

ВОПРОСЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЕРСПЕКТИВНЫХ АЭС с ВВЭР

В процессе разработки, строительства и эксплуатации блоков ВВЭР-1000 наметились направления по дальнейшему повышению технико-экономических показателей АЭС с реакторами этого типа.

Основными путями совершенствования тепломеханической части энергоблока являются: повышение средней температуры теплоносителя первого контура; повышение параметров пара второго контура; применение во втором контуре тепловой схемы с использованием унифицированного оборудования с оптимальными параметрами; увеличение срока службы основного оборудования; повышение ремонтпригодности оборудования с поэтапным внедрением систем диагностики; обеспечение возможности работы АЭС в полупиковом режиме регулирования мощности и частоты в энергосистеме.

В серийной установке ВВЭР-1000 не все указанные предложения могут быть реализованы.

Мировой опыт создания электростанций говорит о том, что конкурентоспособность энергетической установки достигается, в том числе за счет тщательной технико-экономической оптимизации всех технических решений [1]. Конечно, конкурентоспособность зависит и от цен на энергоносители. В частности, предварительная оценка показывает, что стоимость электроэнергии АЭС с ВВЭР-1000 и парогазовой установки уравниваются при цене природного газа около 100 долл./тыс.м³.

В сложившейся ситуации важной задачей является разработка перспективного конкурентоспособного энергоблока, соответствующего современному мировому техническому уровню.

Как показывает опыт разработки АЭС, основными направлениями улучшения экономических характеристик являются:

-увеличение единичной тепловой мощности реактора;

-оптимизация технических решений.

Для АЭС капиталовложения при прочих равных условиях могут быть представлены в виде функции от тепловой мощности реактора:

$$K_{АЭС} = C_o Q_p^n,$$

где C_o – коэффициент пропорциональности;

Q_p – тепловая мощность реактора.

Для АЭС в диапазоне тепловых мощностей реактора 2000...4300 МВт величина $n = 0,6...0,8$.

Отсюда следует, что удельные капиталовложения в АЭС, а следовательно, капитальная составляющая стоимости уменьшаются при увеличении единичной мощности реактора. При увеличении мощности реактора в 2 раза удельная стоимость АЭС может уменьшиться на величину порядка 15...20%.

Именно по этой причине единичная мощность энергоблоков АЭС возросла с 1000 МВт в 70-х годах до 1380...1450 МВт в 80-х годах (Konvoi, Германия; N 4 Франция) и в настоящее время достигла 1600 МВт (EPR, совместный проект Framatome-Siemens) [2, 3, 4]. Не случайно, при рассмотрении предложений для АЭС "Olkiluoto-3" (Финляндия), среди которых были и энергоблоки электрической мощностью 1000 МВт, был принят вариант АЭС EPR с максимальной электрической мощностью 1600 МВт.

Только за счет увеличения электрической мощности АЭС с 1000 МВт до 1600 МВт возможно уменьшение удельных капитальных затрат на 10%.

Табл. 1.

Показатель	Величина увеличения тепловой экономичности, %
Повышение давления свежего пара на 0,1 МПа в интервале 6,0...7,5 МПа	0,2
Повышение температуры питательной воды в интервале 220...230°С	0,4
Переход от одноступенчатого СПП к двухступенчатому	0,5
Понижение давления пара в конденсаторе на 1 кПа	1
Повышение КПД ЦВД на 1 %	0,4
Повышение КПД ЦНД на 1 %	0,6
Снижение потери давления в системе ПСПП на 1 % от разделительного давления	0,1
Повышение температуры промперегрева нагреваемого пара на 10°С	0,25

Исследовательские работы по АЭС EPR проводились в течение длительного времени (5 лет) на базе опыта разработки АЭС "Konvoi" (Германия) и N 4 (Франция). При этом было разработано значительное количество принципиально новых технических решений [4]. За счет технико-экономического анализа и оптимизации принимаемых решений по тепловой схеме, параметрам, конструкции оборудования в проекте EPR удалось уменьшить стоимость электроэнергии на 10% по отношению к АЭС N 4 [3].

На стоимость производства электроэнергии значительное влияние оказывает КПД нетто АЭС, которое определяется, в основном, тепловой экономичностью турбоустановки.

Можно выделить основные факторы, влияющие на КПД турбоустановки:

- давление свежего пара;
- температура питательной воды;
- КПД проточных частей турбины (ЦВД, ЦНД);
- параметры системы сепарации и промежуточного перегрева пара-ПСПП (разделительное давление, влажность пара на выходе сепаратора, число ступеней промперегрева, недогревы в ступенях промперегрева, потери давления нагреваемого пара);
- характеристики низкопотенциальной части турбоустановки (тип и характеристики водоохладителя-градирни или водохранилища, рас-

ход охлаждающей воды, поверхность теплообмена конденсатора);

- параметры системы регенеративного подогрева питательной воды;
- характеристики питательного агрегата (тип привода: турбинный или электрический, единичная мощность).

В табл. 1 приведено усредненное влияние показателей турбоустановки на ее тепловую экономичность.

Если исходить из усредненной оценки капитальных затрат на АЭС с ВВЭР-1000 и стоимости тепловой энергии АЭС, то увеличение КПД турбоустановки на 1% эквивалентно уменьшению капитальных затрат на ~ 20 млн.долл.США.

При обосновании технических решений по АЭС в качестве критерия оптимальности целесообразно применять величину годового экономического эффекта, определяемого как

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = Q_p \eta_{\text{нт}} h C_э - \alpha K_{\text{АЭС}} - Z_{\text{экспл}},$$

где $\eta_{\text{нт}}$ – КПД нетто АЭС;

$C_э$ – стоимость отпускаемой электроэнергии;

h – число часов использования электрической мощности;

$Z_{\text{ЭКСП}}$ – эксплуатационные расходы;

α – суммарный коэффициент отчислений от капиталовложений;

$K_{\text{АЭС}}$ – суммарные капитальные вложения в АЭС.

Из приведенной зависимости следует, что на выбор оптимального варианта оказывает влия-

Табл. 2.

Параметры	ВВЭР-1000 Россия	N 4 Франция	KSNP Корея	EPR Франция, Германия	ВВЭР-1500 Россия
Тепловая мощность реактора, МВт	3000	4250	2815	4300	4250
Температура теплоносителя на выходе из реактора, °С	321	329	327,3	327,2	330
Температура теплоносителя на входе в реактор, °С	291	292	295,6	295,9	297,6
Давление генерируемого пара, МПа	6,27	7,35	7,37	7,80	7,34
Температура питательной воды, °С	218	230	230	230	225

ние не только тепловая экономичность, но и величина капитальных затрат. В Германии, например, принято, что технико-экономическому анализу с учетом изменения капиталовложений и текущих затрат подлежат все мероприятия с повышением КПД более, чем на 0,02%.

Оптимальное давление свежего пара и температура питательной воды зависят от температуры теплоносителя реактора и конструктивного исполнения парогенератора. В табл. 2 приведены данные по параметрам теплоносителя реактора и давлению генерируемого пара для АЭС ВВЭР-1000, ВВЭР-1500 и зарубежных АЭС.

Потенциал возможного увеличения тепловой экономичности АЭС с ВВЭР-1000 за счет повышения давления свежего пара на 1,5 МПа и температуры питательной воды до 230 °С (аналогично АЭС с EPR) составляет 3,4 %, что эквивалентно уменьшению капитальных затрат на ~ 68 млн.долл. США.

Особенностью зарубежных АЭС является применение парогенераторов с выделенным экономайзерным участком. При прочих равных условиях выведение экономайзерного участка в парогенераторе позволяет увеличить давление генерируемого пара на 0,6 МПа и соответственно тепловую экономичность на 1,2 %.

Поскольку в существующем горизонтальном парогенераторе АЭС с ВВЭР-1000 экономайзер-

ный участок отсутствует [5], то в этом случае температура питательной воды практически не влияет на поверхность теплообмена парогенератора и она может быть выше, чем в вертикальном парогенераторе с экономайзерным участком и приближаться к термодинамическому оптимуму. Ввиду значительного влияния экономайзерного участка на экономическую эффективность АЭС целесообразно рассмотреть возможность его организации и в горизонтальном парогенераторе. Вне зависимости от конструктивного исполнения парогенератора обоснование давления генерируемого пара должно выполняться с учетом изменения стоимости парогенератора и тепловой экономичности турбоустановки.

Существенным ресурсом улучшения технико-экономических характеристик энергоблока является модернизация проточной части турбины. При проведении комплекса расчетных и экспериментальных работ по совершенствованию проточных частей ЦВД и ЦНД, возможно повышение тепловой экономичности турбоустановки не менее, чем на 2...3% [7]. Это эквивалентно по капитальным затратам 40...60 млн. долл. США для одного энергоблока ВВЭР-1000. В капитальных затратах должны учитываться также инвестиции на разработку нового оборудования, при этом их необходимо относить не на один энергоблок в случае реализации серии унифицирован-

ных АЭС. В частности, если в качестве примера принять, что вводится 5 энергоблоков электрической мощностью 1000 МВт с интервалом 1 год, то при норме дисконта 0, 10 допустимо предельное увеличение затрат на турбины при повышении КПД на 3% около 250млн. долл. США. При этих условиях вполне приемлемыми могут быть затраты на совершенствование турбины, например, на уровне 25...50 млн.долл США. Оптимизируя технические решения по тепловой схеме турбоустановки: схему регенеративного подогрева питательной воды, систему ПСПП, низкопотенциальную часть турбоустановки можно существенно улучшить экономические характеристики АЭС с ВВЭР.

В отличие от органической энергетики на АЭС затраты на ядерное топливо относительно малы (~15%), а основная часть издержек в атомной энергетике – сооружение и обслуживание, которые уменьшаются с увеличением единичной мощности реакторов и АЭС. Это делает производство электроэнергии на крупных АЭС, в частности, на энергоблоках с водоохлаждаемыми реакторами ориентировочной мощностью 1500 МВт эл., доминирующим направлением атомной энергетики. Разработка и тиражирование нового энергоблока с реактором ВВЭР-1500 предполагает не только улучшение технико-экономических характеристик АЭС, планируемых к внедрению в РФ, но и предпосылки для широкого использования нового конкурентоспособного блока для зарубежных поставок.

Масштабы российских энергосистем европейской части и требование конкурентоспособности с ТЭЦ на органическом топливе обосновывают тенденцию увеличения единичной мощности блока, а нацеленность на мировой рынок делает необходимым иметь для отечественного и зарубежного применения проект энергоблока не уступающим западным по мощности и другим показателям.

При создании энергоблока с ВВЭР-1500 был принят перспективный путь повышения температур первого контура до 297,6 и 330 °С соответственно на входе и выходе из реактора. Это позволяет существенно повысить оптимальные параметры II контура, влияет на структуру тепловой схемы и существенно облегчает решение проблемы с разработкой оборудования и компо-

новкой машзала. В целом, повышение параметров теплоносителя ставит широкую оптимизационную задачу по определению основных параметров и структуры тепловой схемы. Разработка профиля энергоблока является многоитерационным процессом, в котором оптимизация основных параметров блока увязывается с конкретными проработками основного и вспомогательного оборудования. Одним из принципиальных решений, определяющим, в частности, уровень капитальных вложений и компоновочных решений по машзалу, а также профиль системы ПСПП, является выбор скорости вращения турбоагрегата.

В каждом конкретном случае возможны нестандартные технические решения, базирующиеся на опыте отработки новых типоразмеров последней ступени ЦНД, показателях экономичности и надежности освоенных ЦВД и ЦНД турбин и соответствующем технико-экономическом обосновании.

Опыт оптимизационных исследований показывает, что с учетом стоимостных показателей мощных энергоблоков полученные на предпроектной стадии даже не очень значительные выигрыши по тепловой экономичности или сокращению удельных капиталовложений (до 1%) позволяют достичь экономии, исчисляемой десятками миллионов долларов.

Поэтому оптимизация характеристик таких энергоблоков и использование всех возможностей для улучшения их технико-экономических и эксплуатационных показателей приобретают особое значение

Одним из существенных факторов, заметно влияющих на надежность работы и экономические показатели АЭС с ВВЭР-1500, является выбор типа привода питательных насосов турбоустановок.

Принципиально возможные типы привода питательных насосов: электрический и турбинный.

Технико-экономическая эффективность привода питательного насоса определяется: тепловой экономичностью; необходимыми инвестициями для реализации варианта; показателями надежности работы.

Все эти факторы должны учитываться в общем критерии выбора оптимального варианта. Согласно принятым в настоящее время методам

анализа эффективности инвестиций критерием оптимальности могут быть, например, чистый дисконтированный доход за определенный период времени или срок окупаемости капитальных вложений (инвестиций).

На стадии проектирования, когда достоверно неизвестны реальные затраты и выручки на шкале времени, можно применять усредненные за период эксплуатации критерии, отнесенные к одному году.

При сравнении вариантов удобнее использовать разность годового экономического эффекта между вариантами. Очевидно, что если $\Delta \mathcal{E}_2 > 0$, то рассматриваемый вариант эффективнее базового.

Сопоставление вариантов привода питательного насоса выполнено по формуле

$$\Delta \mathcal{E}_2 = C_3 h \Delta N_{эл}^{hm} - a \Delta K - C_3 \Delta W_{эл}^H - \Delta \mathcal{Z}_{об},$$

где C_3 – тариф на отпускаемую электроэнергию;

h – число часов использования установленной мощности АЭС;

$\Delta N_{эл}^{HT} = N_i^{HT} - N_б^{HT}$ – увеличение электрической мощности нетто турбоустановки;

$\Delta K = K_i - K_б$ – изменение капитальных затрат рассматриваемого варианта относительно базового;

$\Delta W_{эл}^H$ – дополнительная недовыработка вследствие изменения надёжности питательного агрегата;

$\Delta \mathcal{Z}_{об}$ – дополнительные издержки на обслуживание.

Сопоставление тепловой экономичности турбоустановок с турбо- и электроприводом питательных насосов показало, что вариант с турбоприводом обеспечивает увеличение электрической мощности на $\approx 2,5$ МВт. В то же время при принятых исходных данных по критерию экономического эффекта, учитывающему экономичность, надёжность работы и капитальные затраты, наиболее эффективным становится вариант с электроприводом питательного насоса в соответствии с принятой концепцией резервирования.

Для улучшения технико-экономических показателей варианта с электроприводом питательных насосов целесообразно рассмотреть возможность увеличения производительности насосов. С точки зрения оптимального компромисса достижения надёжной работы системы питательной

воды и необходимыми капитальными затратами представляется предпочтительным создание трех питательных электронасосов (2 рабочих и 1 резервный) производительностью по 5500 м³/час (60% номинальной производительности).

В НПО ЦКТИ проведены комплексные оптимизационные исследования по выбору параметров второго контура, типоразмерам и конструкции оборудования, включая парогенератор и турбоустановку, определению структуры тепловой схемы. Результаты этих исследований позволяют сделать вывод о чрезвычайной важности корректного формирования технических заданий на проектирование оборудования и влиянии различных оптимизируемых параметров на общую экономичность энергоблока АЭС большой мощности. Естественно, что при создании экономически эффективного энергоблока мощностью 1500 МВт необходимо проведение комплекса НИОКР, требующих для своего решения соответствующих средств и времени [6].

В связи с постановкой новой задачи создания унифицированного энергоблока электрической мощностью 1100...1200 МВт (“АЭС-2006”) и его серийного внедрения можно отметить следующее.

Несмотря на то, что время на разработку намечаемых к вводу в ближайшие годы энергоблоков АЭС с ВВЭР электрической мощностью 1100...1200 МВт ограничено, тем не менее, необходимо и для них провести технико-экономическое обоснование основных технических решений по турбоустановке. Это позволит заметно улучшить экономические показатели АЭС и повысить ее конкурентоспособность по сравнению с другими типами электростанций. Отечественное энергомашиностроение в состоянии решить технические проблемы создания унифицированного энергоблока АЭС, обладающего улучшенными технико-экономическими характеристиками. В частности, производственные мощности ОАО “Силовые машины” могут обеспечить поставку оборудования машзала, включая турбоустановку с комплектующим тепломеханическим оборудованием и электрогенератором.

Вместе с тем необходимо учитывать, что максимальная экономическая эффективность может быть достигнута при создании АЭС электрической

мощностью 1500...1600 МВт при условии проведения необходимого объема расчетных, экспериментальных и технологических работ по совершенствованию энергетического оборудования.

Для того чтобы приблизить показатели энергоблоков АЭС с ВВЭР электрической мощностью 1100...1200 МВт к современному уровню, целесообразно:

- повысить температуру теплоносителя реактора;
- разработать конструкцию парогенератора с выделенным экономайзерным участком;
- провести оптимизацию технических решений по турбоустановке и комплектующему оборудованию.

Целесообразность проведения работ по оптимизации технических решений обуславливается значительной экономической эффективностью этих работ и необходимостью усиления позиций России на зарубежном энергетическом рынке.

Выводы

1. Стратегическим направлением создания АЭС на современном техническом уровне должна быть разработка энергоблока предельной мощности ВВЭР-1500...1600 МВт.

2. Для того чтобы приблизить показатели АЭС электрической мощностью 1100...1200 МВт к современному техническому уровню, необхо-

димо проведение НИОКР по совершенствованию реакторного и турбинного оборудования.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Мейер Х.И., Тумановский А.Г., Котлер В.Р.* Проект эффективного энергоблока мощностью 600 МВт на каменном угле // Электрические станции. – 2005. – № 3. – С. 67–71.

2. *Тюнин И.Б.* Эволюционные и инновационные ядерные реакторы для ближайшей и отдаленной перспективы // Атомная техника за рубежом. – 2005. – № 1. – С. 3–10.

3. *Махова В.А., Преображенская Л.Б., Кудинов В.В.* Основные задачи и перспективы развития ядерной энергетики в XXI веке // Энергетика за рубежом. – 2002, Вып. 5. – С. 3–21.

4. *Wichtmann F/ Raising steam on an unprecedented scale*// Modern Power Systems Vol. 24.No 8. S. 43–46.

5. *Драгунов Ю.Г., Денисов В.П., Ряскин Б.Ф.* Особенности реакторной установки – ВВЭР-1000 для Тяньваньской АЭС // Тяжелое машиностроение. – 2004. – № 8. – С. 10–14.

6. *Драгунов Ю.Г., Лукасевич Б.И., Трунов Н.Б., Харченко С.А., Сотсков В.В.* Парогенератор ПГВ-1500. Новые задачи и решения // Атомная энергия 2005. – Т. 99, Вып. 6. – С. 416–425.

7. *Хоменок Л.А., Ремезов А.Н., Ковалев И.А. и др.* Повышение эффективности эксплуатации паротурбинных установок ТЭС и АЭС. СПб, 2001.