

В.П.Бразовский, Б.В.Яковлев

ИССЛЕДОВАНИЕ УСЛОВИЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АЭС В КРУПНЫХ СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

Эффективное применение атомной энергии в народном хозяйстве возможно при использовании ее не только для производства электроэнергии, но и для теплоснабжения [1]. Поэтому возникла задача приступить к подготовительным работам по использованию атомной энергии для теплоснабжения. Естественно, в ближайшее время будут широко внедряться разные типы атомных источников тепла (АИТ).

В ряду АИТ в определенных условиях должно быть отдано предпочтение АЭС как источнику тепла благодаря скорости осуществления проекта. Имеется ряд АЭС, на базе которых целесообразно осуществить первоначальные системы централизованного теплоснабжения с использованием атомной энергии. В сочетании с приемлемыми сроками ввода основного оборудования это определяется сравнительной близостью теплоемкого потребителя, готового работать в единой системе с АИТ.

Конденсационные электростанции всегда рассматривались как потенциальный источник экономичного теплоснабжения. Примером этого могут служить ряд ГРЭС (например, Василевичская, Дрогобужская и др.), на которых к настоящему времени все турбоустановки либо большинство из них являются теплофикационными. Можно полагать, что большинство современных АЭС через 15–20 лет будут использоваться как мощные источники тепла.

Привлечение АЭС для централизованного теплоснабжения городов и промышленных узлов приобретает по ряду причин особую актуальность в современных условиях развития энергетики страны, что обуславливается современной тенденцией развития топливно-энергетического баланса страны и особенно ее европейской части.

1. Использование для теплоснабжения АЭС позволяет вытеснить из топливного баланса значительное количество органичес-

кого топлива, в основном газомазутного, которое используется в существующих котельных и которое необходимо выделять для новых источников тепла.

2. Ориентация на оптимальные технические решения позволяет получить в такой динамичной отрасли как энергетика значительную экономию капиталовложений и расчетных затрат с максимальным выигрышем во времени.

3. Возрастают темпы ввода теплофикационных мощностей, поскольку приспособление турбин АЭС для отпуска тепла можно осуществить в течение нескольких месяцев, тогда как на изготовление, монтаж и ввод соответствующего по мощности теплофикационного агрегата требуется 3-4 года.

4. Исходя из темпов развития энергетики страны и поставок за рубеж разгружается крайне напряженная программа энерго-машиностроительных заводов, которые в настоящее время не справляются с выпуском теплофикационного оборудования.

5. Резко улучшается санитарное состояние и чистота воздушного бассейна городов в результате выработки тепловой энергии на значительном удалении от крупных населенных пунктов.

6. Не требуются отчуждение земельных массивов в зоне расположения городов для строительства АТЭЦ либо АСТ, вывод от них тепловых сетей и ЛЭП.

7. Упрощается регулирование топливного баланса района.

8. Использование АЭС для теплоснабжения приводит к сокращению потребления ядерного топлива в результате организации теплофикационного цикла.

Для текущего периода необходимо отметить следующее обстоятельство: при невозможности строительства ТЭЦ теплоснабжение городов и промузлов ориентируется на крупные централизованные отопительные и промышленно-отопительные котельные. Однако по ряду причин теплоснабжение многих потребителей осуществляется от мелких котельных (с перерасходом на них дефицитных видов топлива, материальных и трудовых ресурсов). В этих условиях экономичность привлечения АЭС для теплоснабжения значительно возрастает.

Большинство существующих и намечаемых АЭС расположено в густонаселенных районах страны, на сравнительно небольшом удалении от крупных городов и промышленных узлов, для развития которых требуются новые большие тепловые мощности. При определенных технических и экономических условиях АЭС могут быть привлечены для теплоснабжения как существующих,

так и вновь намечаемых в районе расположения АЭС тепловых потребителей. Возможные тепловые нагрузки, покрываемые за счет АЭС, находятся в пределах 2000 МВт.

При сооружении АЭС обычно предусматривается отпуск тепла только для поселка станции и ее площадки, в связи с чем проектная мощность бойлерных не превышает 200 - 300 МВт. Отбор тепла предусматривается из нерегулируемых отборов.

Первая теплофикационная установка АЭС была сооружена на Белоярской АЭС. Установка снабжает теплом промплощадку, поселок и теплицы. Мощность ее 23 МВт. Находится в эксплуатации Билибинская АТЭЦ, где установлены четыре турбины, имеющие регулируемый отбор пара на теплофикацию. Теплом от АТЭЦ обеспечиваются потребители промплощадки и жилого поселка. Мощность теплофикационных установок АТЭЦ 110 МВт.

В 1978 г. введена в эксплуатацию теплофикационная установка мощностью 58 МВт первого блока Курской АЭС, которая предназначена для обеспечения теплом промплощадки, жилого поселка и ряда близлежащих потребителей. На Нововоронежской АЭС мощность теплофикационных установок четырех блоков составляет около 110 МВт. Они обеспечивают теплом промплощадку. На Кольской, Армянской АЭС теплофикационные установки также обеспечивают теплом потребителей промплощадки [2]. Многолетний опыт проектирования, строительства и эксплуатации теплофикационных установок показал возможность надежного теплоснабжения от АЭС.

Имеющиеся в настоящее время теплофикационные установки АЭС сравнительно небольшой мощности предназначены для обеспечения теплом близлежащих потребителей. Как показывает практика, после окончания строительства АЭС в непосредственной близости от станции появляются потребители тепла, не предусмотренные проектом. Величина этих дополнительных нагрузок достигает 500-700 МВт как в горячей воде, так и в паре. Широкое использование атомной энергии для теплоснабжения предусматривает необходимость создания теплофикационных установок мощностью 300-500 МВт для обеспечения теплом крупных потребителей с тепловой нагрузкой 2000-3000 МВт и более.

Предусмотренное проектом и конструкцией освоенного оборудования количество отбираемого тепла для внешних потребителей позволяет присоединить к АЭС, где установлены 2 - 4 блока мощностью по 1000 МВт, зоны теплоснабжения с нагрузкой 500-1000 МВт. Для обеспечения теплом зон, потреб-

ности которых превышает указанную величину, приходится принимать сложные технические решения. Из этого можно сделать вывод о необходимости обоснования строительства АЭС с учетом обеспечения тепловых нагрузок района размещения станции; при этом должна учитываться тенденция "притяжения" к АЭС новых потребителей, особенно теплоемких.

При рассмотрении использования конкретных АЭС для отпуска тепла решаются следующие вопросы: возможность использования существующих ТЭЦ и крупных котельных, работающих на органическом топливе, для совместной работы с АЭС; структура схемы включения АЭС и существующих крупных котельных; режим использования различных источников тепла; выбор схемы выдачи тепла от АЭС; обоснование зоны влияния АЭС; определение основных параметров системы централизованного теплоснабжения от АЭС.

Реконструкция АЭС в широких масштабах приведет к значительным изменениям в технических системах; электротехнической, теплоснабжающей, топливоснабжающей, а также в экологической системе.

Все эти изменения должны учитываться при обосновании использования АЭС для теплоснабжения. Следует отметить, что задача технико-экономического сопоставления сравниваемых вариантов при расчете эффективности реконструкции значительно сложнее, чем, например, при технико-экономическом сравнении вновь вводимых объектов. Особую трудность может вызвать приведение вариантов к одинаковому энергетическому эффекту и точное определение составляющих затрат (капиталовложений и эксплуатационных издержек). Реконструкция АЭС вызывает изменение большинства режимных, технических, экономических и системных показателей.

Из-за того, что АЭС находятся на значительном удалении от потребителей тепла, эффективность их привлечения для теплоснабжения в первую очередь диктуется условием целесообразности транспортировки на большие расстояния. Предельное расстояние (целесообразная удаленность базового источника тепла от пиковой котельной) определяется разностью расчетных затрат отдельной и комбинированной схем теплоснабжения, определяющей допустимые затраты в транзитные тепловые сети.

Формирование расчетных вариантов базируется на следующих основных положениях: в рассматриваемой системе основной источник находится на значительном расстоянии от потребителей тепла, а пиковые источники - в районах теплоснабжения, при этом все подключения осуществляются только к сетям за пико-

выми котельными. Тепловые сети, отходящие от районных котельных, независимо от режима работы АЭС и способа транспорта тепла по транзитным магистралям, работают по обычному температурному графику 150–70°C и выполняются двухтрубными и примерно той же конфигурации, что и при отдельной схеме энергоснабжения. Подогрев сетевой воды в схемах модернизации турбин производится паром регулируемых и нерегулируемых теплофикационных отборов.

В настоящее время в нашей стране нашли распространение два типа АЭС: двухконтурные с водоводяными реакторами типа ВВЭР и одноконтурные с уран-графитовыми канальными реакторами типа РБМК. Примерно половина ввода электрической мощности на атомных станциях сейчас и в ближайшей перспективе намечается на одноконтурных АЭС. В качестве АИТ в ближайшее время найдут применение АТЭЦ, АСТ, АСПТ.

Несмотря на ряд специфических условий, решение технических вопросов приспособления оборудования двухконтурных АЭС для отпуска больших количеств тепла не вызывает особых затруднений. Возможность использования одноконтурных АЭС для теплоснабжения определяется в основном двумя факторами: необходимостью организации промежуточного теплофикационного контура и возможностью получения значительной дополнительной тепловой мощности реакторов.

Техническая задача организации промежуточного теплофикационного контура осложняется отсутствием освоенного промышленностью необходимого оборудования и прежде всего водоводяных теплообменников большой тепловой производительности. Дополнительную тепловую мощность на реакторах РБМК сравнительно легко реализовать на проектируемых в настоящее время установках.

На действующих установках отбор дополнительной мощности связан с определенными трудностями. Получение дополнительного тепла от реакторов РБМК-1000 рассматривается двумя путями:

а) увеличением количества пара, отпускаемого из барабана – нов-сепараторов, и использованием этого пара для подогрева сетевой воды, причем этот пар может быть предварительно сработан в головных отсеках турбины;

б) установкой на воде первого контура после барабанов-сепараторов дополнительных теплообменников.

Второй путь увеличения тепловой мощности применим также и для двухконтурных реакторов.

Таблица 1. Характеристики выпускаемых и проектируемых

мощных турбин для АЭС

Характеристика турбин	Тип			турбоустановки					
	К-220-44 ХТГЗ	К-500-60 ХТГЗ	К-500-65 ХТГЗ	К-750-65 ХТГЗ	К-1000-65 ХТГЗ	К-1000- -60 ЛМЗ	К-1000- -65 ХТГЗ	К-1200- -65 ЛМЗ	ТК-450/ 500-60 УТМЗ
Давление свежего пара, МПа	4,4	6,0	6,59	6,5	5,88	$\frac{8,8}{6,0}$	6,40	6,45	5,88
Температура свежего пара, °С	-	274	280	279	274	-	278	450	274
Температура промперегрева, °С	241	260	264	263	250	250- -260	250	-	260
Температура питательной воды, °С	223	224,4	165,1	190	224	$\frac{220}{220}$	225	-	221
Конструктивная схема турбины	1 + 2	1 + 1	1 + 4	1 + 4	1 + 3	1 + 4	1 + 3	1 + 4	1+1+2
Разделительное давление, МПа	0,31	0,77	0,33	0,45	1,07	0,57	1,18	0,55	0,95
Давление в регулируемых отборах МПа	-	-	-	-	-	-	-	-	0,06-0,29 0,04-0,20
Давление в регенеративных отборах МПа									
ЦВД(ЦСД)	2,7; 1,88; 1,28; 0,52; 0,31	2,99; 1,96; 1,26; 0,79; 0,28	2,06; 1,16; 0,63; 0,35	1,86; 1,20; 0,78; 0,48;	2,94; 1,87; 1,10	-	-	-	2,39; 1,78*; 0,99; 0,43; 0,23; 0,13
ЦНД	0,13; 0,06; 0,02	0,14; 0,03	0,14; 0,07; 0,03	0,22; 0,11; 0,03	0,60; 0,32; 0,09; 0,02	-	-	0,14; 0,06	0,07*
Давление в конденсаторе, кПа	5,2	6,0	4,0	4,5	3,9	4,0- 5,5	5,8	-	9,1 ^x

* В конденсационном режиме

Использование дополнительного количества пара на блоках с реакторами РБМК-1000 возможно по следующим схемам.

1. Дросселирование пара через РОУ для подогрева сетевой воды.

2. Реконструкция ЦВД и организация отборов от каждой турбины для ступенчатого подогрева воды до 150°C . Увеличение расхода пара через ЦВД вызывает увеличение электрической мощности блока в отопительный период.

3. Установка на новых АЭС блоков с разными типами турбин (К-500-65/3000+К-750-65/3000) и организация у этих турбин регулируемых и нерегулируемых отборов пара для ступенчатого подогрева сетевой воды до температуры 150°C .

4. Установка теплофикационных турбин, например ТК-500/450-60.

Большое значение имеет выбор схемы отпуска тепла от одноконтурной станции. При выборе схемы теплофикационной установки возможны различные решения, отличающиеся количеством промежуточных контуров и распределением тепловых нагрузок между контурами.

При реконструкции конденсационных турбин атомных станций место отбора пара определяется не термодинамическим оптимумом, а особенностями конструкции турбины. На многоцилиндровых турбинах сравнительно просто отвести пар из перепускных труб между цилиндрами. В табл. 1 приведены основные характеристики изготавливаемых и проектируемых отечественных турбин для АЭС [3]. Как видно, величины давлений за ЦВД при номинальной мощности не всегда удовлетворяют требованиям, предъявляемым к теплофикационным отборам, и в значительной мере определяются конструктивными особенностями турбины.

Давление и количество пара, отбираемого из турбины, определяется: конструктивными особенностями турбины; условиями работы предотборных ступеней; необходимостью обеспечения надежной работы рабочих лопаток последних ступеней на теплофикационных режимах с уменьшенными расходами пара в конденсатор; возможностью отвода значительных количеств пара от турбины.

Предложения о выводе пара непосредственно из промежуточных ступеней цилиндра существенно усложняют конструктивные решения, и хотя параметры пара более соответствуют заданной температуре подогрева сетевой воды, такая реконструкция оказывается практически неосуществимой.

Оценка эффективности привлечения для теплоснабжения действующих и вновь вводимых АЭС проведена согласно общепринятой методике с учетом затрат по всем элементам системы. При сравнении вариантов уравнивание электрических мощностей и выработки выполнялось по видам использования этих мощностей в энергосистеме (базовые, маневренные полупиковые и пиковые). Разница в мощности между вариантами компенсируется вводом такой же мощности на замещаемых электростанциях, в качестве которых приняты: для базовой – АЭС, для маневренных полупиковых – парогазовые установки на газомазутном топливе, для пиковых – ГТУ.

Рассматривались системы теплоснабжения с расчетными нагрузками 500 и 2000 МВт. В результате выполненных исследований установлено, что оптимальный коэффициент теплофикации блоков АЭС находится в пределах 0,6–0,8, расчетный температурный график отпуска тепла равен 170/70–200/70 при подогреве сетевой воды паром отборов турбин до 130–150° С. Выявлена целесообразность покрытия части пиковой тепловой нагрузки паром, отбираемым непосредственно от парогенераторов, а также привлечения мощности АЭС для покрытия пиковой части графика электрических нагрузок энергосистемы за счет замещения отборов турбин водогрейными котлами, установленными у потребителей тепла. Число часов использования турбин АЭС в таком режиме зависит от ряда факторов, в первую очередь от соотношения стоимостей ядерного и органического топлива и соотношения затрат на базовую и пиковую энергию, и находится в пределах 1000–2500.

Исследования по эффективности использования АЭС для теплоснабжения показали, что экономическое предельное расстояние передачи тепла от реконструируемой АЭС до пиковой котельной, расположенной в зоне теплопотребления, зависит от многих факторов и в наибольшей степени от системы транспорта тепла, видов топлива на источниках централизованного теплоснабжения, типа реконструкции турбины, а для однотрубных систем – от доли горячего водоснабжения в суммарной нагрузке района. Существенное влияние на эффективность использования оказывают также тип реконструируемой станции, величина тепловой нагрузки, структура мощностей энергосистемы, уровень стоимостных показателей по топливу и электроэнергии, количество выводов и тип прокладки тепловых сетей.

В целом выполненные исследования показали, что привлечение как двухконтурных, так и одноконтурных АЭС для тепло-

снабжения целесообразно и экономически эффективно при размещении потребителей в радиусе 100–150 км. Целесообразная дальность передачи тепла от АЭС потребителям определяется конкретными условиями и зависит от многих факторов.

Л и т е р а т у р а

1. Мелентьев Л.А., Столярова И.А. О параметрах атомных теплофикационных систем. – Теплоэнергетика, 1978, № 12.
2. Атомные электрические станции / Под ред. Л.М.Воронина. – М.: Энергия, 1979, вып.2.
3. Трояновский Б.М., Трухний А.Д. Некоторые проблемы создания и эксплуатации паровых турбин. – Теплоэнергетика, 1979, № 6.