

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ РЕГЕНЕРАТИВНОГО ПОДОГРЕВА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ ТУРБОУСТАНОВОК АЭС С ВВЭР

© 2022 г. Е. Н. Кулаков^а, *, В. А. Дуб^б, Ю. В. Смолкин^а, А. Н. Коваленко^а

^аОАО «Научно-производственное объединение по исследованию и проектированию энергетического оборудования им. И.И. Ползунова», Атаманская ул., д. 3/6, Санкт-Петербург, 191167 Россия

^бАО «Атомэнергопроект», Большой Полуярославский пер., д. 8, Москва, 105120 Россия

*e-mail: KulakovEN@ckti.ru

Поступила в редакцию 30.08.2021 г.

После доработки 08.10.2021 г.

Принята к публикации 27.10.2021 г.

Стоимость электроэнергии, вырабатываемой на АЭС, в значительной мере определяется ее тепловой экономичностью. Важный резерв повышения тепловой экономичности АЭС с водо-водяными энергетическими реакторами (ВВЭР) — оптимизация значений параметров системы регенеративного подогрева питательной воды и основного конденсата. В настоящей работе эта задача формулируется применительно к перспективной тихоходной турбоустановке АЭС с ВВЭР. Согласно принятым за рубежом и в России положениям, критерий технико-экономической эффективности, на основании которого может быть принято решение о выборе той или иной конфигурации оборудования, — приведенная стоимость электроэнергии за весь период эксплуатации. Ее целесообразно использовать, когда имеются все технические и экономические характеристики энергетических установок, известны экономические условия создания, эксплуатации и демонтажа установки, а также условия ее работы в энергосистеме в различные периоды времени. На стадиях принятия решений по тепловой схеме и конструкциям оборудования за рубежом и в России применяют критерии, которые позволяют снизить стоимость электроэнергии относительно некоторого базового варианта. При этом рассматриваются только те части затрат, которые изменяются при оптимизации технических решений по энергетической установке. В данной работе проведена технико-экономическая оптимизация параметров системы регенерации тихоходной турбоустановки АЭС с ВВЭР по критерию годового экономического эффекта. Особенность используемой методики — определение оптимальных значений параметров системы регенерации при изменении ситуации на рынке электроэнергии и оборудования, условий эксплуатации и экономической политики. По результатам расчетов выдвинуто предложение повысить температуру питательной воды на входе в парогенератор. Чтобы сделать турбоустановку более экономичной, необходимо проектировать подогреватели низкого давления с минимальными (в рамках технологических и компоновочных ограничений) недогревами до температуры насыщения ввиду их высокого термодинамического вклада в эффективность цикла и относительно низкой стоимости. Для недогревов в подогревателях высокого давления определены технико-экономические оптимумы. Представленная методика технико-экономической оптимизации может использоваться для определения оптимальных значений параметров теплоэнергетических систем. Полученные результаты могут применяться разработчиками при проектировании турбоустановок АЭС с ВВЭР.

Ключевые слова: ВВЭР, турбоустановка, стоимость электроэнергии, система регенерации, подогреватели высокого и низкого давления, тепловая экономичность, оптимизация параметров

DOI: 10.1134/S0040363622050022

Тепловые схемы турбоустановок (ТУ) АЭС с ВВЭР разрабатываются и совершенствуются с 60-х годов прошлого века. При этом многие технические решения по тепловой схеме и оборудованию мощных ТУ (от 1000 МВт) ведущими турбостроительными фирмами мира в настоящее время принимаются как типовые и традицион-

ные, повсеместно принятые к использованию. К ним относятся:

структура системы регенеративного подогрева основного конденсата и питательной воды, включающая четыре подогревателя низкого давления (ПНД), деаэратор и два подогревателя высокого давления (ПВД);

поверхностные подогреватели системы регенерации;

двухступенчатая система промежуточного подогрева пара;

электрический привод питательного насоса.

В качестве редких исключений можно выделить использование трех ПВД и турбопривода питательного насоса фирмой Toshiba в ТУ APR-1400, применение смешивающего подогревателя низкого давления (ПНД-2) в современной быстроходной и перспективной тихоходной ТУ АО “Силовые машины”.

В то же время, как показано в настоящей работе, в рамках устоявшихся типовых решений по структуре тепловой схемы турбоустановки имеются резервы повышения тепловой и экономической эффективности АЭС, в частности оптимизация параметров теплообменного оборудования системы регенерации.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОПТИМИЗАЦИИ

Основное условие, которое необходимо выполнить при проектировании АЭС, – это минимизация стоимости генерируемой электроэнергии c_3 при соблюдении требований по безопасности. Стоимость электроэнергии c_3 включает в себя три составляющие: капитальную, топливную, эксплуатационную [1] – и определяется по формуле

$$c_3 = \frac{a_{\text{год}} K}{Q_p \eta_{\text{нетто}} h} + \frac{c_{\text{теп}}}{\eta_{\text{нетто}}} + c_{\text{экс}}, \quad (1)$$

где $a_{\text{год}}$ – коэффициент ежегодных отчислений от капитальных затрат; K – капитальные затраты (инвестиции) на сооружение АЭС, руб.; Q_p – тепловая мощность реактора, кВт; $\eta_{\text{нетто}}$ – КПД нетто АЭС с учетом всех собственных нужд; h – годовое число часов использования мощности нетто, ч/год; $c_{\text{теп}}$ – стоимость тепловой энергии, производимой реактором, руб/(кВт · ч) (т); $c_{\text{экс}}$ – эксплуатационные затраты (на ремонт, зарплату, обслуживание), которые включают в себя постоянные и переменные затраты, пропорциональные выработке электроэнергии, руб/(кВт · ч).

Значение коэффициента $a_{\text{год}}$ определяется из условия, что сумма всех годовых отчислений $a_{\text{год}} K$ за весь период амортизации n , приведенных к определенной точке времени, равна общим капитальным затратам K :

$$a_{\text{год}} = \frac{a_d}{(1 + a_d)^n - 1} + a_d, \quad (2)$$

где a_d – ставка дисконтирования, год⁻¹.

Поскольку создание АЭС характеризуется значительными капитальными затратами, обусловленными требованиями безопасности и зависящими от тепловой мощности реактора, то из формулы (1) следует, что при повышении КПД нетто АЭС уменьшаются и капитальная, и топливная составляющие стоимости электроэнергетики.

На предпроектной стадии создания АЭС, когда выполняется оптимизация решений по тепловой схеме и оборудованию турбоустановки, непосредственное использование критерия оптимизации в виде формулы (1) затруднено из-за отсутствия необходимого объема информации. Поэтому как за рубежом, так и в России применяют критерии, которые позволяют уменьшить стоимость электроэнергии относительно некоторого базового варианта, при этом учитывают изменение тепловой экономичности (электрической мощности) и капитальных затрат на оборудование при варьировании значений ключевых параметров тепловой схемы. Один из таких критериев носит название годового экономического эффекта и определяется как

$$\Delta \mathcal{E} = Q_{\text{ПГ}} \Delta \eta_{\text{нетто}} c_3 - a_{\text{год}} \sum (c_{\text{удТА}i} \Delta F_{\text{ТА}i}) \rightarrow \max, \quad (3)$$

где $Q_{\text{ПГ}}$ – тепловая мощность парогенератора, кВт; $\Delta \eta_{\text{нетто}}$ – изменение КПД нетто энергетической установки относительно базового варианта; $c_{\text{удТА}i}$ – удельная стоимость изменяющейся части i -го теплообменного аппарата (корпуса, теплообменного пучка, дистанционирующих элементов и т.д.), приведенная к 1 м² теплопередающей поверхности, руб/м²; $\Delta F_{\text{ТА}i}$ – изменение площади поверхности i -го теплообменного аппарата относительно базового варианта, м².

Следует отметить, что зависимость стоимости электроэнергии от КПД при оптимизации по критерию (3) не учитывается, так как изменение значения c_3 в данном случае на несколько порядков меньше изменений остальных величин и на положение оптимума влияет несущественно.

В настоящей работе оптимизируемыми параметрами системы регенеративного подогрева питательной воды перспективной тихоходной турбоустановки с ВВЭР являлись:

недогревы основного конденсата в конденсационной и недоохлаждения дренажа в конвективной частях ПНД;

недогревы питательной воды в конденсационной и недоохлаждения дренажа в конвективной частях ПВД.

При варьировании перечисленных выше параметров при постоянной мощности реактора изменяются в основном электрическая мощность нетто турбоустановки и затраты на оборудование.

Значения постоянных, характеризующих внешние экономические условия и требования к эксплуатации АЭС в формуле (3), имеют существенную неопределенность. Так, стоимость электроэнергии $c_э$ в немалой степени зависит от капитальных вложений. При этом практика строительства АЭС показывает, что реальные затраты на сооружение (включая оборудование) могут быть почти в 2 раза больше проектных [2].

Годовое количество часов использования мощности h по сути представляет собой коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) энергоблока. С учетом опыта эксплуатации современных зарубежных и отечественных атомных станций КИУМ, равный 90%, является вполне достижимым. Для минимизации расчетной стоимости электроэнергии энергоблок должен работать с максимальным КИУМ. Однако реальная ситуация в энергосистемах России такова, что все чаще поднимается вопрос об участии АЭС в суточном регулировании частоты и мощности. Это вносит неопределенность в задание количества часов использования мощности при оптимизационных расчетах.

Коэффициент годовых отчислений $a_{год}$ зависит от объема располагаемого капитала и множества других экономических и политических факторов, что отражается в дисконтной ставке a_d и периоде n , за который инвестор рассчитывает вернуть инвестиции (например, за рубежом период амортизации АЭС может составлять до 40 лет [3]). Это также обуславливает трудности в определении значения $a_{год}$ на этапе проектных проработок.

Точная оценка удельной стоимости $c_{уд}$ изменяющейся части площади теплообменной поверхности на проектной стадии проблематична ввиду закрытого характера информации о ценах, по которым станция при строительстве закупает оборудование. Следует отметить, что резкие изменения курса рубля и стоимости металлов на рынке дополнительно усложняют задачу оценки $c_{уд}$.

Учитывая вышесказанное, целесообразно определить зависимость рассчитываемых оптимальных значений параметров тепловой схемы ТУ от внешних экономических условий, т.е. найти множество оптимальных решений, которое соответствует множеству экономических ситуаций, представленных некой комплексной величиной, включающей $c_э$, h , $a_{год}$, $c_{уд}$. Для этого выражение (3) с помощью деления на $c_э h$ преобразуется в

$$\frac{\Delta \mathcal{E}}{c_э h} = Q_{ПГ} \Delta \eta_{\text{нетто}} - \frac{a_{год}}{c_э h} \sum (c_{уд TAi} \Delta F_{TAi}) \rightarrow \max. \quad (4)$$

Если для каждого теплообменного аппарата обозначить

$$\frac{a_{год} c_{уд TAi}}{c_э h} = b_i, \quad (5)$$

тогда формула критерия оптимизации примет вид

$$\frac{\Delta \mathcal{E}}{c_э h} = Q_{ПГ} \Delta \eta_{\text{нетто}} - \sum (b_i \Delta F_{TAi}) \rightarrow \max. \quad (6)$$

Максимум в формуле (3) совпадает с максимумом в (6). При этом оптимальное решение, найденное для конкретного значения b_i , справедливо для множества комбинаций различных параметров, характеризующих внешние экономические условия: $c_э$, h , $a_{год}$, $c_{уд}$.

Варьируя комплексы b_i , можно судить о влиянии экономических факторов на оптимальные значения параметров тепловой схемы турбоустановки. Такой метод позволяет определить устойчивость оптимальных значений параметров при различных ситуациях на рынке электроэнергии и оборудования, при разных условиях эксплуатации и направлениях экономической политики.

Непосредственно сам алгоритм оптимизации реализуется по градиентному методу с постоянными или нелинейными ограничениями.

ОБЪЕКТ ОПТИМИЗАЦИИ

В настоящей работе описываемая методика применена к расчетной модели перспективной тихоходной турбоустановки АЭС с ВВЭР. Модель представляет собой решение системы уравнений материального и теплового баланса в узлах схемы П контура (рис. 1) и содержит блок оценки технико-экономических показателей турбоустановки в зависимости от изменения площади теплообменной поверхности оборудования.

Основные исходные данные по турбоустановке – блочные параметры цикла на границе машинного зала:

Тепловая мощность парогенератора, МВт	3312
Давление свежего пара за парогенератором, МПа	7
Влажность свежего пара, %	0.2
Среднее давление по секциям конденсатора турбины, кПа	5

В целях уменьшения времени расчетов были заданы верхние границы значений варьируемых параметров (табл. 1). Нижние границы принимаются на основании опыта создания теплообменных аппаратов.

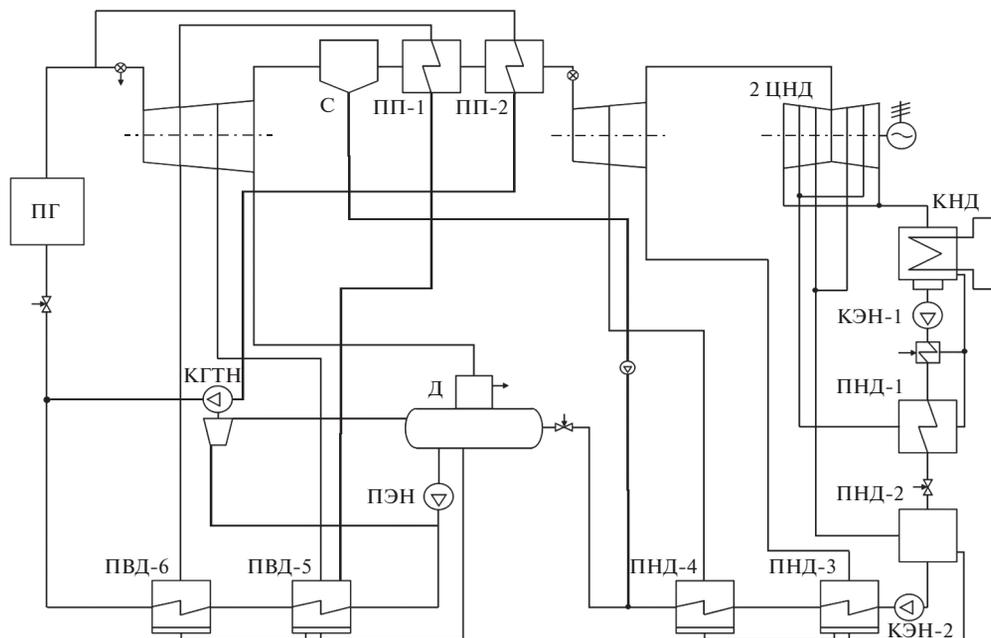


Рис. 1. Тепловая схема моделируемой тихоходной турбоустановки АЭС с ВВЭР.
 С – сепаратор; ПП – пароперегреватель; ЦНД – цилиндр низкого давления; КНД – конденсатор низкого давления; КЭН – конденсатный электрический насос; Д – деаэра́тор; ПГ – парогенератор; ПЭН – питательный электрический насос; КГТН – конденсатный гидротурбинный насос

**СТОИМОСТНЫЕ
 ХАРАКТЕРИСТИКИ ОБОРУДОВАНИЯ**

Помимо стоимости металла и затрат на изготовление теплообменного пучка (и корпуса) в стоимость регенеративного подогревателя входит большое число других составляющих, таких как оплата проектирования, экспертизы, лицензирования, стоимость водяных камер, подводящих патрубков и пр., не зависящих от расчетной поверхности подогревателя. Поэтому в удельной стоимости аппарата, используемой в оптимизационных технико-экономических расчетах, должна учитываться только изменяющаяся часть стоимости. В результате проведенной оценки для исходной точки оптимизации были получены следующие значения изменяющейся части стоимости теплооб-

менного аппарата, приведенной к 1 м² поверхности, руб/м²:

ПНД-1	34000
ПНД-3	31000
ПНД-4	32000
ПВД-5	49000
ПВД-6	49000

Следует пояснить, что выбор стоимостей для исходной точки расчета при рассмотрении широкого диапазона экономических условий не влияет на результат оптимизации.

Необходимо также отметить, что метод оптимизации подразумевает постоянное для всех вариан-

Таблица 1. Ограничения значений оптимизируемых параметров

Варьируемый ограничиваемый параметр	Количество параметров	Значение	
		минимальное	максимальное
Недогрев, °С:			
ПНД	3	1	7
ПВД	2	1	7
Недоохлаждение дренажа, °С:			
ПНД	2	5	20
ПВД	2	5	20

Таблица 2. Значения экономических комплексов для теплообменного оборудования системы регенерации

Теплообменный аппарат	Значения комплексов b_i для диапазона внешних экономических условий		
	$1b$	$2b$	$3b$
ПНД-1	0.074	0.148	0.222
ПНД-3	0.068	0.135	0.203
ПНД-4	0.069	0.138	0.208
ПВД-5	0.107	0.214	0.322
ПВД-6	0.107	0.214	0.322

тов соотношение стоимостей теплообменных аппаратов (пропорциональное их изменению). Данное условие выполняется в большинстве случаев, так как разработчик редко отходит от традиций и единой идеологии создания серийного теплообменного оборудования систем регенерации ТУ АЭС. Поэтому в рамках одного проекта стоимость ПНД относительно ПВД существенно не изменяется.

Для расчета реперных значений экономического комплекса $b_{i \text{ реп}}$ для каждого теплообменного аппарата (табл. 2) в качестве граничной экономической ситуации приняты следующие внешние условия: стоимость энергоблока 6 млрд дол., КИУМ 90%, период амортизации 40 лет, дисконтная ставка 8%.

Для проверки устойчивости полученных оптимальных значений параметров системы регенерации ТУ в условиях нестабильности экономической ситуации (например, на отечественных энергоблоках период договора о поставке мощности составляет 20 лет; также за последние 7 лет курс рубля изменился почти в 2 раза, чего нельзя сказать о стоимости оборудования) расчеты производились для диапазона значений $b_i = (1; 2; 3) b_{i \text{ реп}}$ ($1b$ – высокие капитальные затраты на энергоблок/дешевое теплообменное оборудование; $2b$ – промежуточный вариант; $3b$ – низкие капитальные затраты на энергоблок/дорогое теплообменное оборудование).

РАСЧЕТНЫЕ МОДЕЛИ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Разработка расчетных моделей теплообменного оборудования производилась с использованием руководящего технического материала по проектированию поверхностных подогревателей высокого и низкого давления [4] с принятием ряда упрощений, касающихся учета средств дистанционирования теплообменных трубок, входных-выходных камер/коллекторов, вопросов прочности, особенностей расчета коэффициентов теплоотдачи при конденсации.

Поскольку искомой величиной является площадь поверхности теплообмена, которая определяется в первую очередь параметрами и расходами

сред, модели по большей части представляют собой переменный по длине многоходовой пучок труб в корпусе заданного (стандартного) диаметра.

ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО ПОВЫШЕНИЮ ТЕМПЕРАТУРЫ ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

Термодинамическая эффективность цикла Ренкина в значительной степени зависит от регенеративного подогрева рабочего тела, основной характеристикой которого является температура питательной воды.

В зарубежной практике на АЭС с PWR применяется парогенератор вертикальной конструкции, в котором для дополнительного охлаждения теплоносителя I контура реактора выделяется экономайзерный участок. Его наличие позволяет при заданной температуре теплоносителя увеличить давление генерируемого пара либо уменьшить площадь поверхности парогенератора [5].

В отечественной практике разработана и освоена горизонтальная конструкция парогенератора, в которой отсутствует выделенный экономайзерный участок. В этом случае давление генерируемого пара определяется допустимым минимальным температурным напором на выходе теплоносителя. Поскольку нагрев в такой конструкции происходит в общем объеме кипящей питательной воды, то ее температура почти не влияет на габариты теплообменной поверхности парогенератора при его конструировании. Поэтому при повышении температуры питательной воды увеличивается только паропроизводительность парогенератора и изменяются капитальные затраты на ПВД.

Чтобы компенсировать отсутствие экономайзерного участка на отечественных АЭС, предлагается рассмотреть возможность повышения температуры питательной воды. На рис. 2 приведена зависимость электрической мощности $N_{\text{нетто}}$ турбоустановки от температуры питательной воды $t_{\text{п.в}}$ на входе в парогенератор и давления в первом отборе p_1 . На графике видно, что при термодинамически оптимальной температуре питательной воды примерно 232°C повышение электрической мощности составит около 1 МВт.

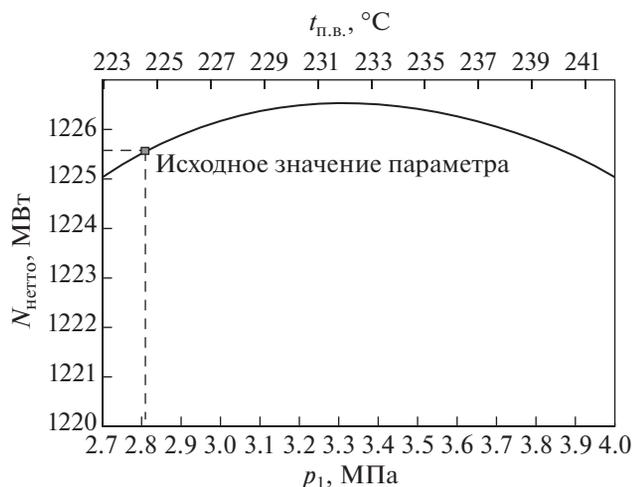


Рис. 2. Зависимость мощности турбоустановки от температуры питательной воды на входе ПГ

Опыт разработки турбоустановок АЭС большой мощности показывает, что при оптимизации ключевых параметров энергетического цикла (таких как температура питательной воды), зависящих от конфигурации проточной части (давления в отборах турбины), термодинамический оптимум соответствует технико-экономическому. При типичных для отечественных энергоблоков экономических характеристиках паритет электрической мощности $\left(\Pi = \frac{c_3 h}{a_{год}} \right)$ составляет около 200 млн руб/МВт, поэтому эффект от реализации предложения по повышению температуры питательной воды превзойдет затраты на разработку нового проекта ПВД и увеличение стоимости его теплообменной поверхности.

С учетом данных, приведенных на рис. 2, дальнейшие расчеты оптимальных значений параметров системы регенерации производились с давлением в первом отборе $p_1 = 3.16$ МПа, что соответствует температуре питательной воды 230°C перед ПГ в реперной точке.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ РЕГЕНЕРАТИВНОГО ПОДОГРЕВА ПИТАТЕЛЬНОЙ ВОДЫ

С использованием рассчитанных экономических комплексов (см. табл. 2) в рамках заданных ограничений была произведена многофакторная технико-экономическая оптимизация параметров теплообменного оборудования системы регенерации тихоходной турбоустановки АЭС с ВВЭР по критерию годового экономического эффекта $\Delta \mathcal{E}$ для разных экономических условий, результаты которой представлены в табл. 3.

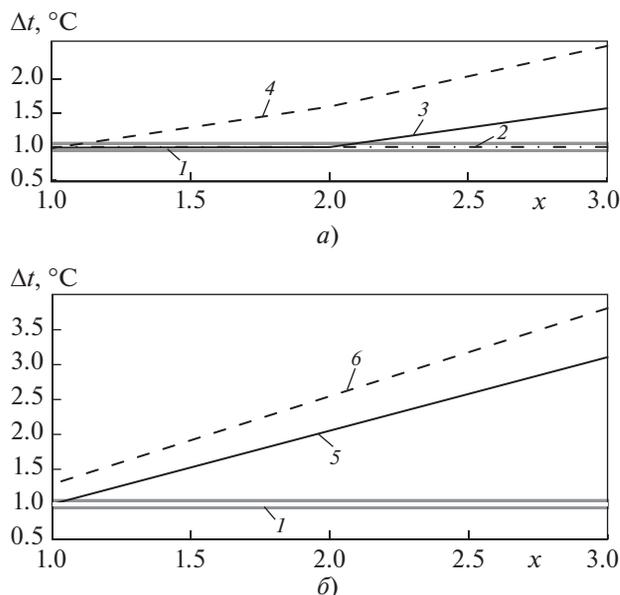


Рис. 3. Зависимость оптимальных значений недогревов Δt в подогревателях низкого (а) и высокого (б) давления от внешних экономических условий (коэффициента x перед комплексом b_i). 1 – ограничение недогрева в зоне конденсации пара (КП); недогрев: 2 – в ПНД-1; 3 – в ПНД-4; 4 – в ПНД-3; 5 – в ПНД-6; 6 – в ПНД-5

Диапазоны оптимальных параметров для конденсационной зоны ПНД и ПВД приведены на рис. 3.

Полученные для охладителей дренажа значения температурных напоров свидетельствуют о их высокой технико-экономической эффективности. Отечественные охладители дренажа подогревателей АЭС обычно проектируются на 6°C и более, зарубежные – на 5–6°C [6]. Из расчетов следует, что необходимо переходить к уровням недоохлаждений, принимаемым за рубежом.

Результаты исследований недогревов в ПНД согласуются с современными тенденциями проектирования систем подогрева основного конденсата ТУ АЭС. В наиболее вероятных зонах экономических условий 1b и 2b оптимальные недогревы составляют 1.0–2.0°C. Такие малые температурные напоры обусловлены высокой степенью влияния на тепловую эффективность цикла и значительно меньшей, относительно ПВД, стоимостью подогревателей низкого давления.

Следует отметить, что предлагаемая модель не учитывает влияние компоновки оборудования. Например, в действительности размеры ПНД-1 могут ограничиваться габаритами выхлопного патрубка конденсатора турбины. Исходя из этого, можно сделать вывод, что ПНД должны проектироваться на минимальные недогревы в рамках технологических и компоновочных ограничений, устанавли-

Таблица 3. Результаты оптимизации значений параметров теплообменного оборудования II контура

Показатель	Исходная схема*	Диапазон экономических условий		
		$1b_{\text{реп}}$	$2b$	$3b$
Недогрев, °С:				
ПНД-1	2.5	1.0	1.0	1.0
ПНД-3	2.0	1.0	1.6	2.5
ПНД-4	1.5	1.0	1.0	1.6
ПВД-5	2.0	1.3	2.6	3.8
ПВД-6	2.9	1.0	2.1	3.1
Недоохлаждение дренажа, °С:				
ПНД-3	6.0	5.0	5.0	5.0
ПНД-4	5.0	5.0	5.0	5.0
ПВД-5	7.0	5.0	5.0	5.0
ПВД-6	7.0	5.0	5.0	5.0
Давление в первом отборе ЦВД, МПа	2.81	3.16		
Электрическая мощность нетто, МВт**	1225.6	1228.0	1227.4	1226.5
Пример годового экономического эффекта $\Delta \mathcal{E}$ (для внешних экономических условий: $c_3 = 2.5$ руб/(кВт · ч); $h = 7884$ ч/год), млн руб/год	0	33	22	19

* Исходные значения параметров системы регенерации ТУ влияют только на абсолютное значение годового экономического эффекта.

** В электрической мощности нетто учитываются только потребности на собственные нужды турбоустановки (на привод ПЭН, КЭН, СКЭН).

ваемых конструкторами оборудования и проектировщиками машинного зала ТУ.

На последующих этапах, после уточнения конструкции оборудования, его стоимости, капитальных вложений в блок, разработчик может определить оптимальные значения параметров, используя полученные зависимости. Например, для экономических условий $c_3 = 2.5$ руб/(кВт · ч), КИУМ 90%, $a_r = 10\%$ стоимость изменяющейся части ПВД 45000 руб/м², комплекс b_i для ПВД-5,6 будет равен 0.228 (коэффициент перед $b_{\text{реп}} - 2.13$), что соответствует оптимальным недогревам в аппаратах 2.7 и 2.2°С. При стоимости изменяющейся части ПНД-3,4 28400 и 29000 руб/м² в указанных выше экономических условиях оптимальные недогревы составят 1.7 и 1.1°С соответственно.

ПРОВЕРКА РЕШЕНИЙ НА ОПТИМАЛЬНОСТЬ

Была произведена проверка решений на оптимальность путем расчета частных производных целевой функции по каждому варьируемому параметру ($\pm 0.25^\circ\text{C}$). Оптимальной точке соответствует решение, которое имеет отрицательные производные по всем параметрам. Результаты

представлены в табл. 4, тоновое форматирование которой визуализирует, как сильно изменяется целевая функция в выбранном направлении, например темный цвет – зависимость сильно выражена, светлый – слабо выражена. Ячейки с нулевыми значениями соответствуют достижению установленного ограничения при оптимизации.

ВЫВОДЫ

1. В связи с неопределенностью условий создания и эксплуатации проектируемых энергоблоков АЭС расчет оптимальных значений параметров турбоустановки с учетом конкретных экономических условий, выбранных по тем или иным соображениям, может иметь низкую точность. Поэтому целесообразно определять зависимость оптимальных значений параметров от внешних экономических условий, т.е. находить множество оптимальных решений, соответствующих множеству различных экономических ситуаций.

2. Ввиду особенностей горизонтальной конструкции парогенератора отечественных ТУ АЭС следует рассмотреть возможность повышения температуры питательной воды до 230°С.

Таблица 4. Проверка полученных значений параметров системы регенерации на оптимальность

Внешние экономические условия		1b		2b		3b	
Значение целевой функции в оптимуме		1659		1103		938	
Шаг варьирования, °С		-0.25	+0.25	-0.25	+0.25	-0.25	+0.25
Варьируемый параметр		Изменение целевой функции при варьировании параметра					
Недогрев, °С	ПНД-1	0.0	-57.1	0.0	-30.6	0.0	-4.1
	ПНД-3	0.0	-6.1	-5.5	-0.1	-1.1	-2.2
	ПНД-4	0.0	-29.1	0.0	-2.6	-5.4	-3.3
	ПВД-5	-10.9	-1.2	-3.6	-2.1	-1.3	-2.5
	ПВД-6	0.0	-5.4	-3.3	-6.2	-1.3	-4.8
Недоохлаждение дренажа, °С	ПНД-3	0.0	-9.1	0.0	-8.8	0.0	-8.3
	ПНД-4	0.0	-0.7	0.0	-0.7	0.0	-0.7
	ПВД-5	0.0	-8.1	0.0	-7.4	0.0	-6.6
	ПВД-6	0.0	-3.1	0.0	-2.9	0.0	-2.6

Примечание. Ячейки затонированы в зависимости от степени изменения критерия: самый темный – быстрое изменение, самый светлый – медленное. Промежуточные варианты соответствуют степени интенсивности оттенка.

3. Целесообразен переход к недоохлаждениям конденсата греющего пара в охладителях дренажа на 5–6°С.

4. Экономически выгодно создавать подогреватели низкого давления с максимальной тепловой эффективностью (на близкие к предельным недогревы) в рамках технологических и компоновочных ограничений.

5. Для недогревов в ПВД найден технико-экономический оптимум – от 1.7 до 2.7°С в наиболее вероятной зоне экономических условий.

6. Представленная в работе методика технико-экономической оптимизации может использоваться для определения оптимальных значений параметров проектируемых теплоэнергетических систем в условиях неопределенности требований к режимам функционирования установки в единой энергосистеме, экономической ситуации на рынке электроэнергии, топлива и оборудования.

7. Полученные авторами результаты могут быть применены разработчиками при проектировании турбоустановок АЭС с ВВЭР.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Кулаков Е.Н., Попов А.В., Кругликов П.А. Оптимизация параметров системы поддержания температуры воды на входе парогенератора энергоблока с реактором БРЕСТ-ОД-300 // Технологии обеспечения жизненного цикла ядерных энергетических установок. 2021. Т. 25. № 3. С. 23–35. https://doi.org/10.52069/2414-5726_2021_3_25_23
- Economics** of nuclear power plant investment: Monte Carlo simulations of generation III/III+ investment projects / В. Wealer, S. Bauer, L. Göke, C. von Hirschhausen, C. Kemfert // DIW Berlin Discussion. Paper No. 1833, 2019. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3494247>
- The economics** of nuclear power. World Nuclear Association, Dec. 2008.
- Руководящий** технический материал. Расчет и проектирование поверхностных подогревателей высокого и низкого давления. РТМ 108.271.23-84. Л.: НПО ЦКТИ, 1987.
- О возможности** организации экономайзерного участка в горизонтальных парогенераторах / А.У. Липец, В.В. Стекольников, В.Ф. Титов, Г.А. Таранков, В.А. Локшин, В.А. Малкис // 6-й Междунар. семинар по горизонтальным парогенераторам. Подольск: ОКБ “Гидропресс”, 22–24 марта 2004 г.
- Современный** уровень и тенденции в проектировании и эксплуатации подогревателей высокого и низкого давления паровых турбин ТЭС и АЭС в России и за рубежом. Ч. 2: Особенности проектирования и эксплуатации подогревателей / Ю.М. Бродов, К.Э. Аронсон, А.Ю. Рябчиков, М.А. Ниренштейн, И.Б. Мурманский, Н.В. Желонкин // Теплоэнергетика. 2020. № 11. С. 17–27. <https://doi.org/10.1134/S004036362011003X>

Performance Optimization for the Regenerative Feedwater Heating System of Turbine Units at Nuclear Power Plants with Type VVER Reactors

E. N. Kulakov^{a, *}, V. A. Dub^b, Yu. V. Smolkin^a, and A. N. Kovalenko^a

^a OAO Polzunov Scientific and Development Association on Research and Design of Power Equipment (NPO CKTI), St. Petersburg, 191167 Russia

^b AO Atomenergoproekt, Moscow, 105120 Russia

*e-mail: KulakovEN@ckti.ru

Abstract—The cost of electricity generated at a nuclear power plant (NPP) considerably depends on the NPS thermal effectiveness. An important reserve for increasing the thermal effectiveness of nuclear power plants with water-moderated water-cooled power reactors (VVER) lies in the performance optimization of the system for regenerative heating of feed water and main condensate. In this paper, this problem is formulated as applied to a promising low-speed turbine unit at NPPs with VVER reactors. According to the regulations adopted abroad and in Russia, the criterion of technical and economic efficiency, on the basis of which a decision can be made on the choice of one or another equipment configuration, is the reduced cost of electricity for the entire period of operation. It is advisable to use it when all performance indicators of power units are available and the economic conditions for the development, construction, operation, and decommissioning of the power unit, as well as the conditions for its operation in the power system during various time periods, are known. At the stages of making decisions on the thermal scheme and equipment designs, criteria are used in Russia and abroad to reduce the cost of electricity relative to a basic case. In doing so, only the cost components, which is affected in optimizing the technical solutions for the power unit, are considered. An optimization of performance indicators of the regenerative feedwater heating system is carried out in this work for a low-speed turbine unit at an NPP with type VVER reactor based on the criterion of annual economic effect. The specific of the used procedure is the determination of optimal values of the regenerative system parameters on a change in the conditions at the electricity and equipment market, operating conditions, and economic policy. Based on the calculated results, it is proposed to increase the feedwater temperature at the steam generator inlet. It has been established that it is necessary in order to improve the efficiency of a turbine plant to design low-pressure heaters with the minimum (within the process and layout limitations) subcooling to the saturation temperature due to their high thermodynamic contribution to the cycle efficiency and a relatively low cost. For the subcoolings in high-pressure heaters, technical and economic optimums have been determined. The presented procedure for technical and economic optimization may be used to determine the optimal values of the parameters of thermal power systems. The results obtained may be used by developers in designing turbine units for NPPs with type VVER reactors.

Keywords: VVER, turbine unit, cost of electricity, regeneration system, high- and low-pressure heaters, thermal effectiveness, parameter optimization