

Как показали проведенные исследования, механическое аккумулярование при АЭС в комплексе с гидроаккумулярованием значительно уступает по всем основным показателям АЭС с АПВ.

Для получения маневренной мощности 2500 МВт (Загорская ГАЭС) для комплекса АЭС + ГАЭС требуется: вместимость водохранилища $22,0 \cdot 10^6$ м³ по сравнению с $0,18 \cdot 10^6$ м³ для АЭС с АПВ; капитальные вложения для создания маневренной мощности на 40 % больше, чем для АЭС с АПВ.

Приведенные расчетные затраты на выработку маневренной электроэнергии на АЭС + ГАЭС на 35 % превышают аналогичные затраты на АЭС с АПВ. Следует особо обратить внимание на то, что все указанные экономические преимущества могут быть реализованы только при правильном размещении АЭС с АПВ в структуре генерирующих мощностей ОЭС.

Глава 5

ОПЫТ РАБОТЫ ЭНЕРГБЛОКОВ АЭС С ВВЭР В ПЕРЕМЕННЫХ РЕЖИМАХ

Несмотря на то что все действующие АЭС с ВВЭР у нас в стране эксплуатируются в базовой части графиков нагрузок, на некоторых из них накоплен определенный опыт работы энергоблоков в режимах с переменными нагрузками. В данной главе собраны и систематизированы данные по работе энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР в аварийном регулировании, первичном регулировании частоты сети, суточном и сезонном регулировании нагрузки энергосистемы. Основное внимание уделено вопросам регулирования и топливоспользования. Подобные данные представляют интерес как в плане их использования для проверки алгоритмов расчета нестационарных режимов работы энергоблока, так и в плане выявления неиспользованных резервов.

5.1. Автоматическое регулирование частоты сети и аварийное регулирование мощности

Особо остро уже сейчас стоит вопрос об участии АЭС в аварийном регулировании частоты и мощности с целью сохранения устойчивости энергосистем и самих АЭС, в первичном регулировании частоты. Требования участия АЭС в аварийном регулировании относятся ко всем энергоблокам АЭС независимо от структуры вводимых генерирующих мощностей.

При строительстве первых АЭС в СССР такие требования не выдвигались, поэтому эти электростанции проектировались без учета их участия в аварийном регулировании. Однако в некоторых энергосистемах такая необходимость возникала уже при сооружении первых энергоблоков АЭС. В этом отношении характерен пример развития Кольской энергосистемы [76].

До начала 70-х годов развитие промышленности Кольского полуострова базировалось на использовании богатых гидроэнергетических ресурсов. В 1973–1974 гг. для покрытия растущего дефицита электроэнер-

тических мощностей были введены в строй два блока первой очереди Кольской АЭС с реакторами ВВЭР-440. Доля АЭС в установленной мощности электростанций энергосистемы составила примерно 30%. Тем не менее высокая равномерность суточных и недельных графиков нагрузки, обусловленная значительной долей в энергопотреблении промышленности с непрерывным производством (69%) и малой долей коммунально-бытового сектора (8,5%), а также значительная доля (примерно 50%) генерирующих мощностей гидравлических электростанций, наиболее приспособленных к работе в переменных режимах, и по сей день обеспечивают эксплуатацию Кольской АЭС в базовой части графика нагрузок энергосистемы.

Наличие мощной АЭС в энергосистеме, имеющей слабые связи с другими энергосистемами, и недостаточное быстроедействие систем регулирования гидравлических турбин предопределили необходимость участия блоков Кольской АЭС в аварийном и первичном регулировании частоты. Схемы регулирования мощности блоков Кольской АЭС отвечают всем этим требованиям.

Регулирование мощности серийных энергоблоков с реакторами ВВЭР-440 осуществляется по закону постоянного давления пара в парогенераторах [8]. Основным является режим, в котором задана нагрузка турбин. В этом режиме давление во втором контуре поддерживается со статистической точностью $0,5 \text{ кгс/см}^2$ автоматическим регулятором мощности АРМ [77], который, воздействуя на органы регулирования реактора, приведет мощность реактора в соответствие с нагрузкой турбин. Заданное значение нагрузки поддерживается регулятором электрической мощности по давлению пара за регулирующей ступенью путем воздействия на регулирующие клапаны турбины через синхронизатор регулятора скорости.

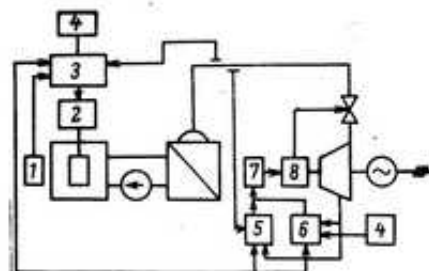
В другом режиме, предусмотренном схемой регулирования (рис. 5.1), заданной величиной является мощность реактора. В этом случае регулятор АРМ стабилизирует мощность реактора по нейтронному потоку в активной зоне в соответствии с заданным значением. Давление пара во втором контуре поддерживается регулятором "до себя", который приводит нагрузку турбин в соответствие с мощностью реактора, воздействуя через синхронизатор на регулирующие клапаны турбины.

Автоматическое переключение из режима поддержания давления во втором контуре в режим поддержания нейтронной мощности реактора производится при отключении одного или двух главных циркуляционных насосов. При этом регулятор АРМ снижает мощность реактора соответственно на 25 и 50% от исходной, а регулятор "до себя" уменьшает нагрузку турбин на такую же величину. Автоматическое переключение схемы регулирования в основной режим производится при увеличении давления во втором контуре на 2 кгс/см^2 по сравнению с заданным значением.

При авариях, связанных с возникновением избытка мощности, предусмотрено отключение одного или нескольких турбогенераторов АЭС

Рис. 5.1. Принципиальная схема регулирования мощности блоков с реактором ВВЭР-440:

1 – ионизационная камера; 2 – привод органов регулирования; 3 – автоматический регулятор мощности реактора АРМ-4; 4 – задатчик; 5 – регулятор давления "до себя"; 6 – регулятор мощности турбин; 7 – синхронизатор; 8 – регулятор скорости турбин



от сети при подаче сигнала от разгрузочной автоматики энергосистемы. При этом регулятор АРМ, работающий в режиме поддержания давления во втором контуре, обрабатывает возмущение по нагрузке, приводя тепловую мощность реактора в соответствие с электрической мощностью блока. Рост давления во втором контуре сдерживается работой быстродействующих редуцирующих устройств сброса пара в конденсаторы турбин или в атмосферу, что обеспечивает поддержание давления пара в главном паровом коллекторе в безопасных пределах и надежное охлаждение активной зоны реактора. На рис. 5.2 показано изменение основных параметров блока с реактором ВВЭР-440 во времени после отключения одного из двух ТГ от сети. Кривые получены путем обработки показаний штатных приборов контроля в переходном процессе. Как видно из этого рисунка, через 6–7 мин после отключения ТГ параметры блока стабилизируются на уровне, соответствующем новой мощности.

При авариях в энергосистеме или на АЭС, приводящих к отключению блока АЭС от сети, системы регулирования обеспечивают удержание блока на мощности, соответствующей уровню собственных нужд, и быстрое восстановление нагрузки до номинальной после устранения причин аварии. Приведенные на рис. 5.3 опытные данные показывают, что при сбросе нагрузки с номинальной до нуля происходит срабатывание БРУ-К и БРУ-А, за счет работы которых давление пара во втором контуре в начале процесса не превышает $55,0 \text{ кгс/см}^2$. После устойчивой работы на мощности собственных нужд в течение 1,5 ч нагрузка на турбогенераторах восстанавливается до номинальной за время менее 0,5 ч.

Регулирование частоты в современных энергосистемах производится следующим образом [28]. При отключении или подключении потребителей возникает разбаланс между генерируемой мощностью и нагрузкой. Это приводит к ускорению или замедлению роторов турбин и изменению частоты в энергосистеме. Системы регулирования турбин вступают в работу и в соответствии со своей неравномерностью и нечувствительностью меняют нагрузку турбин. Таким образом осуществляется первичное регулирование частоты. Однако частота в системе при этом меняется в некоторых пределах в соответствии с неравномерностью

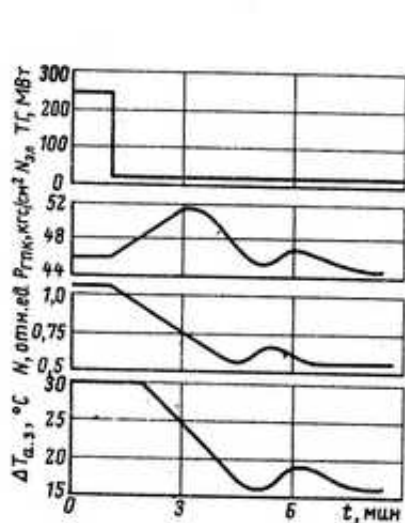


Рис. 5.2. Кривые изменения параметров блока с ВВЗР-440 во времени после отключения одного ТГ от сети:

$N_{эл}$ – электрическая нагрузка ТГ-4; $P_{гпк}$ – давление в главном паровом коллекторе; N – нейтронная мощность реактора; $\Delta T_{а.з.}$ – средний подогрев теплоносителя в активной зоне реактора

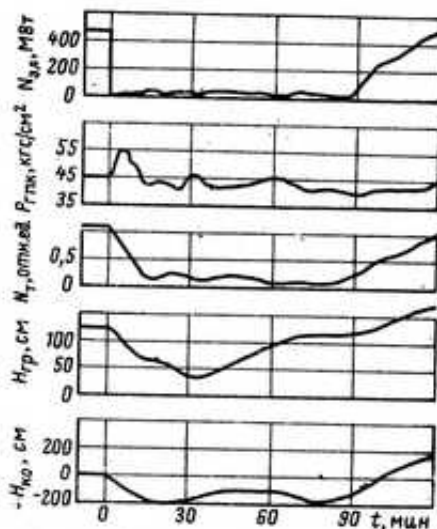


Рис. 5.3. Изменение параметров энергоблока с реактором ВВЗР-440 при аварийном отключении обоих турбогенераторов от сети

всей энергосистемы, определяемой неравномерностями регулирования отдельных агрегатов и их нечувствительностью. Для обеспечения постоянства частоты в системе служит вторичное регулирование частоты, которое осуществляется с помощью сетевых автоматических регуляторов частоты. Последние воздействуют на механизмы выделенных для этих целей агрегатов или станций, обычно менее экономичных, и сменяют их статические характеристики таким образом, чтобы вернуть частоту к прежнему значению. При этом нагрузка турбин, не участвующих во вторичном регулировании частоты, возвращается к прежнему значению, а весь небаланс мощности воспринимается выделенными регулирующими агрегатами.

При разбалансах между генерируемой мощностью и нагрузкой и изменениях частоты в энергосистеме регуляторы скорости турбин изменяют нагрузку блоков АЭС в соответствии со своими статическими характеристиками. Регуляторы давления "до себя", работающие в "стерегущем" режиме, не препятствуют регулированию частоты. Давление во втором контуре поддерживается регулятором мощности АРМ, который, воздействуя на органы регулирования, изменяет мощность реактора в соответствии с электрической нагрузкой. После установления нового значения частоты в энергосистеме в результате переходного про-

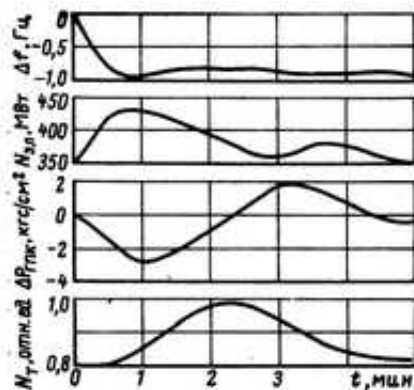


Рис. 5.4. Кривые изменения параметров блока АЭС с ВВЭР-440 во времени при уменьшении частоты в сети:

f – частота в сети; $N_{эл}$ – электрическая нагрузка; N_T – тепловая мощность реактора

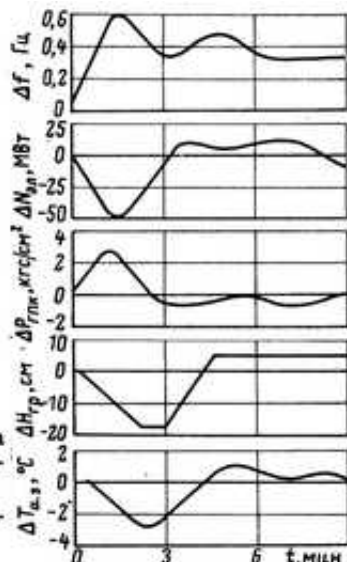


Рис. 5.5. Кривые изменения параметров блока АЭС с ВВЭР-440 во времени при увеличении частоты в сети

цесса мощность реактора и нагрузка турбин возвращаются к первоначальным значениям (рис. 5.4 и 5.5).

Необходимо отметить, что на протекание переходных процессов, возникающих при возмущениях по нагрузке, большое влияние оказывает способность реакторов ВВЭР к саморегулированию [8]. Так, при первичном регулировании частоты в энергосистеме появляющийся в первые моменты разбаланс между электрической нагрузкой и тепловой мощностью реактора ликвидируется не только за счет работы схемы регулирования, но и за счет свойств саморегулируемости реактора. Увеличение мощности ТГ сопровождается увеличением отбора пара из парогенераторов, вследствие чего давление во втором контуре начинает падать из-за недостаточного в начале процесса подвода тепла со стороны первого контура (рис. 5.5). Уменьшение давления и температуры насыщения в парогенераторах увеличивает температурный напор в них и, следовательно, отвод тепла из первого контура. Это приводит к уменьшению температуры теплоносителя первого контура и высвобождению положительной реактивности (постоянная времени реакторной установки по изменению температуры теплоносителя около 50 с). Мощность реактора начинает уменьшаться. При уменьшении нагрузки (повышение частоты в энергосистеме) процесс идет соответствующим образом с изменением параметров в противоположном направлении.

Важной особенностью энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР, позволяющей при необходимости быстро увеличивать нагрузку на короткие

промежутки времени без изменения мощности реактора, является наличие большого запаса тепловой энергии, аккумулированной во втором контуре. Это положительное качество существенно повышает маневренность энергоблоков АЭС в аварийном регулировании.

Опыт работы энергоблоков АЭС с реакторами ВВЭР в режимах первичного регулирования частоты и ликвидации аварийных ситуаций в энергосистеме показывает, что основные регуляторы обеспечивают хорошее качество регулирования и сохранение параметров блока в допустимых пределах. Положительные результаты эксплуатации энергоблоков АЭС с регуляторами "до себя" в стерегущем режиме позволяют рекомендовать перевод этих регуляторов в "стерегущий" режим и на всех других действующих блоках АЭС с реактором типа ВВЭР.

5.2. Регулирование сезонной нагрузки энергосистем

Специфической особенностью эксплуатации АЭС с ВВЭР является необходимость периодической остановки энергоблоков для планово-предупредительных ремонтов (ППР) оборудования и перегрузки ТВС. Эти остановки крайне нежелательны в период осенне-зимнего максимума электрической нагрузки энергосистемы. Поэтому работа АЭС планируется таким образом, чтобы в осенне-зимний период нагрузка была максимальной, а в весенне-летний период, когда проводится ППР, нагрузка АЭС снижалась до уровня, определяемого требованиями энергосистемы из условия оптимального использования электростанций различного типа.

Таким образом, АЭС в большей или меньшей степени, определяемой конкретными условиями их эксплуатации в энергосистеме, участвуют в сезонном регулировании нагрузки. Требования, накладываемые участием энергоблоков АЭС в покрытии сезонной неравномерности графика нагрузки, существенно усложняют эксплуатацию АЭС в связи с возникающей проблемой оптимизации использования ядерного топлива.

Ошибка расчетного прогнозирования длительности эффективной работы топливных загрузок реактора ВВЭР между перегрузками в настоящее время составляет примерно 3%. Кроме того, планируемые и реальные нагрузки энергоблоков АЭС в течение топливного цикла также могут существенно различаться, что еще более снижает точность прогнозируемого срока остановки энергоблока на перегрузку топлива. В этих условиях вероятность попадания момента исчерпания запаса реактивности реактора на уровень выгорания на номинальных параметрах в неблагоприятный, с точки зрения потребностей энергосистемы, период становится довольно значительной.

В случае, если энергоблок АЭС останавливается на ППР раньше планировавшегося срока, т.е. если к моменту остановки запас реактивности на выгорание исчерпан не полностью, возникают потери, связанные с уменьшением глубины выгорания выгружаемого топлива. О величине

потерь можно судить по такому примеру. При остановке энергоблока АЭС с ВВЭР-440 на 10 эф. сут раньше расчетного срока потери из-за уменьшения глубины выгорания выгружаемого топлива из расчета выгрузки 1/3 всех ТВС, находящихся в активной зоне, составляют около 100 тыс. руб. Недовыгорание топлива, остающегося на следующий топливный цикл, учитывается при расчетном поиске очередной схемы перегрузки и картограммы топливной загрузки.

В случае, если к моменту исчерпания запаса реактивности реактора на выгорание остановка энергоблока на ППР не может быть осуществлена из-за попадания момента остановки в "запретный" период, возникает необходимость поиска методов продления топливного цикла реактора. Для водо-водяных реакторов эта задача решается за счет использования мощностного и температурного эффектов реактивности для компенсации выгорания [8]. При этом после исчерпания запаса реактивности на выгорание на номинальных параметрах энергоблок продолжает работать с постепенным снижением мощности и температуры теплоносителя первого и второго контуров. Причем на начальном этапе возможна работа энергоблока АЭС на номинальной мощности только за счет использования отрицательного коэффициента реактивности по температуре теплоносителя первого контура [70]. Это достигается понижением давления пара во втором контуре за счет более полного открытия регулирующих клапанов турбин; при этом уменьшается температура насыщения питательной воды в парогенераторах и как следствие понижается входная и средняя температура теплоносителя первого контура. В дальнейшем блок эксплуатируется на мощностном и температурном эффектах с полностью открытыми регулирующими клапанами турбин.

Как показали исследования, в описанном режиме обеспечивается наибольшая выработка электроэнергии за любой наперед заданный промежуток времени по сравнению с другими возможными режимами работы энергоблока АЭС с использованием мощностного и температурного эффектов реактивности, например, работа блока сразу на мощностном и температурном эффектах с понижением всех параметров, исключая работу на номинальной мощности за счет температурного эффекта.

Немалые возможности повышения маневренности АЭС с ВВЭР заключены также в методе увеличения длительности топливного цикла реактора за счет использования эффекта снятия отложений продуктов коррозии с оболочек твэлов при обработке теплоносителя первого контура. Использование этого метода еще больше увеличивает свободу выбора срока остановки реактора для плановой перегрузки топлива. Этот метод может быть использован при необходимости в сочетании с описанным выше методом. На практике это осуществляется следующим образом. После исчерпания запаса реактивности на выгорание при номинальных параметрах эксплуатации энергоблока АЭС продолжается на номинальной мощности за счет высвобождения положительной реактивности вследствие проявления эффекта Доплера при снятии отложений про-

дуктов коррозии с оболочек твэлов и снижении средней температуры топлива. Когда поддержание номинальной нагрузки указанным способом становится невозможным, а остановка энергоблока нежелательна, топливный цикл продолжается за счет использования мощностного и температурного эффектов реактивности. Необходимо отметить, что последний режим характерен для реакторов ВВЭР и используется на всех действующих установках.

Использование режима со снижением мощности для продления топливного цикла реактора приводит, с одной стороны, к увеличению выработки электроэнергии и увеличению глубины выгорания ТВС, подлежащих выгрузке в очередную перегрузку, а с другой стороны, к уменьшению запаса реактивности на выгорание в ТВС, остающихся на следующий топливный цикл. Кроме того, при этом уменьшается коэффициент использования номинальной мощности. Экономически целесообразный предел уменьшения мощности установки или время работы реактора с использованием мощностного и температурного эффектов реактивности зависит от соотношения переменной составляющей себестоимости вырабатываемой электроэнергии, определяемой количеством израсходованного топлива, и постоянной составляющей, включающей в себя расходы на заработную плату персонала, отчисления на амортизацию, реновацию, капремонт, а также от стоимости электроэнергии, вырабатываемой для замещения в энергосистеме.

В [80] проведен анализ условий, при которых эксплуатация АЭС в рассматриваемом режиме экономически выгодна. Основной величиной, влияющей на выбор оптимального времени работы установки на мощностном и температурном эффектах, является отношение постоянной составляющей себестоимости вырабатываемой электроэнергии к переменной составляющей — C_0/C_T . Чем больше это отношение, тем менее продолжительным должен быть режим мощностного и температурного эффектов реактивности для продолжения топливного цикла.

Если с точки зрения экономики вопросы эксплуатации установок в режиме снижения мощности, а также других параметров, таких, например, как давление пара во втором контуре, решены, то влияние таких режимов на показатели работоспособности основного оборудования АЭС до сих пор окончательно не выявлено.

Отрицательным последствием длительной работы блока на мощностном эффекте, сказывающейся на режиме работы энергоблока в следующем топливном цикле, является значительная разница в размножающих свойствах между центральной частью активной зоны с сильно выгоревшими ТВС и периферийной частью, загруженной "свежими" ТВС. Это приводит к необходимости поддержания управляющей группы органов регулирования реактора в диапазоне 225—250 см от низа активной зоны (в противном случае значение неравномерности энерговыделения в активной зоне составляет величину, при которой срабатывает предупредительная сигнализация по превышению допустимых температур

теплоносителя на выходе из рабочих ТВС), вследствие чего сокращается регулировочный диапазон мощности реактора. По мере выгорания и накопления стационарного самария в "свежих" ТВС поле энерговыделения выравнивается и запрет на снижение высоты положения органов регулирования в активной зоне реактора снимается.

Неопределенности сроков остановки энергоблоков АЭС для перегрузки топлива приводят к неэкономичному расходованию топливных ресурсов. Это вынуждает искать оптимальные пути ведения режима выгорания топлива в зависимости от складывающейся ситуации. Для достижения этих целей на Кольской АЭС, например, используется несколько методов. Один из них заключается в возможности изменения распределения нейтронного поля по радиусу активной зоны реактора варьированием положения органов регулирования по высоте активной зоны. Так, если в процессе эксплуатации становится очевидным, что запас реактивности на выгорание на номинальной мощности будет исчерпан до установленного срока остановки реактора на перегрузку и работа энергоблока на мощностном эффекте неизбежна, то положение управляющей группы органов регулирования в процессе текущего топливного цикла устанавливается как можно более низким (нижний предел положения управляющей группы определяется достижением максимального коэффициента неравномерности энерговыделения по ТВС активной зоны для данного уровня мощности реактора). Этим обеспечивается перераспределение мощности по ТВС в сторону увеличения энергонапряженности периферии, активной зоны и более интенсивное выгорание периферийных ТВС. В конце топливного цикла, к моменту вывода из активной зоны всех поглотителей управляющей группы ТВС СУЗ, возрастает энергонапряженность центральной части активной зоны, а у ее границ нейтронный поток снижается. Размножающие свойства активной зоны с "заваленным" нейтронным полем на ее границе выше, чем при "плоском" распределении нейтронного поля по радиусу из-за меньшей утечки нейтронов за границы активной зоны. Соответственно создается дополнительный запас реактивности на выгорание при номинальной мощности реактора. Необходимо также отметить, что в описанном режиме работы реактора маневренные характеристики реактора, с точки зрения преодоления нестационарного отравления активной зоны ксеноном-135 при сбросах и последующих наборах мощности, существенно улучшаются вследствие увеличенного оперативного запаса реактивности.

Если по требованию энергосистемы энергоблок должен быть остановлен на перегрузку раньше намеченного срока, то положение управляющей группы органов регулирования по высоте активной зоны устанавливается на более высоком уровне. В результате перераспределения мощности по топливным сборкам увеличивается энергонапряженность центральной части активной зоны, вследствие чего повышается выгорание предназначенных к выгрузке ТВС и соответственно уменьшается выгорание периферийных ТВС, оставляемых в реакторе на следующий топливный

цикл. По расчетам авторов, при реализации указанного режима увеличение запаса реактивности на выгорание в следующем топливном цикле составляет примерно 0,06 %, что обеспечивает работу энергоблока в течение двух суток на номинальной мощности.

При выборе каждой конкретной схемы перегрузки ставится задача загрузки в активную зону минимального количества "свежего" подпиточного топлива, с тем чтобы в предстоящем топливном цикле запас реактивности на выгорание на номинальной мощности к моменту следующей перегрузки был полностью израсходован. При заранее известном сроке следующей перегрузки и средней нагрузке энергоблока за топливный цикл такая задача может решаться двумя путями: изменением обогащения подпиточного топлива или изменением количества перегружаемых топливных сборок. Если при остановке блока на очередную перегрузку топливо "недогорело", то экономически выгоднее подпитку активной зоны вести пониженным количеством "свежих" рабочих ТВС. Этим достигается экономия "свежих" рабочих ТВС за счет повышения выгорания некоторого количества ТВС, оставляемых на следующий топливный цикл. В случае, если в предыдущем топливном цикле топливо сильно "перегорело" в результате работы блока на мощностном эффекте, то для обеспечения необходимого запаса реактивности на выгорание в следующем топливном цикле, кроме замены одной трети ТВС, выработавших свой ресурс на выгорание, необходима выгрузка и замена на свежие дополнительного количества ТВС, размножающие свойства которых позволяют эксплуатировать их еще в течение одного топливного цикла. Во избежание такого рода потерь создание повышенного запаса реактивности на выгорание может быть обеспечено повышением обогащения подпиточного топлива выше 3,6 % по урану-235 при сохранении общего количества выгружаемых ТВС на проектном уровне.

5.3. Регулирование суточных графиков нагрузки энергосистем

Опыт участия отечественных энергоблоков АЭС в регулировании суточной неравномерности графиков нагрузки энергосистем, накопленный к настоящему времени, весьма ограничен. Лишь Билибинская АТЭЦ с канальными реакторами постоянно привлекается к режимному регулированию [78]. Для этого существуют объективные причины: мощность АТЭЦ составляет 50% всех мощностей энергосистемы, коэффициенты заполнения суточных графиков нагрузки не превышают 0,6 [78]. Как было показано выше, самым "слабым" звеном в проблеме маневренности энергоблоков АЭС с реакторами на тепловых нейтронах являются тепловыделяющие элементы. Твэлы же БАТЭЦ эксплуатируются при низких линейных нагрузках, скачки мощности в твэлах при изменении мощности реактора невелики. Поэтому и этот опыт не позволяет сделать каких-либо определенных выводов относительно решения проблемы маневренности АЭС.

Данные по эксплуатации блоков АЭС с реакторами ВВЭР в режимах суточного регулирования графиков нагрузки также очень ограничены. Некоторый опыт имеется на НВАЭС [26] и Кольской АЭС [18]. Однако необходимо отметить, что блоки с ВВЭР-440 привлекались к регулированию суточных графиков нагрузки эпизодически, на небольшие сроки. Для получения достоверных данных по поведению оборудования АЭС в нестационарных режимах работы необходимо проведение длительных (не менее трех лет — из условия оценки работоспособности твэлов, имеющих ресурс работы три года), соответствующим образом организованных и подготовленных натурных испытаний одного из блоков АЭС с реактором ВВЭР-440, как наиболее освоенного, в режимах суточного регулирования нагрузки энергосистем.

В заключение следует отметить, что опыт эксплуатации энергоблоков АЭС с ВВЭР в переменных режимах свидетельствует о достаточной гибкости и маневренности реакторной и паротурбинной установок, хорошем качестве работы основных регуляторов, больших резервах в оптимизации использования ядерного топлива. Однако все это ни в коей мере не снимает тех задач по увеличению маневренности АЭС с ВВЭР, которые были поставлены в предыдущих главах. Напротив, накопленный опыт позволяет сосредоточить усилия лишь на самых трудных и менее всего исследованных задачах, таких, как повышение надежности твэлов при работе с переменными нагрузками, снижение термических напряжений в элементах конструкции реактора и турбины.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Энергоблоки АЭС с реакторами ВВЭР-1000 и ВВЭР-440 по своим маневренным характеристикам безусловно обеспечивают возможность регулирования сезонных и недельных графиков нагрузки энергосистем, аварийного регулирования частоты и перетоков активной мощности по линиям электропередач. Отечественный и зарубежный опыт по эксплуатации атомных и тепловых электростанций в переменных режимах позволяет надеяться, что после проведения комплексных исследований влияния переменных нагрузок на работоспособность твэлов и дополнительных расчетов на термоусталостную прочность критических элементов корпуса реактора, парогенератора и турбины, атомные энергоблоки с реакторами ВВЭР могут быть привлечены к плановому регулированию суточных графиков нагрузки в диапазоне 100–70% номинальной мощности со скоростью до 1%/мин.

Наряду с дальнейшим поиском путей повышения маневренности энергоблоков АЭС, по-видимому, было бы целесообразно ряд требований по маневренности приблизить к реально достигнутым характеристикам атомных энергоблоков; прежде всего это относится к глубине и темпу разгрузки-нагрузки при остановках блоков на ночь и в выходные дни. Это