

# НАДІЙНІСТЬ ТА БЕЗПЕКА ФУНКЦІОНУВАННЯ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОБ'ЄКТІВ І СИСТЕМ

УДК 621.311.09.3

Ю.А.Вихорев, канд.техн.наук (Институт общей энергетики НАН Украины, Киев)

## О ВЛИЯНИИ ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМОВ НА НАДЕЖНОСТЬ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

*Виконано аналіз впливу перемінних (пуско-зупиночних) режимів на надійність теплоенергетичного обладнання. Одержано кількісні оцінки.*

*Выполнен анализ влияния переменных (пуско-остановочных) режимов на надежность теплоэнергетического оборудования. Получены количественные оценки.*

Неравномерность электропотребления обуславливает переменные режимы работы генерирующего оборудования и определяет требования к его системным режимным свойствам: допустимой длительности работы при разных, отличных от номинальной, нагрузках, способности к быстрому (при допустимой скорости) изменению мощности, возможности остановов (режимных) в периоды пониженной нагрузки системы, способности быстрого пуска и набора мощности при сохранении удовлетворительной надежности. В значительной степени эти же свойства определяют режимные способности энергетических систем к параллельной работе, особенно жестко контролируемые и экономически регулируемые в межгосударственных энергообъединениях.

В принципе признается, что нестационарные режимы снижают надежность основного оборудования электростанций. Но количественные оценки встречаются редко и, в основном, носят экспертный характер.

Общую информационную модель обобщенно можно представить в виде  $Y=Y(X)$ , где входные переменные образуют вектор-функцию  $X=[x_i(t)]$ , которые сложно формализуемы и трудно учитываемы в процессе длительной эксплуатации, не только управляемы, но имеют и статистическую природу. Индекс  $i$  определяет тип или группу однотипных генерирующих агрегатов.

Выходные параметры  $Y=[y_i(t)]$  определяют показатели работы агрегата. Показатели надежности тоже являются случайными функциями времени и параметров  $x_i$ . Выходные переменные-показатели работы оборудования за время  $t$  учитываемы и частично были подотчетны.

Воздействующие при эксплуатации факторы влияют на процесс снижения надежности двояко: во-первых, они вызывают постепенное изменение характеристик элементов, материалов (прежде всего металлов); во-вторых, при определенных значениях или резком изменении интенсивности  $x_i$  может

через какое-то  $t$  наступить отказ элемента или агрегата. В этом сложность определения зависимости  $Y=X[x_i(t)]$ .

Из теории надежности известно, что для периода эксплуатации любого агрегата основной показатель надежности — параметр потока отказов ( $\lambda$ ) описывается законом распределения Вейбулла:

$$\lambda(t) = \alpha \lambda t^{\alpha-1},$$

где  $\alpha$  — параметр формы распределения Вейбулла,

$\lambda$  — параметр потока отказов.

В период приработки после ввода агрегата в эксплуатацию  $\alpha < 1$ , интенсивного старения  $\alpha > 1$ , в наиболее длительный период нормальной эксплуатации  $\alpha = 1$  и  $\lambda(t) = \lambda \cong \text{const}$ .

Выделить агрегаты, находящиеся на этапе приработки, достаточно легко, сложнее определить этап критического старения. Еще более сложно выделить влияние на  $\lambda$  однопараметрических факторов  $x_i(t)$ . В данном случае — интенсивность пусков.

Указанные модели и проблемы влияния условий эксплуатации на надежность наиболее глубоко разработаны в радиоэлектронике и приборостроении, где изделия характеризуются небольшими сроками эксплуатации (5-8 лет), массовым производством, невысокой стоимостью, четко формализованными условиями эксплуатации, а также возможностью целевых управляемых интенсифицированных испытаний на надежность.

Генерирующее оборудование в электроэнергетике капиталоемкое, имеет громадное количество элементов, обладающих разным уровнем надежности, обслуживаемых и необслуживаемых в процессе эксплуатации, работает при воздействиях, обусловленных многочисленными управляемыми, а также случайными факторами.

Проведение в процессе эксплуатации специальных испытаний на надежность у энергетического оборудования очень сложно. Сроки испытаний должны быть, по крайней мере, соизмеримы с гаран-

тийными ресурсами (100 тыс. ч и более). Оборудование характеризуется относительно малым числом отказов: 3-10 в год. При работе агрегатов в процессе регламентных и восстановительных ремонтов происходит частичное обновление элементов, в том числе и тех, которые могут не явиться причиной аварийного отказа в ближайшее время.

В настоящее время отсутствуют инженерные методы расчета долговечности узлов котлов и турбин. С одной стороны, это связано с отсутствием объективных данных о термоусталостных свойствах сталей в условиях нефорсированных испытаний, с другой — нет достаточно надежных методик оценки повреждаемости металлов при циклическом воздействии температурных напряжений в условиях ползучести [1].

Эффект приработки в начальный период эксплуатации у энергоблоков наблюдается четко. В период освоения энергоблоков поток пусков (в том числе режимных) относительно невелик, и вызван преимущественно отказами и текущими ремонтами. Затем на достаточно длительном периоде поток отказов в среднем относительно стабилен. Особенно это характерно для блоков 300 МВт, у которых режимные пуски составляют в среднем 1-4 на один блок в год (анализировался период 1970-1989 гг.).

Среди энергоблоков в пуско-остановочных режимах регулирования неравномерности энергопотребления принимают участие агрегаты 150 и 200 МВт. У головных в первые два-три года (последующие блоки на станции осваиваются быстрее) потоки отказов (1/блок, 1/год) составляют 16-9, снижаются до 4-6 (6-9 лет), затем постепенно возрастают с наработкой эксплуатационного ресурса.

У блоков Приднепровской ТЭС до реконструкции на теплофикацию режимные пуски достигали 40-60 в год, у блоков 200 МВт в среднем 20-25 в год. Но выделить влияние на поток отказов (анализировались более 40 агрегатов, 1960-1990 гг.) однопараметрической функции  $x_i(t)$  — интенсивности режимных пусков не удалось.

Это объясняется различными условиями эксплуатации блоков: составом и качеством топлива, экономичностью, накапливающимися усталостными явлениями в металлах, последствиями режимов в условиях дефицита мощности, проблемами дефицита

ремонтной площадки, а также разным наработанным эксплуатационным ресурсом, то есть не только проявлением термоциклической усталости металлов. Для части блоков периодически количество пусков снижалось, потоки отказов продолжали расти.

В энергообъединении Украины делалась попытка изучения влияния режимных пусков на надежность энергоблоков 200 МВт. Лидером освоения быстрых и частых пусков является Старобешевская ТЭС. Испытания проводились на блоке №6. Время испытаний с июня 1973 г. по март 1977 г. определялось периодом между капитальными ремонтами. Блок с начала эксплуатации (1962 г.) до испытаний наработал 70 тыс. ч, пускался 525 раз, разгружался до 50 МВт 360 раз. За период испытаний количество пусков составило 268 (после ночного простоя — 185, простоев в 40 ч — 58 и простоев более 40 ч — 25).

Подчинить режим агрегата только программе эксперимента было невозможно, так как основная задача — выработка электроэнергии не снималась. В процессе аварийных остановов и регламентных ремонтов производилась замена не только поврежденных элементов, но и поверхностей, у которых был обнаружен золотой и эрозийный износ.

Выявить количественные зависимости влияния пусков на надежность блока не удалось. Было лишь отмечено, что в период интенсивных пусков на агрегате (на других блоках до 30 пусков за год) наблюдалось повышение в 3 раза повреждений оперативной арматуры. На металле турбины микротрещин не обнаружено. Но отмечалось развитие ползучести металла труб конвективных частей пароперегревателей, а также появление микротрещин на барабане и паропроводе. Кроме того, в последующие три года на блоке №6 количество отказов оказалось на 25-30 % выше, чем у остальных блоков на станции, в том числе наработавших больший ресурс.

Более показательным сравнением усредненных показателей надежности однотипного оборудования, работающего в существенно разных эксплуатационных условиях.

Среди электростанций с пылеугольными блоками 200 МВт сравнивались за 1973-1978 гг. показатели надежности части блоков Старобешевской и Молдавской ТЭС. Нарботанный ресурс у четырех

Электростанция	Средний коэффициент использования мощности, %	Среднее количество остановов в резерв, 1/год	Средняя наработка на отказ, ч	Средний поток отказов, 1/1000 ч
Старобешевская	67.3	42.2	589	1.82
Молдавская	70.9	13.2	889	1.05

выбранных блоков первой электростанции 80-90 тыс. ч, у второй — 75-90 тыс. ч. Выше в таблице представлены рассчитанные параметры.

Потоки отказов на Старобешевской ТЭС в 1.7 раза выше, наработка на отказ в 1.5 раза ниже.

Анализировались за 6 лет показатели двух блоков Молдавской ТЭС (блоки 9 и 10) и Сургутской ТЭС (ОЭС Урала). Нарботанный ресурс составил менее 40 тыс. ч. На Молдавской ТЭС сжигался мазут, на Сургутской — газ. Блоки Сургутской ТЭС останавливались в резерв лишь в праздничные дни. Установившийся поток отказов (исключался период приработки) у Молдавской ТЭС в три раза выше, и основной причиной этого можно считать более частые пуски: у первой — среднее число пусков равно 18.5 1/блок, у Сургутской до 0.9 1/блок за год.

На Марыйской ТЭС (ОЭС Средней Азии) установлены такие же блоки, сжигается газ. Нарботанный ресурс близок. За 6 лет удельное число пусков из резерва у Марыйской электростанции составило 23.3 на блок за год, на Сургутской — 0.6. Нарботка на отказ на Марыйской электростанции была в 2 раза ниже, а поток отказов в 2 раза выше.

Рассчитывался за несколько лет полигон частот распределения отказов блоков 200 МВт ОЭС Украины (1100 отказов) внутри суток. Наблюдается (до 1990 г.) повышенное количество отказов непосредственно после прохождения экстремальных часов суточного графика, что вызвано, прежде всего, вынужденными задержками вывода в ремонт после обнаружения неисправности на оборудовании из-за дефицита мощности. После утреннего максимума количество отказов на 20% больше, чем после вечернего, что, по-видимому, вызвано в определенной мере тяжестью режима пуска и нагружения. Время аварийного восстановления на 15-20% выше у котлоагрегатов, остановленных непосредственно после прохождения утреннего максимума. В процессе исследований анализировался полигон частот времени задержки оборудования по аварийным заявкам. До 2-х часов оборудование задерживается в 20%, до 3-х часов и более — в 10%. Оперативный персонал стремится за этот период найти решение по реализации резерва или способ снизить нагрузку электропотребления экстремальных зон графика.

Достаточно характерно изменение частоты отказов блоков 200 МВт по месяцам внутри года. Рост количества отказов в зимние месяцы обусловлен напряженным режимом работы агрегатов в условиях дефицита мощности и тяжестью покрытия наиболее неравномерных графиков нагрузки электропотребления. С февраля часть наименее надежного оборудования выводится в плановые ремонты. После паводкового периода, в летние месяцы наблюдается повышенная аварийность блоков 200 МВт, несмотря на относительно большие объемы плановых ремонтов в принципе наиболее ненадеж-

ного оборудования и более плотные графики нагрузки электропотребления. Это, видимо, вызвано последствием тяжелых режимов регулирования ТЭС графиков электропотребления паводкового периода (ГЭС — в базисной части графика). Спад аварийности в осенний период объясняется тем, что часть оборудования восстановлена в процессе ремонтов или ремонтируется; кроме того, регулировочный диапазон на ГЭС максимальный. Учет приработки после капитальных ремонтов не изменил указанных характеристик.

Подавляющее большинство отказов — отказы котлоагрегатов. Накопленные усталостные явления металлов у котлоагрегатов проявляются через несколько месяцев, у турбин — через несколько лет [2]. Но затраты на восстановление и длительность восстановительных ремонтов турбин в 3-8 раз превышают затраты и простои котлоагрегатов. Это следует иметь в виду для блоков, приближающихся и достигших предельного эксплуатационного ресурса. Продолжение пуско-остановочных режимов для этих энергоблоков может стать губительным.

Анализ показал, что при 3110 пусках из резерва всех энергоблоков ОЭС Украины произошло 76 отказов с переводом блока из процесса пуска в аварийно-восстановительные ремонты. Вероятность перехода агрегата в аварийный ремонт (отказ) при пуске в среднем составляет 0.0245.

В связи с достаточно большим интервалом наблюдений (1960-1990 гг.) и количеством наблюдаемых объектов при статистической обработке редкие события, имеющие характер тяжелых аварий, исключались известными в математической статистике методами. Но эта выделенная информация представляет самостоятельный интерес. Параметр потока отказов тяжелых аварий у блоков 150 МВт составляет 0.0185 (1/блок, 1/год), доля тяжелых аварий 0.24%, среднее время аварийного восстановления 539 часов. У блока 200 МВт эти показатели составляют 0.0101, 0.21% и 808 ч. У блоков 300 МВт (моблоки) 0.0378, 0.44% и 567 ч соответственно.

Получить нелинейные количественные зависимости влияния пуско-резервных режимов на надежность блочного оборудования не удалось. И все же, определенные количественные оценки можно сделать. При близком или равном наработанном эксплуатационном ресурсе у энергоблоков 200 МВт каждые 25-30 пусков из резерва приводят к дополнительному повышению потока отказов в 1.7-2.5 раза. Наблюдается у всех теплоэнергетических блоков устойчивая тенденция постепенного роста потока отказов через 8-10 лет работы.

На основе многочисленных и длительных исследований, проведенных различными научно-исследовательскими организациями совместно с энергомашиностроителями, мирового опыта, предельный эксплуатационный ресурс теплосилового оборудования ТЭС определяется величинами: давление па-

ра 4.5 МПа в 270-300 тыс. ч, 9 МПа 220-250 тыс. ч, 13 МПа 170-200 тыс. ч, и 24 МПа до 170 тыс. ч. Предельный уровень срока службы, естественно, должен учитывать конкретные эксплуатационные условия, в том числе уровень переменных нагрузок и экономические показатели.

В ОЭС Украины более 70% тепловых электростанций наработало предельный и близкий к предельному эксплуатационный ресурс. Из блоков 200 МВт лишь блоки Кураховской ТЭС (7 блоков) наработали по 170-180 тыс. ч, остальные превысили 200 тыс. ч. Целесообразные сроки реконструкции давно упущены. У этих блоков снизилась экономичность, перемаркирована установленная мощность, вдвое снизился рабочий диапазон по разгрузке.

В 60-е годы коэффициенты неравномерности графиков нагрузки электропотребления рабочих дней зимнего периода изменились с 0.78 до 0.66, летнего — от 0.82 до 0.76 (график разуплотнился). В период 70-80-х годов коэффициенты неравномерности графиков рабочих дней для зимнего периода из-за дефицита мощности составляли 0.70-0.75 (понедельники 0.68-0.70), летнего периода 0.75-0.77 (0.70-0.72). Из-за неоптимальной структуры генерирующих мощностей — дефицита маневренных энергоисточников, у каждого энергоблока 200 МВт количество режимных пусков-остановов достигало 25-30 в год. Началось сооружение мощных ГАЭС, которые должны были после 1986 г. коренным образом сократить уровень нестационарности режимов и практически продлить период критического старения оборудования теплоэнергетики. Но ввести в эксплуатацию первые очереди этих ГАЭС не удалось. Проблема маневренности в энергообъединении лишь обострилась.

До 90-х годов в эксплуатации находились все энергоблоки. Необходимых реконструкций выполнить не удалось. Но в процессе плановых ремонтов, продолжительность и объемы которых учитывали наработанный эксплуатационный ресурс, удавалось поддерживать оборудование в удовлетворительном работоспособном состоянии.

К концу 90-х годов тяжелый финансовый кризис в электроэнергетике привел к дефициту топлива. При аварийно-предельной частоте, принудительных ограничениях потребителей, работе АЧР, часть энергоблоков вынужденно остановлены ("законсервированы"). Графики нагрузки электропотребления ненормально искажены. Коэффициенты неравно-

мерности рабочих дней зимнего периода составляют 0.79-0.84, летнего 0.80-0.83. Утренний максимум срезан. Суммарная длительность экстремальных зон стала составлять 7-8 часов.

И тем не менее, несмотря на ненормальные плотные графики электропотребления в зимний период, еще более в паводковый и летний, интенсивность режимных пусков не снизилась. Сказалась потеря регулировочного диапазона на ТЭС. Так за 1996 г. количество пусков блоков Старобешевской ТЭС составляло 343, Луганской — 289, Кураховской — 314 [3]. Удельное количество пусков по работающим энергоблокам 200 МВт возросло до 30-40 в год. Появились принципиально новые режимы-остановы блоков после прохождения вечернего максимума и последующие пуски на период покрытия вечерней экстремальной зоны графика следующего рабочего дня.

Предельный эксплуатационный ресурс у большинства блоков 200 МВт превышен. Остановленные из-за отсутствия топлива ("законсервированные") вынужденно постепенно разукрупняются для поддержания работоспособности еще эксплуатируемых, теряются их надежность свойства.

Показатели надежности работающих агрегатов дополнительно снизились, но объективно количественно показать это сложно, так как выбывший заменяется резервным. Временные периоды ремонтов нормативному контролю не подвержены. В сравнении с 1990 г. показатель использования установленной мощности для энергоблочного оборудования снизился на 45-50% (у газомазутных не превышает из-за дефицита топлива 20%).

Можно предполагать появление процесса обвального снижения работоспособности теплоэнергетических блоков, и в первую очередь участвующих в пуско-остановочных режимах.

Кроме потери генерирующих мощностей еще более обострится проблема маневренности и режимной управляемости энергообъединения. Если не удастся начать реконструкцию теплоэнергетического оборудования в ближайшие год-два, энергетику Украины может охватить новая фаза энергетического кризиса — технологическая.

Остается задача сокращения пуско-остановочных режимов ТЭС, которую можно решить только вводом не менее трех агрегатов Днестровской ГАЭС, лидера по энергоэкономической эффективности среди сооружаемых ГАЭС.

1 Долговечность роторов турбин, работающих в условиях глубокого регулирования нагрузки энергосистем. — М.: РОТО Союзтехэнерго, 1986. — С. 58.

2 Лейзерович А.Ш. Повреждение роторов мощных паровых турбин под действием нестационарных температурных напряжений // Энергохозяйство за рубежом. — 1978. — №5. — С. 4-8.

3 Улитич Ю.І. Проблеми енергозбереження в українській електроенергетиці // В кн.: Енергетична безпека України: чинники впливу, тенденції розвитку. — Київ: УЕЗ, 1998. — С. 88-92.