлена в последующих томах монографии.

СОСТОЯНИЕ ТЕПЛОМЕХАНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ТЭС

В ближайшие 5—8 лет в результате физического износа энергооборудования может быть выведено из эксплуатации более 30 % установленных генерирующих мощностей. Это обстоятельство объясняется прежде всего длительным (сверхпроектного) сроком его эксплуатации, нестационарностью режимов работы, несвоевременным проведением целевых профилактических и капитальных ремонтов с заменой износившихся узлов и деталей, а также отсутствием на ТЭС систем оперативной предупредительной диагностики металла.

К 2007 г. около 70 % энергоустановок исчерпало свой проектный ресурс (100 тыс. ч). К 2010 году этот показатель будет распространяться на все действующие электростанции отрасли. Поэтому проблема увеличения рабочего ресурса, сохранения показателей надежности и безопасности энергооборудования представляется сегодня чрезвычайно актуальной.

Задачи по увеличению срока эксплуатации оборудования ТЭС стоят перед энергетиками страны уже более 25 лет. В середине 70-х годов срок эксплуатации головных энергоблоков, работающих при давлении пара 13—24 МПа, только превысил проектный — 100 тыс. ч. За эти годы отраслевыми организациями: ВТИ и ОРГРЭС — с привлечением других предприятий и НИИ энергомашиностроения, институтов Академии наук, вузов проведен комплекс научно-исследовательских работ, позволивший накопить богатый материал, что дало возможность более чем в 2 раза увеличить проектный срок службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов. В этот период отработаны определенные подходы к продлению срока службы оборудования, находящегося на разных стадиях истощения физиче-

ских возможностей металла. Эти подходы нашли свое отражение в нормативных документах РАО «ЕЭС России» и Госгортехнадзора РФ, в первую очередь в «Типовой инструкции по контролю металла и продлению срока службы основных элементов котлов, турбин и трубопроводов тепловых электростанций» (РД 10-262—98, РД 153-34.1-17.421—98).

Существует несколько этапов, связанных с продлением срока службы энергетического оборудования:

- 1) парковый ресурс;
- 2) индивидуальный ресурс;
- 3) эксплуатация сверхиндивидуального ресурса.

Под парковым ресурсом понимается наработка однотипных по конструкции, материалам и условиям эксплуатации элементов теплоэнергетического оборудования, при которой обеспечивается их безаварийная работа при соблюдении стандартных требований к контролю металла, эксплуатации и ремонту энергоустановок.

Индивидуальный ресурс — назначенный ресурс конкретного объекта, определенный с учетом фактических свойств металла, геометрических размеров и условий его эксплуатации.

Понятия «парковый» и «индивидуальный» ресурс распространяются в основном на оборудование, работающее в условиях ползучести. Работоспособность остальных изнашиваемых элементов (из-за коррозии, эрозии, других видов износа) определяется результатами периодических обследований по их фактическому состоянию. Ее прогноз — краткосрочный, как правило, на один межремонтный период.

За рубежом, так же как и в России, уделяется большое внимание продлению ресурса энергооборудования, но там понятия «паркового ресурса» не существует. Решение о продлении срока эксплуатации конкретной энергоустановки принимается по мере истощения проектного ресурса.

Ресурс энергоустановки в целом принято приравнивать к ресурсу турбины, так как ее замена или замена ее наиболее дорогостоящих деталей (роторов, корпусов цилиндров) приведет к резкому росту единовременных затрат. Значения паркового ресурса турбин приведены в табл. 6.

Таблица 6

Значения паркового ресурса паровых турбин

Завод-изготовитель	Давление свежего пара, МПа	Мощность, МВт	Парковый ресурс	
			Наработка, тыс. ч	Количество пусков
ЛОТМЗ	≤ 9, 13—24	≤ 50, 50—250	220, 270	600, 900
АОЛМЗ	≤ 9, 13—24	≤ 100, 50—300, 500—1200	100, 220, 270	300, 600, 900
ОАО «Турбоатом»	≤ 9, 13—24	≤ 50, 160, 300, 500	100, 170, 200, 270	300, 450, 600, 900

Парковый ресурс оборудования не является предельным. После достижения паркового ресурса проводится углубленное диагностирование конкретных узлов энергоустановок. Анализируются условия их эксплуатации, измеряются фактические размеры детали, исследуются структура, свойства и накопленная поврежденность в металле, проводятся его дефектоскопический контроль и расчетная оценка напряженного состояния и остаточного срока службы детали. По результатам выполненных исследований устанавливается индивидуальный ресурс элемента энергооборудования.

По результатам комплексного исследования закономерностей деградации структуры и свойств применяемых материалов, анализа данных по износу и деформации элементов оборудования при наработках до 300 тыс. ч и более, анализа причин его аварийных разрушений прогнозируется, что индивидуальный ресурс энергоустановок составит в среднем 1,35—1,5 от паркового ресурса.

Следует иметь в виду, что в пределах индивидуального ресурса затраты на продление срока эксплуатации оборудования увеличиваются сравнительно мало. Потребуются некоторые затраты на диагностику оборудования, отработавшего парковый ресурс, и замену некоторых деталей, не обеспечивающих в достаточной степени требования эксплуатационной надежности. Прогнозируется, что эти затраты не превысят 10—20 % от стои-

мости нового оборудования. За пределами индивидуального ресурса затраты, связанные с поддержанием работоспособности тепломеханического оборудования, будут возрастать ускоренными темпами. Сначала будут увеличиваться затраты, связанные с контролем металла, а затем — с ремонтом или заменой изношенных деталей.

Применением специальных ремонтно-восстановительных или технологических операций можно увеличить физические возможности металла ответственных узлов. Достаточно хорошо исследованы и уже широко внедряются в энергетике такие мероприятия, как восстановительная термическая обработка деталей, работающих в условиях ползучести, периодическое снятие поврежденного поверхностного слоя металла в зонах концентрации напряжений, ремонт изношенных деталей с применением сварочных технологий. С помощью этих операций можно относительно недорого продлить срок службы отдельных быстро изнашиваемых деталей до широкомасштабного перевооружения электростанции.

Замена поврежденных деталей на новые также может рассматриваться как мероприятие по продлению ресурса оборудования.

Однако этот путь имеет существенные недостатки. Такой способ реновации фактически закладывает отставание в развитии отрасли: оборудование морально устаревает, увеличиваются расходы на его обслуживание и ремонты, не используются возможности снижения расходов и стоимости топлива, сокращения обслуживающего и ремонтного персонала, возникающие при применении новых технологий и оборудования. Чем позднее начнется техническое перевооружение отрасли, тем дороже оно обойдется. Понимая все это, продление ресурса оборудования следует разумно увязывать с техническим перевооружением ТЭС.

Целесообразен дифференцированный подход к продлению ресурса оборудования как к этапу технического перевооружения энергетики, различный для всех энергоустановок.

Предлагается рассматривать три группы оборудования.

- **Группа А** — энергоблоки мощностью 500, 800 и 1200 МВт.
- **Группа В** — энергоустановки мощностью до 300 МВт включительно, эксплуатирующиеся при параметрах пара $P = 13\text{—}24$ МПа, $T = 540\text{—}560$ °С.
- **Группа С** — энергоустановки, эксплуатирующиеся при параметрах пара $P = 9$ МПа (и ниже) и $T = 510$ °С (и ниже).

Группа А

В значительной степени возможность увеличения паркового ресурса по сравнению с проектным более чем в два раза для энергоблоков мощностью 300 МВт и менее была связана с директивным снижением в начале 70-х годов расчетной температуры свежего пара и пара горячего промперегрева с 565 до 545 °С. Энергоблоки мощностью 500—1200 МВт изначально проектировались на ресурс 100 тыс. ч при температуре пара 545 °С. При проектировании использовались уточненные методы расчета на прочность и новые знания о поведении сталей в процессе их длительной эксплуатации. Из-за отсутствия запасов парковый ресурс для этих энергоблоков оказался близким к проектному. Несмотря на более молодой возраст, из-за более высоких напряжений оборудование блоков группы А 500, 800 и 1200 МВт стареет быстрее, чем энергоустановок группы В.

Анализ состояния оборудования блоков группы А показал, что относительно скоро при наработках блоков от 120 до 180 тыс. ч потребуются замена большого количества дорогостоящих элементов теплосилового оборудования (паропроводов свежего пара и пара горячего промперегрева, роторов высокого и среднего давления турбины, некоторых коллекторов котла вместе с трубами поверхностей нагрева, а возможно, и блоков клапанов парораспределения, крепежа и других изношенных деталей). Скорее всего, различные детали выработают свой ресурс неодновременно. Однако разница во времени потери работоспособности металла основных элементов не составит более 2—6 лет.

Замена каждого из этих элементов потребует больших материальных затрат и времени.

Целесообразно на этих энергоблоках при наработках 150 ± 30 тыс. ч провести генеральную реконструкцию, во время которой следует не только заменить изношенные элементы, но и улучшить технико-экономические показатели энергоблоков. Как вариант для газовых (газотурбинных) энергоблоков надо, например, рассматривать установку газотурбинных надстроек, с помощью которых возможно повышение мощности энергоблока от 800 до 1050—1100 МВт, а его КПД — до 49—50 %.

Очевидно, что в течение обозримого времени энергоблоки группы А сохраняют свою высокую технико-экономическую эффективность. Поэтому реконструктивные мероприятия на электростанциях с этими энергоблоками должны быть ориентированы на продолжительный последующий период их работы, по крайней мере, еще на 150—200 тыс. ч. При сохранении нынешних конструкций и качества материалов ответственных узлов решить эту задачу не представляется возможным.

Восстановление работоспособности энергоблоков группы А должно сопровождаться заменой материалов ответственных элементов котлов, турбин и паропроводов на более перспективные. Одновременно на этих энергоблоках целесообразно внедрить современные конструкторские разработки и технологические решения, направленные на повышение экономичности, надежности и ресурса оборудования, а также современные автоматизированные системы управления технологическими процессами и оперативной диагностики.

Группа В

Опыт продления ресурса ответственных элементов энергоустановок этой группы позволяет прогнозировать срок их надежной эксплуатации без существенного увеличения затрат на диагностику и замену изношенных узлов в среднем до 300 тыс. ч, после чего следует ожидать потери работоспособности и появляется необходимость замены дорогостоящих узлов и деталей.

Выбор пути технического перевооружения с использованием новейших технологий (ГТУ-ТЭЦ и ПГУ на газе, паровые

энергоблоки повышенной экономичности на суперкритические параметры пара, котлы с циркулирующим кипящим слоем или с кипящим слоем под давлением, ПГУ с газификацией на угле) или заменой изношенного оборудования на аналогичное должен осуществляться на экономической основе.

Важную роль при принятии решения должны играть все более жесткие (со временем) природоохранные требования, которые, безусловно, необходимо выполнять.

Группа С

Энергоустановки этой группы уже давно морально устарели, поэтому внедрение специальных технических решений, направленных на продление их ресурса, нецелесообразно. Энергоустановки следует выводить из эксплуатации при наработках более 400 тыс. ч. До истечения этого срока значительных затрат на поддержание их работоспособности не потребуется.

При острой необходимости в тепловой нагрузке можно рассматривать преобразование ТЭЦ, на которых установлено это оборудование, в котельные, с тем чтобы потребность в электроэнергии покрывали более экономичные энергоустановки.

В зависимости от местных потребностей или условий возможны варианты сооружения на площадках этих ТЭС ПГУ, в которых, в принципе, может использоваться часть имеющегося оборудования.

При выводе из эксплуатации данного оборудования потребуются его замещение более современным оборудованием на той же площадке или строительство новой электростанции.

Учитывая возрастающие темпы потребления электрической и тепловой энергии, кроме технического перевооружения и замещения установленной мощности потребуются ее расширение и строительство новых ТЭС.

Во всех случаях выбор пути технического перевооружения электростанций должен опираться на результаты обследования их состояния, технико-экономического обоснования, учитывающего социальные и природоохранные аспекты. Обследование должно распространяться не только на теплосиловое оборудование, но также и на здания, строительные конструкции,

вспомогательное оборудование, электрическую часть, контрольно-измерительные приборы (КИП), автоматику и др.

Технико-экономическое обоснование перевооружения должно ориентироваться на минимум затрат за новый срок службы. Обязательно рассматривается в нем конкурентоспособность на рынке электроэнергии и тепла и использование новейших технологий.

Во всех случаях выбор пути техперевооружения должен определять собственник энергопредприятия. К решению проблемы должны привлекаться специализированные научно-исследовательские организации и энергомашиностроительные предприятия, профессионально ею занимающиеся.

Подготовкой к техническому перевооружению электростанций следует заниматься заблаговременно. Проведение расширенного обследования и технического диагностирования теплосилового оборудования ТЭС, как правило, приурочивается к выработке паркового ресурса турбины. К этому времени уместно подготовить технические решения по перевооружению энергопредприятия. По результатам обследования, определившись с окончательным вариантом перевооружения и сроками его возможной реализации, можно разрабатывать мероприятия по обеспечению надежной эксплуатации оборудования до достижения этих сроков. В большинстве случаев весь комплекс подготовительных работ можно провести в течение выработки индивидуального ресурса оборудования.

Можно также рассматривать как способ увеличения ресурса оборудования снижение параметров пара. Но снижение параметров пара в период выработки индивидуального ресурса как стратегическое решение считается неверным. Это решение нанесет экономический ущерб всему народному хозяйству страны. Будут снижены КПД и мощность энергоустановок. Скорее всего, эти убытки необходимо внести в тариф. При этом срок исчерпания индивидуального ресурса отодвинется на несколько лет, что будет способствовать дальнейшей деградации энергомашиностроительных заводов и застою в энергетике. К исчерпанию нового срока эксплуатации энергооборудования ситуация

радикальным образом не изменится и полученный выигрыш во времени не будет должным образом использован. Снижение параметров пара может быть применено как крайняя мера в каком-то конкретном случае, когда для обеспечения надежной эксплуатации оборудования потребуются замена изношенных деталей, а их приобретение задерживается, или срок восстановительного ремонта энергоустановки по каким-то соображениям надо сместить.

Предлагается рассмотреть два подхода к началу технического перевооружения тепловых электростанций:

1) производить замену оборудования после выработки паркового ресурса;

2) эту операцию осуществлять после выработки индивидуального ресурса.

Переворужение электростанций после выработки паркового ресурса теплосилового оборудования

Переворужение многих отраслей промышленности производится по первому варианту — исчерпанию паркового ресурса. В энергетике этот вариант целесообразно осуществлять при благоприятном финансовом положении страны. По этому варианту затраты на диагностирование оборудования не требуются. Затраты на замену изношенных узлов и деталей незначительны.

В табл. 7 приводятся данные о выработке паркового ресурса оборудования ТЭС по годам.

Уже к 2000 г. на тепловых электростанциях России парковый ресурс выработали 14,8 млн кВт, что составляет примерно 11 % от установленной мощности. До 2015 г. по данному варианту потребуется заменить или модернизировать уже 85,2 млн кВт (65 %). При данном варианте к моменту выработки паркового ресурса не только должен быть выбран вариант технического перевооружения, проведены необходимые научно-исследовательские и проектно-конструкторские проработки, изготовлены технические устройства, но и на электростанцию должно уже быть завезено оборудование. Продолжительность этих ра-

Таблица 7

**Исчерпание паркового ресурса на ТЭС отрасли
до 2015 г. (млн кВт)**

Группа оборудования	Параметры оборудования	Годы		Прогноз		Итого к 2015 г.
		2000	2005	2010 г.	2015 г.	
А	500—1200 МВт; $P = 24 \text{ МПа}$, $t = 545 \text{ }^{\circ}\text{C}$	2,4	9,0	3,7	0,8	15,9
В	< 300 МВт; $P = 13\text{---}24 \text{ МПа}$, $t = 540\text{---}560 \text{ }^{\circ}\text{C}$	7,8	19,3	17,2	11,5	55,8
С	< 100 МВт; $P < 9 \text{ МПа}$, $t < 510 \text{ }^{\circ}\text{C}$	4,6	5,0	2,4	1,5	13,5
Итого:		14,8	33,3	23,3	13,8	85,2

бот составляет не менее 10 лет. С учетом возможностей машиностроительных заводов и продолжительности периода от проектирования до изготовления нового оборудования можно говорить о том, что время для технического перевооружения электростанций по данному варианту упущено.

Переворужение электростанций после выработки индивидуального ресурса теплового оборудования

По опыту обследования индивидуальный ресурс тепломеханического оборудования электростанций групп А и С в среднем превысит парковый в 1,5 раза, а группы В — в 1,35 раза. Это позволяет для разных энергоустановок при втором варианте по сравнению с первым на 7—12 лет отсрочить начало перевооружения ТЭС. В табл. 8 приведены прогнозируемые данные о выработке индивидуального ресурса ТЭС по годам.

Таким образом, по второму варианту к 2015 г. потребуется заменить в два раза меньше установленной мощности, чем по первому. Но даже по этому варианту к 2008 г. надо быть готовым перевооружить 6,3 млн кВт установленной мощности, что уже становится проблематичным. Работы по техническому пере-

Таблица 8

**Исчерпание индивидуального ресурса на ТЭС
отрасли до 2015 г. (млн кВт)**

Группа оборудования	Годы		Прогноз		Итого к 2015 г.
	2000	2005	2010 г.	2015 г.	
А	—	3,0	6,9	3,6	13,5
В	0,2	1,0	7,9	14,9	24,0
С	0,5	1,3	1,7	2,9	6,4
ИТОГО:	0,7	5,3	16,5	21,4	43,9

вооружению этих энергоустановок до сих пор практически не велось. Потребуется принимать непопулярные технические решения для обеспечения надежности эксплуатации оборудования за пределами индивидуального ресурса или заменять его на аналогичное морально устаревшее.

По рекомендации ВТИ, подготовку к техническому перевооружению электростанции следует начинать после выработки паркового ресурса турбины, а осуществлять перевооружение — в период времени, ограниченный ее индивидуальным ресурсом, коэффициент которого, по прогнозам, как отмечено выше, составляет 1,35—1,5 от паркового ресурса. Этот вариант перевооружения представляется наиболее предпочтительным. Искусственное продление срока службы энергоустановок сверх индивидуального ресурса перечисленными выше способами, в конечном счете, будет приводить к нарастающему удорожанию электрической и тепловой энергии, снижению надежности и безопасности эксплуатации энергоустановок и ставить под угрозу бесперебойное энергообеспечение страны.

СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Электрооборудование электростанций вырабатывает свой рабочий ресурс. По состоянию на 01.01.2007 г. средний показатель выработки рабочего ресурса основного энергооборудования составил около 50 %. В эксплуатации находится много морально и физически изношенного электрооборудования, изготовленного в 30—50-е годы.

Замена всего такого электрооборудования новым в короткие сроки невозможна и даже нецелесообразна как по техническим, так и по экономическим соображениям.

Поэтому важнейшей проблемой современного этапа развития электроэнергетики России является продление эксплуатации технически для этого пригодного по состоянию и рабочим характеристикам электрооборудования, отработавшего расчетный ресурс, определяемый стандартами и другими нормативными документами.

Обследования нескольких сотен объектов показали, что в большинстве случаев турбо- и гидрогенераторы, трансформаторы, а также многие электродвигатели, отработавшие определенный стандартами минимальный ресурс, могут успешно и достаточно надежно работать далее, даже без реализации крупных ремонтных работ и без режимных эксплуатационных ограничений. В ряде случаев рекомендуется проводить ремонтные работы по замене или восстановлению непригодных для дальнейшей работы отдельных элементов (перемотка обмоток, замена бандажей роторов у машин, замена вводов трансформаторов и т.п.). В редких случаях рекомендуется замена турбогенераторов и силового трансформаторного оборудования.

К сожалению, ни в России, ни за рубежом нет пока метода и критериев для количественной оценки меры истощения ресурса ни по одному из видов электрооборудования или основных его элементов, в силу чего используются экспертные оценки.

Ниже кратко характеризуется состояние проблемы по отдельным видам основного электрооборудования энергосистем России.

Турбогенераторы

Распределение парка крупных турбогенераторов по срокам их службы дано на рис. 3.

В целом парк установленных на ТЭС России турбогенераторов, несмотря на значительные сроки эксплуатации, работает достаточно надежно. Это в значительной степени объясняется принятой в нашей стране системой профилактических испытаний и ремонтов.

Турбогенераторы мощностью менее 60 МВт имеют еще больший временной показатель износа.

Продление ресурса сегодня достигается совершенствованием системы профилактического обслуживания на базе эффективного контроля состояния электрооборудования и замены наиболее изношенных узлов и деталей.

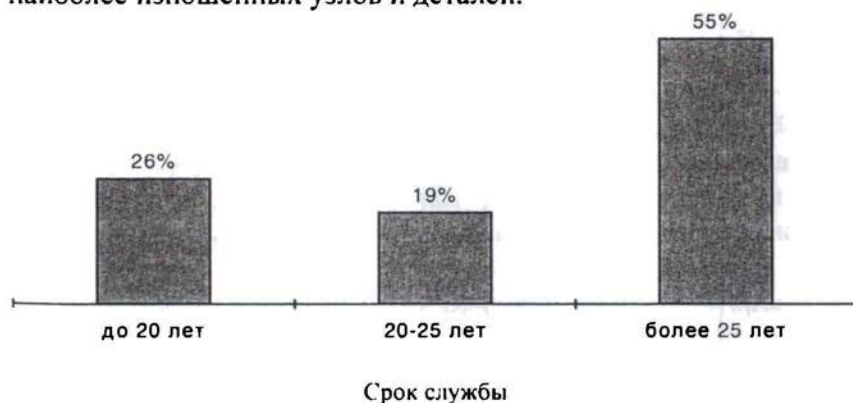


Рис. 3. Возрастная структура парка отечественных крупных турбогенераторов (турбогенераторы мощностью 60 МВт и более в % от общей мощности)

Гидрогенераторы

На ГЭС России установлено около 260 гидрогенераторов с единичной мощностью 50 МВт и более, причем около 60 % из них проработало без коренной реконструкции 25 лет. Примерно 2/3 от общего их числа находится в эксплуатации более 20 лет при минимальном сроке эксплуатации 40 лет. Возрастная структура парка гидрогенераторов представлена на рис. 4.

Проведенные обследования длительно работающих гидрогенераторов и общий анализ их аварийности показывают, что наиболее повреждаемым элементом гидрогенератора является статор (порядка 75 % от общего числа повреждений).

Повреждаемость роторов гидрогенераторов составляет примерно 22 % от общего числа повреждений. Основными дефектами элементов роторов являлись: повреждения изоляции обмотки и изоляционных шайб полюсов, обрыв (надлом) пластин соединений между полюсами ротора.

Часто при обследованиях выявляется искажение форм (цилиндричности) статоров и роторов, обусловленное повышенной вибрацией.

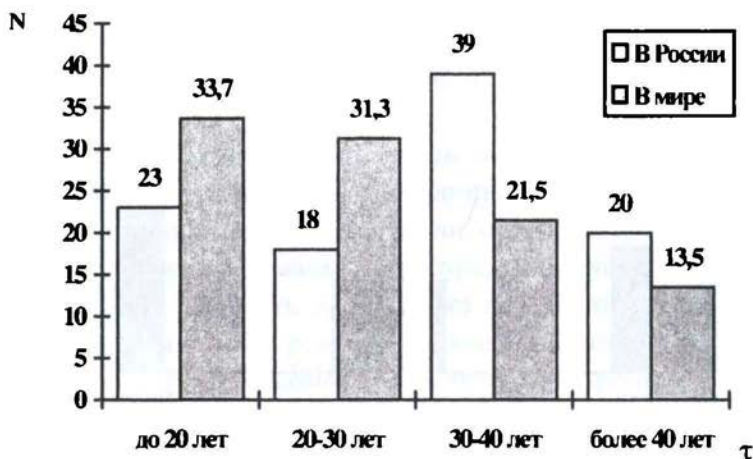


Рис. 4. Возрастная структура парка гидрогенераторов в России и в мире:

N — количество гидрогенераторов; Т — время эксплуатации

В отличие от турбогенераторов, изготавливаемых серийно, гидрогенераторы проектируются и изготавливаются для конкретных условий работы на конкретных ГЭС. При решении вопросов обеспечения дальнейшей эксплуатации гидрогенераторов и технического перевооружения электростанций, как правило, возникает задача при необходимости восстанавливать изношенные элементы или проводить их реконструкцию. Замена гидрогенераторов на новые при этом исключается.

Для 77 % отечественных гидрогенераторов нормативный срок службы уже истек. Для отечественных гидрогенераторов существенно выше доля машин, отработавших 30 лет и более.

Большая часть этих гидрогенераторов реконструирована или реконструируется (при $\tau = 30\text{—}40$ лет — 53 %, $\tau > 40$ лет — 75 %).

Ввод новых мощностей за последние 20 лет существенно отстает от среднего мирового уровня

Силовое трансформаторное оборудование (трансформаторы, автотрансформаторы, маслонаполненные реакторы)

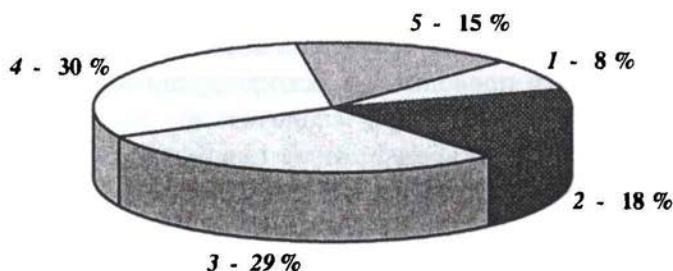
Общая мощность установленных в России силовых трансформаторов и автотрансформаторов на подстанциях 35—750 кВ превышает 570 ГВ·А. Свыше 30 % этого оборудования отработало установленный минимальный срок службы — 25 лет.

Общее количество крупного трансформаторного оборудования мощностью 220 МВ·А и более составляет около 2500 ед., в том числе трансформаторов — 630 ед., автотрансформаторов — 1640 ед. и шунтирующих реакторов — 230 ед. Более 25 % этого оборудования находится в эксплуатации более 25 лет (по состоянию на 01.01.2007 г.).

Наиболее ненадежными элементами трансформаторов и автотрансформаторов являются герметичные вводы напряжением 110—500 кВ, а также переключатели ответвлений для регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

Возрастной показатель силовых трансформаторов приведен на рис. 5, показатели надежности — на рис. 6. На рис. 7 представлены данные о причинах их повреждений.

Около 45 % парка трансформаторов эксплуатируется более 20 лет, а 30 % — более 25 лет. К 2008 г. более 50 % трансформаторов превысит 25-летний срок эксплуатации, являющийся критическим.



Возрастной индекс N_i	Нормативный срок службы, лет	Доля трансформаторов, выработавших нормативный срок службы, %
1	> 40	8
2	30—40	18
3	20—30	29
4	10—20	30
5	до 10	15

Рис. 5. Возрастной показатель силовых трансформаторов

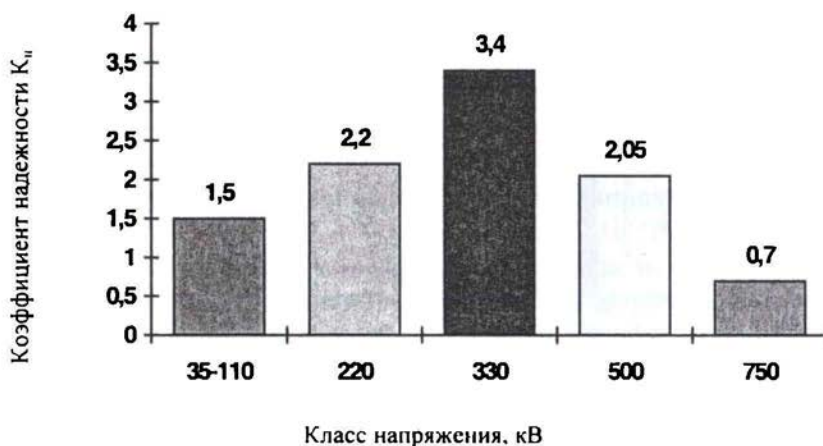


Рис. 6. Надежность силовых трансформаторов

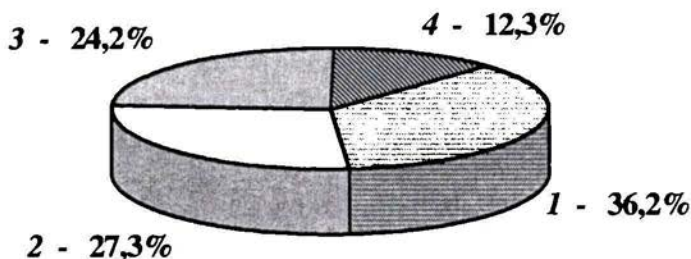


Рис. 7. Причины повреждений и их доля в общем балансе повреждений, %:

1 — дефекты маслонаполненных вводов; 2 — повреждения обмотки (динамическая неустойчивость, увлажнение и газовыделение); 3 — дефекты регулирующих устройств РПН/ЛПВ; 4 — прочие причины. Наиболее опасные воздействия — КЗ с большими кратностями токов и перевозбуждение в периоды минимума нагрузки

Измерительные трансформаторы

Количество измерительных трансформаторов, установленных на подстанциях энергосистем России, примерно на порядок превосходит количество крупных трансформаторов. На подстанциях энергосистем России установлено более 50 тыс. трансформаторов тока (ТТ) и более 30 тыс. трансформаторов напряжения (ТН). Примерно 30 % из них находится в эксплуатации более указанного в стандартах срока, равного 25 годам.

Таким образом, для этого вида электрооборудования актуальна проблема оценки его состояния и продления срока эксплуатации.

Наиболее повреждаемыми являются трансформаторы тока ТФРМ-500Б, ТФРМ-330Б и ТФКИ-330. Более надежны трансформаторы тока ТФЗМ-330 кВ и трансформаторы высокого напряжения. Однако и трансформаторы тока этого типа (на напряжения 110—500 кВ), и трансформаторы напряжения НКФ имеют недостаточную защиту внутренней изоляции от увлажнения. В результате наступает опасная степень увлажнения изоляции у трансформаторов тока уже через 20—25 лет, а у трансформаторов напряжения — через 10—15 лет эксплуатации.

Анализируя качественные и количественные характеристики работоспособности тепломеханического и электротехнического основного оборудования, можно констатировать, что сегодня около 50 % генерирующих мощностей находится в неудовлетворительном состоянии и требуют замены или проведения качественных капитальных ремонтов с восстановлением полной работоспособности по показателям, регламентированным нормативными документами.

Ниже будут приведены обоснованные результаты исследований по выбору вариантов реконструкции, модернизации и реновации энергооборудования ТЭС.

Учитывая, что вышеуказанная доля энергооборудования ТЭС с пониженными значениями надежности находится в предаварийном состоянии, его можно классифицировать как объект повышенной опасности, эксплуатация которого должна быть нормирована соответственно.

В разделе 4 приводится теоретический и экспериментальный материал, используемый при создании систем управления индивидуальной надежностью и безопасностью энергооборудования ТЭС и в какой-то части АЭС на базе синергетических принципов и оперативных систем диагностики.