

Лекция № 2

1.1. Износ оборудования

В настоящее время большое внимание уделяется прогнозу срока службы основного энергетического оборудования. Так в работе [1] проведено исследование технического состояния основного энергетического оборудования тепловых и гидроэлектростанций. Был рассчитан физический износ по турбинам, котлам, генераторам, трансформаторам. Степень физического износа рассчитывалась как отношение наработанного срока службы к нормативному сроку службы приборов и агрегатов.

В качестве нормативного срока службы турбин использовался их парковый ресурс (время наработки энергетического оборудования, которое обеспечивает их безаварийную работу при соблюдении требований нормативно-технической документации, устанавливается заводом-изготовителем и указывается в техпаспорте конкретного агрегата, не является предельным сроком эксплуатации), а также индивидуальный ресурс (суммарное время наработки, при достижении которого эксплуатация оборудования должна быть прекращена независимо от его технического состояния), установленный до начала 2009 года.

Отметим, что физический износ не является линейной функцией возраста оборудования. В течение жизни основного энергетического оборудования его регулярно ремонтируют, заменяют основные документы, и при этом уполномоченные технические органы на основе нормативных документов продлевают его индивидуальный ресурс (или уменьшают физический износ). Это учитывалось в исследовании.

Чтобы иметь возможность сравнивать износ разного оборудования и разных типов генерации, был введен показатель удельного физического износа. Он рассчитывался как физический износ, нормированный на единицу установленной мощности оборудования.

В качестве единицы установленной мощности использовались: для паровых, газовых турбин и гидротурбин – 1 МВт электрической мощности; для энергетических котлов – 1 тонна в час паропроизводительности; для генераторов и трансформаторов – 1 мегавольт-ампер номинальной мощности.

Оба показателя физического износа, номинальный и удельный, рассчитывались по абсолютной шкале. Для целей анализа было принято, что износ может превышать 100 %, при этом значение износа более 100 % оказывается весьма информативным. Оно показывает не только то, что

оборудование продолжает работать при полностью выработанном парковом (индивидуальном) ресурсе, но и то, сколь долго это происходит.

В таблице 1.3 представлен средний удельный износ электрооборудования.

Таблица 1.3

Средний удельный износ электрооборудования электроэнергетики России,
%

Тепловые электростанции		Гидроэлектростанции	
Всего оборудования	83,85	Всего оборудования	97,42
В том числе отдельных агрегатов на единицу установленной мощности:		В том числе отдельных агрегатов на единицу установленной мощности:	
турбин	77,06	турбин	93,77
энергетических котлов	80,33	-	-
генераторов	103,49	генераторов	104,72
трансформаторов	108,70	трансформаторов	97,39

Примечание: Источники: «Тейдер», «Ай Ти Энерджи Аналитика».

Чтобы лучше почувствовать значение полученных цифр, приведём интерпретацию износа в терминах Deloitte Touche (таблица 1.4).

Таблица 1.4

Каков может быть износ оборудования

Группа	Износ, %	Состояние в терминах Deloitte Touche	Характеристика состояния
А	0-5	Новое	Новое, установленное и ещё не эксплуатировавшееся оборудование в отличном состоянии.
Б	5-17	Очень хорошее	Бывшее в эксплуатации оборудование, полностью отремонтированное или реконструированное, в отличном состоянии.
В	17-33	Хорошее	Бывшее в эксплуатации оборудование, полностью отремонтированное или

			реконструированное, в хорошем состоянии.
Г	33-50	Удовлетворительное	Бывшее в эксплуатации оборудование, требующее некоторого ремонта или замены отдельных мелких частей.
Д	50-67	Условно пригодное	Бывшее в эксплуатации оборудование, в состоянии пригодном для эксплуатации, но требующее значительного ремонта или замены отдельных главных частей.
Е	67-83	Неудовлетворительное	Бывшее в эксплуатации оборудование, требующее капитального ремонта.
Ж	83-95	Непригодное к применению	Бывшее в эксплуатации оборудование, непригодное к дальнейшему использованию.
З	> 95	Лом	Оборудование, в отношении которого нет разумных перспектив на продажу, кроме как по стоимости основных материалов, которые можно из него извлечь.

Примечание: Источники: «Тейдер», «Ай Ти Энерджи Аналитика», Deloitte Touche.

В тепловой генерации самую большую группу составляют агрегаты с удельным износом более 83%, которые можно описать как непригодные к применению и поэтому обладающие высоким риском аварийности. Их доля – 51%.

Турбины с износом Д и Е, требующие капитального ремонта составляют 26% от общего числа. Особенно много таких турбин в Приволжском и Уральском округах.

Лишь около 21% турбин пригодны к дальнейшей эксплуатации без серьёзных инвестиций ~ 18% установленной мощности ТЭС. Новые мощные турбины были установлены на Конаковской ГРЭС, Хабаровской и Северо – Западной ТЭЦ. Но лишь один федеральный округ может похвастаться средним износом турбин – Северо-Западный.

В таблице 1.5 приведены крупнейшие ТЭС с самым изношенным оборудованием.

Таблица 1.5

Крупнейшие тепловые станции (>2000МВт) с самым изношенным оборудованием – потенциально самые аварийные

Электростанция	Установленная электрическая мощность (МВт)	Удельный физический износ турбин (%)	Группа износа
Заинская ГРЭС	2400	111,7	З
Костромская ГРЭС	3600	96,49	З
Сургутская ГРЭС-1	3280	95,33	З
Ириклинская ГРЭС	2400	95,53	Ж
Рефтинская ГРЭС	3800	92,34	Ж
Ставропольская ГРЭС	2400	92,27	Ж
Пермская ГРЭС	2400	90,7	Ж
Сургутская ГРЭС-2	4800	89,88	Ж
Рязанская ГРЭС	2650	88,81	Ж
Киришская ГРЭС	2100	83,89	Ж

В гидрогенерации доля турбин с удельным износом более 83% составляет 71% от общего числа. Турбины с износом Д и Е составляют 8% от общего числа. Не требует серьезных капитальных вложений всего 21% всех гидротурбин, что составляет всего 9% всей установленной мощности ГЭС – это несколько десятков маломощных турбин и Бурейская ГЭС с её абсолютно новыми агрегатами.

В таблице 1.6 приведен список самых крупных ГЭС с сильно изношенным оборудованием.

Таблица 1.6

Крупнейшие ГЭС (более 1000МВт) с наибольшим физическим износом оборудования – потенциально самые аварийные

Гидроэлектростанция	Установленная электрическая мощность (МВт)	Удельный физический износ турбин на конец 2008 г. (%)	Группа износа
Красноярская ГЭС	6000	133,89	З
Братская ГЭС	4500	120,93	З
Усть-Илимская ГЭС	3840	110,21	З
Саратовская ГЭС	1269,3	96,81	З
Нижнекамская ГЭС	1205	91,46	Ж

Чебоксарская ГЭС	1370	86,81	Ж
Саяно-Шушенская ГЭС	6400	86,33	Ж

В 1970-1980-х годах в России ежегодно вводилось по 7-10 млн. кВт новых электрических мощностей. Естественно, что по истечению 30-40-летнего срока службы столько же должно выводиться из эксплуатации, чего не планируется. В связи с тем, что в 90-х годах прошлого века ежегодно вводилось не более 1 млн. кВт, дефицит электрической мощности в Европейской части России достигает ~ 4 млн. кВт.

1.2. Потенциальные возможности атомной энергетики

Ежегодная потребность атомной энергетики России в природном уране составляет 2800-3300 тонн, а с учётом экспорта ядерного топлива 6000-7700т.

При имеющихся ресурсах урана (залежи в недрах, складские запасы на горнодобывающих предприятиях, запасы высокообогащённого урана) срок функционирования отечественной атомной энергетики на тепловых реакторах на уровне совокупной мощности 20 ГВт достигает 80-90 лет. Однако развитие атомной энергетики на тепловых реакторах – тупиковый путь; необходимо переходить на так называемые «быстрые» реакторы, в которых можно сжигать уран практически полностью (увеличение энергетического выхода в 200 раз), что позволяет в течение тысячи лет обеспечить дешёвым ураном 10 000 ГВт электрических мощностей. Для быстрых реакторов приемлем уран бедных месторождений, что позволяет обеспечить атомную энергетику без ограничений по топливным ресурсам.

В переходный период целесообразно осваивать новые месторождения урана, вводить ресурсы ядерного топливного цикла, например, за счёт переработки отвалов регенерированного и оружейного урана. Совместное использование резервов промышленности по добыче урана и атомной промышленности за 10-15 лет могут обеспечить 4-х кратное увеличение мощности АЭС России.

1.3. Основные направления развития энергетики в ближайшем будущем

Электроэнергетика – одна из самых высокотехнологических сфер, но и самая консервативная. Выплавку алюминия не обеспечить никакими ветряками и солнечными батареями, даже если нарастить их коэффициент полезного действия (КПД) до максимума за счет нанотехнологий.

В настоящее время в мире существует сильный рост потребности в генерации, прежде всего, потому что растет численность населения. Если в 60-е годы было два миллиарда, то сейчас население Земли составляет 6 миллиардов. При этом есть так называемый один «золотой миллиард», но он грозит приростить еще два миллиарда, электропотребление которых на порядок больше, а что будет если уровень жизни в слабо развитых странах начнет приближаться к нашему? Очевидно, что выбор типа генерации зависит от прогнозируемого топливного баланса, причем от топливного баланса в части возможности его обеспечения на уровне государства или региона, такого как Евросоюз.

США пытается максимально уменьшать зависимость от нефти: в течение ближайших десяти лет на 30 % уменьшить объем мазута в топливном балансе, на котором у них вырабатывается 10 % электричества, – за счет угля. Европа прежде всего пытается избавиться от газовой зависимости, делая ставку на возобновляемые источники энергии. В Европе есть потребность в приросте электроэнергии, которую нельзя покрыть ветряками, но есть бурые угли, и они также будут строить угольные блоки. Япония, не имея собственных источников сырья, развивает все направления, Китаю и Индии тоже некуда уйти от угля. Серьезным специалистам очевидно, что в ближайшем будущем в глобальном масштабе уголь будет основным источником генерации. В балансе мировой электроэнергетики он занимает сейчас > 40 %, через 20 лет, несмотря на давление все ужесточающихся экологических нормативов, его доля должна вырасти еще на 4-5 % из-за повсеместной доступности и дешевизны угля. Его хватит на 100-150 лет. Но в стандартных установках уголь сжигается сейчас с эффективностью ~ 35 % (в лучшем случае), средний КПД станций, построенных более 25 лет назад (а таких 2/3 от всех угольных ТЭЦ) равен 29 %, причем не в России, а в мире. Сейчас этот средний КПД несколько повысится из-за масштабного ввода Китаем современных угольных ТЭС.

1.3.1. Как повысить эффективность сжигаемого топлива?

С использованием газа с технологической точки зрения всё ясно – его надо сжигать в газовых турбинах парогазовых установок, по-другому его использовать совершенно неразумно и расточительно. Развитие газотурбинных технологий должно идти в следующих направлениях:

1) повышение температуры газа перед входом в турбину, тогда по циклу Карно выше КПД турбины и, как следствие, всей парогазовой установки в целом.

2) увеличение единичной мощности турбины, тогда ниже удельная себестоимость, капитальные затраты.

Компания Mitsubishi уже заявила о работе над энергетической турбиной с 1700 °С на входе и мощностью свыше 300 МВт. Siemens работает на H-серией со сходными параметрами. Правда, им всё чаще приходится сталкиваться с нюансами фундаментального характера. Как только температура поднимается > 1500 °С, при сжигании начинают резко расти выбросы оксидов азота, поэтому нужно очень серьёзно отработать процесс сжигания, чтобы снизить себестоимость затрат. Чем выше температура металла, тем сложнее обеспечить металлические ресурсы.

При сжигании угля для повышения эффективности энергоблоков надо повышать параметры температуры и давления пара путем повышения параметров блоков до суперсверхкритических.

На Западе принят термин USC – ультрасуперкритический паровой цикл – это параметры свыше 300 атмосфер при температуре около 600 °С и выше с КПД ~45-47 %. Сейчас занимаются разработкой технологий с так называемой продвинутой суперсверхкритикой (Advanced – A-USC) с параметрами выше 350 атм и 700 °С и КПД > 50 %.

Хотя производители стараются называть любое оборудование при параметрах более 566 °С суперсверхкритическим (ССКП), что не совсем правильно. Параметры ССКП нужно привязывать к 593 °С.

Оборудование на 566 °С в России на Ленинградском металлическом заводе (ЛМЗ) было спроектировано и построено в 60-е – 70-е годы. (ЛМЗ изготавливал турбины, а «ЗИО-Подольск» – котлы с такими параметрами). В 1969 г. на Каширской ГРЭС была установлена экспериментальная 100 МВт-ная турбина с 300 ата и 650 °С. В 60-е годы были спроектированы и построены серийные блоки на 580 °С. Правда, затем из-за проблем с трубами поверхностей нагрева и паропроводов температуру снизили сначала до 565 °С, а затем до 545 °С.

Оборудование с параметрами 510-540 °С составляло основную долю энергооборудования с 50 до начала 70-х годов, с 70-х до настоящего времени построено большое количество блоков с параметрами 560-580 °С, с середины 90-х началось строительство блоков класса параметров 600 °С.

Можно было бы, используя ту же самую лесенку роста параметров, продолжить экстраполировать это знание на будущее. Сейчас мы наблюдаем рост числа блоков на USC – параметры, и если вышеупомянутая тенденция сохранится, то это оборудование может стать основным в ближайшие двадцать-тридцать лет. Следующая ступенька – это уже advanced – технологии на 700-750 °С, от которых ожидается КПД > 50%, но станут ли они массовыми, можно будет сказать в лучшем случае через 20 лет.

Блоки ССКП – это другой уровень по внутренней себестоимости: теплоустойчивые стали мартенситного класса пришли взамен аустенитным сталям, из-за этого на всех этапах производства существенно возрастают требования к 1) технологии, 2) к качеству, поэтому в части металлургического производства трудно производить большие объемы, а в части машиностроения трудно эти металлы обрабатывать. Как раз из-за отсутствия соответствующих марок сталей и технологий их получения и обработки строительство суперсверхкритических блоков задержалось почти на 50 лет и активизировалось только в последние годы. За последние годы построено станций ССКП общей установленной мощности ~ 70 тыс. МВт. Так, в Дании построено 3 блока по 440 МВт, на 600 °С. Вводит суперсверхкритику Япония. Там в 2008 г. принята национальная программа – «Холодная земля», ее цель – разработка оборудования на 700-720 °С. Несколько блоков японцы строят сейчас в Европе. Hitachi в 2010-2011 гг. введет два блока в Германии – Vohberg R и Datteln 4 – два в Голландии вблизи Северного моря – Walsum 10 и Convooy мощностью от 670 до 1100 МВт и с КПД около 45 %. Сейчас в Евросоюзе в рамках программы Termiproject идет разработка (предполагается завершить ее к 2015 г.) угольного энергоблока с температурой пара больше 700 °С и давлением 375 атмосфер. КПД энергоблока по плану должен составить > 50 % и может достичь 53-54 %, а еще через 15 лет и вовсе 55 % при температуре пара до 800 °С.

В Америке департамент энергетики поддерживает несколько программ по развитиям USC, в том числе на параметры 760 °С, выделяя на это приличные деньги.

Китайцы за 10 лет сделали 22 блока: 16 из них по 660 МВт, 6 – по 1000 МВт. Это уже серия.

Более того, в Китае в пятилетнем плане строительство демонстрационного блока на 700-720 °С, что с точки зрения экономики, казалось бы не лезет ни в какие ворота, но они сказали, что сделают. В России начался проект, которых ведет Роснано, по созданию металлов со свойствами, необходимыми для блоков ССКП. Это совместный проект с Интер-РАО и «ЭМ-Альянсом». Цель проекта – создание коммерческого блока мощностью 660 МВт класса параметров 600 °С. Объем его применения будет зависеть от ряда условий, но об отработке технологии массового производства таких блоков речи пока не идет.

Почему бы не снести все старое и не поставить везде суперсверхкритику? Мы получим при этом выигрыш в КПД в 4 % на блок и больше, а это очень существенно. Но с другой стороны получим и прибавку в себестоимости, потому что необходимо будет использовать другие

материалы, другие технологии их изготовления, более широко применять сварку.

При переходе от 560 °С к температуре > 600 °С нужен другой класс материалов. При температуре равной 540 °С и даже 560 °С можно использовать низко и среднелегированные теплоустойчивые стали, в которых примерно 1 % Cr и 1 % Mo: т.е. условно ~ 97 % Fe и ~ 3 % других легирующих материалов. Для создания материалов на температуре большей 600 °С добавляется 11-12 % Cr и много других легирующих компонентов, в том числе и никель. Выплавка другая. В результате сталь содержит 15 % дорогостоящих компонентов и 85 % Fe. Усложняется обработка такого металла. Должен быть качественный скачок по 1) трудоемкости обработки (представьте, что раньше вы складывали дом из песка, потом стали подмешивать цемент, а теперь должны пилить гранит и складывать здания уже из него); 2) по ресурсному обеспечению. Переход на температуру > 700 °С невозможен без никелевых сплавов и специальных защитных покрытий, систем охлаждения. Кроме никеля другие сплавы не очень то себя оправдали на таких температурах.

Казалось бы, если лопатки газовой турбины делаются на температуру > 1000 °С, то материалы есть, и сделать из них те же трубки на 800 °С – нечего делать. Но это не так: на угольных станциях – на порядок больше металлоемкость. Блоки могут быть очень дорогостоящими и не очень технологичными.

Если и другая сторона, связанная с ресурсами. Предположим, принято решение, не считаясь с расходами и решив все технологические проблемы, заменить старые станции на advanced, то и тогда бы это было невозможно. На это просто может не хватить всех мировых ресурсов никеля – если вместо «золотого миллиарда» будет «трехкратный золотой миллиард», то в Норильске будут вырыты все шахты до основания.

По крайней мере неизвестно, проводилась ли оценка необходимых объемов никелевых сплавов, никеля и других легирующих элементов, если покрыть перспективную потребность в угольной генерации только блоками на advanced – параметры.

В ядерной энергетике по тем же ресурсным и энергетическим соображениям проблемы возникнут достаточно быстро.

Поэтому пути развития электроэнергетики на ближайшее время следующие:

1) должны быть разработаны эффективные дешевые методы массовой модернизации действующего оборудования с целью повышения его эффективности, потому что очевидно, что провести массовую замену оборудования не получится.

Ни одна страна не позволит себе снести всю энергетику и поставить новое высокоэффективное оборудование. В Германии продолжают эксплуатировать станции, которым по 40 лет. В США тоже эксплуатируют старые станции. В Японии разрабатывается проект создания паросилового оборудования с ресурсом 100 лет. Причем одни из вариантов модернизации, который разрабатывают в Японии – применение advanced > 700 °C для модернизации старых ТЭЦ. Если эта программа завершится успешно, то будут созданы принципиально новые методы реконструкции старых станций, каких нет у конкурентов. Представьте, есть старая станция с КПД ~ 34 %, и предлагается за половину стоимости новой станции повысить КПД до 44 %, и при этом она будет еще 20 лет работать.

2) Новое строительство никто не отменял – но оно должно исходить из задач большой оптимизации большого числа параметров. Тем более это относится к европейским странам, т.к.

а) нужно место под строительство (а это десятки гектаров),

б) есть требования по выбросам CO₂ (именно это определяет выбор оборудования),

в) есть требования по возврату инвестиций (нужно изыскивать возможности господдержки покрытия затрат на научно-исследовательские и конструкторские разработки, компенсация рисков освоения головных образцов).

В России проблема нового строительства должна рассматриваться с учетом того, что у нас нет роста населения, нет мощного развития энергоемких производств, а есть необходимость обеспечения энергетической безопасности и регулирования частоты и мощности при большом парке сильно изношенного электрооборудования и изменяющейся структуре энерго мощностей.

3) Кроме того в России существует гигантский ресурс – радикальное энергосбережение поэтому нужно заниматься модернизацией и вести все тщательно взвесив новое строительство.