

УДК 621.3.078

Исследование работы энергоблоков Билибинской АТЭЦ в режиме автоматического регулирования мощности и частоты в изолированной энергосистеме

САНКОВСКИЙ Г. А., МОЛОЧКОВ В. И., ДОЛГОВ В. В., СОЛДАТОВ Г. Е., МИНАШИН М. Е.

Проблема участия АЭС в регулировании мощности и частоты в энергосистемах наиболее существенна для АЭС, работающих в маломощных изолированных энергосистемах. В таких системах возможны довольно быстрые и относительно большие по величине изменения нагрузки и не всегда имеются другие электростанции, которые могли бы взять на себя пики нагрузки. Поэтому при эксплуатации АЭС в изолированных энергосистемах малой мощности необходимо быстро изменять электрическую мощность станции в соответствии с потребностями энергосистемы.

Настоящая статья посвящена результатам экспериментальных исследований работы энергоблоков Билибинской АТЭЦ (БАТЭЦ) в режиме автоматического регулирования мощности и частоты в изолированной Чаун-Билибинской энергосистеме. БАТЭЦ состоит из четырех однотипных энергоблоков. Каждый энергоблок включает паропроизводительную установку — канальный водографитовый реактор с трубчатыми твэлами с естественной циркуляцией кипящей воды на всех уровнях мощности, турбоустановку с двумя теплофикационными отборами и турбогенератор. Турбина работает на сухом насыщенном паре (с промежуточной сепарацией), который поступает из барабана-сепаратора контура естественной циркуляции реактора [1, 2].

С пуска первого энергоблока БАТЭЦ работает по диспетчерскому графику в целях регулирования мощности энергосистемы. Это обусловлено соотношением мощности БАТЭЦ и всей энергосистемы и графиком нагрузки энергосистемы. Мощность энергоблоков БАТЭЦ меняется в диапазоне 50—100% 3—4 раза в сутки (по числу максимумов в графике нагрузок энергосистемы).

Опыт эксплуатации БАТЭЦ в режиме переменных нагрузок по диспетчерскому графику в течение пяти лет, а также специальные эксперименты показали высокие динамические качества контура естественной циркуляции реакторной установки. Отсутствие признаков повреждения твэлов и графитовой кладки подтверждает работоспособность основных элементов реактора в таком режиме. Работоспособность технологических каналов в режиме переменных нагрузок обусловлена высокой теплопроводностью трубчатых твэлов $\geq 46 \text{ Вт}/(\text{м} \times$

$\times \text{град})$ и сравнительно небольшими тепловыми нагрузками: максимальный тепловой поток не превышает $0,75 \cdot 10^6 \text{ Вт}/\text{м}^2$. В этих условиях при изменении мощности реактора на 1% температура изменяется в наиболее горячей точке твэлов всего на 4°C . В наиболее горячих точках графитовой кладки изменение температуры составляет $2-2,5^\circ\text{C}$ на 1% мощности реактора. Расчеты показали, что при принятых эксплуатационных скоростях изменения мощности энергоблоков не возникают недопустимые напряжения как в элементах конструкции твэла, так и в элементах графитовой кладки.

Таким образом, объективная необходимость систематической работы БАТЭЦ в режиме переменных нагрузок и доказанная пятилетней эксплуатацией работоспособность реакторных установок в этих условиях обусловили проведение экспериментов по автоматическому регулированию мощности энергоблоков по сигналам энергосистемы.

На рис. 1 представлены две проектные схемы регулирования мощности энергоблока и система регулирования уровня воды в барабане-сепараторе. Последняя построена по трехимпульсной схеме с воздействием регулятора питания 12 на расход питательной воды. Давление в контуре реактора поддерживается регулятором 1, получающим импульс по давлению в барабане-сепараторе и действующим либо на турбоустановку, либо на паропроизводительную установку. Система автоматического регулирования (САР) обеспечивает работу АТЭЦ в базовом режиме, когда ее мощность не изменяется при колебаниях частоты в энергосистеме, в режиме первичного (статического) регулирования частоты, когда изменение мощности АТЭЦ пропорционально отклонению частоты, и в режиме вторичного (астатического) регулирования, когда мощность АТЭЦ изменяется до восстановления номинальной частоты [3].

В базовом режиме, когда система управления реактора и система регулирования тепловой части между собой не связаны (выключатель 25 на рис. 1, б разомкнут), регулятор давления 1 воздействует на регулятор скорости турбины 15, а регулятор электрической мощности 24 отключен от задатчика 2 регулятора нейтронной мощности 3. В базовом режиме изменения нагрузки в энерго-

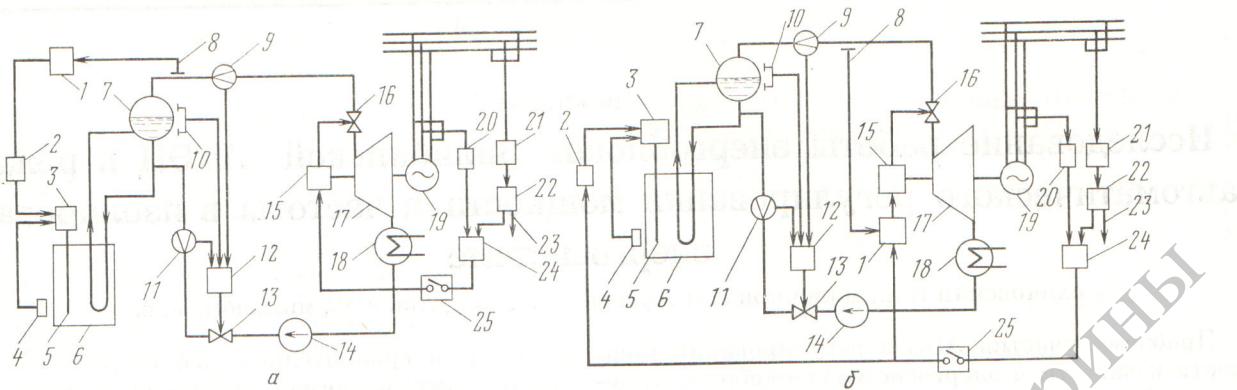


Рис. 1. Принципиальная схема системы автоматического регулирования мощности реакторной установки по двум вариантам: 1 — регулятор давления пара; 2 — задатчик регулятора нейтронной мощности; 3 — регулирующий стержень; 6 — реактор; 7 — барометрический сепаратор; 8—11 — датчики давления, расхода пара, уровня и расхода питательной воды; 12 — регулятор питания; 13 — питательный клапан; 14 — питательный насос; 15 — регулятор скорости турбины; 16 — регулирующий клапан турбины; 17 — турбина; 18 — конденсатор; 19 — генератор; 20, 21 — датчики электрической мощности и частоты; 22 — регулятор частоты в энергосистеме; 23 — выходной сигнал регулятора частоты к регуляторам мощности других энергоблоков; 24 — регулятор электрической мощности энергоблока; 25 — выключатель системы авторегулирования мощности и частоты

системе практически не сказываются на работе реактора. В начальный период после изменения частоты в сети регулятор скорости турбины изменяет мощность турбогенератора и энергоблок участвует в регулировании частоты. При этом изменение мощности турбогенератора зависит от статической характеристики турбины и теплоаккумулирующей способности пароводяного контура реактора. Затем под действием регулятора давления восстанавливается паровая нагрузка турбины.

Первичное (статическое) регулирование частоты реализуется по схеме рис. 1, а при разомкнутом положении выключателя 25. При изменении частоты в энергосистеме регулятор скорости 15 меняет нагрузку турбины в соответствии с ее статической характеристикой, воздействуя на регулирующие клапаны турбины 16. Изменение расхода пара на турбину вызывает отклонение давления в контуре реактора, и регулятор давления 1, воздействуя на задатчик 2, приводит мощность реактора в соответствие с новой паровой нагрузкой турбоустановки. Степень участия энергоблока в регулировании частоты, т. е. доля изменения его мощности по сравнению с изменением нагрузки всей системы, зависит от многих факторов, в том числе от режима работы и статических характеристик всех турбоагрегатов данной энергосистемы.

Основным регулирующим режимом следует считать режим вторичного (астатического) регулирования частоты. При этом энергоблоки, участвующие в регулировании частоты, должны иметь запас мощности для покрытия возможных пиков нагрузки системы.

Режим вторичного регулирования частоты исследовали с подключением регуляторов частоты

и электрической мощности к регулятору скорости турбины (вариант а) и к задатчику регулятора нейтронной мощности (вариант б). В обоих вариантах частота сети поддерживается регулятором частоты 22, получающим импульс от датчика частоты 21. Регулятор частоты изменяет задание регулятору электрической мощности турбогенератора 24. Такое построение схемы регулирования позволяет использовать ее для астатического регулирования частоты одновременно несколькими энергоблоками БАТЭЦ. При этом сигналы, поступающие от регулятора частоты на регуляторы электрической мощности, могут различаться по величине в соответствии с желаемым распределением нагрузки между энергоблоками.

Экспериментальное исследование переходных процессов проводили на одном из энергоблоков БАТЭЦ. Характер этих процессов и работу САР проверяли на различных уровнях мощности энергоблока вплоть до номинальной при быстром изменении нагрузки в энергосистеме на 1—5 МВт путем изменения мощности турбогенераторов двух других энергоблоков, воздействуя на синхронизаторы их турбин.

В первом варианте регулирования (см. рис. 1, а) возмущения по частоте в энергосистеме сначала воспринимаются турбиной в результате работы ее регулятора скорости (статическое регулирование частоты), после чего частота сети восстанавливается регуляторами частоты и электрической мощности (выключатель 25 замкнут). В начальный период частичное восстановление электрической нагрузки энергосистемы происходит за счет тепла, аккумулированного в циркуляционном контуре и графитовой кладке реактора. Затем по сигналу изменения давления в контуре регу-

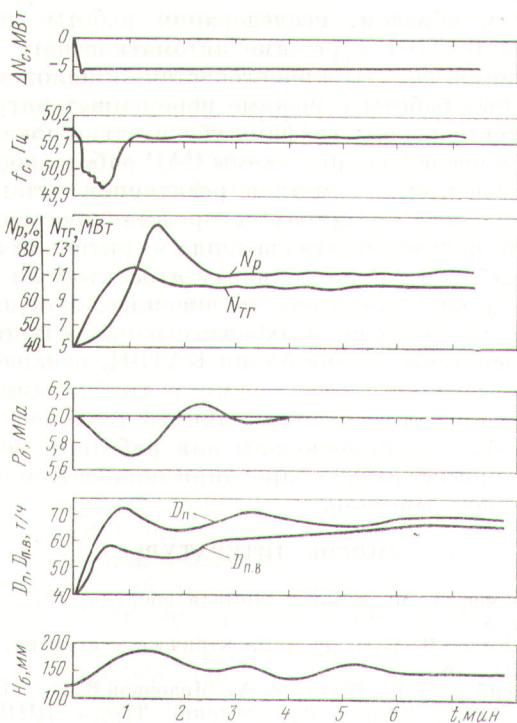


Рис. 2. Изменение параметров энергоблока при работе САР по варианту а рис. 1 (здесь и на рис. 3 и 4) N_p — тепловая мощность реактора; N_{tr} — электрическая мощность турбогенератора; ΔN_c — изменение электрической мощности в сети; f_c — частота в сети; D_n — расход пара из барабана-сепаратора; $D_{n.v}$ — расход питательной воды; $D_{кол.1}$, $D_{кол.3}$ — расход воды через коллекторы 1 и 3; P_b , H_b — давление пара и уровень воды в барабан-сепараторе)

лятор давления 1 приводит мощность реактора в соответствие с тепловой нагрузкой турбины. Данный вариант регулирования частоты является благоприятным для работы реактора, поскольку возмущения в энергосистеме сначала воспринимаются турбиной, а затем гасятся тепловой емкостью реактора. В этом случае работу САР можно схематично характеризовать следующей цепочкой: частота → турбина → тепловая емкость реактора → регулятор давления пара → регулятор нейтронной мощности → мощность реактора. На рис. 2 показано, как изменяются основные параметры энергоблока при резком снижении мощности в сети на 5,5 МВт, что составляет 40% электрической мощности блока. Как видно из рис. 2, переходные процессы заканчиваются приблизительно через 3 мин, а частота восстанавливается уже через 1 мин. Отклонения давления не превышают 0,3 МПа, а отклонения уровня воды в барабан-сепараторе — 50 мм. На рис. 3 представлены переходные процессы авторегулирования частоты по варианту а (см. рис. 1) при снижении нагрузки в энергосистеме во время обеденного

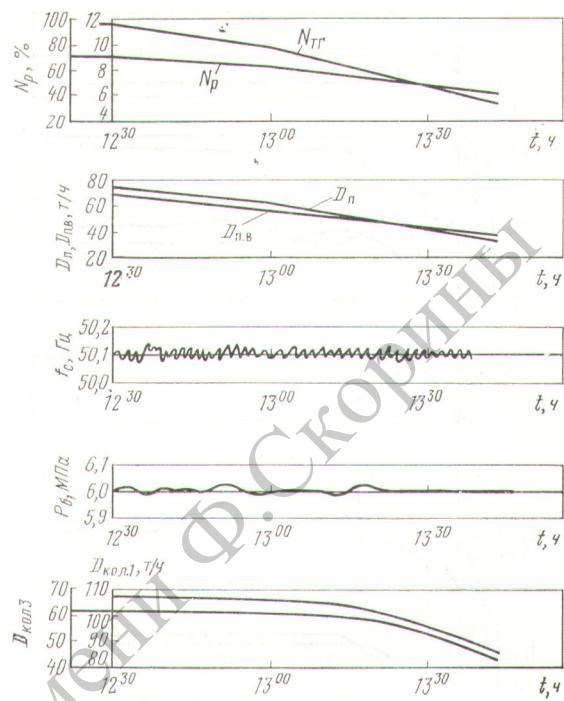


Рис. 3. Изменение параметров энергоблока при снижении нагрузки в сети 26 апреля 1978 г. (САР по варианту а рис. 1)

перерыва. Частота поддерживалась на заданном уровне 50,1 Гц, давление в реакторе практически не изменилось.

Во втором варианте регулирования (см. рис. 1, б) регуляторы частоты и электрической мощности воздействуют на задатчик регулятора нейтронной мощности 3 (выключатель 25 замкнут), а регулятор давления в реакторе 1 — на регулятор скорости турбины 15. Изменения частоты в системе вызывают изменение мощности реактора, а регулятор давления пара приводит нагрузку турбины в соответствии с паропроизводительностью реактора. Работу САР в этом варианте можно характеризовать такой цепочкой: частота → регулятор электрической мощности → регулятор нейтронной мощности → мощность реактора → регулятор давления пара → мощность турбогенератора. Переходные процессы энергоблока при авторегулировании частоты по варианту б (см. рис. 1) представлены на рис. 4. При изменении мощности в системе на $\Delta N_c = -5$ МВт отклонения частоты, давления и расхода в циркуляционных петлях соответственно составили 0,5 Гц; 0,2 МПа и 4%. Недостаток этой схемы регулирования — реактор не защищен от возмущений в системе и все колебания нагрузки сразу сказываются на реакторе, вызывая более частые (по сравнению с вариантом а) включения в работу регулятора нейтронной мощности.

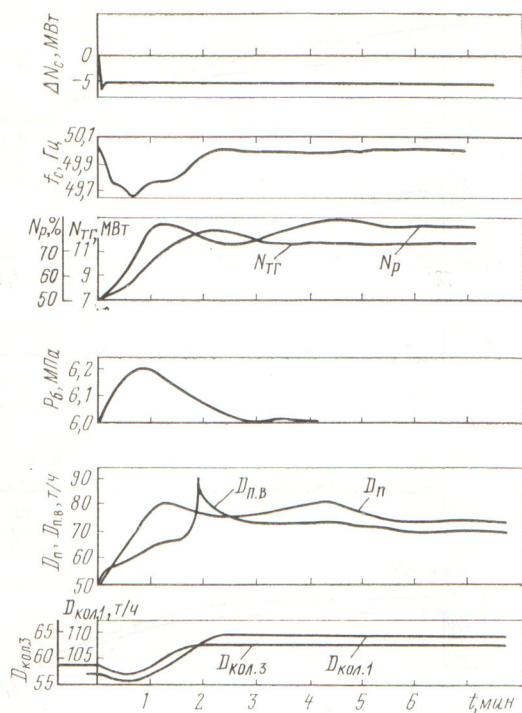


Рис. 4. Изменение параметров энергоблока при снижении мощности в сети на 5 МВт (САР по варианту б рис. 1)

Таким образом, исследования работы энергоблоков БАТЭЦ в режиме автоматического регулирования частоты в энергосистеме и положительный опыт работы в режиме переменных нагрузок по диспетчерскому графику убедительно показали, что обе исследованные схемы САР работоспособны и отклонения параметров реакторной установки в переходных процессах не представляют опасности для надежного отвода тепла от активной зоны. При работе САР по варианту а реакторная установка лучше защищена от внешних, в основном весьма кратковременных возмущений, идущих от энергосистемы. Энергоблоки БАТЭЦ, оснащенные водографитовыми реакторами с трубчатыми твэлами и естественной циркуляцией теплоносителя, могут быть рекомендованы для работы в режиме автоматического регулирования мощности и частоты в энергосистеме.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамов В. М. и др.— Атомная энергия, 1973, т. 35, вып. 5, с. 299.
2. Абалакин В. К. и др.— Электрические станции, 1978, № 2, с. 8.
3. Данценберг В. В., Шугам Р. А., Молочков В. И.— Вопросы промышленной кибернетики. Труды ЦНИИКА. М., 1974, вып. 30, с. 12.

Поступила в Редакцию 28.05.80

УДК 621.039.519.2

Испытания кассет РБМК-1500 в реакторе Ленинградской АЭС

АДЕН В. Г., ВАРОВИН И. А., ВОРОНЦОВ Б. А., ГАРУСОВ Ю. В., ЕПЕРИН А. П., КУДРЯВЦЕВ Ю. В., ОСМАЧКИН В. С., РУРА Н. Н., РЯБОВ В. И., РЯБОВ А. Н., ЧЕРНОБАЕВ В. Ю., ФЕДУЛЕНКО В. М., ФИЛИППОВ В. Н.

Одной из основных при создании РБМК-1500 являлась проблема увеличения максимально допустимой мощности кассеты в 1,5 раза по сравнению с кассетой РБМК-1000, т. е. до 4,2—4,5 МВт при одновременном снижении расхода теплоносителя и, следовательно, повышении паросодержания. Задача была решена посредством использования интенсификаторов теплообмена, расположенных в зоне наибольшего паросодержания (в верхней части кассеты) [1]. Программой комплексных исследований и испытаний кассет РБМК-1500 помимо детального изучения их теплофизических характеристик в дреакторных установках, в основном на стенде КС ИАЭ им. И. В. Курчатова [2], предусматривалось также подтверждение запасов по мощности и расходу в РБМК-1000 второго блока Ленинградской АЭС. Цель эксперимента заключалась в максимальном приближении рабочих параметров к расчетным кризисным без выхода в режим кризиса теплоотдачи.

Испытания проводили в два этапа. На первом ставилась задача сравнить теплотехнические ха-

рактеристики кассеты с интенсификаторами теплообмена и без них при мощности, не превосходящей 3 МВт (мощность штатных кассет РБМК-1000). На втором этапе эксперименты проводили при максимальной мощности кассеты, допустимой в РБМК-1500.

Испытаниям предшествовал подготовительный этап, направленный на достижение необходимой точности регистрации параметров и обеспечение безопасной эксплуатации второго блока АЭС во время экспериментов. Работа заключалась в следующем. Сначала экспериментальные кассеты установили в ячейки 21—51 и 21—52 (рис. 1). При выборе места установки учитывали возможность контроля района активной зоны штатными средствами (датчиками контроля энерговыделения по высоте активной зоны в ячейке 20—47 и по радиусу в ячейке 20—51, штатной термометрической кассетой в ячейке 21—51), а также формирования заданного распределения мощности кассет близко-расположенными стержнями СУЗ и технологическими каналами с дополнительными поглотителями